

동북아 전력계통 연계를 통한 용통전력 도입 시 가격상한 수준에 대한 분석

論 文

55A-3-6

Estimation of Electricity Price of the Imported Power via Interstate Electric Power System in North-East Asia

金 洪 權* · 鄭 求 亨** · 金 發 鎬†
(Kim, Honggeun · Chung, Koohyung · Kim, Balho)

Abstract - Interstate electric power system, as an alternative for energy cooperation under regional economic bloc, has been hotly debated before progressing the restructure in electric power industry and rapidly expanded in many regions after 1990s. Especially, since northeast asia has strong supplementation in resource, load shape, fuel mix etc., electric power system interconnection in this region may bring considerable economic benefits. Moreover, since Korean electric power system has a great difficulty in a geographical condition to interrupt electricity transaction with other countries, it has been expanded as an independent system to supply all demand domestically. As a result, Korean electric power system makes considerable payment for maintaining system security and reliability and expands costly facilities to supply a temporary summer peak demand. Under this inefficiency, if there are electricity transactions with Russia via the North Korea route then economic electric power system operation may be achieved using seasonal and hourly differences in electricity price and/or load pattern among these countries. In this paper, we estimate price cap of transacted electricity via interstate electric power system in northeast asia. For this study, we perform quantitative economic analysis on various system interconnection scenarios.

Key Words : North-East Asia, Electric Power System Interconnection, Price of Imported Power, WASP

1. 서 론

국가 간 계통연계는 지역 간 경제블록화에 따른 에너지 협력방안의 하나로서 전력산업 구조개편 이전부터 전 세계 지역별로 활발히 적용되고 있으며 1990년대 이후 급속한 증가 추세를 나타내고 있다. 특히 동북아 지역은 자원보유, 부하곡선, 전원구성 등의 측면에서 상호 보완성이 높으며 세계 여타 지역보다 계통연계로 인한 경제적 유용성이 클 것으로 예상되고 있다.

국내의 전력계통은 지리적, 정치적 여건상 해외로부터의 전력용통이 곤란하였기 때문에, 모든 수요를 자체적으로 공급하는 독립계통의 형태로 성장해 왔다. 이로 인해 전력공급 시 높은 신뢰도가 요구되고 있으며, 또한 하계에 일시적으로 급증하는 수요에 대해서도 차질 없이 전력을 공급하기 위해 고가의 설비를 확충해야 하는 등 매우 비경제적인 상태로 계통을 운영하고 있다. 이러한 상황에서 동북아 지역의 계통연계를 통한 전력용통이 가능해진다면, 계통 간 전력 공급가격의 차이 및 수요패턴 차이에 따른 잉여설비의 가용도 확대에 의해 보다 경제적으로 전력을 공급할 수 있다.

본 논문에서는 동북아 계통연계를 통한 전력용통이 가능할

경우, 용통전력을 도입하는 시기 및 그 규모에 따라 경제성을 확보할 수 있는 용통전력 도입 상한가격 수준에 대한 분석을 수행하였다. 전력계통의 경제성 분석은 일반적으로 현존하는 발전기의 규모와 기술적 특성, 미래의 전력수요 수준과 소비 패턴, 신규 투입될 발전기의 규모와 특성, 향후 연료가격의 수준 및 전력계통 운영기준(급전기준) 등의 제반사항이 동시에 고려되어야 하기 때문에, 전산 프로그램에 의한 시뮬레이션 기법에 의존하는 것이 일반적이다. 이를 위해 본 논문에서는 국내·외 전원계획 전산모형으로 적용되고 있는 WASP 모형을 이용하였다.

