

최근 국내전력계통 계통제약 발생현황 및 증가원인 분석

심정운, 방민재, 이진문  
한국전력공사 송변전처

The Recent Trend of Constraints in Korea Power System and Analysis of the Cause of its Increasing

Jeong-woon Shim, Min-jae Bang, Jin-moon Lee  
Transmission & Substation Department, Korea Electric Power Corporation

**Abstract** - 전력시장에서 예비력, 송전망 설비 유한성, 열병합발전소 열공급, 수요예측 오차, LNG, 국내무연탄의 우선소비 정책 등에 의해 경제급전 원칙을 완벽하게 지킬 수 없다. 이로 인하여 고연료비 발전기가 제약에 의해 운전될 수밖에 없고 이 제약발전에 의해 시장가격이 상승하고 소비자 입장에서 보면 전력구입비용이 증가하게 된다. 이 논문에서는 2002, 2003년도 국내전력계통에서 발생한 계통제약 발생현황을 지역별, 월별로 분석하고 2002년 대비 2003계통제약 증가원인을 분석하였다.

1. 서 론

전력산업 구조개편이 진행되어 발전회사가 한전으로부터 분리되고 발전경쟁단계의 전력시장이 개설되어 운영중에 있으며 전력시장이 개설된 이후로 전력생산비용의 최소화에 대한 관심이 점점 증대되고 있다. 따라서 발전기, 송전선로, 지역별 부하, 전력계통 신뢰도 기준 등 주어진 조건하에 전력생산비용이 최소화 되도록 경제적으로 전력계통을 운영하는 것이 전력분야의 중요한 현안 사항중 하나이다.

사용연료, 발전기 규모, 발전소 입지조건, 발전기 기술특성 등에 따라 발전원가가 정해지므로 각 발전기의 발전가격은 서로 상이할 수밖에 없다. 각 시간대 부하에 상응하는 전력을 생산하기 위하여 가능한 발전기들을 경제급전원칙에 따라 저가의 발전기부터 전력을 생산하도록 발전량을 배분하는 것이 중요한 운영원칙이다. 하지만 예비력 운영, 송전선로 유한성, 발전기 연료소비 정책 등 여러 가지 사유로 인해 완전한 경제급전을 달성할 수 없다. 즉 고연료비 발전기가 저연료비 발전기에 우선하여 운전되는 상황이 전력계통에서 항상 발생되고 있다. 이에 따라서 전력생산비용은 완벽한 경제급전의 경우 보다 상승하게 되고 전력구매자의 구매비용도 상승할 수밖에 없다.

경제급전원칙에 위배하여 발전기가 운전되는 것을 제약운전이라고 하며 제약운전된 발전기에 대하여 전력시장에서 정산하는 것을 제약정산금이라고 한다. 전력계통에서 발생하는 제약을 통상 계통제약이라고 한다.

전력거래 정산자료에 따르면 2002년 대비 2003년도에 계통제약정산금이 1~10월중 약 73% 증가한 것으로 파악되었다. 본 논문에서는 2002~3년도 우리나라 전력계통에서 발생한 제약발생현황을 월별, 지역별로 분석하고 2002년도 대비 2003년도 계통제약 증가원인을 분석하고자 한다.

2. 계통제약 및 전력시장 정산 개요

2.1 계통제약 개요

계통제약이란 전력수요에 따라 저연료비의 발전기부터 운전하여야 하지만 전력계통 안정운영, 연료소비정책 등 제약사항으로 인하여 경제원칙에 입각한 발전우선순위를 지킬 수 없는 상황이 발생하여 고연료비의 발전기가 운

전되고 저연료비 발전기가 비운전되는 경우를 말한다. 현행 전력시장에서 익일 수요에 대하여 입찰된 발전력을 제약조건을 무시하고 경제급전원칙에 따라 배분하는 것을 가격결정발전계획이라고 한다. 가격결정발전계획에 배분된 발전량이상으로 발전하거나 발전력이 미배분된 발전기가 발전하는 경우 계통제약이 발생한다.

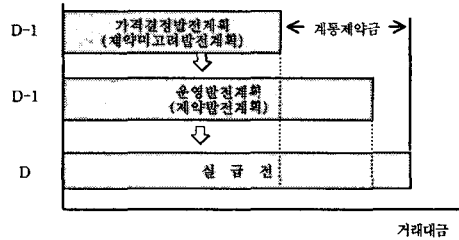


그림 1. 급전운영과정

우리나라 전력계통에서 발생하는 계통제약 유형은 아래 표 1과 같다.

