

# Increasing Hosting Capacity in KEPCO Distribution Feeders

## 배전선로의 분산 전원 상시 연계용량 기준 상향 타당성 연구

Sung-Soo Cho<sup>1†</sup>, JunBo Sim<sup>1</sup>, Hyeon-Ok Lim<sup>1</sup>, HyeonJin Kim<sup>1</sup>, Seong-Man Kim<sup>2</sup>, Sang-Do Ju<sup>2</sup>, JongHyup Song<sup>2</sup>  
조성수<sup>1†</sup>, 심준보<sup>1</sup>, 임현옥<sup>1</sup>, 김현진<sup>1</sup>, 김성만<sup>2</sup>, 주상도<sup>2</sup>, 송중협<sup>2</sup>

### Abstract

With Korean Government's Renewable energy 3020 plan and 8th Basic plan for long-term power supply, renewable energy industries in Korea are active and catching attention from many relevant industry's relations. Especially with Interconnection guarantee policy established in Oct, 2016, DERs interconnection delay due to lack of allowable distribution hosting capacity is happening and reduction of reinforcement cost for distribution system where 70 % of DERs in South Korea are installed became one of important issues of KEPCO. Therefore, KEPCO needed to extract reasonable solutions to increase feasible hosting capacity of distribution feeders in order to reduce reinforcement cost under the condition of no matter in distribution system operation. This paper proposes feasible hosting capacity of distribution feeders that can be adopted and the status of DER installation in distribution system, PV output data, minimum load in distribution feeders as well as capacity of distribution lines have been investigated and analyzed in proof of the proposal.

정부의 재생에너지 3020 이행계획 및 제 8차 전력수급 기본계획과 함께 국내 분산 전원 연계 사업이 활발하게 진행되고 있다. 특히 2016년 10월 시행된 1 MW이하의 분산 전원 접속 보장 제도의 시행 이후, 배전 계통의 분산 전원 연계 신청이 급증함에 따라 송배전 설비부족으로 분산 전원 접속 지연이 일어나는 문제와, 이로 인해 국내 분산 전원의 70 %가 연계되어 있는 배전 계통의 신증설 투자비가 증가하는 문제가 이슈로 부각되고 있다. 현재 배전 계통의 분산 전원 수용력(hosting capacity) 확보 방법은 물리적인 배전 설비 추가 확충 이외에는 대안이 없는 것이 현실인데, 이러한 방식은 아래와 같은 어려움이 따른다. 첫째, 분산 전원의 대다수를 차지하는 태양광은 일조량이 풍부하고 지가가 저렴한 야외, 산악지역에 보급되므로 배전선로 경과지 확보가 점점 어려워지고 있다. 이로 인해 지중 구간이 증가하여 공사비가 증가하며, 태양광 야외 지역 위치로 공사 거리, 기간이 증가하게 된다. 둘째, 지자체의 공사 인허가 비협조 사례가 증가하여 이로 인해 공사가 지연되어 민원이 야기된다. 셋째, 배전선로 공사 자체에 1년 이상의 공사기간이 소요되므로 분산 전원을 적기에 접속시킬 수가 없으며, 넷째, 접속 신청은 지속 증가하므로 이에 따라 배전 설비 확충 비용 또한 지속 증가 할 수 밖에 없다. 이렇게 물리적 설비확충으로 발생하는 문제에 대응하여 접속 대기를 최소화하면서도 공사(투자비)를 최소화 할 수 있는 방안은 설비이용률을 극대화하는 것이며, 본 연구는 이러한 고민에서 시작되었다. 그러므로 본 논문에서는 현재 배전 계통의 분산 전원 연계 현황, 태양광 최대 출력 실적, 최소 부하, 선로 특성의 분석을 통해 배전선로의 분산 전원 상시연계용량 기준을 상향하기 위한 타당성을 검토하였으며, 배전선로의 분산 전원 상시연계용량 기준을 위한 상향(안)을 제시하였다.

*Keywords: Hosting Capacity, DER, Distributed Energy Resources, Distributed Generation, PV, Distribution System, DER-Interconnection*

Manuscript received October 14, 2019, Revised October 23, Accepted October 23, 2019

<sup>1</sup> KEPCO Research Institute, Korea Electric Power Corporation, 105 Munji-ro Yuseong-gu, Daejeon 34056, Republic of Korea

<sup>2</sup> Korea Electric Power Corporation, 55 Jeollyrok-ro, Naju, Jeollanam-do 58322, Republic of Korea

† kepricho@kepcoco.kr

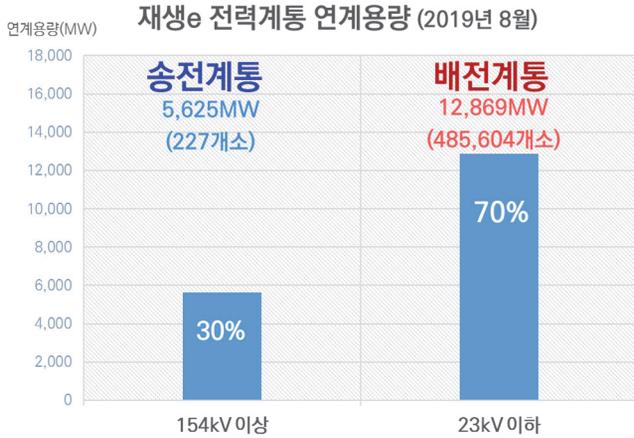


Fig. 1. Status of DER interconnection in Korea.

### I. 서론

현재 국내 신재생에너지의 확산 보급을 위해서 정부는 다양한 방면에서 다양한 정책을 내세우고 있다. 2002년 처음 시작한 FIT (Feed in Tariff) 제도부터 신재생에너지 공급 의무화 제도(RPS)뿐만 아니라, RPS의 보상을 위한 REC (Renewable Energy Certificate) 제도를 통해 국가 신재생에너지의 확산 보급을 위한 노력을 해오고 있다. 2017년 12월에는 ‘제2회 재생에너지 정책 협의회’ 개최를 통해 ‘재생에너지 3020 이행계획(안)’과 2017년 12월 19일에 ‘제8차 전력수급 기본계획’을 발표하면서 우리나라의 신재생에너지의 확산이 탄력적으로 이루어지고 있다. 이에 앞서, 한전은 2016년 10월 31일에는 ‘1 MW 이하의 분산 전원 연계에 대한 한전의 공용 전력망 보강 공사비 지원’을 위해 ‘송배전용 전기설비 이용규정’을 개정함으로써 국내 분산 전원 연계는 매우 활발하게 진행되고 있다. 실제로 2016년 10월 이전과 이후의 분산 전원 연계신청 현황을 살펴보면 Table 1과 같이 2016년 10월 31일 이후의 연계신청 현황이 2016년 10월 31일 이전 약 10년간의 연계신청 현황의 2.4배 정도 된다.

