2005년도 대한전기학회 하계학술대회 논문집 2005. 7. 18 - 20

직접부하제어 시스템의 부하차단에 의한 전력계통 영향 평가

권성철
한전 전력연구원

Impact Assessment of Direct Load Control on Electric Power System

Kwon Seongchul, Lee HakJu
Korea Electric Power Research Institute(KEPRI)

Abstract - 직접부하제어 시스템은 시행기관과 고객사이에 약정을 맺고, 이를 전력계통의 수급비상시에 계통안정을 위하여 인터넷 등 통신채널을 통해 약정고객의 부하를 직접 차단하는 시스템이다. 우리나라의 전력계통은 지역적 특성상 발전군은 호남, 영남 및 서해안지역 등에 위치하고 있는 반면 대규모 부하소비는 수도권 지역에서 이루어짐으로써 이들간의 원활한 전력수급을 위하여는 상당한 규모의 북상조류가 이루어지고, 이 북상조류는 앞으로 더 커질 것으로 전망된다. 본 논문에서는 직접부하제어 약정부하의 부하차단을 통한 전력계통 안정도 및 전력조류량 변화를 모의함으로써 직접부하제어에 의한 부하차단이 전력계통에 미치는 영향을 다양한 부하차단 시나리오를 통해 평가하였다.

1. 서 론

비상시의 안정적인 전력수급을 위하여 우리나라에서는 다양한 대책을 마련하여 운영중에 있다. 수요관리 방법 중의 하나로 직접부하제어시스템과 비상절전제도를 운영하고 있다. 비상절전지원제도는 전력수급 비상시에 주관기관(한전)의 요청으로 계약수용가에서의 자율적으로 사용전력을 조정을 하는 간접부하제어의 한 형태로 1990년부터 시행되어 오던 부하이전제도가 지원대상을 확대하면서 2003년 비상절전지원제도로 변경 시행되고 있다. 이에 비해 직접부하제어시스템은 약정을 체결한 수용가 부하를 전력수급 비상시 통신망을 이용하여 직접 제어함으로써 예비전력을 확보하거나 피크부하를 감소시키는 제도로, 2001년부터 한전이 시행하여 오다가 2002년부터 에너지관리공단과 한전이 시행기관이 되는 이원화체제로 운영되어 오고 있다.

직접부하제어시스템의 지원대상부하는 계약제어전력이 300kW이상인 일반용, 산업용 및 교육용 전력을 사용하는 수용가로 3년 약정을 기본으로, 7.8월 2개월간 15회제어 1일 4시간 이내의 제어를 원칙으로 하고 있다. 그러나, 전력수급상 부득이한 경우는 초과하여 제어할 수 있도록 규정되어있다. 일단 약정이 되면 약정부하의 평균가동률이 50%이상이 되면 기본지원금이 지급되고, 직접부하제어를 실시한 경우에는 추가적으로 제어지원금이 지급된다.

직접부하제어 및 비상절전지원제도를 통하여 확보하고 있는 부하량은 아래의 표와 같다.

표 1 수급비상 대비 수요관리 사업량

항목	2003	2004	2005
직접부하제어(MW)	768	1,039	1,239
비상절전 (MW)	1,016	1,293	1,793
합계	1,784	2,332	3,032

표 1에서 보는 것과 같이 2005년 목표량이 직접부하제어 1,239MW, 비상절전제도 1,793MW로 합계 약 3,032MW이다. 2005년 하계 피크부하가 54,218MW로 예상되어 전력수급비상시 차단가능부하가 약 전체 피크전력의 3.3% 정도를 차지한다. 본 논문에서는 직접부하제어 약정부하의 부하차단을 통한 전력계통 안정도 및 전력조류량 변화를 모의함으로써 직접부하제어에 의한 부하차단이 전력계통에 미치는 영향을 다양한 부하차단 시나리오를 통해 평가하였다.

2. 본 론

2.1 2005년 전력수요 전망 및 직접부하제어

2005년 전력수요전망은 GDP성장률 전년대비 4.5% 성장과 여름철 피크일 최고기온 평균(32.5℃)과 수요관리에 의한 피크억제량 2,371MW를 전제로 최대전력은 '04년 51,264MW보다 5.8% 증가한 54,218MW로 예상되며, 냉방수요는 10,794MW(총 수요의 19.9%)로 전년보다 5.5% 증가할 것으로 예측된다. 공급능력은 '04년보다 7.3% 증가한 61,707MW이다. 이에 따라, 최대전력수요 발생시 공급예비율은 13.8%가 확보되어 전력수급에는 차질이 없을 것으로 전망된다. 직접부하제어의 적용가능성 중 한 가지를 살펴보면, 여름 이상고온으로 부하의 증가가 발생되고 예기치 못한 상정사고로 인한 공급부족시, 전력시장운용규칙에 의해 직접부하제어가 적용될 수 있다. 공급가능여유용량이 2000MW미만이 되면 부하이전 및 직접부하제어를 시행하도록 규정되어있다.

