2008년 하절기 전력계통 운영실적 분석

이창근, 조종만
전력거래소

A Review of Summer Peak Power System in 2008

ChangGun Lee, JongMan Jo
KPX(Korea Power Exchange)

Abstract - 전력거래소는 매년 여름철 최대부하 계통을 포함해서 설비의 신증설 등 계통 변경사항이 발생하면 "전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준"(지경부 고시, 2005. 11월 개정)을 만족하도록 운영방안을 수립하고 있다. 여기에는 전력계통 망의 구성방안, 융통한계량, 과도 및 전압안정도를 유지하기 위한 고장파급방지장치의 운영방안 결정, 상정고장이 발생 했을 때의 조치방안 등을 포함한다. 이와 같은 계통운영방안을 보다 신뢰성 있게 수립하기 위해서는 우리나라 계통의 특성을 정확히 파악하는 일이 무엇보다 중요하다.

본 고는 올 하절기 최대부하 기간의 계통운영 실적자료를 이용하여 우리나라 계통의 특성을 분석하고, 실적계통의 최적화된 결과와 비교하여 운영개선방안을 도출하고자 한다. 검토결과는 향후 계통운영방안 수립을 위한 기초자료로 활용될 예정이다.

1. 서 론

냉방부하의 사용이 증가하는 여름철은 연중 전력설비의 여유가 낮아지기 때문에 전력계통이 가장 취약한 때라고 할 수 있다. 전력거래소는 매년 동 기간의 계통에 대해 "전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준"(지경부 고시, 2005. 11월 개정) 등 관련 기준을 만족하도록 전력계통 운영방안을 수립하고 있다. 또한 전력설비의 신증설 등 우리나라 전력계통에 변화가 발생하면 수시로 운영방안을 수립하여 안정적인 계통운영을 위해 노력하고 있다.

전력계통 운영방안을 정확하게 수립하기 위해서는 무엇보다 우리나라 계통의 특성을 잘 파악하는 것이 중요하다.

본 고에서는 올 하절기 최대 부하기간의 계통운영실적을 이용하여 우리나라 계통의 지역별 부하, 역률, 전압특성 등을 분석하였고, 특히 전압 운영의 개선점을 찾기 위해 실적계통을 최적화 한 후 그 결과를 비교하였다.

분석에 사용된 실적계통 자료는 최대부하 시간대에 EMS로부터 취득한 PSS/E 입력자료를 사용하였다. 분석된 결과는 향후 계통운영방안 수립의 기초자료로 활용될 예정이다.

2. 본 론

2.1 전력계통 특성분석

2.1.1 수급실적 및 부하점유율

올해의 최대 수요는 당초의 예상보다 2,026MW 낮은 62,794MW를 기록(7/15, 15:00)하였다[표 1].

공급능력이 계획에 비하여 3,183MW가 낮은 주된 이유는 최대부하가 부하관리기간 전에 시현되어 울진N/P #3과 월성N/P #3가 계획예방정비 중이었기 때문이다. 한편, 동기간의 예비율은 9.1%로 계획대비 1.5%가 감소하였다.

표1. 2008년 하절기 최대수요기간 수급실적

[단위 : MW, %]

구 분	공급능력	최대전력	예비력	예비율(%)
계획 (a)	71,702	64,820	6,882	10.6
실적 (b)	68,519	62,794	5,725	9.1
증감 (b-a)	-3,183	-2,026	-1,157	-1.5

최대 부하기간의 지역별 부하는 수도권이 당초 예상보다 0.6%p 높은 41.0%를 기록하였고, 영남지역이 30.5%로 두 번째 높은 수요를 보인다[표 2].

표2. 2008년 하절기 최대수요기간 지역별 부하점유율

[단위 : %]

구 분	수도권	영 동	중 부	호 남	영 남
운영계획 (a)	40.4	6.2	10.3	11.0	32.1
운전실적 (b)	41.0	7.1	10.5	10.9	30.5
증 감 (b-a)	0.6	0.9	0.2	-0.1	-1.6

2.1.2 계통 손실 및 역률

계통손실[표 3]은 922MW로 전체 부하의 약 1.47%를 차지하는 양으로 계획대비 약 58MW가 낮은 값이다.

표3. 총발전, 손실, 부하 비교

[단위 : MW]

구 분	운영계획(a)	운전실적(b)	편차(b-a)
총발전	64,820	62,794	-2,026
손 실	980	922	-58
순부하	63,840	61,872	244

한편, 부하역률[표 4]은 전국평균 93.9%를 보였는데, 하절기 운영방안 수립 당시 적용값인 92.0%보다는 1.9%가 높은 값이다. 특히, 수도권 역률은 실적기준으로 약 94.0%로 집계되었는데 비수도권 93.8%와 유사한 결과를 보이고 있다.