또한, 신청 건수로 볼 때, 배전계통의 연계요청이 송전계통 연계신청의 110배를 초과하고 있으며, 연계신청 용량은 비슷하다. Fig. 1에 나타난 현재 국내 계통의 분산 전원 연계용량을 살펴보면, 상계거래용 분산 전원을 제외하고 송전계통에 연계되어 있는 분산 전원의 용량은 약 5,625 MW 이고, 배전계통에 연계되어 있는 분산 전원의 용량은 송전계통 연계용량의 2배를 초과하는 12,869 MW이다.

다수의 분산 전원이 연계되는 배전계통은 분산 전원 관리가 매우 복잡해지고 있으며, 연계용량의 급증에 따른 접속 지연 문제도 발생하고 있다. Table 2는 1 MW이하 신재생 접속의 진행 현황을 나타내고 있다.

현재 분산 전원 연계신청 급증에 의해 배전선로의 설비

Table 1  
Status of DER Interconnection Applications in Distribution System

구 분	'16.10.30 이전			'16.10.31 이후			합 계
	배 전	송 전	소 계	배 전	송 전	소 계	
건수 (건)	29,968	142	30,110 (29%)	71,535	616	72,151 (71%)	102,261 (100%)
용량 (MW)	6,941	5,333	12,274 (28%)	15,790	15,257	31,047 (72%)	43,321 (100%)

Table 2  
Status of DER Interconnection and Delay in Korean Grid

구 분	접속 완료	접속 대기(용량 부족)			합계
		배 전	송변전		
			배전선로	주변압기	
건수 (건)	29,127 (41%)	11,571 (16%)	7,299 (10%)	9,711 (14%)	28,581 (40%)
용량 (MW)	4,737 (34%)	2,832 (20%)	1,783 (13%)	2,084 (15%)	6,699 (48%)

용량 부족으로 약 2.8 GW의 분산 전원 연계신청에 대한 접속 지연이 일어나고 있으며, 전체 접속 대기중인 물량의 16 %를 점유하고 있다. 한전은 분산 전원의 접속지연을 해결하기 위하여 배전선로 신증설뿐만 아니라, 투자비 절감을 위한 방안을 도출할 필요가 있다.

현행 배전계통에 분산 전원이 연계될 수 있는 용량은 분산 전원 설비용량을 기준으로 배전선로당 10 MW까지이며, 3분할 3연계의 배전계통 운영 방식을 기준으로 고장 시 부하 절체에 따라 건전선로의 과부하가 발생하지 않도록 요구되고 있다.

본 논문에서는 현재 배전 계통의 선로 특성, 분산 전원 연계 현황, 태양광 최대 출력 실적, 최소 부하의 분석을 통해 배전선로의 분산 전원 상시연계용량 기준을 상향하기 위한 타당성을 검토하였으며, 배전선로의 운영 안정성을 위협하지 않는 범위에서 적정 상향 가능 용량을 제시하였다. 또한, 분산 전원 연계 용량 상향에 따른 고장 시 배전 계통 운영에 대한 문제점을 분석하고, 해결방안을 제안하였다. 마지막으로 배전선로의 분산 전원 연계 용량 기준을 상향할 경우, 절감 가능한 비용에 대한 분석을 통해 분산 전원 연계 용량 기준의 상향 효과에 대하여 검증하였다.

### II. 연계 용량 상향 요소 검토

#### A. 배전선로의 열적 허용 용량 분석

도체에 전류가 흐르면 줄열(I<sup>2</sup>R)이 발생하여 전선의 온도가 상승하게 되는데, 도체의 온도가 90 °C를 초과하게 되면 절연물이 손상되거나 화재가 발생할 수 있고 도체의 인장강도가 약해져 전선의 설계수명(약 30년)을 보장할 수 없

Table 3  
Characteristics of Distribution Lines

구분	적용기준	허용 전류 허용 용량		조 건
		[A]	[MVA]	
ACSR-OC 160 mm <sup>2</sup>	연속 허용전류*	395	15.7	연속 사용온도 90 °C
	단시간 허용전류** (10 시간)	395	15.7	
CNCV 325 mm <sup>2</sup>	연속 허용전류 (손실률*** 0.6)	315	12.5	부하율 0.73 9 공 중심부

[주]  
\* 연속 허용전류: 전선 특성이 변화 없는 최고온도에서 연속적으로 흐를 수 있는 전류 크기  
\*\* 단시간 허용전류: 이보다 더 높은 온도로 전선을 한시적으로 운영할 수 있는 전류 크기  
\*\*\* 손실률 = 0.3×부하율 + 0.7×부하율<sup>2</sup>

Table 4  
Operation Capacity of Overhead Distribution Lines

구 분	비상시 운전 용량	상시 운전 용량
ACSR-OC 160 mm <sup>2</sup>	15.7MVA × 0.89 = 14 MVA * 0.89 마진(경년열화, 불평형)	14 MVA × 3/4 = 10 MVA * 3 분할 3 연계
CN-CV 325 mm <sup>2</sup>	15.7 MVA → 15 MVA ☞ 실제 14MVA 적용	15 MVA × 2/3 = 10 MVA * 2 분할 2 연계

[주]  
• 연속 허용 전류(열적 허용 용량)를 기초로 비상시 운전 용량 산정  
• 비상시 부하 전환을 위한 분할 연계(계통 신뢰도)를 고려하여 상시 운전 용량 산정

게 된다. 다시 말하면, 배전선로의 수명 및 열적 허용 용량은 선로의 임피던스와 전류에 의한 줄열에 의해 결정된다고 볼 수 있다. 현재 배전선로에 주로 쓰이는 ACSR-OC 160 mm<sup>2</sup>과 CN-CV 325 mm<sup>2</sup>의 허용 전류 및 열적 허용 용량을 Table 3에 나타내었다.

선종에 따른 열적 허용용량만을 바탕으로 배전선로의 분산 전원 연계 용량을 결정하게 된다면 15.7 MVA를 초과하지 않아야 한다. 그러나 실제 배전선로의 경년 열화와 불평형 전류에 대한 영향, 비상 시 계통 운영 등에 대한 고려가 필요하다. 이를 바탕으로 경년 열화 및 불평형에 대한 열적 마진을 두고, 비상 시 계통 운영을 위한 3분할 3연계 방식을 고려할 때 Table 4와 같이 상시 및 비상시 분산 전원 연계 용량을 결정할 수 있다 [1].