2. 분석 전제

본 논문에서는 2004년도에 수립된 제2차 전력수급기본계획 [1]을 기준으로, 다양한 전력용통 시나리오에 대한 경제적 효과를 분석하였다. 동북아 전력용통에 따른 경제적 효과는 도입 시점에서부터 최소 10년 이상 장기적 관점에서 분석이 필요하다. 따라서, 본 논문에서는 2010년부터 2020년까지의 기간을 분석 대상으로 설정하였다. 현재의 국내 전력수급계획은 2017년까지 계획되어 있기 때문에 그 이후의 기간에 대해서는 WASP 모형에 의한 비용최소화 계획을 별도로 도출하였으며[5], 이를 바탕으로 다양한 전력용통 시나리오에 대한 경제성 평가를 수행하여 그 결과를 비교·분석하였다. 또한, 용통전력의 이용률을 100%가 확보되도록 급전순위를 부여하여 분석을 수행하였으며, 추가적으로 90%와 80% 이용률 수준에 대해서도 분석을 수행하여 용통전력 도입계약 조건에

† 교신저자, 正會員: 弘益大學 電氣情報制御工學科 副教授 · 工博
E-mail : bhkim@wow.hongik.ac.kr

* 正會員: 韓國電力去來所 戰力計劃處 課長

** 正會員: 弘益大學 電氣情報制御工學科 博士課程

接受日字: 2005年 11月 1日

最終完了: 2005年 12月 13日

따른 영향을 파악할 수 있도록 하였다.

2.1 주요 입력자료

동북아 계통연계를 통한 용통전력 도입의 경제적 효과를 분석하기 위해, 2017년까지는 제2차 전력수급 기본계획에 반영되어 있는 전력수요와 설비계획을 그대로 반영하였으며, 2018~2020년까지의 전력수요는 연평균 증가율을 이용하여 확장하였고 설비계획은 WASP 모형에 의한 비용최소화 대안을 도출하여 적용하였다. 단, 최근 가격이 급변하는 연료에 대한 운전비용의 경우에는 2004년 말 데이터를 적용하였다.

2.2 분석 시나리오

경제성 분석을 수행하기 위해, 용통전력이 존재하지 않는 경우(시나리오0)와 각각 2GW(시나리오1), 3GW (시나리오2), 4GW(시나리오3)의 용통전력을 도입하는 경우 등 총 4개의 시나리오를 설정하였다.

본 논문에서 분석하고자 하는 내용은 각각 다른 용량의 용통전력을 도입하는 경우 용통전력을 도입하지 않는 경우에 비해 어느 정도의 경제적 이익을 얻을 수 있는가에 대한 것이다. 이를 위해서는 도입하고자 하는 용통전력의 용량(MW) 뿐만 아니라 도입가격(원/kWh)이 결정되어야 한다. 그러나 아직까지 용통전력의 도입가격에 대한 정보가 전무한 상태이므로, 본 논문에서는 각각의 용통전력 도입 시나리오(S1,S2,S3)에서 도출된 최적대안의 총비용이 기준 시나리오(S0)에서 도출된 최적대안의 총비용과 같아지는 점에서 용통전력의 도입 상한가격을 try-and-error 방식에 의해 역으로 산정하였다. 그러므로 향후 용통전력의 도입가격이 결정될 경우, 본 논문에서 산정한 상한가격과 검토된 도입가격과의 차이가 결국 경제적 이익으로 작용할 것이다.

표 1 분석 시나리오

Table 1 Scenarios for power exchange

구분	내용	비고
시나리오0(=S0)	용통전력 없음	기준안
시나리오1(=S1)	용통전력 2GW	대안 1
시나리오2(=S2)	용통전력 3GW	대안 2
시나리오3(=S3)	용통전력 4GW	대안 3

3. 동북아 전력계통 연계를 통한 용통전력 도입 상한가격 분석

용통전력의 이용률이 100%가 되도록 급전순위를 결정한 후, WASP 전산모형을 이용하여 각각의 시나리오에 대한 비용최소화 대안을 도출한 결과는 <표 2>에서 보여주고 있다. WASP 전산모형의 목적함수는 최종연도까지 누적된 총비용이기 때문에 용통전력의 도입가격은 2020년을 기준으로 도출되었으며, 중간연도(2010, 2015 및 2017년)의 총비용은 참고로 제시하였다.