표4. 계통역률 계획 대 실적 비교

[단위 : %]

구 분	전국 평균	수도권	비수도권
운영계획(a)	92.0	91.5	92.5
운전실적(b)	93.9	94.0	93.8
증 감(b-a)	1.9	2.5	1.3

2.2 수도권 융통조류 분석

우리나라의 대표적인 송전제약을 결정하는 수도권 융통선로 조류 실적은 표 5와 같다.

표 5로부터 올 하절기 최대부하 기간의 융통조류량은 10,666MW이고, 765kV 신서산T/L이 융통선로 중 가장 높은 조류량을 담당하고 있음을 알 수 있다. 765kV 신

태백T/L의 조류량이 계획대비 560MW가 낮은 것은 앞서 밝혔듯이 울진과 월성N/P의 계획예방정비 때문으로 볼 수 있다. 을 하절기 기준 융통한계량이 13,100MW인 점을 고려하면 실적계통은 약 2,434MW의 여유가 있어 안정한 것으로 검토되었다.

표5. 융통조류 계획 대 실적 비교

[단위 : MW]

융통선로	계획(a)	실적(b)	편차(b-a)
신 서 산	4,436	4,570	134
신 태 백	2,780	2,220	-560
아 산	2,556	2,506	-50
신계천곤지암	1,178	980	-198
신온양서서울	992	1,042	50
신안성신진천	-808	-652	156
합계	11,134	10,666	-468

2.3 설비 부하율 분석

2.3.1 정상상태 설비 부하율 분석

정상상태 중부하 설비를 알아보기 위하여 실적을 기준으로 설비의 부하율이 80%를 초과하는 개소를 살펴보았다. 표 6과 같이 정상 운전 중 부하율이 가장 높은 설비는 154kV 신사#3T/L임을 알 수 있다. 동 설비에 대한 부하율은 계획단계에서는 약 74%로 예상하였지만, 신사, 논현 등 인근 변전소의 부하가 예상보다 다소 높게 나타나 약 8%p 증가한 것으로 분석되었다.

표6. 정상상태 중부하 설비

설 비 명	계획	실적	주요원인
신사#3T/L	74%	82%	신사, 논현S/S 부하 31MW 증가
인주#1,2T/L	81%	81%	-
울발#3,4T/L	80%	71%	부하감소

2.3.2 상정고장 분석결과

상정고장은 관련 기준에 따라 N-1, N-2를 적용하였으며 검토결과 과부하율이 150%를 초과하여 사전 조치가 필요한 개소는 없는 것으로 분석되었다.

전압안정성을 확보하기 위해 현재 고장파급방지장치가 설치 운영 중인 개소들에 대한 주요 분석결과는 아래와 같다.

우선, 수도권 북부지역의 경우 조류합계가 2,216MW로 고장파급방지장치 1단계를 적용하면 전압안정성을 확보할 수 있는 것으로 검토되었다.

표7. 서울북부지역 제약설정 현황

[단위 : MW]

단계	부하 차단량	북부지역 융통선로 조류량
1단계	200	2,180 ~ 2,320
2단계	450	2,320 ~ 2,560
3단계	650	2,550 ~

그리고, 신고성, 신강진, 신김제계통 등 전압문제를 해소하기 위해 고장파급방지장치를 운영하고 있는 지역에 대한 검토결과, 고장 후의 인근변전소 전압은 계획계통과 유사하거나 낮은 것으로 나타났다.

2.4 조상설비 및 전압 운전실적 분석

2.4.1 전압 운전실적

하절기 최대부하 기간의 345kV 변전소 전압운전 실적은 표 8, 그림 1과 같다. 표 8로부터 대부분의 지역에서 기준전압 353kV보다 낮게 운전되었음을 알 수 있다. 전체 변전소의 평균전압은 351.8kV로 기준전압보다 1.2kV 낮게 운전되었다.

주로, 수도권 융통선로 인근지역(화성, 아산, 신온양, 신안산S/S)과 영남지역(고령, 신경산, 신마산, 신김해S/S)의 전압이 낮게 운전된 것을 알 수 있다.

그리고 본 결과는 조상설비 추가설치 요청량 대비 실제 설치량 저조로 전년도 저전압개소와 유사한 것으로 분석되었다.

특히, 신김해와 신마산변전소는 343과 346kV로 각각 운전되어 345kV 변전소 중에서 가장 전압이 낮은 지역임을 알 수 있다.

