

국내 송전계통 및 송전제약 비용 분석

백응기 전영환 김정훈 광노홍 송인준
 홍익대학교 전기·정보 제어공학과 한전 전력연구원

The Analysis of The Domestic Transmission System and Transmission Congestion Price

Woong-Ki Baeck Yeong-han Chun Jung-hun Kim No-hong Kwak In-jun Son
 Hongik University, School of Electrical Engineering KEPRI

Abstract - The domestic power system established with Cost-Based-Pricing(CBP) from April 2001. The system is a uniform pricing system. System Operator(SO) establishes a Price Setting Schedule by the prediction of consumption and the presented bid price(generation cost) of the generation utility. But the Price Setting Schedule doesn't take account of the constraint of the system. This cause a transmission congestion, constrained-on generation and constrained-off generation. This paper search the way of the increasing efficiency of domestic power system through the redemption of congestion charge.

는 2015년까지 15.5조원의 추가부담이 예상된다. 향후 지속적으로 송·변전 건설이나 신규 발전사업자의 수도권 진입이 없다면 송전제약으로 인한 혼잡비용 상승은 피할 수 없을 것이다.

표 1. 수도권 전력 수급 현황(최대수요 발생일 기준)

구 분	2002년 (8월 29일)	2003년 (8월 22일)	전년대비	
설 비 용 량	1,211.8	1,211.8		
공급 능력	발전력	1,139.5	1,166.0	+26.5(△2.3)
	용통전력	900.0	960.0	+60.0(△6.6)
	소 계	2,039.5	2,126.0	+86.5(△4.2)
수도권수요	1,922.5	1,882.9	-39.6(▽2.1)	
예비전력	117.0	243.1	+126(△200.8)	
예 비 율	6.1	12.9		

1. 서 론

우리나라 전력계통의 특성 중에서 큰 문제를 야기하는 것은 수도권 지역의 전력 수급 불균형 때문에 비수도권 지역에서 전력을 공급받는 것이다. 그러나 비수도권지역에서 수도권으로의 송전용량제약 때문에 Constrained-On 발전기와 Constrained-Off 발전기가 발생하게 되고, 그에 따른 혼잡비용이 발생하여 시장가격을 상승시키고 있다. 시장가격의 상승은 소비자의 부담을 가중시키고 있다. 이 중에서도 Constrained-Off 비용은 발전사업자들에게 발전기전원입지 선정에 불합리한 signal을 준다.

표 2. 향후 5년간 수도권 전력수요 전망

구 분	2004	2005	2006	2007	2008	
전국 수요	5,091	5,186	5,374	5,546	5,721	
수도권 수요 (증가량)	2,108 (56)	2,178 (70)	2,257 (79)	2,329 (72)	2,403 (74)	
공급 능력	발전력	1,220	1,300	1,345	1,390	1,470
	용통전력	970	970	970	970	970
	합 계 (증가량)	2,190 (80)	2,270 (80)	2,315 (45)	2,360 (45)	2,440 (80)
공급예비력 (예비율, %)	82 (3.9)	92 (4.2)	58 (2.6)	31 (1.3)	37 (1.5)	

이것은 신규 발전사업자들이 비수도권 지역 설립에 촉매제 역할을 한다. 결국에는 부하밀집지역의 전력수급불균형이 해결되지 않은 상태가 될 것이고, 지속적인 송전 혼잡이 발생하여 시장가격을 상승시킬 것이다.

현재 우리나라 전력시장 운영규칙에 따르면 Constrained-Off 비용은 기회비용보상 측면에서 이뤄지고 있다. 그렇지만 이것은 발생하지 않은 운전비용을 발전기에 지급하는 추가보상이기 때문에 합리적이지 않다.

2.1.2 국내 송전계통운영현황 분석

우리나라의 계통 특성상 수도권 부하량의 약 60%를 지방에서 공급받아야한다. 이때 생기는 조류를 북상조류라 칭하고 있다. 송전 용량 한계 때문에 북상조류용량은 한정되어있다.

본 논문에서는 2.1. 현재 우리나라의 전력수급현황 및 송전계통운영현황을 짚어보고 2.2. 현재 CBP 시장에서의 발전량 정산 절차를 검토하여 2.3. CBP에서 발전량 정산 절차 개선 방향을 예제로써 설명하겠다. 마지막으로 3. 결론으로 끝맺음을 하겠다.