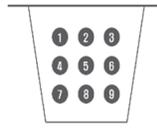
그러나 배전선로의 상시/비상 시 운전 용량을 결정하기 위해 적용된 가공선로(ACSR-OC 160 mm<sup>2</sup>)의 허용 전류 시험을 위한 주위 온도는 40 °C를 기준으로 상정하였고, Table 5와 같이 주위 온도가 10 °C가 낮아질 때 허용 용량은 10 %가 증가함을 확인할 수 있다.

2016년도 선행된 연구결과인 [1]에서 분석한 지난 10년간 지역별 시간별 온도 데이터를 확인해보면 1년 중 주위 온도가 40 °C 가깝게 최대가 되는 날은 여름에 한시적으로 발생하며, 여름을 제외한 나머지 계절은 0-30 °C에 머무르고

Table 5  
Operation Capacity of Distribution Lines

주위온도 (°C)	연속 허용 전류 (A)	용량 (MVA)	비율 (%)
40 (기준)	398	15.761	100
35	423	16.751	106
30	446	17.662	112
25	468	18.533	118
20	489	19.364	123
15	509	20.156	128
10	528	20.909	133
5	546	21.622	137
0	563	22.295	141
-5	580	22.968	146
-10	596	23.602	150
-15	612	24.235	154

Table 6  
Operation Capacity of Underground Distribution Cables

관로 수 (9 공, 3 단 3 열)	정상상태 허용전류 (A)	관로번호	단시간 허용전류(A)			
			2 시간	10 시간	12 시간	24 시간
	256	1, 3	493	408	404	387
		2	483	401	396	377
		4, 6	489	404	420	380
		5	478	396	391	369
		7, 9	507	417	412	395
		8	497	409	404	384

있다. 즉, 여름을 제외한 다른 계절에는 분산 전원 연계 용량을 결정하는데 적용된 배전선로의 열적 허용 용량에 Margin이 있다는 의미이다.

동일한 관점에서 CN-CV 325 mm<sup>2</sup>의 열적 허용 전류 산정 기준을 살펴보면, 3단 3열 형태의 9공 관로에 매설되는 기준으로 평형조건에서 정가운데 관로에 흐를 수 있는 지중 케이블의 최대 허용 전류는 Table 6과 같다 [2].

지중케이블의 경우, 관로 9공 중 중앙관로를 기준으로 주변 관로 케이블 도체 온도가 90 °C로 유지되는 전류가 흐를 시 중앙 관로 케이블에 흐를 수 있는 최대 전류를 고려하여 10 MVA로 최대 허용 가능 용량을 제한하였다. 그러나 실제 한전 배전관로 구성은 6공 이하인 경우가 약 90 %에 해당되며, 6공(3단 2열)의 케이블 송전 용량 시뮬레이션 결과, 최대 송전 용량은 12 MVA였다 [3].

위의 선행 연구 결과에서 알 수 있듯이 가공 및 지중선로 모두에서 상시 운전 용량에 어느정도 여유를 가지고 있다. 뿐만 아니라, 태양광 발전기의 출력 특성을 고려하여 선로의 단시간 허용전류까지 검토한다면 열적 허용 용량의 마진은 더욱 증가할 것이다.

예를 들어, Fig. 2에 나타낸 전남지역의 2017년 중 최대 발전을 한 날의 태양광 발전소 출력 특성을 살펴보면, 실제 태양광 발전기의 Peak 발전 지속시간은 하루 중 일사량이 가장 높은 시간대인 12-14시까지의 약 2시간 정도라고 판단할 수 있다. 태양광 발전기의 Peak 발전 지속시간을 고려

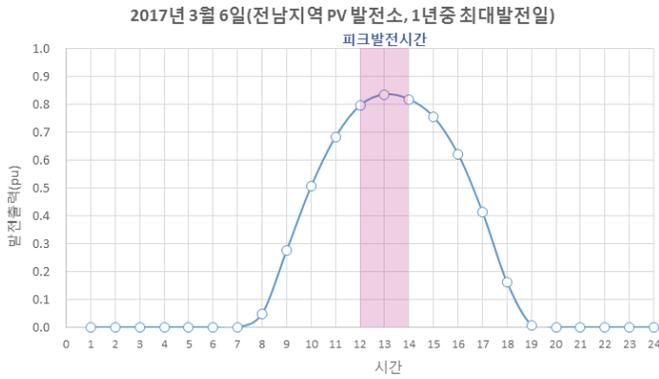


Fig. 2. Characteristics of PV outputs.

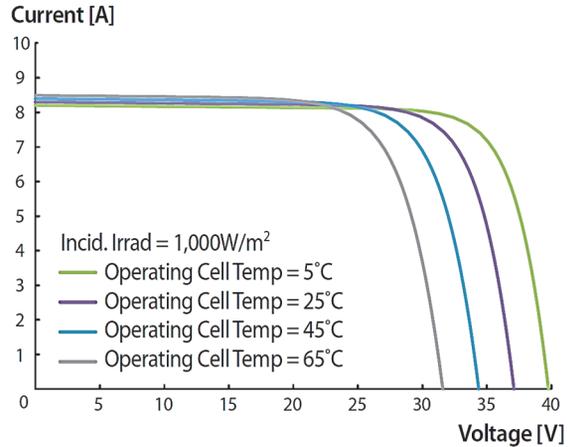


Fig. 4. Characteristics of PV outputs according to temperature (Reference module: Hyundai MG series).

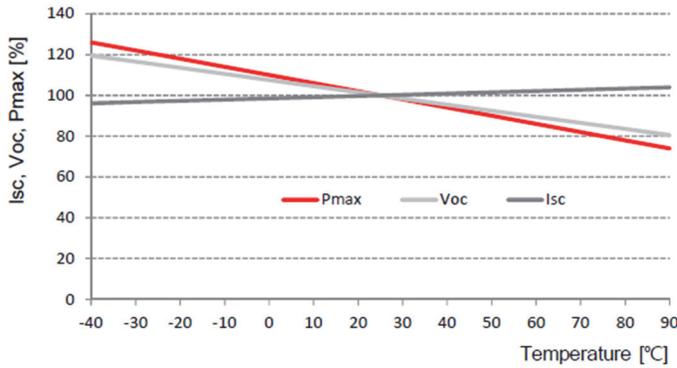


Fig. 3. Characteristics of PV outputs according to Temperature (Reference module: LG400N2W).

할 때, 배전선로에서 태양광 발전기의 단시간 Peak 출력을 감당할 수 있다면 배전선로에 열적 허용 용량 Margin은 더욱 클 것이다.

태양전지의 출력 특성도 추가적으로 고려할 수 있다. 온도를 기준으로 가공 선로의 열적 허용 용량과 태양전지의 효율 특성을 비교하면, 주위 온도가 높아서 배전선로의 상시 허용 용량 한계가 낮아지면 여름철에는 태양전지의 출력 효율도 낮아지고, 주위 온도가 낮아서 배전선로의 상시 허용 용량 한계가 높을 때는 태양전지의 출력 효율도 높아지게 된다. 그러므로 태양전지와 배전선로의 허용 용량 특성에 의해서 추가적인 Margin이 생길 수 있다. Fig. 3과 Fig. 4는 국내 태양광 모듈의 온도에 따른 출력 특성을 나타내고 있다.