표 2 시나리오별 비용최소화 대안의 총비용 산정결과
Table 2 Prices of imported power by scenario

구분	총비용(백만원)				용통전력 구입가
	2010	2015	2017	2020	
S0	16,220,636	75,667,920	94,434,816	154,326,064	용통전력 無
S1	16,149,057	75,487,472	94,254,624	154,312,432	56원/kWh
	16,165,994	75,573,824	94,362,800	154,483,472	57원/kWh
	16,182,932	75,660,176	94,470,968	154,654,512	58원/kWh
	16,199,869	75,746,528	94,579,136	154,825,584	59원/kWh
	16,216,806	75,832,888	94,687,320	154,996,640	60원/kWh
	16,233,743	75,919,240	94,795,488	155,167,680	61원/kWh
S2	16,109,544	75,377,384	94,123,600	154,166,624	56원/kWh
	16,134,950	75,506,896	94,265,504	154,423,200	57원/kWh
	16,160,356	75,636,416	94,448,080	154,679,760	58원/kWh
	16,185,761	75,765,928	94,610,320	154,936,320	59원/kWh
	16,211,167	75,895,448	94,772,560	155,192,880	60원/kWh
	16,236,573	76,024,968	94,934,800	155,449,424	61원/kWh
S3	16,075,707	75,352,352	94,096,176	154,132,032	56원/kWh
	16,109,582	75,525,016	94,312,448	154,474,112	57원/kWh
	16,143,456	75,697,688	94,528,760	154,816,224	58원/kWh
	16,177,331	75,870,360	94,745,048	155,158,288	59원/kWh
	16,211,205	76,043,024	94,961,328	155,500,384	60원/kWh
	16,245,080	76,215,696	95,177,616	155,842,464	61원/kWh

<표 2>에서 보여주고 있는 바와 같이, 용통전력이 존재하지 않는 경우인 기준시나리오(S0)에 대한 최종연도(2020년)까지 비용최소화 대안의 총비용은 154,326,064백만원으로 산정되었다. 단, 이는 할인율 7%를 적용하여 기준연도로 현가화한 값이다.

용통전력을 도입할 경우(S1, S2, S3)는 56원/kWh 이하의 가격으로 구입하는 것이 용통전력을 도입하지 않는 경우(S0)에 비해 경제성을 확보하는 것으로 분석되었다. 즉, 위의 <표 2>에서 확인할 수 있는 바와 같이, 용통전력을 각각 2GW, 3GW 및 4GW로 국내 전력계통에 도입할 경우 2020년 기준으로 경쟁력을 갖는 상한가격은 모두 56원/kWh 수준인 것으로 분석되었다.

그러나 도출된 결과를 보다 자세히 살펴보면, 용통전력이 경쟁력을 갖는 도입 상한가격은 분석기간 및 도입 규모별로 달라지는 것을 확인할 수 있다. <표 2>에서 보여주고 있는 바와 같이, 2010년 기준으로는 S1, S2, S3 모두 60원/kWh 수준으로 도입하여도 경쟁력을 갖는 반면, 2015년 기준으로는 S1과 S2는 58원/kWh, S3은 57원/kWh 수준에서 경쟁력을 확보하는 것으로 도출되었다. 2017년을 기준으로 할 경우에는 S1, S2, S3 모두 57원/kWh 수준에서 경쟁력을 확보하는 것을 확인할 수 있다.

이러한 결과를 바탕으로, 분석기간이 짧을수록(도입시기가 단기간일수록) 높은 가격으로 용통전력을 도입하여도 경쟁력이 존재하지만, 분석기간이 길수록(도입시기가 장기간일수록) 보다 낮은 가격으로 용통전력을 도입하여야만 경쟁력을 확보

하는 것으로 평가할 수 있다. 이는 분석기간을 보다 장기간으로 설정할 경우, 비용최소화 대안으로 도출되는 신규설비가 증가함으로 인해 신규설비와 용통전력이 경쟁을 하는 환경이 형성되기 때문으로 판단된다. 신규설비는 대부분 원자력 1,400MW 또는 석탄 800MW로 구성되며, 이러한 신규설비의 발전원가는 30~40원 수준을 유지하기 때문에 이들과 경쟁을 해야 하는 용통전력의 구입가격도 40원대 수준까지 낮아져야만 경쟁력을 갖게 될 것으로 예상된다.

