

# 우리나라 도매전력시장에서 송전혼잡의 논점

■ 전영환, 김발호, 신영균 / 흥익대 전기정보제어공학과

## 서 론

전력시장이 다른 시장과 특히 다른 점은 시스템의 신뢰도(reliability) 기준에 따른 송전망 제약의 설정과 그에 따른 송전혼잡의 처리 방법에 있다고 해도 과언이 아닐 것이다. 송전혼잡은 경제학적으로 원활한 경쟁을 저해하는 주요 요인이나 전력계통의 특성상 불가피한 현상으로서 계통상의 전압, 안정도 및 열용량제약으로 인해 고비용 발전기의 기동 및 증발과 동시에 저비용 발전기의 정지 및 감발을 초래하여 결과적으로 전체 계통운용을 위한 비용상승을 유발하게 된다. 따라서 송전망 제약의 처리에 있어서 기본 원칙은, 그 방안이 합리적이며 투명하고 공정하여 경쟁시장의 왜곡을 야기하지 않음으로써 경쟁적 전력시장개설의 궁극적 목표인 전기 에너지 시장의 효율성을 극대화하는 것이다. 특히, 경쟁적 전력시장에서는 수직통합 전력시장과는 다르게 송전혼잡문제가 단순히 하나의 기구에서 처리되는 것이 아니라 발전사업자와 전력거래소(KPX) 또는 판매사업자 및 직접구매소비자와의 긴밀한 협조와 분담된 역할이 요구된다는 점에서 보다 명확한 메커니즘이 필요하다.

본 고에서는 이러한 송전혼잡이 경쟁적 전력시장에 미치는 영향 및 국내 전력시장의 기본적인 가격 결정체계 및 관련규칙과 현황을 살펴보고자 한다.

## 우리나라 도매전력시장과 송전혼잡

수직적 통합 형태로 운영이 되던 우리나라에서도 북상조류의 제한, 수도권 지역의 전압안정도 문제, 해남-제주간의 HVDC 송전용량제약 등으로 송전혼잡 문제는 존재해 왔으며, 발전력 증가와 대단위 원자력 발전소의 증설로 인하여 앞으로 과도안정도 문제도 송전혼잡으로 나타날 전망이다. 이러한 송전혼잡이 도매전력시장 개설에 있어서 문제가 되는 것은 시장가격결정 메커니즘에 따라 그 처리 방법이 다양하며, 특히 송전혼잡이 발전사업자의 경쟁을 제한하는 지역적 시장 지배력 문제에 직접 관련이 있다는 데에 있다.

우리나라 도매전력시장 구조를 설계하는 데 있어서 송전혼잡과 관련하여 많은 논란이 있었던 부분이 시장청산가격(MCP, Market Clearing Price)의 결정 메커니즘이다. 현재 설계 중인 도매전력시장에서는 전문가들의 토의를 거쳐 시장참여자에게 단일시장 청산가격을 적용하는 단일가격(Uniform Pricing) 체계를 채택하고 있다. 이러한 단일가격체계 하에서는 수요예측 용량에 대해 비계약급전계획 알고리즘에 의해 한계가격(SMP, System Marginal Price)으로 단일 시장청산가격을 결정하며, 실제 급전지시는 계통제약요소를 고려한 제약급전결과를 이용한다. 이때, 제약급전계획 결과와 비계약급전계획 결과가 같은 경우에는 송전제약이 실제 급전에 영향을 미치지

않게 되고 한계가격이 시장가격이 되지만, 제약급전 계획 결과가 비제약급전계획 결과와 다른 경우에는 한계가격보다 높은 가격의 발전기가 제약에 의해 급전하게 되며, 한계가격보다 낮은 발전기가 급전대상에서 제외되게 된다. 이 때, 제약에 의해 증발하는 발전기(constrained on generators)는 제약발전비용(constrained on price)을, 제약에 의해 감발하는 발전기(constrained off generators)는 제약비발전비용(constrained off price)을 기회비용으로 보상받게 된다. 이러한 보상은 송전제약에 의한 지역적 시장 지배력이 나타나지 않는 경우에는 기회비용을 보상한다는 측면에서 시장을 왜곡하지 않지만, 송전제약에 의해 지역적 시장 지배력이 발생하는 경우에는 이를 규제하기 위한 제도적 장치가 필요하다.