온도에 따른 배전선로와 태양전지의 출력 효율 특성을 동시에 고려하여 태양광 발전기의 출력이 가장 높은 봄과, 온도가 가장 높은 여름의 배전선로 상시 운전 용량을 Table 7에 나타내었다. 국내 배전 계통에 가장 많이 적용 중인 가공선로(ACSR-OC 160 mm<sup>2</sup>)의 허용 용량을 산정한 주위 온도는 40 °C가 기준이므로, 전남 강진의 2017년 3월 11-14시 평균 온도인 17.7 °C를 기준으로 재산정해보면 상시 운전 용량은 12.8 MVA로 약 28% 상향될 수 있다.

주위 온도에 따른 배전선로의 상시 허용 용량과 태양전지의 출력 효율을 고려할 때, 여름에는 13.8 MVA까지 연계 용량을 최대로 상향할 수 있었으며, 봄에는 14.2 MVA까지 연계 용량을 최대로 상향할 수 있었다. 실제로 운영의 안정성을 위한 Margin까지 고려한다면 조금 낮아질 수 있으나, 현재 분산 전원 연계 용량을 10 MW로 운영하고 있는 배전선로에서 분산 전원 연계 용량 상향을 위한 Margin이 충분히 있다고 판단된다. 그러므로 배전선로의 열적 허용 용량을 초과하지 않고, 배전 계통의 운영 안정성을 위협하지 않는 범위 내에서 분산 전원 연계 용량을 상향하는 것은 가능할 것으로 판단된다.

### B. 태양광 발전기 최대 출력 실적 분석

태양광 발전기의 최대 출력 실적도 배전 계통의 분산 전원 연계 용량을 결정하기 위한 중요한 요소 중 하나일 수 있다. 예를 들어, 설비 용량이 990 kW인 태양광 발전기의 1년 출력 데이터를 검토한 결과 최대 출력 발전 실적이 900 kW로 확인된다면, 실제로 90 kW만큼의 연계 용량에 대한 여유를 갖게 되는 것이다. 이렇게 설비용량 대비 실제 최대 출력 발전 실적의 비율을 Eq. (1)과 같이 태양광 발전기의 최대 출력률(WPR: Watt-Peak Ratio)로 정의하면, WPR의 분석을 통해 추가로 연계할 수 있는 분산 전원 연계 용량을 검토할 수 있다.

$$\text{최대 출력률(WPR)} = \frac{\text{최대 발전 실적 [kW]}}{\text{설비 용량 [kW]}} \quad (1)$$

현재 국내 계통에 연계되어 있는 시장 거래용 분산 전원의 전국 태양광 발전소 1,000개의 2017년 발전량 데이터를 분석한 후, 월별 WPR로 산정한 값을 Table 8에 나타내었다. 여기서, 지역별로 수집된 출력 데이터의 수가 달랐기

Table 7

온도 [°C]	연속		열적		상시	태양전지
	허용 전류 [A]	한계 용량 [MVA]	운전 용량 [MVA]	특성반영 [MVA]		
여름 40	398	15.7	10	13.8		
봄 15	509	20.1	12.8	14.2		
마진 -	111▲	4.4▲	2.8▲ (약 28%)	-		

Table 8

태양광발전기 최대출력율(WPR) [%]												
	1월	2월	3월	4월	5월	6월	7월	8월	9월	10월	11월	12월
전남	80	86	88	83	84	80	73	77	78	80	75	74
전북	73	81	85	82	83	78	68	75	73	74	69	66
경남	76	83	83	81	79	77	72	75	75	76	71	70
경북	75	84	85	83	81	79	72	75	75	74	70	71
제주	79	90	93	89	87	84	74	78	79	82	79	71
충남	79	83	89	84	84	80	71	75	77	75	74	70
충북	75	82	82	82	76	78	68	76	75	74	69	68
강원	76	84	85	83	79	78	72	74	75	74	72	70
경기	71	80	84	84	80	75	70	73	74	70	69	66

때문에, 통계를 내는데 사용된 지역별 태양광 발전소의 수는 다를 수 있으며, 태양광 발전소의 최대출력률은 각 지역 발전소의 월별 최대 발전량을 평균한 값으로 나타내었다.

전국 태양광 발전기의 최대출력률을 살펴보면, 제주도를 제외한 모든 지역에서 WPR이 90 % 이하로 나타났으며, 제주도가 93 %로 가장 높게 나타났다. 즉, 태양광 발전기의 출력 실적을 기반으로 검토할 때, 제주도를 제외한 전국 배전선로에 약 10 %의 태양광 발전기를 추가적으로 연계할 수 있는 가능성이 있다는 의미가 된다. 만약 이 논문의 앞 절에서 분석한 배전선로의 열적 허용 용량 Margin까지 고려한다면 제주도에서도 약 10 %의 연계 용량 추가가 가능할 것으로 판단된다. 그러므로 태양광 발전기만 연계된 배전선로의 경우, 태양광 발전기의 최대 출력률(WPR)을 90 %로 적용하여 분산 전원 연계 용량 기준을 상향하는 것을 고려할 수 있다.

C. 배전 계통의 최소 부하 크기 분석

부하는 통상적으로 +로 표시하는 유효 전력량이고, 발전량은 부호가 반대이므로 -로 표시되는 유효전력량이다. 발전량과 부하가 혼재된 배전선로의 열적 허용 용량에 대한 초과 여부를 결정하는 기준은 발전량과 부하의 합에 의해 나타나는 순 부하(Net Load)이다. 예를 들어, 배전선로에 설치된 태양광 발전기의 총 출력이 10 MW일 때, 부하의 크기가 5 MW라면 그 배전선로의 그 순간 순 부하는 5 MW가 되며, 해당 배전선로의 열적 허용 용량을 초과하지 않는다. 그러므로 우리가 배전선로에 상시 존재하는 최소 부하의 크

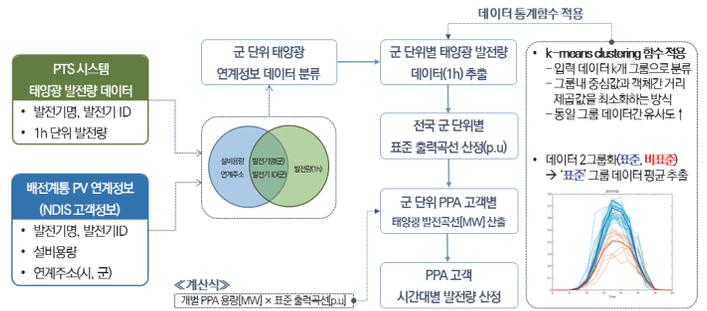


Fig. 5. Procedures for PV standard output curve estimation.