한편, 계획기간 뿐만 아니라 도입 규모 역시 도입 가격대별로 경쟁력 수준에 다소의 차이가 발생하는 것으로 도출되었다. 용통전력 도입 상한가격의 개념을 벗어나 각 시나리오별로 분석된 모든 가격대의 총비용 순위를 살펴보면 다음과 같다.

- 도입가격이 56원/kWh 일 경우 : S3 - S2 - S1 -S0
- 도입가격이 57원/kWh 일 경우 : S0 - S2 - S3 -S1
- 도입가격이 58원/kWh 일 경우 : S0 - S1 - S2 -S3
- 도입가격이 59원/kWh 일 경우 : S0 - S1 - S2 -S3
- 도입가격이 60원/kWh 일 경우 : S0 - S1 - S2 -S3
- 도입가격이 59원/kWh 일 경우 : S0 - S1 - S2 -S3

위 순위에서 확인할 수 있는 바와 같이, 56원/kWh 이하의 도입가격에서는 4GW의 용통전력을 도입하는 S3 대안이 가장 유리한 것으로 나타났지만, S0 대안을 제외하면 도입가격이 57원/kWh인 경우에는 3GW의 용통전력을 도입하는 S2 대안이 가장 유리하며, 도입가격이 58원/kWh 이상이 되면 2GW의 용통전력을 도입하는 S1 대안이 가장 유리한 것으로 나타났다. 결과적으로, 동북아 계통연계를 통한 용통전력의 도입가격이 56원/kWh 이하에서 결정될 경우에는 가능한 대규모(4GW)의 용통전력을 도입하는 것이 유리하며, 도입가격이 56원/kWh를 초과할 경우에는 용통전력을 도입하지 않는 것이 가장 경제적이지만 의무적으로 도입한다고 가정하면 가능한 작은 규모(2GW)로 용통하는 것이 바람직한 것으로 평가된다.

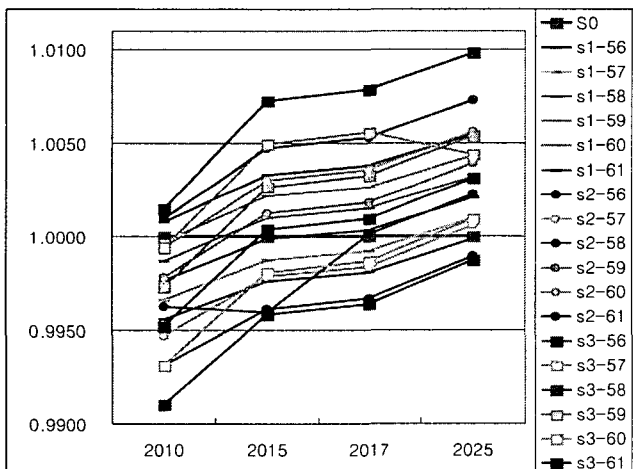


그림 1 시나리오별 총비용의 상대적 우선순위 (기준안을 1.0으로 할 경우)

Fig. 1 Relative orders of total cost by scenario

4. 용통전력 이용률에 따른 도입 상한가격 비교

본 절에서는 용통전력 도입 시나리오별로 용통전력의 이용률을 각각 90% 및 80% 수준이 되도록 급전순위를 결정하여 비용최소화 기준의 대안을 도출한 결과를 비교·분석하였다. 분석기준은 앞 절에서 전제한 기준과 동일하게 적용하였다. 이에 대한 분석 결과는 <표 3>에서 보여주고 있다.