표 1. 계통제약유형 및 사유

제약유형	발생사유
예비력 확보	○ 운전예비력 확보 : 1,500MW - 발전기 추가가동, 기력, 복합 등 출력하향운전
송전제약	○ 수도권 용통전력 제한운전 - 경인지역 발전량 증발, 기타지역 발전량 감발 ○ 제주연계선로(HVDC) 송전량 제한 - 제주지역 발전기 증발, 육지지역 발전기 감발
양수동력	○ 송변전설비 휴전작업/고장 - 휴전/고장관련 제약발전기 감발, 기타발전기 증발
발전기고장	○ 가격결정포함 발전기의 고장정지/출력감발
공급능력변동	○ 입찰 마감 이후 발전기 공급가능용량 변경입찰
수요증가	○ 추가 기동된 발전기 등 증가된 발전량 보상
수요감소	○ 가격결정에 포함된 발전기의 정지 등 감소된 발전량 보상
연료제약	○ 국내탄, LNG 발전기 제약운전시 타발전기 출력 조정
열공급 제약	○ 열공급 발전기 가동에 따른 타발전기 출력 감발

2.2 전력시장 정산

현행 우리나라 전력시장에서 적용되는 정산항목은 입찰한 전 발전기에 대하여 지급하는 용량요금(CP), 가격결정발전계획에 포함되어 발전한 전력량에 대한 계획발전정산금(SEP), 가격결정발전계획 배분 전력량에 초과하여 발전한 전력량, 미배분되었으나 발전한 전력량에 대한 제약발전정산금(CON), 가격결정발전계획에 포함되었으나 미발전한 전력량에 대한 제약미발전정산금(COFF), 시운전전력량에 대한 정산금(EBCO), 계통운영보조서비스 정산금 등으로 분류된다.

전력시장은 크게 원자력, 석탄발전기가 대상인 기저발

전시장과 기저발전기 이외의 발전기가 대상인 일반발전 시장으로 구분된다. 정산은 가격결정발전계획에서 정해진 기저한계가격(BLMP: 원자력, 석탄화력 대상), 계통한계가격(SMP: 일반발전기 대상)을 기준으로 정산되고 있으며 발전원별로 정산체계가 다소 상이하게 운영되고 있다.

표 2, 3은 기저발전기 및 일반발전기의 정산체제이다.

표 2. 기저발전기 정산

구분	원자력/석탄	국내탄
SEP	해당 시간대의 BLMP	해당 시간대의 BLMP
CON	발전기 계약	Min (BLMP, 변동비)
	계통 계약	Max (BLMP, 변동비)
COFF	BLMP-변동비	0

표 3. 일반발전기 정산

구분	LNG/유류	일반수력	양수발전	양수동력
SEP	해당 시간대의 SMP	입찰시간대 가중평균 SMP	입찰시간대 가중평균 SMP	평평제역시간대 가중평균 SMP
CON	발전기 계약	Min (SMP, 변동비)	거래일최고 SMP+CP	발전시간대 평균SMP × 종합효율
	계통 계약	Max (SMP, 변동비)	거래일최고 SMP	
COFF	SMP-변동비	0	기회비용 (발전가격 - 양수가격)	발전단가-(양수단가+효율) × 비용지불

### 3. 계통계약 발생현황 및 증가원인

#### 3.1 계통계약 정산현황 개요

2002, 2003년도 1월에서 10월까지의 전력시장 정산 개요는 표 4와 같다. 전력거래량이 있어서 계약발전 및 비발전 정산량은 총 전력거래량의 5~7% 정도이며 2003년에 전년대비 계약발전이 53.4%, 계약비발전이 25.2% 증가되었다. 반면 계약발전 및 비발전정산금은 총정산금의 약 6~10% 수준이며 2002년 대비 2003년에 계약발전정산금이 73.4%, 계약비발전정산금이 37.8% 증가하였다. 전력거래량이 6.6% 증가한 것에 비하여 계통계약량이 급증한 것을 알 수 있다.

