

지역적 특성과 부하특성을 고려한 직접부하제어 알고리즘

신호성, 송경빈, 문종필, 김재철, 남봉우
 숭실대학교

Direct Load Control Algorithm Based Locational and Electric Load Characteristics

Ho-Sung Shin, Kyung-Bin Song, Jong-Fil Moon, Jae-Chul Kim, Bong-Woo Nam
 Soongsil University

Abstract - This paper presents direct load control algorithm based locational and electric load characteristics. Direct load control is defined that demand-side management program activities that can interrupt consumer load at the time of annual peak load by direct control of the utility system operator by interruption power supply to individual appliances or equipment on consumer premises. Korean power system is divided into 14-areas considering branches operating in KEPCO, and electric loads are classified into 19 load groups considering interruption costs in this paper. The purpose of proposed method is to decrease social losses by controlling electric loads mainly whose interruption costs are low. It is expected that the proposed algorithm can be used as the countermeasure for the emergency state of the electric power dispatch in a operation point of view.

1. 서 론

현재 직접부하제어 관리 현황은 한국전력공사와 에너지관리공단으로 이원화 되어 관리되고 있으며, 직접부하 제어량의 배분 알고리즘의 경우 다양한 방법으로 배분이 계획되고 있다. 우리나라 직접부하의 운영은 전력거래소(KPX)의 전력시장운영규칙에 따라 전력공급가능용량의 안정적인 확보를 위하여 필요한 예비력 수준이 예상수요에 대한 중앙급전발전기의 공급가능용량 여유가 규정된 수준 이하로 떨어지면 전기사업자에 통지하여 전력공급의 부족을 해소하기 위한 별도의 행위를 수행하도록 한다[1]. 2000년 7호의 수용가를 대상으로 시범사업을 수행하고, 2001년부터 제어용량 약 110MW로 직접부하제어제도를 시행해왔으며 그 후 2002년 직접부하제도사업의 이원화추진으로 직접부하제어사업의 시행기관이 한국전력공사와 에너지관리공단이 참여하여 추진되고 있으며, 2004년 11월 말기준 약210만kW의 직접부하제어 용량을 확보하고 있다. 지원금의 현황을 살펴보면, 기본지원금으로 7월과 8월에 계약이행률이 50%이상인 계약수용가에 대하여 계약제어전력에 kW당 800원의 기본지원금을 지급하며, 전일·당일·긴급제어에 대하여 각각 kWh당 600원, 1200원, 1800원을 지급하고 있다[2][3]. 현재까지 2005년 8월의 직접부하차단 시험을 제외하고 수급경보2급 또는 수급경보1급의 발생없이 직접부하제어를 시행한 사례가 없으며 기본지원금만 지급하고 있는 중이다. 결과적으로 직접부하제어 참여 수용가 입장에서는 실제로 부하 차단된 경우는 없지만, 기본지원금 단가가 높기 때문에 많은 인센티브를 받고 있는 현실이다. 따라서 본 논문에서는 지역별 특성과 부하특성을 고려하여 현재 실정에 맞는 직접부하제어 방안을 제안한다. 제안한 방식으로 직접부하제어 시행규칙을 수정한다면, 이는 참여수용가와 국가에 모두 이익이 되는 방안이 될 것이며, 수용가로 하여금 직접부하제어 제도에 더 적극적으로 참여를 유도할 수 있을 것으로 기대된다.