기를 안다면, 최소 부하의 크기만큼 분산 전원을 추가적으로 연계할 수 있게 있다.

본 논문에서는 배전선로에 상시 존재하는 최소 부하의 크기를 분석하기 위하여 '배전선로 총 부하(Gross Load) 산출 프로그램'을 개발하였으며, 이 프로그램을 이용하여 배전선로의 최소 부하를 분석하였다. 여기서 총 부하의 의미는 Eq. (2)와 같이 정의될 수 있다.

$$\begin{aligned} & \text{총 부하(Gross Load)} \\ & = \text{순 부하(Net Load)} + |\text{발전량(Gen)}| \end{aligned} \quad (2)$$

일반적으로 우리가 배전선로의 출력 정보를 감시하고 저장할 수 있는 개소는 변전소, 개폐기, AMI 등이 있다. AMI의 경우, 발전기와 부하에 따라 구분하여 설치하고 데이터를 관리하기 때문에 취득된 발전량과 부하 데이터의 분류를 통해 총 부하를 구할 수 있다. 그러나, AMI 데이터를 활용하기에 현실적으로 취득되어 있는 데이터 양이 부족한 실정이므로 변전소 및 개폐기에서 취득할 수 있는 데이터를 활용하였다. 개폐기에서 취득된 데이터를 활용할 경우, 각 구간별 순 부하를 취득할 수 있기 때문에 취득 정보를 세분화하는데 도움이 될 수 있지만, 모든 선로에 설치되어 있는 개폐기 취득 데이터에 대한 정확도 문제와 취득 가능 여부 등의 문제로 추가적인 분류 및 분석 작업이 필요하였다. 또한, 분산 전원의 연계 용량에 대한 기준이 배전선로 단위로 결정되기 때문에 가장 정확도가 높은 변전소의 취득 데이터 활용하여 배전선로별 최소 부하를 산정하였다. 변전소와 개폐기 모두에서 취득 가능한 데이터는 모두 순 부하이기 때문에 배전선로의 총 부하를 계산하기 위해서는 분산 전원(태양광 발전기)의 24시간 출력 데이터가 필요했다. 그러므로 '배전선로 총 부하 산출 프로그램'은 총 2단계에 거쳐 실행되며, 1단계는 단위 지역별 태양광 발전기의 표준 출력 곡선 산출, 2단계는 배전선로의 총 부하 산출이 된다.

배전선로의 총 부하 산출 프로그램의 1단계 작업인 단위 지역별 태양광 발전기 표준 출력 곡선 산출 기능은 Fig. 5와 같은 절차로 진행된다.

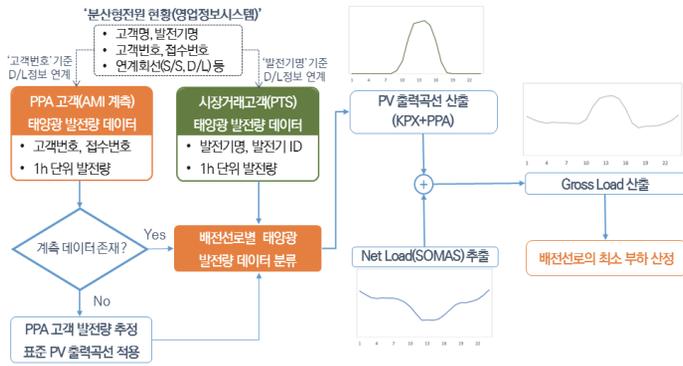


Fig. 6. Procedures for gross load estimation in distribution feeders.

단위 지역별 태양광 발전기 표준 출력 곡선 산출 기능은 우선 동일 군에 속해 운전되고 있는 태양광발전의 시간대별 발전량 데이터를 한전의 전력거래 분석시스템인 PTS 데이터에서 추출하는 것에서 시작한다. 여기서 PTS는 Power Trading System의 약자로 시장 거래용 분산 전원 정보 및 출력 정보를 관리하는 시스템이다. PTS에서 추출한 분산 전원 정보 데이터는 유사도가 높은 태양광 발전량의 데이터 군집화는 동시간 대의 여러 태양광 발전기 출력 중, 최대값과 최소값을 기준으로 근처의 출력 데이터들을 묶어 2개의 그룹으로 그룹화 하고, 그룹 내 데이터 수가 많은 그룹을 표준 그룹으로 정의해서 표준 그룹(Fig. 5의 파란색 Curve)으로 선택된 데이터들의 평균값을 해당 군의 시간대별 태양광 표준 출력 곡선[PU]에서 도출한다. 정의된 시간대별 태양광 표준 출력 곡선은 PU값이기 때문에, 해당 단위 지역에 속한 태양광 발전기의 정격 출력과 곱해지면, 그 태양광 발전기의 시간대별 출력 곡선을 산출할 수 있게 된다.

이 산출 방식을 정의하기 위해 기본이 되는 전제는 첫째로 단위 지역에 속한 분산 전원의 발전량은 유사한 일사량을 갖기 때문에 유사한 출력 특성을 갖는다는 조건이며, 둘째로 배전선로 전체의 출력 오차를 검토하면 표준 출력 곡선 대비 측정 불가능한 실제 태양광 발전기의 출력 오차는 +방향과 -방향으로 모두 존재할 것이므로 선로 전체에 대한 오차로 볼 때 그 크기가 최소화될 것이라는 가정이다. 또한, 측정에 의해 취득이 불가능하거나 미취득 태양광 발전기의 출력에 대해서만 이 프로그램을 이용해 표준 출력 곡선을 적용하기 때문에 그 오차는 더 작아질 수 있다.

프로그램의 2단계인 배전선로의 총 부하 산출 절차를 Fig. 6에 나타내었다.