우리나라 도매전력시장에서 채택하고 있는 제약에 따른 제약발전 및 제약비발전 보상에 대해서 설명하면 다음과 같다. 표 1은 이와 같은 국내 전력시장운영 메커니즘을 간략히 요약한 것이다.

표 1 국내 전력시장운영 메커니즘

	가격결정발전계획 (비제약 급전)	운영발전계획 (제약 급전)
제약조건	반영하지 않음 <sup>1)</sup>	송전제약 등제한제약조건 고려
결과	SMP	Uplift 실제급전 출력

제약조건의 고려를 통해 부과되는 Uplift 비용은 기회비용보상을 근간으로 하여 실제 계량된 데이터와 가격결정발전계획으로부터 도출된 가상의 출력간 차이에 대해 부과되며, 지불액은 다음과 같은 식으로 표현이 가능하다.

$$\text{Con/On payment} = (\text{bid price} - \text{SMP}) \times (\text{출력증가분})$$

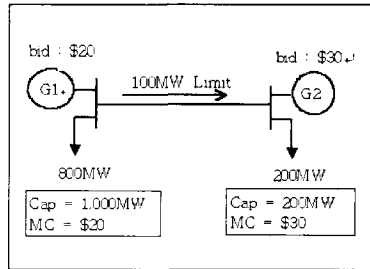
$$\text{Con/Off payment} = (\text{SMP} - \text{bid price}) \times (\text{출력감소분})$$

즉, 제약(비)발전량을 갖는 모든 발전기는 제약으로 인한 출력변동분에 대해 대상 발전기의 입찰가와 가격결정발전계획으로부터 도출되는 SMP의 차이로 보상받게 된다.

## 계통혼잡에 의한 Uplift 보상과 지역적 시장지배력

앞에서 설명한 대로 계통제약에 의한 추가보상 개념에 준하여 다음과 같은 2모선 계통을 대상으로 개별 발전기의 Uplift 보상의 예와 게임(전략적 입찰)에 의한 시장지배력 행사의 예를 보이기로 한다.

### □ 전략적 입찰이 없는 경우



옆의 2모선 계통은 1000MW 용량 및 \$20의 한계운전비용을 갖는 발전기 G1과 200MW 용량 및 \$30의 한계운전비용

을 갖는 G2의 두 발전기를 가지고 있으며 각 모선의 부하는 800MW, 200MW이다. 두 모선을 연결하는 송전선로는 100MW의 용량제약을 가지고 있다.

먼저, 비제약급전과정을 통해 산출된 SMP는 송전망 제약을 고려하지 않을 경우, G1 발전기가 본 계통의 모든 부하를 만족시킬 수 있기 때문에 G1 발전기의 입찰가격(한계운전비용)인 \$20가 된다. 이 때, G1의 비제약급전계획상의 출력은 1000MW이며 G2 발전기는 급전되지 않는다. 나아가, 계통운영자는 송전망 제약(100MW 한계)을 고려한 제약급전을 수행함에 따라 G1의 출력은 1000MW에서 100MW가 감발된 900MW가 되어 G1발전기는 제약비발전(Constrained off) 대상 발전기가 된다. 또한 부족분 100MW를 공급하기 위해 G2의 출력은 100MW로 증발하게 되어 G2발전기는 제약발전(Constrained On) 대상 발전기가 된다.

이 때, G2 발전기가 자신의 한계비용인 \$30를 입찰가로 설정하였다면(전략적 입찰을 하지 않은 상황) 다음과 같은 결과를 갖게 된다.

즉, Uplift(보상액) 단가는  $\$1,000/1000\text{MW} = \$1$ 가 되

G2에대한 정산 (\$30 입찰시)

가정산액 = \$20 × 100MW = \$2,000  
 보상액 = (\$30 - \$20) × 100MW = \$1,000  
 실정산액 = \$1,000 + \$2,000 = \$3,000  
 이익 = \$3,000 - (\$30 × 100MW) = \$0

어 결국 시장가격은 \$20에서 \$21로 상승할 뿐이며, 다음과 같은 정산내역에 따라 그 이익은 0이 된다.

□ 전략적 입찰이 이루어지는 경우

시장지배력은 경쟁의 의미와 대조를 이루는 개념으로 특정사업자 혹은 사업자 집단이 자신에게 이익이 되도록 특정기간동안 경쟁적 수준 이상으로 가격을 유지할 수 있는 능력으로 정의된다. 전력계통에서 송전제약이 발생하면 특정 지역에 전력을 공급할 수 있는 발전기가 제한되기 때문에 지역적 시장지배력(Local Market Power)을 발생시키는 핵심요인이 된다.