2. 직접부하제어 알고리즘

2.1 부하그룹의 분류

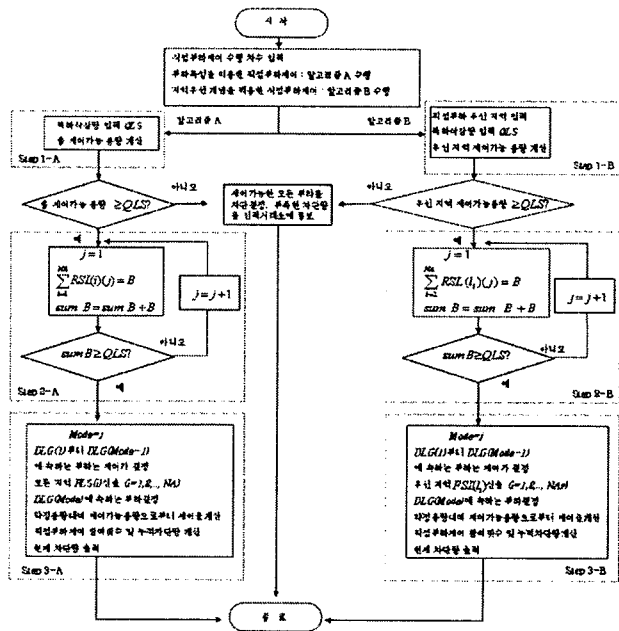
직접부하제어 프로그램은 전력계통의 침투부하를 효율적으로 억제하기 위해 한전과 소비자가 계약을 체결하여 침투부하 발생시 한전이 약정된 시간 및 횟수만큼 소비자의 전력설비를 직접 제어하며, 소비자는 프로그램 참여에 따라 기본적인 용량요금(kW) 할인과 제어 실행에 따른 지원금을 받는 제도이다. 전력거래소가 부하제어를 요청하면 프로그램이 실행된다. 본 논문에서는 수용가에 대한 설문조사를 바탕으로 연구를 수행한 정전비용 조사연구를 기반으로 향후 직접부하제어의 적용 가능성이 상대적으로 높은 수도권 즉 지역의 특성을 고려하고, 다양한 수용가의 대해 부하별 특성을 정전비용을 이용하여 구분하였다[4][5]. 그리고 지역적 구분은 서울지역본부, 인천지사, 경기지사, 경기북부, 강원지사, 강릉지사, 충북지사, 충남지사, 전북지사, 전남지사, 대구지사, 경북지사, 부산지사, 경남지사로 14지역으로 구분된다. 논문에서 사용된 수용가 형태별 정전비용과 부하그룹은 표 1과 같다.

<표 1> 수용가 형태별 정전비용과 부하그룹

수용가 형태	정전비용 [원/kW]		부하그룹	
	4시간	1시간		
산업용	음식료품	410,426	182,430	DLG(15)
	섬유의복	22,881	16,952	DLG(3)
	필프종이	9,017	2,619	DLG(1)
	석유화학	84,372	70,181	DLG(7)
	1차/조립금속	210,649	111,716	DLG(12)
	기타기계	229,865	106,757	DLG(11)
	전기전자	299,389	229,500	DLG(17)
	전기기계	226,114	86,786	DLG(8)
	영상음향	215,753	92,411	DLG(10)
	자동차	206,528	120,061	DLG(13)
상업용	기타운송장비	142,871	66,047	DLG(6)
	요식업	69,919	17,480	DLG(4)
	대규모상가	95,723	20,426	DLG(5)
공공용	소규모상가	52,182	12,766	DLG(2)
	금융증권	554,064	235,063	DLG(18)
	체육기관	490,822	224,694	DLG(16)
	교육기관	248,883	142,966	DLG(14)
	의료기관	268,236	88,994	DLG(9)
정부기관	1,209,159	749,055	DLG(19)	

2.2 제안한 부하제어 알고리즘

본 절에서는 전력거래소의 요청에 따라 시행되는 직접부하제어 프로그램의 지역적 특성과 부하특성을 고려한 부하제어 방안을 제안한다. 본 논문에서 제안하는 부하제어 알고리즘의 순서도는 그림 1과 같다.



<그림 1> 제안한 부하제어 알고리즘

지역별, 부하그룹별 부하차단량 분배 및 분배 결정은 아래의 단계를 통해 이루어진다. 전력거래소로부터 부하차감량(QLS MW)을 통보 받으면 직접부하제어 프로그램은 실행된다. 프로그램의 종류는 부하특성을 이용한 직접부하제어 프로그램(알고리즘 A)과 지역구분 개념을 적용한 직접부하제어 프로그램(알고리즘 B)으로 나뉜다. 알고리즘 B의 실행의 경우는 계통상황에 따라 전력거래소로부터 특정지역의 부하제어를 요청받은 경우에 실행되는 경우이다. 먼저 알고리즘 A 실행 경우의 각 단계별 절차는 다음과 같다.

Notation

$A(i)$: 지역 변수
NA : 지역의 수
$DLG(i)$: 부하그룹 변수
$NDLG$: 부하그룹의 수
$RSL(i)(j)$: 지역 i 에서의 j 번 부하군의 제어가능량
QLS : 계획된 부하삭감량
$FSL(i)$: 부하제어가 결정된 마지막 부하그룹에서의 지역별 부하삭감량

(Step 1-A)

부하삭감량 입력 QLS MW

직접부하제어 총 제어가능용량 계산을 계산하여 통보받은 양과의 비교

$$(총\ 제어가능용량 = \sum_{i=1}^{NA} \sum_{j=1}^{NDLG} RSL(i)(j))$$

- 총 제어가능용량이 전력거래소로부터 통보받은 양(QLS)보다 작다면 제어가능한 모든 부하를 차단하고 부족한 차단량을 전력거래소로 통보하고 프로그램 종료

- 총 제어가능용량이 전력거래소로부터 통보받은 양(QLS)보다 크다면 Step 2-A로 이동

(Step 2-A)