표 4. 정산개요

구분	년도	총정산	CON	COFF
거래량 [GWh, %]	'02	230,637	11,814 (5.1)	14,188 (6.1)
	'03	245,904	18,044 (7.3)	17,764 (7.2)
	전년대비	15,267 (6.6)	6,230 (53.4)	3,576 (25.2)
	증감			
정산금액 [억원, %]	'02	108,811	6,098 (5.6)	953 (0.8)
	'03	120,613	10,580 (8.7)	1,314 (1.0)
	전년대비	11,802 (10.8)	4,482 (73.4)	361 (37.8)
	증감			

※ 1~10월 통계임

### 3.2 월별, 지역별 계통계약 발생현황

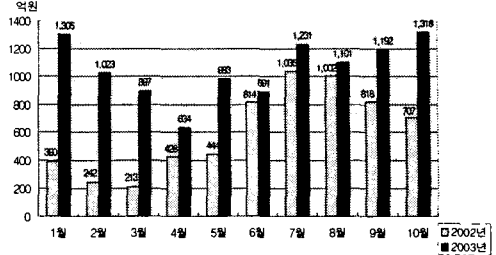


그림 2. 월별 계약발전정산금(CON)

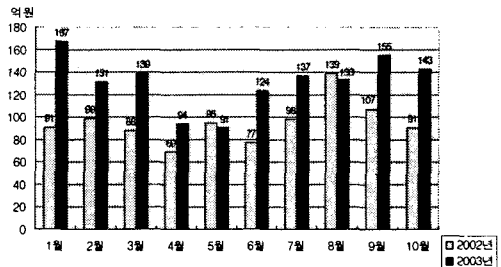


그림 3. 월별 계약비발전정산금(COFF)

그림 2, 3은 월별 계약발전 및 계약비발전 정산금으로 전년대비 2003년에 정산금이 전반적으로 증가한 것을 알 수 있다. 계약발전정산금은 1~5월, 7월, 9~10월에 크게 증가하였다. 계약비발전 정산금은 1~4월, 6~7월, 9~10월 크게 증가하였다.

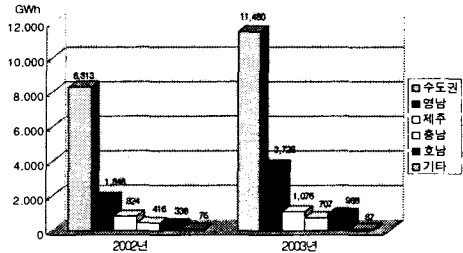


그림 4. 지역별 계통계약 발전량

전체 계약발전량중 수도권 발전기 계약발전량이 가장 크며 이는 전체 계약발전량의 63%를 차지하고 있다. 수도권 연계 주요 송전선로 고장시 예상되는 수도권 지역 전압불안정 현상을 예방하기 위하여 평상시 수도권과 외 지방간의 송전선로 용통전력을 일정치 이내로 제한하여 운전할 목적으로 수도권지역 발전기를 일정수준 이상으로 운전하기 때문에 발생하는 현상이다.

765kV 2차 격상(1회선→2회선 운전), 수도권 지역 무효전력공급장치 증설 등으로 수도권 용통전력량이 전년 대비 연간(1~10월) 약 7,764GWh 증가하였고 동기간 수도권 부하는 약 5,489GWh가 증가하여 용통전력 증가량이 부하증가량보다 커서 송전선로 용통한계에 의한 수도권지역 계통계약 증가는 없는 것으로 추정된다.

표 5. 수도권권급 송전선로 전력용량량[단위: GWh]

구분	1/4분기	2/4분기	3/4분기	10월	합계
2002년도	15,649	14,345	13,830	4,891	48,715
2003년도	14,126	16,757	19,218	6,378	56,479
증 감	△1,523	2,412	5,388	1,487	7,764

3.3 계약발전 증가원인,

3.3.1 LNG 수급차질(1~3월)

일본 원자력발전기 정지로 2002년 11월부터 2003년 3월까지 LNG 현물시장 거래가격이 급증하고 LNG 물량이 부족하여 LNG 발전기 가동율이 저하되었다. 이에 따라 LNG 사용 발전소인 인천화력, 보령복합, 평택복합, 서인천복합, 신인천복합, 울산복합, 일산복합, LG부곡 일부 발전기가 중유 및 등유로 사용연료를 전환하였다. 이 들 연료전환 발전기들이 계약으로 운전됨에 따라 계약발전량이 증가하였다. 또한 유류사용 발전기인 평택화력, 영남화력, 여수화력 등의 발전기가 동기간중 계약운전되었다.