본 절에서는 북상조류가 집중되는 아산-화성 TL 남단 발전량을 조사하였다. 보령, 태안, 당진, 영광, LG부곡, 보령복합의 제약발전·비발전량을 조사하였으며 그림 1은 2002년 5월 평균 발전량이고 그림 2는 2002년 7월 평균 발전량을 나타내었다. 각각의 그래프는 한달 평균으로 시간대별 평균발전량 그래프이다. 그래프는 (가격결정발전계획 발전량(PSE)-계량 전력량(MGO))의 값을 나타낸다. 양의 값은 PSE>MGO이므로 제약비발전량이고, 음의 값은 PSE<MGO이므로 제약발전량이다. 두 그래프를 비교하면 경부하인 5월보다 중부하인 7월의 제약비발전량이 급격히 증가함을 알 수 있다.

2. 본 론

2.1 현재 우리나라의 전력수급현황 및 송전용량분석

2.1.1 수도권 지역의 전력 수급현황

2003년 수도권 지역이 최대전력수요는 전국 수요의 39.7%인 1,883만kW이다. (2002년의 수도권 최대수요는 전국수요의 42%인 1,923만kW) 그에 비해 수도권 발전설비용량은 1,212만kW로서, 공급능력은 1,166만kW에 불과하다. 수도권 전력 수요 충당을 위해서 717만kW를 지방에서 송전 받아야 하며, 현재 송전선 용통전력의 한계는 970만kW이다. (2002년의 경우 784만kW를 송전 받음)

2.2 국내 발전기의 발전량 정산 절차

2.2.1 Constrained-On 발전량에 대한 정산 절차

해당 발전기의 변동비와 SMP중 큰 값으로 정산한다.

표 1.과 2.에서 보듯이 수도권의 전력수급 불균형의 개선 전망이 밝지만은 않다. 게다가 송·변전 건설 투자비

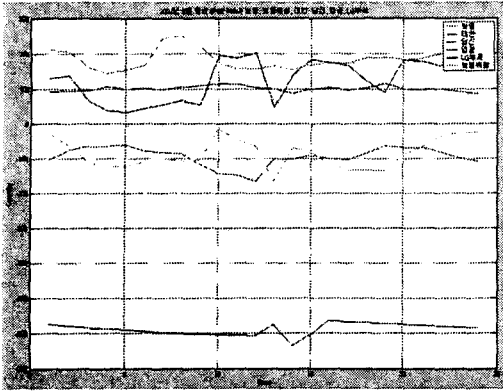


그림 1. 2002년 5월 아산-화성 TL 남단 발전기 발전량



그림 2. 2002 7월 아산-화성 TL 남단 발전기 발전량

$$SCON_{i,t} = \text{Max}(SCCON_{i,t}, MPCO_{i,t})$$

$SCON_{i,t}$: 계통계약으로 추가로 발전한 전력량에 대한 정산금

$SCCON_{i,t}$: 계통계약으로 추가로 발전한 전력량에 대한 변동비(원)

$MPCO_{i,t}$: 계통계약으로 추가로 발전한 전력량에 시장가격으로 정산할 경우 정산금

2.2.2 Constrained-Off 발전량에 대한 정산 절차

해당 발전기의 기대이익(SMP와 변동비의 차이)으로 정산한다.

$$PCOFF_{i,t} = \text{Max}\{(MPCOF_{i,t} - SCCOF_{i,t}), 0\}$$

$PCOFF_{i,t}$: 가격결정발전계획의 발전계획량에는 포함되었으나, 거래시간에 급전 할당되지 않은 전력량(MWh)에 대한 거래시간별 정산금

$MPCOF_{i,t}$: 발전하지 못한 전력량을 시장가격으로 정산할 경우 정산금

$SCCOF_{i,t}$: 발전하지 못한 전력량에 대한 변동비

현재 국내 발전량 정산 절차는 Uniform Pricing을 채택하여 혼잡비용을 시장가격에 포함시킨 단일요금으로 부과하고 있다. 이러한 요금체계는 특정 시장 참여자들에게 유리한 signal을 제공하고 있으며, 원천적인 송전계통의 문제점을 개선할 수 있는 발전기 전원 입지 선정에 비효율적인 영향을 끼쳐 수도권의 전력수급 불균형을 심화시킬 우려가 있다. 이에 본 논문에서는 이러한 문제점을 해소할 수 있는 방안을 다음 절에서 제안한다.

