

동북아 전력계통 연계로 인한 환경성 분석 및 국내 전원구성예의 영향 평가

정 구 형 김 홍 근* 김 발 호
홍익대학교 *한국전력거래소

Environmental Analysis and Evaluation on Fuel Mix by Electric Power System Interconnection in Northeast Asia

Chung, Koohyung Kim, Honggeun* Kim, Balho
Hongik Univ. *KPX

Abstract - Interconnection of electric power systems, as an alternative for energy cooperation under regional economic bloc, has been under extensive debate 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.

In this paper, we evaluate economic benefits from CO2 emission abatement and effectiveness on the fuel mix in Korea by the interconnection in northeast asia. For this analysis, we evaluate effects of CO2 emission abatement under various system interconnection scenarios and compare the results of fuel mix in Korean electric power system with and without transacted electricity via interstate electric power system in northeast asia.

은 소요될 것을 가정하여 분석기간을 2010년에서 2025년으로 설정하였다.

2.2 분석 기준

분석기준은 동북아 전력계통 연계로 인한 경제적 이익을 우선 평가하고, 융통전력 도입 결과 국내 탄소배출 저감으로 인한 탄소배출 부과금 차원에서의 경제적 이익을 평가하였다. 이러한 경제성 분석은 전산모형에 의한 시뮬레이션 기법을 이용하여 정량적인 방법으로 수행하였으며, 이 때 적용된 전산모형은 국내 전연계획용으로 사용되는 WASP 모형을 선택하였다. WASP 모형은 미래연도의 전력수요 성장에 대응하여 제약조건을 만족하면서 총비용이 최소화되는 대안을 도출하는 최적화 전산 프로그램이다. 따라서 본 논문에서는 융통전력으로 인한 경제성 평가를 WASP 모형에서 산정되는 총비용의 차이를 기준으로 수행하였다. 또한 융통전력의 이용률은 100%가 확보되도록 급전순위를 부여하여 분석을 수행하였다.

1. 서 론

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

이와 함께, 향후 기후변화협약의 발효에 따라 탄소배출량 저감을 위한 환경비용 또한 중요한 문제로 대두되고 있다. 향후 동북아 지역의 전력계통 연계를 통한 전력융통이 가능해질 경우, 계통 간 전력 공급가격 및 수요패턴의 차이를 이용한 전력공급에서의 경제성을 확보할 수 있을 뿐만 아니라 융통전력 도입에 따른 국내 신규 화력 발전설비 용량의 축소로 인해 결과적으로 탄소배출량을 저감시키는 효과를 얻을 수 있을 것으로 예상된다.

본 논문에서는 동북아 전력계통 연계 시 국내 탄소배출 저감으로 인한 탄소배출 부과금 차원에서의 경제적 효과 분석 및 계통연계가 국내 전원구성에 미치는 영향에 대해 분석하였다. 이를 위해 WASP 모형을 이용하여 다양한 전력용량 시나리오에서의 탄소배출 저감에 따른 경제적 이익을 평가하며 융통전력 도입 전후의 전원구성 형태를 예측하여 그 결과를 비교하고자 한다.

2. 분석 전체

2.1 분석 기간

동북아 지역 전력계통 연계는 상당히 장기적인 사업이기 때문에, 본 논문에서는 준비기간이 최소한 5년 이상

2.3 주요 입력자료

분석대상 기간인 2010~2025년 동안의 융통전력 도입에 따른 환경적 이익 평가 및 전원구성 분석을 위해, 2017년까지는 제2차 전력수급 기본계획에 반영되어 있는 전력수요와 설비계획을 그대로 전제하였으며, 2018~2025년의 전력수요는 연평균 증가율을 이용하여 예측하고 설비계획은 WASP 모형에 의한 비용최소화 대안을 도출하여 적용하였다. 모든 설비에 대한 기초자료는 제2차 전력수급 기본계획 시 전제된 값을 그대로 적용하였으나, 단지 최근 가격이 급등한 연료비의 경우에는 2004년 말 실적치를 적용하였다.