표 3 용통전력 이용률에 따른 시나리오별 구입가격 Table 3 Prices of imported power by availability

구분	최종연도 총비용(백만원)	용통전력 구입가	
S0	154,326,064	용통전력 無	
S1 (2 GW)	153,870,608	56원/kWh	
	154,026,160	57원/kWh	
	154,181,680	58원/kWh	
	154,337,248	59원/kWh	
	154,492,784	60원/kWh	
	이용률 90%	153,900,688	60원/kWh
		154,041,312	61원/kWh
		154,181,936	62원/kWh
		154,322,560	63원/kWh
	154,463,184	64원/kWh	
S2 (3 GW)	153,580,416	56원/kWh	
	153,810,848	57원/kWh	
	154,041,264	58원/kWh	
	154,271,196	59원/kWh	
	154,502,112	60원/kWh	
	이용률 90%	153,841,968	60원/kWh
		154,057,264	61원/kWh
		154,272,560	62원/kWh
		154,487,856	63원/kWh
	S3 (4 GW)	153,316,752	56원/kWh
153,623,616		57원/kWh	
153,928,000		58원/kWh	
154,232,320		59원/kWh	
154,536,656		60원/kWh	
이용률 90%		153,692,000	60원/kWh
		153,973,184	61원/kWh
		154,254,352	62원/kWh
		154,535,552	63원/kWh

그 결과, 용통전력의 이용률이 낮아짐에 따라 경제성이 발생하는 용통전력의 도입 상한가격은 상승하는 것으로 나타났다. 각각의 시나리오별로 용통전력의 이용률에 따라 도출된 도입 상한가격 수준에 대한 결과를 정리하면 다음의 <표 4>와 같다.

표 4 용통전력 이용률에 따른 도입 상한가격 비교

Table 4 Price cap of imported power by availability

구 분	용통전력 도입 상한가격(원/kWh)		
	100%	90%	80%
S1	56	58	63
S2	56	59	62
S3	56	59	62

이러한 결과를 바탕으로, 용통전력은 이용률 100%의 Must Run 조건으로 도입하기보다는 국내 전력계통에 높은 수요가 발생하는 시간대를 중심으로 선택적으로 도입하는 것이 보다 유리하다고 판단할 수 있다. 그러나 위의 결과는 부하지속곡선(Load Duration Curve, LDC)을 이용한 시뮬레이션 결과로서, 실제 급전은 실시간 시간대별 부하(Chronological Load Curve, CLC)를 기준으로 수행하게 되므로 이용률 100%(Must Run) 이외의 급전위치에서는 현실과 차이가 발생할 수 있다. 따라서, 용통전력의 도입 상한가격에 대한 기준은 이용률 100%를 기준으로 설정하는 것이 바람직한 것으로 판단되며, 이를 기준으로 도입 상한가격을 설정하되 용통전력 구매조건은 Must Run이 아닌 시간대별 선택적 구매조건으로 추진하는 것이 경제적 이익을 더욱 극대화하는 방안인 것으로 판단된다. 단, 이와 같이 도출된 용통전력이 경제성을 확보하는 도입 상한가격은 현재의 전력공급 시나리오와 수요성장 시나리오 및 연료가격 시나리오에 대한 전체에 따른 결과로서 제한적인 의미를 가지고 있음에 주의해야 한다.

5. 분석 결과에 대한 시사점

용통전력의 도입 상한가격을 도출한 결과, 2020년 기준으로 약 56원/kWh 수준에서 도입되는 용통전력에 경쟁력이 발생하는 것으로 분석되었다. 그러나 이 결과에 대한 신뢰성을 판단하기 위해서는 도출된 결과가 과연 현실적으로 타당한지 여부를 점검할 필요가 있다. 이를 위해, 현재 운영중인 CBP 시장의 전력시장 운영통계를 기준으로 각 전원별 거래가격과 위에서 도출된 상한가격을 비교·분석하였다.

표 5 2003년도 전원별 정산단가

Table 5 Purchasing prices by fuel type in 2003

구 분	원자력	유연탄	석유	가스	계통평균
CP정산단가(A) (원/kWh)	21.65	23.27	16.16	17.80	21.64
에너지정산단가(B) (원/kWh)	18.10	18.89	58.89	63.72	27.02
총정산단가(A+B) (원/kWh)	39.75	42.16	75.05	81.52	48.66
총발전량 비중 (%)	41.5	36.9	6.4	10.8	100

용통전력은 일반적으로 급전순위 상 하위에 위치하는 고비용의 침두설비를 우선적으로 대체하게 되며, 본 논문에서도 전산모형 내부에서 이와 같이 급전순위를 부여하였다. 따라

서, 용통전력이 국내 계통에 투입될 경우 고비용인 석유, 가스 설비 등을 우선적으로 대체하게 될 것으로 예상된다.