2.3 발전량 정산 절차 개선방향

2.2 절에서 언급했듯이 우리나라 CBP의 정산 규칙은 Uniform Pricing을 채택하고 있다. 그러나 단일적이고 획일적인 요금체제로 인해 혼잡비용상승, 발전기 전원 입지 선정에 불합리한 signal 제공, 소비자의 비용 부담 증가, 등 많은 문제점이 야기되고 있는 실정이다. 또한 앞으로 이뤄질 전력산업 구조개편에서 정당하고 합리적인 정산체계가 필요하다.

이에 현재의 Uniform Pricing을 Locational Marginal Pricing(LMP)로 개선함을 제안하는 바이다. 예제를 통해서 설명하겠다.

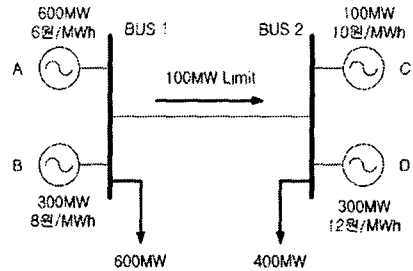


그림 3. 모션 4발전기 2부하 계통도

그림 3은 국내의 전력계통 특성을 간략히 나타낸 계통도이다. 모션 1이 비수도권 지역이고 모션 2가 수도권 지역을 나타낸다. 발전기 A, B, C, D의 발전용량은 600MW, 300MW, 100MW, 300MW이고, 발전비용(입찰가격)은 6원/MWh, 8원/MWh, 10원/MWh, 12원/MWh이다. 각 모션의 부하량은 600MW, 400MW이다.

발전사업자들의 입찰 자료와 수요예측 자료를 통한 가격결정발전계획에 따른 각 모션에서의 발전량은 그림 4와 같다. 송전제약을 고려하지 않으므로 모션 1의 발전기 A와 B는 최대발전을 하여 총 900MW에서 600MW를 지역부하에 공급하고 나머지 300MW를 송전선로를 통해 모션 2에 송전한다. 모션 2에서의 부족한 공급량 400MW-300MW=100MW는 발전기 C가 공급을 하게 된다. 그러므로 계통의 한계 발전기는 C이고, 시장가격(SMP)은 한계발전기인 C의 입찰가격(발전비용)인 10원/MWh이다. 발전기 D는 발전하지 않는다. 이에 따른 급전결과는 표 3에 나타내었다.

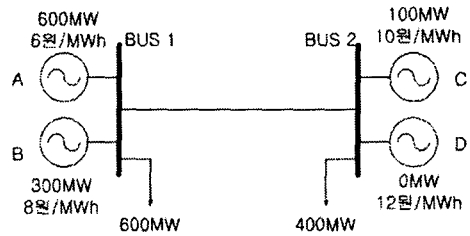


그림 4. 가격발전계획에 따른 각 모션의 발전량

표 3. 가격발전계획에 따른 급전결과

	발전비용 (원/MWh)	발전량 (MW)	수익 (원)	비용 (원)	이익 (원)
A	6	600	600*10 =6000	600*6 =3600	+2400
B	8	300	300*10 =3000	300*8 =2400	+600
C	10	100	100*10 =1000	100*10 =1000	0
D	12	0	0	0	0
총합		1000	10000	7000	+3000

표 4. 송전제약을 고려한 Uniform Pricing과 Locational Marginal Pricing 비교(발전사업자에게 지불되는 금액)

	Con-Disp. (MW)	보상액 (원/MWh)		가정산 (원/MWh)		실정산 (원/MWh)		이익 (원/MWh)	
		UP	LMP	UP	LMP	UP	LMP	UP	LMP
A	600	0	0	600*10 =6000	600*8 =4800	6000+0 =6000	4800+0 =4800	6000-6*600 =2400	4800-6*600 =1200
B	100	(10-8) *200=400	0	100*10 =1000	100*8 =800	1000+400 =1400	800+0 =800	1400-8*100 =600	800-800 =0
C	100	0	0	100*10 =1000	100*12 =1200	1000+0 =1000	1200+0 =1200	1000-10*100 =0	1200-10*100 =200
D	200	(12-10) *200=400	0	200*10 =2000	200*12 =2400	2000+400 =2400	2400+0 =2400	2400-12*200 =0	2400-12*200 =0
총합		800	0	10000	9200	10800	9200	3000	1400