2.4 신재생에너지 설비 처리 기준

원자력, 석탄, 복합화력 등과 같은 전통적으로 경쟁력이 확보된 자원은 위에서 전제된 입력자료를 바탕으로 상호 경쟁에 의해 발전 시뮬레이션 및 최적화 과정이 수행되면서 그 비용이 산정되지만, 제2차 전력수급 기본계획에 반영된 집단에너지 및 신재생에너지 설비 등과 같은 비중양급전 설비는 모형 내부에서 상호 경쟁에 의해 처리되지 못한다. 이러한 현상은 실제 급전 시에도 적용된다. 그러나 실제 급전 시에는 이러한 비경쟁적 설비에 대해 별도의 구입가격으로 생산된 전력을 일괄 구매하고 있다. 따라서 모형에서도 이와 같은 현상이 반영되도록 생산된 전력량 모두 정부의 구매가격 기준으로 비용처리되도록 하였다. 즉, 이러한 전원에 대해 실제 이용률만큼 발전에 기여하도록 하고, 이들 설비는 일괄 Must-Run 되도록 설정하였다.

2.5 탄소배출량 산정 기준

탄소배출량은 전원별 발전량을 기준으로 산정하였으며, 원료원별 원단위 탄소배출량 지수는 IPCC 기준에

의해 산정된 제2차 전력수급 기본계획 적용치를 사용하였다. 용통전력은 대부분 고가의 가스발전기를 대체하게 되며 석탄을 대체하는 경우는 무시할 수 있으므로, 본문에서는 용통전력량 모두가 가스발전량을 대체하는 것으로 가정하여 용통전력 도입 시 탄소배출 저감량을 산정하였다. 제2차 전력수급 기본계획에 적용한 전원별 탄소배출계수는 <표 1>과 같다.

<표 1> 전원별 탄소배출계수

구분	용통전력	유연탄	중유	LNG
탄소배출계수 (kg-C/kWh)	0	0.21433	0.1838	0.1087

국내의 CO2 배출권 거래가격 수준은 아직까지 결정하기 어려운 상황이지만, 유럽지역에서는 배출권 거래가 활발하게 형성되고 있는 것으로 조사되고 있다. 본 논문에서는 최근 Nord Pool에서 거래되고 있는 가격을 기준으로 용통전력의 탄소배출 저감에 따른 경제적 가치를 산정하였다. 각 국가별 CO2 배출권 거래가격은 <표 2>와 같다.

<표 2> 국가별 CO2 배출권 거래가격 (Cleaner and Greener, 2003년 참조)

국가	가격(\$/CO2 ton)	비고
뉴질랜드	2.5-5.0	탄소기준 \$9.2-18.3/Cton
영국	22	탄소기준 \$80.7/Cton
노르웨이	2.7	탄소기준 \$10/Cton
덴마크	6	탄소기준 \$22/Cton
Nord Pool	12	탄소기준 \$44/Cton
범위	2.5-22	9.2-80.7

2.6 분석 시나리오

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

<표 3> 분석 시나리오

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

3. 분석 결과

3.1 환경성 분석

용통전력 시나리오별 탄소배출량 및 가격은 다음과 같이 산정되었다. 위에서 기술한 바와 같이, 용통전력의 이용률은 100%이며, 도입 시 대체하는 설비는 LNG 복합인 것으로 가정하였다. 전원별 탄소배출 계수 및 탄소배출권 거래가격은 각각 위의 <표 1>과 <표 2>에서 보여주고 있다.