표 2. 2005년 하계피크 예상 데이터

2005년 하계피크예상			
항목	내용		비고
발전설비	61,255 MW		
부하	53,168.2 MW		
수도권 부하	21,708.3 MW		
직접부하제어 총 약정량	2,098 MW		
수도권 직접부하제어 약정량	367 MW		
송전선로 구간	1,295 개		
모선수	765kV	5	총:772
	345kV	103	
	154kV	664	

2005년 하계의 공급능력은 61,707MW로 최대전력예측 수요인 54,218MW에 대해 7,489kW의 예비력을 확보하고 있어 대용량 발전기(1,000kW급) 2기의 상정사고에도 불구하고 예비력이 5,000kW이상으로 전력시장운영규칙상 전력수급경보 3급인 예비전력 2000 ~ 3000MW를 만족하고 전력공급이 충분함을 알 수 있다.

2.2 직접부하제어 계통영향 평가

2005년 한전 실계통에 대한 전력조류를 계산해 보면 중부지역과 영동지역에서 경인지역으로 유입되는 융통전력은 각각 7,449MW 와 3,859MW이다. 이는 수도권 부하의 약 50%이상을 영동과 중부지역을 통해 남쪽지역으로부터 전력을 공급받음을 의미한다. 연차별 수도권 부하의 증가로 이런 북상조류의 영향은 더욱 커질것으로 예상되고, 대용량 발전기 탈락사고 및 765kV송전선로의 탈락과 같은 예상치 못한 상정사고에 대하여 전력계통의 취약성은 점점 증대될 것이다. 본 절에서는 전력계통의 수급발생시의 발생가능한 대용량 발전기 및 765kV 송전선로 탈락에 대한 시나리오를 가정하고 각 시나리오 별로 직접부하제어시스템의 운영에 대한 계통영향평가를 수행하였다.

2.2.1 이상고온과 대용량 발전기 2기 고장시

이상 고온으로 2005년 하계 전력수요가 57,654kW까지 증가하고 대용량발전기 2기 고장 등으로 공급예비력이 2,000천kW이하로 떨어지면 직접부하제어에 약정된 2,099MW중 발전기에 민감한 부하순서로 1,000천kW에 대해 직접 부하제어를 시행할 수 있다. 실제 발전기 탈락의 상정사고시에는 다른 발전기들이 신속히 응동하여 충분히 대처가능하지만 본 논문에서는 예비력이 충분하지 않아 부하차단을 행하여야만 하는 상황으로 가정하였다. 월성 2G 발전기 탈락의 경우 발전력의 부족분을 전체 시스템의 슬랙발전기인 삼천포 1G발전기가 부족분을 흡수하지만 이 때의 슬랙발전기의 출력은 상한선을 훨씬 초과함을 확인하였다. 따라서 726MW 만큼 부하를 발전기가 탈락된 모선을 기준으로 직저부하제어 약정량에 따라 우선순위에 근거해 부하차단을 실시하였다. 발전기가 탈락된 지역과 인접한 지역의 부하가 우선순위가 높았고, 부하량을 조정하여 시스템이 정상적으로 회복함을 확인하였다.

표 3. 모선별 우선순위 및 차단가능량

모선명		월성2G탈락시		부하량	차단가능량
		우선순위	민감도	(MW)	(MW)
660	옥동	1	0.84928	68.3	5.16
662	외동	1	0.84928	50.2	20.68
517	직동	3	0.84927	40.8	2.02
898	월성4G	4	0.84921	24.1	1.54
520	신경산1	5	0.80323	142.5	18.06
521	청통	6	0.80233	29.1	1.79
523	영천	7	0.8016	96.9	1.72
525	아화	8	0.80046	33	5.72
522	진량	9	0.7999	82.4	8.41
899	고리1G	10	0.79877	30	1.13
900	고리2G	10	0.79877	30	0.18
570	노변	12	0.79296	98.9	1.14
	...		...		...