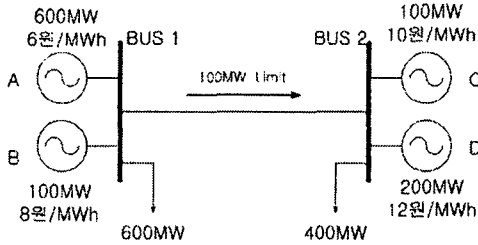


그림 5. 송전용량제약에 따른 각 모선의 발전량

그림 5.는 모선 1에서 모선 2로의 송전용량제약(100MW Limit)이 발생했을 때의 급전 결과이다. Uniform Pricing(UP)과 Locational Marginal Pricing(LMP)에 따른 급전 결과를 표 4.에서 비교하여 나타내었다.

Uniform Pricing System에서는 발전사업자에게 지불되는 금액과 소비자가 지불하는 금액은 당연히 일치한다. 단일 요금 체계에서 소비자의 경우를 보면, 비수도권 지역의 소비자는 타의에 의해 생긴 혼잡비용을 지불하고 있고, 비수도권 지역의 발전사업자는 그러한 혼잡비용의 수익을 얻고 있는 실정이다. 이러한 signal은 발전사업자에게 발전소 입지 선정을 비수도권 지역으로 유치하게 하는 요인이 된다.

한편, Locational Marginal Pricing System에서는 비수도권의 발전사업자(Constrained-Off 발전기)에게 지불되는 비용이 감소하는 것을 볼 수 있다.

소비자가 지불하는 금액과 발전사업자에게 지불되는 금액의 차이 : $(600*8+400*12)-9200=400\text{원/MWh}$ 가 생긴다. 이것은 잉여이익으로써 계통운영자는 발생한 잉여이익으로 송전혼잡을 완화할 수 있는 송전선 설비 투자, 부하밀집지역의 발전소의 신축 및 신설을 추진할 수 있을 것이다.

3. 결 론

본 논문에서는 국내의 전력수급현황을 분석하면서, 시장가격을 상승시키는 혼잡비용의 문제점을 언급하였다. 또한 수도권 수급 불균형이 심화될 것을 지적하였다. 그로 인한 복잡조류의 상승, 혼잡비용의 상승, 소비자의 부담 증가도 지적하였다. Uniform Pricing과 Locational Marginal Pricing의 발전사업자에게 보상되는 Constrained On/Off 비용을 비교하였고, 그 비용이 감소하는 것을 보였다. 그중에서 기존의 Uniform Pricing에서 지급되던 Constrained-Off 비용이 LMPs에서는 감소하는 것을 보였다. 현재의 전력시장운영규칙의 발전량

정산 절차를 Uniform Pricing에서 LMPs로 바꾼다면 운영하지 않은 발전 비용을 지불하지 않아도 될 것이다.

LMPs에서는 입찰전략(가격)에 따라 발전사업자의 이익이 변하기도 한다. 이러한 환경은 앞으로 전력구조개편 후의 경쟁 입찰의 토대를 마련할 것이다. 하지만, 요금 체계를 바꾼다는 것은 기존의 이익을 얻는 시장 참여자들의 수익성이 떨어지는 결과를 초래할 수도 있으므로 시장 참여자들의 이해와 협조가 필요하겠다.

[참 고 문 헌]

- [1] Deqiang Gan and Donald V.Bourcier, "Locational Market Power Screen and Congestion Management:Experience and Suggestions", IEEE, 2002
- [2] M. Shahidehpour, "Restructured Electrical Power System",p63-103
- [3] Harry Singh and Shangyou Hao, "Transmission Congestion Management in Competitive Electricity Markets", IEEE, 1998
- [4] 전영환, 김발호, 정정원, "Constrained on/off 발전기의 규제 요금 산정에 관한 연구", 산업자원부 기술개발 보고서
- [5] KPX, "전력시장운영규칙"
- [6] 산업자원위원회, "전기사업법중개정법률안 검토보고서", 2003

본 논문은 산업자원부에서 시행한 전력산업연구개발사업의 기술개발 과제(R-2003-O-002)이다.