분석 결과, 국내 탄소배출 저감에 따른 경제적 효과는 용통전력 시나리오 별로 연간 970억원에서 1600억원 수준인 것으로 산정되었다. 그러나 이는 Nord Pool에서 거래되고 있는 값을 적용한 것이므로, 국내 적용을 위해서는 별도의 검토가 추가되어야 할 것으로 판단된다. 국내 적용치가 결정된다면, 탄소배출 저감에 따른 경제적 이익은 향후 용통전력의 도입가격이 결정될 경우, 도입 상한가격과의 차이에서 발생하는 경제적 효과와 합산하여

층 순이익으로 산정할 수 있을 것이다.

기후변화협약 발효에 따라, 협약 가입 국가의 증가와 함께 각 국가의 추가의무 부담량이 증가될 것이므로, 탄소세 등의 환경 부담금은 더욱 증가될 소지가 크며 용통전력 도입에 따른 환경적 이익은 보다 증가할 것으로 예상된다. <표 4>에서 보여주고 있는 시나리오별 탄소배출 환산가격은 Nord Pool의 사례를 기준으로 산정한 것에 불과하며, <표 2>의 탄소배출권 거래가격이 Nord Pool의 경우에 비해 2배 이상에서도 거래되고 있는 점을 감안하면 용통전력을 통한 환경적 이익은 더욱 증가할 것으로 판단된다.

<표 4> 시나리오별 환경성 분석 결과

구분	용통전력량 (GW)	연간 발전량 (GWh)	LNG 복합 탄소배출 계수 (kg-C/kWh)	탄소 배출량 (천tonC)	배출권 가격 (\$/tonC)	탄소 배출량 환산 가격 (억원)
S1	2	17,520	0.1057	1,852	44	978
S2	3	26,280		2,778		1,222
S3	4	35,040		3,704		1,630

1. 환율은 제2차 전력수급 기본계획 적용치인 1200원/\$임.
2. 탄소배출계수는 제2차 전력수급 기본계획 적용치임.
3. 배출권 가격은 최근 Nord Pool 거래가격 사례를 적용함.
4. 2004년도 전력부문 탄소배출 총량은 약 40,000천tonC 수준임.

3.2 용통전력 도입에 따른 국내 전원구성 영향 분석

용통전력 도입 시 국내 발전설비에 가장 민감하게 영향을 미치는 설비는 고가의 LNG 복합 설비인 것으로 평가된다. 이는 도입되는 용통전력이 LNG 발전소의 발전량을 대부분 대체하기 때문이다. 그러나 본 논문에서는 2017년까지 제2차 전력수급 기본계획에 반영된 폐지 계획 외에는 별도의 폐지계획을 전제하지가 곤란하기 때문에, 용통전력 도입에 따라 기존 설비가 추가적으로 폐지되는 경우 즉, 용통전력 도입 전과 후의 전원구성의 변화가 기존 설비 부분에서는 발생되지 않았다. 반면, 2017년부터 2025년까지의 기간에 대해서는 추가 신규설비 건설대안을 WASP 모형으로 도출하여 적용하였기 때문에, 신규 설비 부분에서는 2GW의 용통전력 도입 시 800MW급 석탄화력 1기와 1400MW급 원자력 1기의 건설을 회피할 수 있으며 3GW 및 4GW의 용통전력 도입 시에는 800MW급 석탄화력 2기와 1400MW급 원자력 1기의 건설을 회피할 수 있는 것으로 나타났다.

<표 5> 용통전력 시나리오별 전원구성의 변화

구분	2010년~17년까지의 설비구성	2018년~25년까지의 설비구성
S0	제2차 전력수급 기본계획과 동일	- 용통전력 0GW - 800MW 석탄 6기 - 1,400MW 원전 2기
S1	S0 + 용통전력 2GW	- 용통전력 2GW - 800MW 석탄 5기 - 1,400MW 원전 1기
S2	S0 + 용통전력 3GW	- 용통전력 3GW - 800MW 석탄 4기 - 1,400MW 원전 1기
S3	S0 + 용통전력 4GW	- 용통전력 4GW - 800MW 석탄 4기 - 1,400MW 원전 1기

그러나 엄밀한 의미에서 본다면, 용통전력 도입 시 전원구성에의 영향은 노후화된 고가의 기존 발전기를 대상으로 나타날 것이며, 신규 설비 부분에서 건설을 회피하는 것은 분석기법 제약에 따른 결과이므로 여기에 큰 의미를 부여하는 것은 바람직하지 않은 것으로 판단된다. 따라서 용통전력 도입 시 국내 전원구성 영향에 대해서

는 추후 별도의 시나리오를 작성하여 추가적인 분석을 수행해야 할 것으로 예상된다.