총 부하의 산출은 NDIS(New Distribution Information System) 데이터를 기반으로 가공한 태양광 발전기의 연계 정보 데이터에서 계측 데이터의 존재 여부에 따라 두 가지 방식으로 진행된다. 계측 데이터가 있는 경우, PTS 발전량 데이터에서 해당 배전선로에 속한 태양광 발전량 데이터를 불러오고, 계측 데이터가 없는 경우 해당 발전기가 소속된

Table 9  
Estimated Minimum Loads in Several Distribution Feeders

No.	변전소명	배전선로명	분산 전원 설비 용량 (kVA)	연간 최소 부하 (MW)	
				24시간 기준	PV 피크시간 기준
1	Sub #1	D/L #1	1,151	2.1	1.7
2	Sub #1	D/L #2	8,555	2.9	2.9
3	Sub #1	D/L #3	8,286	3.7	3.7
4	Sub #1	D/L #4	7,522	3.7	3.7
5	Sub #1	D/L #5	8,698	2.9	3.1
6	Sub #1	D/L #6	5,906	2.1	2.3
7	Sub #1	D/L #7	10,190	4.1	3.7
8	Sub #1	D/L #8	10,063	2.1	2.5
9	Sub #1	D/L #9	4,456	4.1	3.9
10	Sub #1	D/L #10	70	3.3	3.5
11	Sub #2	D/L #1	3845	3.5	3.9
12	Sub #2	D/L #2	99	3.5	3.5
13	Sub #2	D/L #3	1121	1.3	1.5
14	Sub #2	D/L #4	7140	6.1	6.3
15	Sub #2	D/L #5	941	4.1	3.7
16	Sub #2	D/L #6	745	4.1	4.1
17	Sub #2	D/L #7	7174	6.5	5.5
18	Sub #2	D/L #8	474	3.9	3.5
19	Sub #2	D/L #9	99	4.1	4.3

군의 태양광 표준 출력 곡선 데이터를 불러온 후 설비용량과 곱한 값을 발전량으로 산정하여 전체적인 값을 합산한다. 추정된 데이터의 정확도를 높이기 위해 E-PPA 시스템의 상업운전 개시일 정보를 취득함으로써 군 단위 표준 곡선 데이터가 해당 일자부터 반영될 수 있도록 설정되며, 시스템 상에서 정보 취득이 어려운 고객은 접수 번호의 접수 일자를 상업운전 개시일로 적용한다.

프로그램의 2단계에서 정의된 태양광 발전기 출력 정보의 분류는 변전소에서 취득한 순 부하와 더해져서 최종적으로 총 부하가 결정된다. 변전소의 순 부하는 SOMAS 데이터를 활용할 수도 있고, PQMS 데이터를 활용할 수도 있다. 만약 SOMAS 데이터를 활용한다면 SOMAS의 전류 방향성 미반영 문제로 인해 변전소로 유입되는 역조류 판정을 통한 역조류 Curve 생성을 위한 추가적인 작업이 필요하다.

이 프로그램을 활용하여 분석한 강진 및 완도 변전소의 배전선로 부하의 크기를 Table 9에 나타내었다.

Table 9에 나타난 최소 부하 외에도 국내의 약 10,000여개 배전선로 중 분산 전원이 연계되어 있는 약 1,557개의 배전선로에 대해 최소 부하를 분석한 결과, 약 112여개의 배전선로를 제외하고 모두 최소 부하의 크기가 1 MW를 초과하였으며, 전용 선로와 산업단지 등의 특수 선로를 제외하면 최소 부하의 크기가 0.7 MW 이하인 배전선로는 전체 분산 전원 연계 배전선로의 3% 미만이었다. 즉, 배전선로의 열적 허용 용량을 고려한다면 각 배전선로에 분산 전원 연계 용량을 1 MW 정도 추가적으로 연계할 수 있는 여유가 있는 것으로 판단되며, 최소 부하의 크기가 1 MW 이하인 배전선로에 대해 선로 재구성 등을 통해 최소 부하가 1 MW

를 초과하도록 구성한다면 전국 배전선로에 분산 전원 연계 용량을 1 MW 추가 확대할 수 있을 것으로 예상된다.

### III. 연계 용량 기준 상향 제안

II 섹션에서 분석한 배전선로의 열적 허용 용량 Margin, 태양광 발전기의 최대 출력 특성, 배전선로에 상시 존재하는 최소 부하의 크기를 바탕으로 배전선로에 추가적으로 연계할 수 있는 분산 전원 연계 용량을 산정할 수 있으며, 현행 배전 계통 분산 전원 연계 용량 기준을 바탕으로 상시와 비상시 상황에서 문제가 되지 않는 최대 분산 전원 연계 용량을 Eq. (3)과 같이 정의할 수 있다.

$$\begin{aligned} \text{연계용량 [MW]} \\ = \frac{10 \text{ MW} + \text{배전선로 최소 부하 [MW]}}{\text{태양광 발전기 최대 출력 효율(WPR)}} \end{aligned} \quad (3)$$

여기서 배전선로의 최소 부하는 1 MW로, 태양광 발전기의 최대 출력 효율을 90 %로 적용할 경우, 배전선로에 연계 가능한 분산 전원 용량은 약 12 MW까지 늘릴 수 있다. 이 산술식의 기본은 배전선로에 열적 허용 용량에 Margin이 있기 때문이며, 현행 배전 운영 방식을 변경하지 않고 분산 전원 연계 용량을 상향하기 위해 배전선로 최소 부하 및 태양광 발전기 WPR을 산술식의 주요 변수로 정하였다.

그러므로 Eq. (3)은 배전선로의 3분할 3연계 방식의 배전 계통 운영 방식을 고려하여 정의한 10 MW의 현행 분산 전원 연계 용량의 장점인 비상시 안정성 확보 원리를 유지하면서, 분산 전원을 최대한 연계할 수 있는 용량을 의미한다. 다만, 2016년도부터 시행한 '1 MW 이하의 분산 전원 연계에 대한 한전의 공용 전력망 보강 공사비 지원'에 따라 배전선에 연계되는 태양광 발전기들이 배전 계획과는 무관하게 일사량이 좋거나 토지가 싼 곳으로 집중되어 설치되고 있기 때문에 분산 전원의 발전량에 있어서 3분할 3연계 방식의 적용이 곤란해지고 있는 상황이다. 그러므로 분할 연계 방식의 적용되지 않는 분산 전원의 연계를 위해 배전 계통의 안정적인 운영을 위한 대책이 필요하다.

### IV. 발생 가능 문제점 및 필요 대책

#### A. 발생 가능 문제점 분석

앞에서 배전선로의 분산 전원 연계 용량 기준의 상향 가능성을 검토하였다. 배전선로의 분산 전원 연계 용량을 상향할 경우, 분산 전원의 연계 용량 상향에 따른 발생 가능 문제점을 분석해서 필요한 대책을 수립할 필요가 있다.

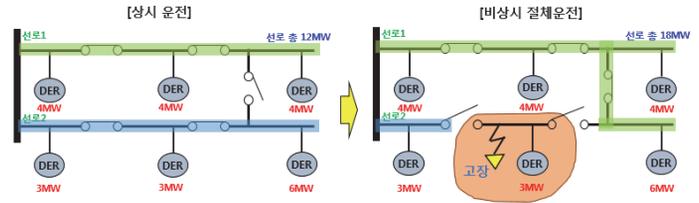


Fig. 7. Over current occurrence when emergency switch.