LNG 수급차질이 발생한 기간동안 정산금 추가는 약 3,094억원으로 평가되었으며 LNG 수급차질로 인한 2003년도 계약발전량은 약 3,400GWh로 추정되며 이는 전체 계약발전량의 약19%를 차지하는 것으로 분석되었다.

표 6. LNG 수급차질 계약발전추정량('03 1~3월)

대체연료	유류발전기	합 계
1,501	1,964	3,465

3.3.2 저연료비 발전기 시장진입

수도권 연결 송전선로 전력용량량 한계, 여수화력 Tie-Tr 과부하, 제주연계선(HVDC) 송전량 한계 등으로 수도권, 여수지역, 제주지역 발전기는 일정수준이상 발전이 필요하다. 그러나 이 지역 발전기의 연료비는 상대적으로 비싼 편이다.

영광원자력, 보령복합, 부산복합 등 저연료비 발전기가 시장에 진입함으로써 상시 일정수준 이상 발전이 필요한 수도권지역, 여수지역, 제주지역 발전기의 가격결정발전계획 포함횟수가 감소함으로써 계약발전량이 증가하였다.

3.3.3 기저발전기 고 입찰율(9~10월)

원자력, 석탄화력 등 기저발전기 입찰율이 9, 10월에 전년보다 높았다. 전년 대비 입찰율이 9,10월에 각각 6, 9% 증가되었으며 입찰량은 각각 2,013MW, 2,737MW 증가되었다.

이에 따라 수도권지역 발전기 가격결정발전계획 포함횟수가 상대적으로 감소되었으며 일정 수준이상 발전이 필요한 수도권 지역 발전기 계약발전량이 증가하였다.

2003년 9, 10월 수도권 지역 및 수도권의 지역 계통한계가격 결정발전기 현황은 표 7과 같다.

표 7. '03년 9,10월 계통한계가격 결정발전기 현황

구 분	9월		10월	
	02	03	02	03
수도권외	280(37)	201(28)	431(58)	215(29)
수도권외	440(61)	519(72)	313(42)	529(71)

3.3.4 송변전 설비 고장(태풍 '매미')

태풍 '매미' 내습시 345kV 신고리T/L 고장, 발전소 스위치야드 차단기 고장으로 인하여 고리원자력 발전기가 정지되고 이에 따라 가격결정발전계획 미포함 발전기가 추가가동되어 계약발전량이 약 173GWh 증가되었다.

3.4 전력생산비용 증가분 분석

계약발전비용정산금(CON) 중 일부만이 전력생산비용 상승분이 된다. 즉 계약조건이 없어 가격결정발전계획에 포함되어 발전기가 운전될 경우 발전한 전력량은 계통한계가격으로 정산된다. 그러나 가격결정발전계획에 미포함된 발전기가 계약으로 운전될 경우 발전한 전력량은 계약운전된 발전기의 변동비(연료비)로 정산된다. 따라서 계약발전정산단가 중 계약운전된 발전기변동비와 계통한계가격 차이가 실제 추가로 소요된 비용이다. 계약이 없는 경우와 100MW가 계약으로 운전되는 경우를 비교하면 다음과 같다.

- ① 계약이 없는 경우
  - 정산비용(천원)=계통한계가격(SMP)×100MW
- ② 계약이 있는 경우
  - 정산비용(천원)=변동비(>SMP) ×100MW
  - ㄷ 비용증가분 = ②-①=(변동비-SMP)×100MW

계통계약으로 인하여 증가된 전력생산비용 분석결과를 표 8과 같다.

표 8. 전력생산비용 증가분

구분	단위: 억원			
	계약발전	계약비발전	합계	
02년도	일반	1,342	811	2,153
	수력	15	-	15
	양수	96	142	238
	소계	1,453	953	2,406
03년도	일반	2,365	1,119	3,484
	수력	13	-	13
	양수	80	195	275
	소계	2,458	1,314	3,772
증 감	1,005	361	1,366	

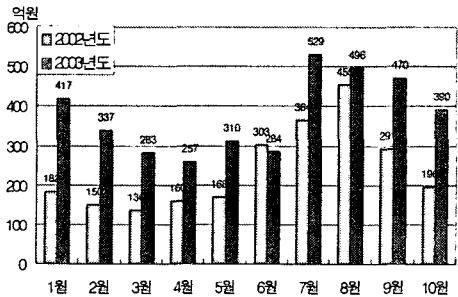


그림 5. 월별 전력생산비용 증가분

2003년도(1~10월) 계통계약에 의해 증가된 비용은 약 3,772억원이며 전년 대비 약 1,366억이 증가된 것으로 추정된다. 전년 대비 증가액 중 LNG 수급차질 기간중 발생액이 약 580억원으로 전체 전년대비 증가액의 42%를 차지한다.