4. 결 론

본 논문에서는 동북아 전력계통 연계 시 국내 탄소배출 저감으로 인한 탄소배출 부과금 차원에서의 경제적 효과 분석 및 계통연계가 국내 전원구성에 미치는 영향에 대해 분석하였다.

용통전력 도입 시 환경적 이익에 대해 분석한 결과, 용통전력은 탄소배출이 없고 국내 LNG 복합 설비의 발전량을 대부분 대체하기 때문에, 용통전력량만큼 LNG 복합 설비로 발전할 때 발생하는 탄소배출량을 저감할 수 있는 것으로 분석되었다. 2GW의 용통전력 도입 시 탄소배출 저감량은 약 185만ton(약 980억원 상당), 3GW의 용통전력 도입 시에는 278만ton(약 1200억원 상당) 그리고 4GW의 용통전력 도입 시에는 370만ton(약 1600억원 상당) 수준인 것으로 산정되었다. 이러한 탄소배출 저감량은 2004년 전력부문 탄소배출 총량이 약 4,000만ton 수준인 점을 감안하면, 약 5% 수준에 해당하는 양이다. 배출량의 경제적 가치는 최근 Nord Pool의 탄소배출권 거래가격을 기준으로 산정한 결과이며, 국내 적용을 위해서는 거래가격에 대한 별도의 검토가 필요할 것으로 예상된다. 또한 본 논문에서 수행한 환경성 분석은 국내 발전부문에 한정하였으나, 실질적으로 용통전력 도입으로 인해 다른 국가의 탄소배출량이 증가하여 해당 국가의 배출량 규제를 위반할 수도 있기 때문에 향후 연구에서는 동북아 지역 전체에 대한 환경성 분석을 수행해야 할 것으로 판단된다.

용통전력 도입으로 인한 국내 전원구성의 변화를 살펴보면, 2010년부터 2017년까지는 용통전력 도입 전과 후의 전원구성의 변화가 기존 설비 부분에서는 발생되지 않은 반면, 2017년부터 2025년까지의 기간에 대해서는 신규 설비 부분에서는 2GW의 용통전력 도입 시에는 800MW급 석탄화력 1기와 1400MW급 원자력 1기, 3GW 및 4GW의 용통전력 도입 시에는 800MW급 석탄화력 2기와 1400MW급 원자력 1기의 건설을 회피할 수 있는 것으로 나타났다. 그러나 엄밀한 의미에서 본다면, 용통전력 도입 시 전원구성에의 영향은 노후화된 고가의 기존 발전기를 대상으로 나타날 것이며, 신규 설비 부분에서 건설을 회피하는 것은 분석기법 제약에 따른 결과이므로 여기에 큰 의미를 부여하는 것은 바람직하지 않은 것으로 판단된다. 따라서 용통전력 도입 시 국내 전원구성 영향에 대해서는 추후 별도의 시나리오를 작성하여 추가적인 분석을 수행해야 할 것으로 예상된다.

[참 고 문 헌]

- [1] 산업자원부, 제2차 전력수급기본계획, 2004.
- [2] 에너지관리공단, 온실가스 배출권거래제 시범사업 연구, 2003.
- [3] X.Wang, J.R.McDonald, *Modern Power System Planning*, McGraw-Hill, U.K., 1994.

본 연구는 산업자원부 전력산업연구개발사업(과제번호 : R-2002-1-319-0-00)의 연구비 지원에 의해 수행되었습니다.