현재 배전선로에 연계된 분산 전원의 연계 현황을 분석하면 분산 전원의 연계로 인해 발생 가능한 문제를 분석할 수 있게 된다. 그러므로 국내 배전선로 중 분산 전원 용량이 7 MW 이상 연계된 배전선로를 대상으로 분산 전원의 연계 위치에 대해 분석해 보았다. 그 결과, 분석 대상이 된 총 81개의 배전선로에서 인입단에 분산 전원이 집중 연계된 배전선로는 11개(13.6 %), 중단에 집중 연계된 배전선로는 33개(40.7 %), 말단에 집중 연계된 배전선로는 31개(38.3 %), 균등 분포로 연계된 배전선로는 6개(7.4 %)였다. 즉, 분산 전원이 일부지역에 집중되어 연계된 배전선로는 총 75개로 분석한 배전선로 81개 중 93 %를 차지하였으며, 남은 7 %의 배전선로만 특정한 집중도를 나타내지 않았다.

배전선로에 분산 전원이 집중 연계될 경우, 분산 전원 출력의 집중으로 과부하 및 과전압 문제가 발생할 수 있기 때문에 분산 전원 집중 연계에 따른 과부하 및 과전압 발생 가능성에 대한 분석이 필요하다.

#### 1) 선로 절체 시 과부하 문제

배전선로의 분산 전원 연계 용량 기준을 12 MW로 상향할 경우, 배전선로의 비상 시 운전 용량이 14 MW이기 때문에 상시 운전 용량에 있어서 과부하로 인해 문제가 발생할 가능성은 없다. 그러나 배전 선로에 고장 발생 시 고장 선로의 말단에 집중되어 있는 대규모의 분산 전원이 건전 선로로 절체된다면, 건전선로에서 배전선로의 비상 시 운전 용량인 14 MW를 초과할 가능성이 있다. 예를 들어, 6 MW의 분산 전원이 연계되어 있는 말단 구간에 존재하는 배전선로의 중단에 고장이 발생하여, 6 MW의 분산 전원이 연계된 말단 구간을 다른 건전 선로로 절체해야 하는 경우, 만약 건전 선로에 기존에 12 MW의 분산 전원이 이미 연계되어 있다면 고장 선로의 말단 구간 절체로 인해 건전 선로의 분산 전원 연계 용량의 총 합은 18 MW가 되어 배전선로의 비상 시 운전 용량을 초과하게 된다. Fig. 7은 집중 연계된 분산 전원이 고장 발생에 따라 타 선로로 절체될 때, 건전 선로의 과부하 발생 가능성을 보여주는 그림이다.

이러한 현상은 분산 전원의 연계 용량을 12 MW로 확대할 경우에만 발생할 수 있는 문제가 아니라, 현재 배전 계통의 분산 전원 연계 특성 분석 결과에 따르며, 지금도 발생이 가능한 문제들이다. 그러므로 분산 전원의 집중 연

계로 인한 선로 절체 시 과부하 문제에 대한 해결 방안이 필요하다.

## 2) 과전압 문제

배전선로의 일부 지역에 분산 전원이 집중되어 연계될 경우, 유효 전력의 집중에 따라 일부 지역에 과전류가 발생하게 되며, 과전류에 의해 그 지역의 전압 상승을 유발할 수 있다. 특히, 선로의 말단에 분산 전원이 집중 연계될 경우, 배전선로의 전압을 상승하는 임피던스가 매우 크기 때문에 해당 선로에 과전압이 발생할 가능성은 높아진다. 만약 50 km 이상의 공장을 갖는 선로에 7 MW 이상의 분산 전원이 연계되어 있는 경우, 계통 부하의 크기가 충분히 크지 않다면 배전선로에 과전압이 발생할 여지가 다분하다. 배전선로의 총 공장이 30 km 이하일 경우에도 분산 전원의 연계 용량이 크고, 부하의 크기가 작을 경우 분산 전원에 의해 과전압이 발생할 수 있다.

이 문제 역시 비상 시 선로 절체에 따른 과부하 문제와 동일하게 현재 배전 계통에서도 충분히 발생 가능한 문제이며, 일부 배전선로에서는 과전압 문제로 인해 분산 전원의 접속 지연이 발생하기도 한다. 만약 현행 배전 계통 분산 전원 연계 검토를 통해 분산 전원 연계로 인해 과전압이 발생한다면, 원칙적으로는 분산 전원의 접속이 허락되지 않으며, 일부 발전사업자들에게는 분산 전원의 역률 제어를 통해 분산 전원 연계점 전압을 안정화시키기 위한 DER-AVM 기능을 설치하도록 하고, 분산 전원의 접속을 승인하고 있다.

이처럼 배전선로는 분산 전원 연계에 의해 과전압이 발생할 가능성이 매우 다양하다. 그러므로 배전선로의 부하 분석을 통해 선로 길이와 특성을 비교 분석하여 필요 시 별도의 선로 전압 관리를 해야 한다.

## B. 필요 대책

### 1) 선로 절체 시 과부하 문제 해결 방안

비상 절체로 인한 건전 선로의 과부하 방지를 위해서는 선로별로 배전 운영을 위한 SOP (Standard Operation Procedures)를 개선하여 비상 시 선로 절체를 수행할 필요가 있다. 3분할 3연계 배전 운영 방식을 기준으로 비상 선로의 건전 구간이 건전 선로로 절체되어 넘어갈 경우, 건전 선로에 흐를 수 있는 전력이 배전선로의 비상 시 운전 용량인 14 MW를 초과하지 않는 조건은 Eq. (4)를 통해 계산할 수 있다.

$$(\text{건전 선로 분산 전원 총 용량} \times \text{WPR}) - \text{선로최소부하} < 14 \text{ MW} \quad (4)$$

이 때, ‘건전 선로 분산 전원 총 용량’은 비상선로에서 절체되어 넘어온 분산 전원 용량과 기존 건전 선로에 존재

하는 분산 전원 총 용량의 합을 의미한다. 또한, 이 때의 WPR은 태양광 발전기의 최대출력률로서 앞서 분석한 결과인 90 %를 적용할 수 있고, 선로의 최소 부하는 건전 선로의 최소 부하 1 MW와 비상선로에서 3분할 3연계 부하 관리가 잘 된다고 가정하였을 경우, 건전 선로로 절체되어 넘어갈 수 있는 0.33 MW를 합하여 1.33 MW가 될 수 있다. 각 파라미터들을 입력하여 건전 선로에 흐르는 전력이 14 MW를 초과하지 않는 건전 선로의 분산 전원 총 설비 용량은 Eq. (5)를 통해 구할 수 있다.

$$\begin{aligned} & \text{건전선로 분산 전원 총 설비용량 [MW]} \\ & = \frac{14 \text{ MW} + 1.33 \text{ MW}}{90\%} = 17 \text{ MW} \end{aligned} \quad (5)$$

즉, 태양광 발전기의 최대 출력률(WPR)을 90 %로 적용하고, 선로의 최소 부하를 1 MW로 적용할 경우, 건전 선로에 연계되어 있는 분산 전원의 총 설비용량[MW]은 17 MW 이하일 경우, 선로의 열적 허용 용량을 초과하지 않는다.