QLS 와 누적시킨 부하그룹별 제어가능용량과의 비교를 통한 부하제어의 최종단계 부하그룹 결정

$$j = 1, 2, \dots, NDLG$$

$$\sum_{i=1}^{NA} RSL(i)(j) = B$$

$$sumB = sumB + B$$

$sumB$ 의 값이 QLS 와 같거나 크질 때의 j 의 값을 $Mode$ 에 저장하고 Step 3-A로 이동

$j=1$ 은 $DLG(1)$ 부하군으로 부하제어 시행 가능한 케이스

$j=2$ 은 $DLG(1), DLG(2)$ 부하군으로 부하제어 시행 가능한 케이스

$j=m$ 인 $DLG(1), \dots, DLG(m)$ 부하군으로 부하제어 시행 가능한 케이스

(Step 3-A)

$Mode$ 에 따른 지역별, 부하특성별 부하배분 용량 결정

$i = 1, 2, \dots, NA$
$FSL(i) = (QLS - \sum_{j=1}^{NA} \sum_{j=1}^{Mode-1} RSL(i)(j)) \times RSL(i)(Mode) / \sum_{j=1}^{NA} RSL(i)(Mode)$
$\sum_{j=1}^{NA} \sum_{j=1}^{Mode-1} RSL(i)(j) + \sum_{j=1}^{NA} FSL(i) = QLS$

$DLG(1)$ 부터 $DLG(Mode-1)$ 에 속하는 부하는 제어가 결정되고 $FSL(i)$ 값을 저장한다. $FSL(i)$ 는 부하제어가 결정된 마지막 부하그룹에서의 지역별 부하삭감량을 의미한다. 결정된 부하삭감량에 따른 부하의 선정은 부하제어가 결정된 마지막 부하그룹에서 용량 기준으로 누적시킨 삭감량이 $FSL(i)$ 의 값보다 같거나 초과되는 최초의 부하까지 선정된다. 마지막으로 선정된 부하삭감량을 조절함으로써 정확한 제어가 가능하다. 약정용량대비 제어가능용량으로부터 제어율을 계산하고 직접부하제어 참여횟수 및 누적차단량을 계산한다. 각각의 현재차단량을 출력하고 프로그램을 종료한다.

알고리즘 B 실행 경우의 각 단계별 절차는 다음과 같다.

(Step 1-B)

직접부하 우선지역 입력 NA_p 개 ($A(l_1), \dots, A(l_{NA_p})$)

부하삭감량 입력 QLS MW

직접부하제어 우선지역 제어가능용량 계산을 계산, 통보받은 양과 비교

$$(우선지역\ 제어가능용량 = \sum_{i=1}^{NA_p} \sum_{j=1}^{NDLG} RSL(l_i)(j))$$

- 우선지역 제어가능용량이 전력거래소로부터 통보받은 양(QLS)보다 작다면 제어가능한 모든 부하를 차단하고 부족한 차단량을 전력거래소로 통보하고 프로그램 종료

- 우선지역 제어가능용량이 전력거래소로부터 통보받은 양(QLS)보다 크다면 Step 2-B로 이동

(Step 2-B)

QLS 와 우선지역의 누적시킨 부하그룹별 제어가능용량과의 비교를 통한 부하제어의 최종단계 부하그룹 결정

$$j = 1, 2, \dots, NDLG$$

$$\sum_{i=1}^{NA_p} RSL(l_i)(j) = B$$

$$sumB = sumB + B$$

$sumB$ 의 값이 QLS 와 같거나 크질 때의 j 의 값을 $Mode$ 에 저장하고 Step 3-B로 이동

$j=1$ 은 $DLG(1)$ 부하군으로 부하제어 시행 가능한 케이스

$j=2$ 은 $DLG(1), DLG(2)$ 부하군으로 부하제어 시행 가능한 케이스

$j=m$ 은 $DLG(1), \dots, DLG(m)$ 부하군으로 부하제어 시행 가능한 케이스

(Step 3-B)

$Mode$ 에 따른 우선지역의 부하특성별 부하배분 용량 결정

$i = 1, 2, \dots, NA_p$
$FSL(l_i) = (QLS - \sum_{j=1}^{NA_p} \sum_{j=1}^{Mode-1} RSL(l_i)(j)) \times RSL(l_i)(Mode) / \sum_{j=1}^{NA_p} RSL(l_i)(Mode)$
$\sum_{j=1}^{NA_p} \sum_{j=1}^{Mode-1} RSL(l_i)(j) + \sum_{j=1}^{NA_p} FSL(l_i) = QLS$

$DLG(1)$ 부터 $DLG(Mode-1)$ 에 속하는 부하는 제어가 결정되고 $FSL(l_i)$ 값을 저장한다. $FSL(l_i)$ 는 부하제어가 결정된 마지막 부하그룹에서의 우선지역의 부하삭감량을 의미한다. 결정된 부하삭감량에 따른 부하의 선정은 부하제어가 결정된 마지막 부하그룹에서 용량 기준으로 누적시킨 삭감량이 $FSL(l_i)$ 의 값보다 같거나 초과되는 최초의 부하까지 선정된다. 마지막으로 선정된 부하삭감량을 조절함으로써 정확한 제어가 가능하다. 약정용량대비 제어가능용량으로부터 제어율을 계산하고 직접부하제어 참여횟수 및 누적차단량을 계산한다. 각각의 현재차단량을 출력하고 프로그램을 종료한다.