[단위 : kV]

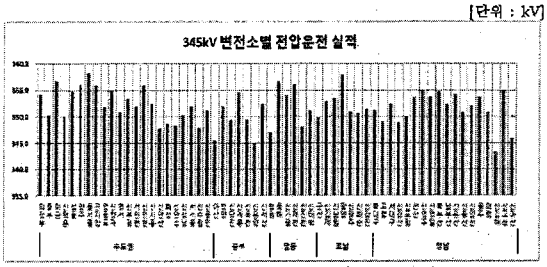

그림1. 345kV 변전소 전압운전실적

표8. 지역별 전압운전 실적

[단위 : kV]

지 역	전압	최고		최저	
		전압	변전소	전압	변전소
수도권	352.4	358.3	동서울	347.7	신안산
중 부	349.8	354.6	신계룡	345.0	신온양
영 동	352.2	356.6	동해	347.0	청원
호 남	352.5	357.9	광양	349.9	군산
영 남	351.5	355.5	신고성	343.4	신김해
전 체	351.8	358.3	동서울	343.4	신김해

2.4.2 조상설비 운전실적

표 9는 조상설비 운전실적을 보이고 있다. 조상설비는 전체적으로 설치량 대비 S.C 65.8%, Sh.R 24.1%의 이용실적을 보이며, 지역적으로 호남지역이 78.8%로 가장 운전율이 높고, 영동지역이 49.9%로 가장 낮게 나타났다.

[단위 : kV]

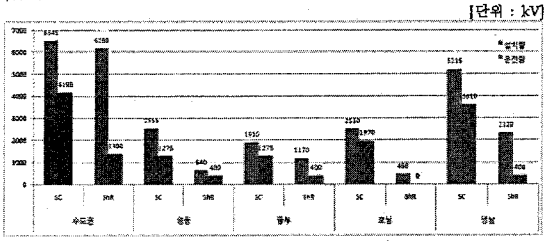

그림2. 조상설비 운전실적

표9. 조상설비 운전실적

[단위 : MVAr]

구 분		설치량	운전량	이용율	전압
수도권	S.C	6,545	4,190	64.0	352.4
	Sh.R	6,190	1,400	22.6	
영 동	S.C	2,555	1,275	49.9	352.2
	Sh.R	640	400	62.5	
중 부	S.C	1,910	1,275	66.8	349.8
	Sh.R	1,170	400	34.2	
호 남	S.C	2,510	1,970	78.5	352.5
	Sh.R	450	0	0.0	
영 남	S.C	5,215	3,610	69.2	351.5
	Sh.R	2,320	400	17.2	
전 체	S.C	18,735	12,320	65.8	351.8
	Sh.R	10,770	2,600	24.1	

특히, 수도권 융통선로 인근지역과 신김해변전소 등 조상설비 설치량이 부족한 개소를 제외하고도 계통의 전압은 전반적으로 기준전압(353kV) 보다 낮게 운전되었다. 하지만, 조상설비의 운전율은 65.8%로 낮게 운영하였으므로 이하에서는 최적화를 통해 동 사항에 대한 개선사항을 도출하고자 한다.

2.5 최적화 비교

가용한 조상설비(S.C)의 여유는 있지만 계통전압은 기준전압보다 낮게 운전한 실적에 대한 개선방안을 찾기 위하여 실적계통을 최적화 한 후 그 결과를 분석하였다.

2.5.1 최적화 방법

전력거래소는 지난 7월 계통전압을 최적으로 운영하기 위하여 345kV 변전소 기준전압 운영방안[1]을 수립하였다. 이하에서는 실적계통에 대하여 동 방안을 적용하였을 때의 효과를 확인해 보았다. PSS/E OPF를 이용하여 최적화를 수행하였고 관련 세부사항은 아래와 같다. 결과 분석에서 지역 구분은 위의 방안에서 제안한 10개 전압지역을 적용하였다.

- 목적함수 : 유효전력 손실 최소화(Minimize ActivePower Loss)
- 제약조건 : 345/154kV 변전소 모선전압 제약
  - 345kV 변전소 : 346~359kV
  - 154kV 변전소 : 156~164kV
  - Limit 옵션 : Soft-Quadratic Limit
- 제어요소 : 조상설비 및 변압기 Tap 조정(발전기 단자전압 고정)

2.5.2 최적화 전후 조상설비 투입비교

[단위 : MVAr]

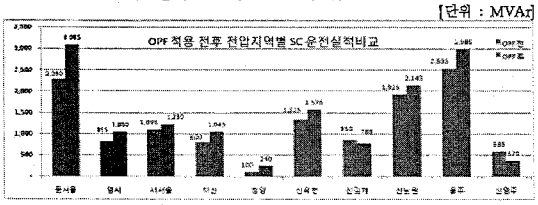

그림3. 최적화 전후 조상설비 운전실적 비교

표10. 최적화 전후 조상설비 운전실적 비교

[단위 : MVAr, %]

전압지역	S. C			
	설치량	운전량	운전률	증감
기 본	18,735	12,320	65.8	11.7 /
최적화		14,503	77.4	2,183

위의 그림 3와 표 10에 실적계통에 대한 최적화 전과 후의 조상설비 투입 실적을 나타내었다. 이들로부터 최적화 후에는 조상설비 운전율이 11.7%p 증가한 77.4%를 보이고 있고, 일부 지역을 제외하고 전체적으로 조상설비 운전율이 증가되었음을 알 수 있다.