마찬가지로 위의 2모선계통에서, G1 발전기는 자신의 한계비용을 그대로 입찰하고, G2 발전기는 자신이 제약 발전 대상 발전기라는 사실을 인식하여 전략적으로 자신의 이익을 증가시키기 위해 자신의 한계운전비용 \$30보다 훨씬 큰 \$1000의 입찰가를 제시하였다고 가정하자.

다음은 G2 발전기가 전략적으로 자신의 입찰가를 \$1000로 높여 입찰한 상황에서의 실제정산내역을 보인 것이다.

G2에대한 정산 (\$1000 입찰시)

가정산액 = \$20 × 100MW = \$2,000  
 보상액 = (\$1,000 - \$20) × 100MW = \$98,000  
 실정산액 = \$98,000 + \$2,000 = \$100,000  
 이익 = \$100,000 - (\$30 × 100MW) = \$70,000

즉, G2 발전기는 자신의 입찰가와 SMP의 차액인 \$980로 출력변동분(Con On) 100MW에 대해 Uplift로서 보상받게 되어 총 보상금액은 \$98,000가 된다.

이는 \$98,000/1000MW = \$98의 Uplift 단가를 형성하게 되고, 결국 시장가격은 \$20에서 \$118로 상승

한다. G2 발전기는 이와 같이 송전망 제약으로 인해 자신의 입찰가를 최대한 높임으로써 이익을 \$70,000까지 상승시킬 수 있다. 즉, 위와 같은 송전망 제약을 갖는 계통의 경우, G2발전기는 자신의 입찰가를 어떻게 설정하느냐에 따라 시장가격을 \$21부터 \$118까지 상승시킴으로써 이익을 \$70,000까지 만들 수 있게 된다.

시장지배력 평가

앞에서 본 바와 같이 지역적 시장지배력을 평가하기 위해서는 시장의 지역적 측면에 대한 결정이 선행되어야 한다. 이는 송전계통의 주요 영향을 끼치는 지역(또는 발전기)를 구분하는 것이다. 일단 이러한 시장의 지역적 측면이 결정되면 시장집중도(경쟁가능성)를 평가하여 시장지배력의 행사가능성을 고려해야 한다. 다음의 식은 일반적으로 사용되는 HHI(허핀달-허쉬만 지수)를 보인 것이다.

$$HHI = \sum_{i=1}^N q_i^2$$

여기서, N은 시장참여자의 수이며,  $q_i$ 는 각 참여자의 시장점유율(%)이다. 즉 독점시장의 경우, HHI는  $100^2 = 10,000$ 이 된다. 반면 N이 크고 시장참여자의 시장점유율이 작을수록 HHI 값은 작아진다.

송전계통은 전력거래에 대한 제한된 용량을 가지고 있기 때문에 송전계통제약으로 인해 시장의 규모(size)는 심각하게 제한될 수 있다. 이러한 용량은 계통구조 및 계통부하, 급전상황에 따라 달라진다. 송전선로/변압기제약, 모선전압제약, 과도안정도 및 전압안정도 제약을 포함한 다양한 제약조건이 이러한 용량을 결정하게 된다.

다음의 예는 시장지배력 해석에서 송전계통의 영향을 보이기 위한 것이다. 혼잡이 없는 경우, 모선 A의 부하는 모선 A,B,C 어디에서든 전력을 공급받을 수 있다. 각 발전기가 동일용량을 가지고 있고 모선 A의 부하가 세 공급자중 아무한테나 전력을 구매할 수 있다고 가정하면, 결국 발전시장은 세 개의 동일

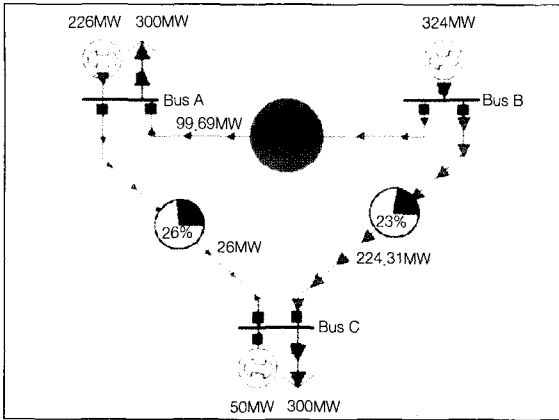


그림 3 모선계통 (모선A로의 유입=74MW)

한 참여자를 갖게 되며, 이때 HHI 값은 3333이다.