2.2.2 송전선로 1루트 사고:신태백-신가평

2005년 하계 최대수요시 신태백 - 신가평 765kV 송전선로 1루트 사고시 계통의 안정도 검토 결과 수도권 부하의 18% 차단이 요구되어진다. 즉 3,907MW의 부하차단이 실행되어야 한다. 이때는 수도권에 직접부하제어로 계약된 전체 약정량을 부하차단하고 나머지에 대한 차단량을 차단할 수 있다. 그러나 2004년 현재 직접부하제어 약정부하량이 한전과 에너지관리공단 모두 합쳐도 2099MW정도밖에 되지 않는다. 이 때는 매우 계통이 불안정한 비상시 이므로 전력시장운영규칙 별표 12의 7.1.4.2의 발전소 연계선이 아닌 송·변전설비의 과부하 발생시에 따른 필요시 전력거래소 급전운전원 판단하에 부하차단 조치를 취할 것을 권고한다.

2.2.3 송전선로 1루트 사고:신서산-신안성

2005년 하계 최대수요에 신서산-신안성 765 kV 송전선로 1루트 사고시 계통의 전압안정도가 불안정하며 조류계산이 발산한다. 신서산-신안성 765 kV가 담당하던 대부분의 북상조류가 아산-화성 345kV 송전선로 홀러 송전선로의 혼잡이 발생되며 화성모선 등에서 전압안정도가 불안정하게 된다. 혼잡이 발생하는 아산-화성간의 두 송전선로의 선로조류 제약조건을 각각 50MW하여 고려하면 이때 수도권의 직접부하약정량 366MW중 211.8 MW를 차단하면 계통을 안정화 시킬 수 있다. 이때의 부하차단요구량 211.8MW은 수도권 부하의 약 0.976%를 차지하고, 직접부하제어 수도권 약정량의 약 57.11 %를 차지한다. 부하량을 조정하고 발전력 출력을 조정하여 시뮬레이션하고, 발전력 출력 조정은 부하삭감량인 211.8 MW만큼 혼잡이 발생하는 선로에 가장 민감도가 높은 발전기인 태안 발전기 1G부터 6G의 6기의 발전기의 출력을 균등하게 조정하였다. 조류계산 시뮬레이션 결과는 정상적으로 수렴하였으며, 전압안정도에도 문제가 없음을 확인하였다. 그러나 이 경우에도 매우 계통이 불안정한 비상시 이므로 전력시장운영규칙 별표 12의 7.1.4.2의 발전소 연계선이 아닌 송·변전설비의 과부하 발생시에 따른 필요시 전력거래소 급전운전원 판단하에 부하차단 조치를 취할 것을 권고한다.

3. 결 론

2005년 하계의 공급능력은 약 7,489kW의 예비력을 확보하고 있어 대용량 발전기(1,000kW급) 2기의 상정사고에도 불구하고 전력공급이 충분하다. 그렇지만, 수도권 부하의 약 50%이상을 영동과 중부지역을 통해 남쪽지역으로부터 전력을 공급받는 상황에서 연차별 수도권 부하의 증가로 이런 북상조류의 영향은 더욱 커질것으로 예상되고, 대용량 발전기 탈락사고 및 765kV송전선로의 탈락과 같은 예상치 못한 상정사고에 대하여 전력계통의 취약성은 점점 증대될 것이다. 이에 전력계통의 수급발생시의 발생가능한 대용량 발전기 및 765kV 송전선로 탈락에 대한 시나리오를 가정하고 각 시나리오 별로 직접부하제어시스템의 운영에 대한 계통영향평가를 수행하였다.

한전 실계통 사례연구로, 최대부하가 54,218MW인 2005년 하계피크예상 데이터를 이용하여, 대용량의 발전기 탈락의 경우와 송전선로 탈락의 경우의 시나리오에 대해 발전기 탈락시는 발전기가 탈락된 모선을 기준으로 민감도가 높은 모선의 부하부터 순차적으로 탈락된 발전기의 출력분 만큼 부하를 삭감한 결과 전력계통이 정상적으로 회복함을 확인하였다. 송전선로 탈락의 경우는 신서산 - 신안성간의 송전선로 2회선이 탈락한 경우 혼잡이 발생하는 화성 - 아산간의 2개의 송전선로에 선로제약을 50MW로 산정하여 적용한 결과시켰다. 그 결과 시스템이 정상적으로 회복하기 위해선 211.8 MW 부하삭감이 요구된다. 이 용량은 수도권 부하의 0.976%를 차지하고, 직접부하제어 수도권 약정량의 약 57.11%에 해당되는 양이다.

[참 고 문 헌]

[1] 한전 수요관리실, "전력수요관리 이론과 실무전문가 양성반 교재", 2003

[2] 전력연구원, "직접부하제어 최적운영기술 개발", 1차년도 중간보고서, 2005