2.5.3 최적화 전후 전압비교

[단위 : kV]

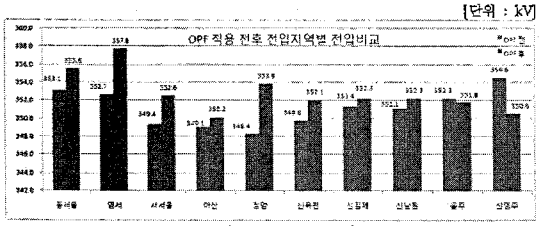

그림4. 최적화 전후 전압 비교

조상설비의 이용율이 증가함으로써 전압 운전실적도 353.4kV로 최적화 전과 비교하여 1.6kV 증가했고, 지역별 전압유지 범위도 최적화 전에는 서서울 및 청양지역이 유지범위를 만족하지 못한 반면, 최적화 후에는 전 지역이 유지범위를 만족함을 알 수 있다.

표11. 최적화 전후 전압 비교

[단위 : kV]

지 역	운전범위	기 본(a)	최적화(b)	편차(b-a)
동서울	354±4	353.1	355.6	2.5
영 서	355±4	352.7	357.8	5.1
서서울	354±4	349.4	352.6	3.2
아 산	350±4	349.1	350.2	1.1
청 양	354±4	348.4	353.9	5.5
신옥천	350±4	349.8	352.1	2.3
신김제	354±4	351.4	352.3	0.9
신남원	353±4	351.1	352.3	1.2
울 주	352±4	352.3	351.8	-0.5
신영주	352±4	354.6	350.6	-4.0
전 체		**351.8**	**353.4**	**1.6**

2.5.4 최적화 전후 손실비교

최적화 후 계통의 유효전력 손실은 906MW로 16MW가 감소하였고, 무효전력 손실도 411MVAr 감소하였다[표 12].

표12. 최적화 전후 손실 비교

[단위 : MW, MVAr]

구 분	기본계통(a)	최적화(b)	편차(b-a)
손 실	922 +j 22,702	906 +j 22,291	-16 -j 411

2.5.5 최적화 전후 결과 종합

계통손실 감소 및 발전비용 절감

최적화 전과 비교하여 계통손실이 16MW 감소하였다. 동일한 양의 손실절감효과가 연중 발생한다고 가정하면 연간 약 170억원의 비용절감 효과가 있는 것으로 산출되었다. 비용산출을 위해 주간은 중유, 심야는 LNG 발전기의 발전원가를 적용하였다.

- 주간 : 130원/kWH × 16,000kW × 16H × 365일 ≒ 121억원/년
- 심야 : 108원/kWH × 16,000kW × 8H × 365일 ≒ 49억원/년

고장 발생시 전압 안정성 향상

최적화 후 계통전압이 전체적으로 상승하였으므로, 동 계통에서 고장이 발생하여도 최적화 전과 비교하여 전압 수준을 높게 유지할 수 있으므로 전압안정성 향상효과가 있음을 알 수 있다.

설비의 효율적인 사용

기본계통의 조상설비(S.C) 운전률은 65.8%인 것과 비교하여 최적화 된 계통의 운전률은 77.4%로 전체적인 설비의 운전율이 증가하였다. 특히, 무효전력 손실이 411[MVAr] 감소하였는데, 이것은 계통 전체적으로 동 량에 해당하는 무효전력 보상설비의 추가 소요량을 억제토록 설비를 효율적으로 사용한 것으로 볼 수 있다.

3. 결 론

본 고에서는 2008년 하절기 최대부하 계통 분석을 통해 우리나라 전력계통의 특성을 분석하였다. 특히, 실적계통을 최적화하여 그 결과를 상호 비교하고 그 효과를 확인하였다. 손실감소에 의한 비용효과는 금액의 높고 낮음을 떠나 최적화된 계통이 발전비용 측면에서도 효과가 있음을 실제 계통 사례를 통해 확인한 것에 의미를 둘 수 있다. 이는 향후, 거래소가 최적화 기법에 기반 하여 실계통을 운영토록 하는 동기를 부여할 수 있다.

[참 고 문 헌]

[1] 전력거래소, "345kV 변전소 기준전압 최적제어 및 무효전력 예비력 감시방안", 2008. 7