그러나 위 그림과 같이 B에서 A로의 선로에 혼잡이 발생하면, B나 C의 발전력 증가는 더 이상 불가능하다. 따라서 이러한 혼잡이 존재하는 경우 모선 A는 독립적인 시장(market island or load pocket)이 된다. 이러한 독립시장 내에서 모선 A의 부하가 이용가능한 발전시장 참여자의 수는 1(모선 A의 발전기)이며, HHI 값은 10,000이 된다(완전독점). 단기적으로 모선 A의 소비자가 취할 수 있는 선택은 모선 A 발전기로부터 전력을 구매하고 발전기 A의 가격을 지불하거나 아니면, 전력을 아예 구매하지 않는 것이다. 물론 부하가 변동한다면(가격탄력적 부하라면), 그러한 시장지배력은 모선 A의 부하가 변동하는 상황에서 그 부하량으로부터 선로용량제약을 초과할 때에만 존재한다.

위의 간략한 예를 보다 일반적인 상황으로 확장할 수 있다. 다양한 모선에 위치하여, 통합적으로 계통을 이용하여 전력을 구매하는 일련의 부하집합을 고려해 보자. 독립시장은 충분한 발전력, 계통망 혹은 load aggregator 없이 독립적이 된다. 일련의 발전기들에 의해 형성되는 시장지배력의 정도는 해당 독립시장에 전력을 공급할 수 있는 특정 사업자에 의해 형성 될 수 있다. 이는 송전계통의 특성 특히 혼잡여부에 따라 달라진다. 혼잡으로 인한 시장참여자의 이익 가능성이 존재한다면, 그러한 혼잡을 유도하기 위해 발전기조합이 전략적으로 행해질 수 있는 가능

성을 고려해야 한다.

## 결론

송전혼잡 및 계통제약은 시장의 규모를 제한함으로써 경쟁을 저해하는 요인이 된다. 특히, 이러한 기술적 문제로 인해 지속적(또는 일정기간동안)으로 제약(비)발전의 대상이 되는 특정 발전기는 다양한 방법을 통해 시장지배력을 행사할 수 있기 때문에 현재 설계 중인 우리나라의 도매전력시장에서는 송전혼잡이 발생할 때, 전력계통의 안전도 유지를 위해 계약에 의해 필요 발전량을 계약에 의해 확보하고 필요한 경우 지시에 의해 급전을 할 수 있는 체제(Reliability Must Run 계약을 도입하는 방안)와 함께 입찰가 상한 설정(price cap)에 의한 지역적 시장 지배력의 규제 방안 및 적정 상한 값에 대한 연구를 진행 중에 있다. 그러나 장기적으로는 온 라인으로 시장지배력을 감시할 수 있는 모니터링 시스템의 구축 및 시장 지배력 판단에 대한 연구가 필요하다.

또한 전압 및 과도 안정도 그리고 열용량제약 등과 더불어 신뢰도기준은 송전망제약의 정도를 결정하는 주요한 요소이다. 일반적으로 계통운영상의 안정성 및 신뢰성 확보를 목적으로 하는 신뢰도 기준은 N-x 상정사고(Contingency)기준 하에 이루어진다. 국내의 전통적인 계통운용 상정사고 기준은 일반적으로 N-2(1회선)를 채택하고 있는데, 이는 공급의무가 존재하던 수직통합 독점시장에서의 기준을 그대로 가져온 것이다. 상정사고 기준을 높게 설정하게 되면, 계통의 신뢰도는 향상되지만 자원의 효율적 이용을 저해하고 계통에서의 수송능력을 감소시킴으로써 경제성을 상실할 우려가 있다. 즉, 공급의 안정성(신뢰도)을 다소 떨어뜨리더라도 전력시장에서 보다 강조되는 경쟁 및 경제성의 개념을 충분히 확보하기 위해서는 상정사고 기준의 재설정 이 필요할 것으로 판단되며, 이러한 적정 신뢰도기준은 전력시장의 효율성, 경제성 및 기술기준의 엄밀한 비교평가를 통해 설정되어야 할 것이다.