<표 5>에서 확인할 수 있는 바와 같이, 석유와 가스 발전 설비의 변동비 부문 정산가격이 58~63원/kWh 수준에서 결정되고 있기 때문에, 용통전력이 이들을 대체하면서 경쟁력을 확보하기 위해서는 대략 kWh 당 50원 대 후반부터 60원 대 초반에서 도입가격이 형성되어야 한다. 따라서, WASP 전산모형을 통해 도출된 60원~56원/kWh의 용통전력 도입 상한가격은 현실적으로 크게 차이가 나지 않는 수준임을 알 수 있다. 단, 위의 <표 5>에 제시된 정산가격은 2003년도의 실적치이며, 본 논문의 경제성 분석에서 적용한 연료가격은 2004년말 기준치로서 2003년도에 비해 연료가격이 상승한 점은 감안해야 한다. 또한, 도입 시기가 장기적으로 갈수록 도입 상한가격이 낮아지는 것은 향후 에너지 정산가격이 점차 낮아지게 될 것임을 시사한다. 이는 향후에는 기존의 노후설비 대신 고효율의 신규설비가 보다 많은 비중을 차지하게 되어 전반적으로 정산단가가 낮아지게 되는 것을 의미한다. 실제로 본 논문의 분석결과에서도 2020년경으로 갈수록 신규설비가 많이 투입되기 때문에 계통 전체의 생산가격이 낮아지는 것을 확인할 수 있다.

이러한 결과를 종합할 때, 결국 용통전력의 도입 상한가격은 분석기간과 공급대안(전원구성, 예비력 수준, 신재생에너지의 공급비중 등)에 따라 달라지게 될 것이며, 특히 향후 연료가격 수준에 따라 직접적인 영향이 있을 것으로 판단된다. 또한, 향후 전력수요가 어떻게 시현될 것인가에 따라서도 용통전력 도입 상한가격은 매우 달라질 수 있다. 결과적으로, 용통전력이 경쟁력을 확보하기 위한 도입 상한가격은 향후 신규 발전설비 건설의 불확실성, 수요성장의 불확실성, 신재생에너지 등 정책적 설비의 구현 불확실성, 연료가격의 변동 불확실성, 기후변화협약 등에 따른 탄소세 부과 여부 등 전력수급 전반에 내재된 다양한 요인에 의해 변동하게 될 것임을 예상할 수 있다.

표 6 용통전력 도입가격에 영향을 미치는 요소 종합

Table 6 Factors influencing wheeling prices

구 분	내 용	도입 상한가격
1) 분석기간	- 길수록	낮아질 가능성
2) 전원구성	- 신규설비 많을수록 - 침두설비 많을수록	낮아질 가능성 높아질 가능성
3) 신재생에너지	- 많을수록	높아질 가능성
4) 수요성장	- 높을수록	높아질 가능성
5) 연료가격	- 상승할수록	높아질 가능성
6) 기후변화협약	- 강화될수록	높아질 가능성

※ 도입상한가격이 높아질 가능성이 있다는 것은 용통전력의 경쟁력이 보다 강화됨을 의미한다.

따라서, 현재 상황에서 용통전력의 도입 상한가격을 결정론적으로 평가하기에는 불확실한 측면이 많다. 다만, 현재의 여건, 즉 제2차 전력수급기본계획대로 공급대안 및 수요성장

이 실현되고, 연료가격이 크게 변동하지 않는다고 전제할 경우, 본 논문에서 분석한 융통전력 도입상한가격은 현 전력시장에서의 거래금액 등을 감안 시 비교적 타당한 수준인 것으로 판단된다.