#### 4. 제약 감소 대책

계통계약 발생량을 원인별로 정확히 파악하는 것은 현행 정산제도에서 매우 어렵다. 현행 정산제도에서 계통계약량은 원인별로 분리 통계가 되지 않고 있기 때문이다. 따라서 원인별 계통계약량은 매 시간별 상황모의를 통해서만 추정이 가능하다. 계통계약 감소대책 수립 및 시행을 위해 원인별 제약량 파악이 무엇보다도 중요하다. 향후 이 점이 정산제도에 고려되어야 할 것으로 판단된다.

계통계약에서 가장 많은 부분을 점유하고 있는 것은 전력계통 신뢰도 유지를 위한 예비력확보에 의한 제약이다. 전력계통 신뢰도 유지 수준의 변화가 없는 한 예비력 확보에 의한 제약은 향후에도 계속 발생될 수밖에 없다.

수도권 전력공급 복상송전선로 유통전력한계에 의한 수도권 지역발전기 제약운전이 예비력확보에 의한 제약에 이어 두 번째로 큰 것으로 추정된다. 송전선로 추가 건설, 저연료비 발전기 수도권 지역 추가건설이 근본적인 해결방안이나 부지확보, 민원 등으로 현실적으로 어려운 상황이다. 설비운영 측면에서 순동무효전력공급장치, 부하차단장치 등을 적용하여 복상송전선로 유통전력량을 증가시킬 수 있다. 시장운영 측면에서 장기적으로 지역별 송전요금 차등적용, 제약비발전요금(COFF) 지급 차등 적용 등 저연료비 발전기 수도권 건설 유인책이 필요하다.

제주지역 발전기는 단위용량이 작고 사용연료가 대부분 유류이다. 따라서 연료비가 육지발전기들에 비해 비싸 가격결정발전계획에 대부분의 경우 포함되지 않는다. HVDC 연계선로 송전용량을 제주계통 안정을 위해 일정수준 이하로 운전하고 있어 제주지역 발전기가 제약에 의해 운전된다. 제주도는 계통규모상 대용량 발전기 건설은 곤란하여 연료비 개선에는 한계가 있다. 육지로 부터의 송전량을 증가시키는 것이 제약감소에 가장 효과적이다. 따라서 HVDC 연계선로 추가건설이 필요하다.

#### 5. 결 론

전년 대비 2003년도 계통계약비용 증가는 LNG 수급 차질에 의한 유류발전기 제약운전, 남부지방 저연료비 발전기 상업운전 및 9,10월의 기저발전기 입찰을 증가에 따른 수도권, 제주지역 발전기 제약운전이 주원인으로 분석되었다.

수도권지역 계통계약 감소대책으로 운영측면에서 수도권 유통전력확대를 위한 순동무효전력공급장치 설치, 부하차단장치 설치 등이 필요하며 정책적인 측면에서 저연료비 발전기 수도권 건설유인책이 필요한 것으로 판단된다.

제주지역 계통규모, 환경상의 문제 등으로 저연료비 발전기 건설이 어려울 것으로 예상되어 계통계약 감소를 위하여 HVDC 추가연계선로 건설이 요구 된다.

현행 전력시장에서 발생원인별로 제약관리가 되지 않고 있어 원인별 대처가 비효율적으로 이루어 질 수밖에 없다. 원인별 제약량 통계가 없어 제약발생량과 설비투자의 경제성 비교가 추정에 의해서 이루어 질 수밖에 없다. 장기적으로 제약발생량을 원인별로 파악하여 대처할 수 있도록 전력시장 정산체계 개선이 요구된다.

#### [참 고 문 헌]

- [1] 한국전력공사, "2002년도 연간 전력거래 정산현황", 2003. 1
- [2] 한국전력공사, "2003년도 10월 전력거래 정산현황", 2003.11
- [3] 한국전력거래소, "2003년 3월 전력시장운영실적 보고서", 2003.4