2.3 지원금 산정

본 논문에서 제안하는 지원금 지급기준은 다음과 같다.

- 기본지원금
 - [계약량 [kW] × 400원 × n_7] + [계약량 [kW] × 400원 × n_8]
 - n_7 : 7월 동안 평균가동률이 0.5 미만일 경우 0, 0.5 이상 1 미만일 경우 0.5, 1 이상 일 경우 1
 - n_8 : 8월 동안 평균가동률이 0.5 미만일 경우 0, 0.5 이상 1 미만일 경우 0.5, 1 이상 일 경우 1
- 제어지원금
 - 정전비용단가 × e × k × n × m × 차단전력[kW] × 차단시간 [h]
 - e : 정전비용 조정 변수
 - k : 우선순위에 따른 가중치
 - n : n_7 또는 n_8 (차단한 월에 해당)
 - m : 특정지역만 차단할 경우의 가중치

기본지원금의 단가를 기존 kW당 800원에서 400원으로 낮추어, 계약은 하였으나 실제 부하차단이 이루어지지 않은 수용가에 대한 지원금을 낮추었다. 대신 제어지원금에 대하여 기존의 정해진 금액이 아닌, 업체별 정전비용에 근거하여 지원하는 현실적인 방법을 제안하였다. 그러나 정전비용은 단순히 수용가 입장을 반영한 수치이기 때문에, 그 비용을 전액 지원하기에는 그 액수가 너무 크며, 차단하여 얻는 이득에 대비하여도 그 액수가 크기 때문에 관련 해외 연구에 근거하여 e를 0.2로 설정하여 정전비용 단가를 낮추었다[6]. 또한 부하차단 우선순위 알고리즘을 고려할 때, 정전비용이 낮은 수용가는 직접부하제어 시행시 우선적으로 차단되고, 상대적으로 정전비용이 높은 수용가는 차단될 가능성이 그만큼 낮기 때문에, 이를 반영하기 위하여 우선순위에 따른 가중치(k)를 0.1~4로 설정하여 차단 가능성이 높은 부하에 가중치를 높게 주었다. 평균가동률 n은 현행 직접부하제어 시행에서는 기본지원금에만 지원하지만, 평균가동률에 따라 제어하는 양도 달라지기 때문에 제어지원금에도 적용하는 것이 타당할 것으로 생각된다.

3. 결 론

본 논문에서는 지역별 특성과 부하별 특성을 고려하여 현재 실정에 맞는 직접부하제어 방안을 제안하였다. 부하제어의 가능성이 낮은 현재의 실정에서 본 연구에서 제안한 방식으로 직접부하제어 시행규칙을 수정한다면, 이는 참여수용가와 국가에 모두 이익이 되는 방안이 될 것이며, 수용가로 하여금 직접부하제어 제도에 더 적극적으로 참여를 유도할 수 있을 것으로 기대된다. 그리고 향후 직접부하제어 프로그램 약정시, 공급지장비용이 낮은 부하를 중심으로 DLC 자원의 확보가 필요하며, 타지역보다 부하제어 가능성이 상대적으로 높은 수도권 지역에서의 DLC 자원의 확보가 필요함을 제안한다.

본 연구는 산업자원부의 지원에 의하여 기초전력연구원(R-2005-0-026) 주관으로 수행된 과제임.

[참 고 문 헌]

- [1] 한국전력거래소, "전력시장 운영규칙", 2005
- [2] 한국전력공사, "직접부하제어 운영 기준", 2003
- [3] 에너지관리공단, "직접부하제어 운영 기준", 2003
- [4] 산업자원부, "경쟁체제하에서의 배전계통 공급신뢰도 및 경제성 평가 기법", 2004.6
- [5] 산업자원부, "계통계획을 위한 산업용 수용가 공급지장비 조사연구", 2006.2
- [6] G. Tollefson, R. Billinton, G. Wacker, E. Chan, and J. Aweaya, "A CANADIAN CUSTOMER SURVEY TO ASSES POWER SYSTEM RELIABILITY WORTH", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol 9, No. 1, 443 - 450, Feb. 1994