6. 결 론

본 논문에서는 동북아 계통연계를 통한 전력융통이 가능할 경우, 융통전력을 도입하는 시기 및 그 규모에 따라 경제성을 확보할 수 있는 융통전력 도입 상한가격 수준에 대한 분석을 수행하였다. 전력계통의 경제성 분석은 일반적으로 현존하는 발전기의 규모와 기술적 특성, 미래의 전력수요 수준과 소비 패턴, 신규 투입될 발전기의 규모와 특성, 향후 연료가격의 수준 및 전력계통 운영기준(급전기준) 등의 제반사항이 동시에 고려되어야 하기 때문에, 전산 프로그램에 의한 시뮬레이션 기법에 의존하는 것이 일반적이다. 이를 위해 본 논문에서는 국내·외 전원계획 전산모형으로 적용되고 있는 WASP 모형을 이용하였다.

그 결과, 약 56원/kWh 수준 이하로 융통전력을 도입할 경우 경제적 이익이 발생하는 것으로 분석되었다. 융통전력이 급전순위 상 하위에 위치하는 고비용의 첨두설비를 우선적으로 대체할 것으로 예상하면, 현재 운영중인 CBP 시장에서의 석유와 가스 발전설비의 변동비 부문 정산가격이 58~63원/kWh 수준에서 결정되고 있기 때문에 본 논문의 결과는 비교적 타당한 수준인 것으로 판단된다.

WASP 모형을 이용한 본 논문에서의 분석 결과는 수급계획 수립 시 적용한 제반 기술자료 및 경제성 자료를 기초로 상세 시뮬레이션 분석을 통해 평가된 결과이므로 계획원가 측면에서 매우 신뢰성 있는 정보를 제공한다고 할 수 있다. 단, WASP 모형의 특성상 융통전력을 시간대별로 변화시켜 평가하지 못하는 제약이 있으나, 현 시점에서는 동북아 전력 융통사업에 대해 거시적 접근이 필요한 시점이므로, WASP에 의한 연간 기준의 분석도 큰 문제가 없을 것으로 판단된다. 그러나 전력산업은 미래에의 불확실성이 크고, 특히 동북아 전력융통사업은 앞으로도 수많은 불확실성이 대두될 수 있는 만큼 향후 연구에서는 이러한 요인들을 감안하여 보다 현실적인 분석이 수행되어야 할 것으로 예상된다.

감사의 글

이 논문은 산업자원부에서 시행한 전력산업 인프라 구축지원사업(과제번호: I-2002-0-042-5-00)으로 수행된 논문입니다.

참 고 문 헌

- [1] 산업자원부, 제2차 전력수급기본계획, 2004.
- [2] 김광인, 김발호, 김영창, 김홍근, 노재형, 백광현, 신중린, 전력경제-전력설비 투자이론, 한국전력거래소, 2003.
- [3] 한국전기연구원, 한국에너지연구회, 동북아 국가 간 계통연계에 관한 연구, 한국전력공사 계통계획실, 2000.
- [4] 한국전력공사 전력경제처, 투자사업을 위한 경제성 평가(방법 및 절차서), 1994.
- [5] 한국전력공사, WASP모형의 마이크로컴퓨터에 의한 활용에 관한 연구, 1986.
- [6] X.Wang, and J.R.McDonald, Modern Power System Planning, McGraw-Hill, U.K., 1994.

저 자 소 개

김 홍 근 (金 洪 權)

1966년 2월 18일생. 1989년 서울대학교 조선공학과 졸업. 1989~2001년 한국전력공사 근무. 2001년~현재 한국전력거래소 전력계획처 과장
E-mail : kimhg@kpx.or.kr



정 구 형 (鄭 求 亨)

1974년 9월 20일생. 2001년 홍익대학교 전기 전자제어공학과 졸업. 2003년 동 대학원 전기정보제어공학과 졸업(석사). 현재 동 대학원 박사과정
Tel : 02-338-1621, Fax : 02-320-1110
E-mail : ga3310401@wow1.hongik.ac.kr



김 발 호 (金 發 鎬)

1961년 7월 11일생. 1984년 서울대 전기공학과 졸업. 1984~1990년 한국전력공사 기술연구본부 전력경제연구실 근무. 1992년 Univ. of Texas at Austin 전기공학과 졸업(석사). 1996년 동 대학원 졸업(공학). 1999년~현재 홍익대학교 전자전기공학부 부교수
Tel : 02-320-1462. Fax : 02-320-1110
E-mail : bhkim@wow.hongik.ac.kr