이 방식을 적용할 경우 기존 건전 선로에 존재하는 분산 전원의 총 용량이 상향된 배전선로 분산 전원 연계 용량 기준인 12 MW 라고 가정할 때, 비상구간에서 건전 선로로 절체되어 넘어갈 수 있는 분산 전원의 최대 설비 용량은 5 MW라고 생각할 수 있다. 즉, 3분할 3연계 배전 계통 운영 방식에서 한 구간에 존재하는 분산 전원의 설비 용량이 5 MW 이하로 제한되어 분할 구간에 대한 SOP가 작성된다면 비상 시 분산 전원의 출력에 의해서 선로의 열적 허용 용량을 초과하는 경우는 극히 드물다고 판단된다. 이 때, 분산 전원, 배전선로, 변압기 등에 의해 발생하는 무효 전력을 고려한다면 하나의 구간에 분산 전원의 설비 용량이 4 MW이하로 존재하도록 관리되는 것이 더욱 안정적일 수 있다.

만약 건전 선로 및 비상 절체 구간에 풍력, 바이오, 수력 등의 분산 전원들이 연계되어 있다면 태양광이 아닌 타 분산 전원들의 지속적인 출력으로 인해 태양광 발전기처럼 최대 출력률에 대한 Margin이 적용되지 않아서 분산 전원의 출력이 배전선로의 열적 허용 용량을 초과할 가능성이 높아진다. 그러므로 분산 전원의 종류를 고려해야 분산 전원별 최대 출력률을 반영할 필요가 있으며, 분산 전원 연계 용량이 높은 선로를 절체하는 건전 선로는 상시 부하의 존재율이 높은 일반 선로로 절체하는 것이 유리할 수 있다.

또한, 3분할 3연계 배전선로를 표준으로 분석할 때, 2개의 구간에 연계되어 있는 분산 전원 용량의 합이 11 W를 초과할 경우, 고장 구간의 절체에 따라 5 MW의 분산 전원이 유입된다면 Eq. (6)과 같이 건전 구간의 일부에서 14 MW의 선로 열적 허용 용량을 초과하는 경우가 발생할 수 있으므로 유의해서 SOP를 작성해야 한다. 이 때 각 배전선로에 상시 존재하는 부하의 크기는 최고 1 MW로 부하 관리가 3분할 되어서 관리된다고 가정하고 WPR도 적용하였다.

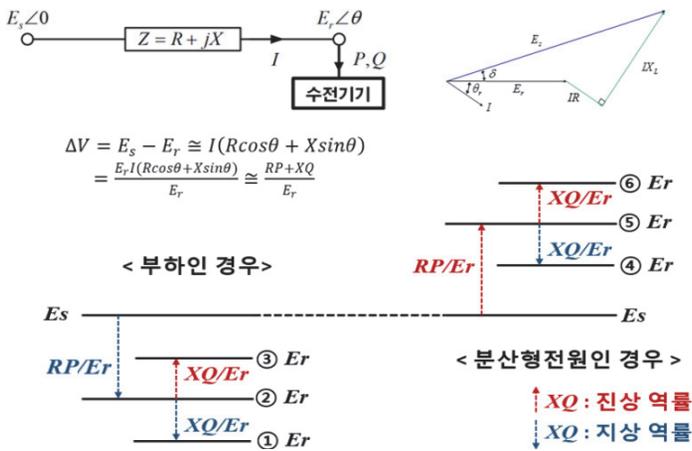


Fig. 8. Illustration of distribution lines voltage deviation.

절체사용량 [MW]

$$= (11 \text{ MW} + 5 \text{ MW}) \times 90\% - \left( 1 \text{ MW} \times \frac{2}{3} \text{ 구간} \right) \quad (6)$$

= 13.8 MW

지금까지 분산 전원의 용량, 특히 태양광 발전기의 용량을 기준으로 SOP를 작성하는 방법에 대해 제안하였으나, 실제로 SOP를 작성하기 위해서는 분산 전원(태양광 발전기)이 발전하지 않는 시간에 순수한 부하로 인해 발생 가능한 부하 용량 및 전압 강하에 대한 문제점도 충분히 고려하여야 한다. 그러므로 현재 SOP 작성을 위해 주로 활용되는 배전선로 구간의 Net Load 정보 및 부하 계약 정보에 대한 부분과 분산 전원의 설비 용량을 동시에 고려하여 두 가지 방법 모두에서 절체 시 문제가 발생하지 않도록 SOP를 작성하고, 이에 따라 비상 시 배전 계통 운영을 할 필요가 있다.

또한, SVR의 용량과 분산 전원의 설비 용량을 동시에 고려할 필요도 있다. 현재 배전 계통에 적용중인 SVR이 있다면, 배전선로에서 SVR의 하단에 연계된 분산 전원의 용량이 SVR 용량보다 크다면, 분산 전원의 출력이 SVR의 열적 허용 용량을 초과할 수 있기 때문에 SVR의 용량 증대 및 선로 재구성 등을 검토해야 한다. 뿐만 아니라, 고장 시 고장 선로의 건전 구간 분산 전원이 건전 선로로 절체될 때, 건전 선로에 설치되어 있는 하단의 총 Net Load의 합이 고장 선로의 분산 전원 절체로 인해 SVR의 용량을 초과하지 않도록 SOP를 작성해야 한다.

만약 TDAS 등의 배전운영시스템에서 개폐 구간별로 연계되어 있는 분산 전원 설비 용량의 총합을 보여줄 수 있다면 SOP 작성을 바탕으로 배전운영원이 선로 절체를 위한 직관적인 판단을 하는데 많은 도움이 될 것이다. 또한, 예기치 않은 과부하로 인해 배전 계통 안정성에 악영향을 줄 가능성이 있을 경우, 계통의 안정적인 운영을 위하여 분산 전원 탈락을 통해 계통 안정성을 확보하는 것에 대한 제도적

보완도 필요하다.

## 2) 과전압 문제 해결 방안

분산 전원을 제어 자원으로 이용하여 배전 계통의 전압을 관리할 수 있다. 분산 전원이 연계된 배전선로의 전압 변동 원리를 Fig. 8에 나타내었다.

배전선로의 전압 변동은 분산 전원의 출력, 분산 전원에서 바라보는 배전선로의 등가 임피던스, 전압 변동 발생 전의 기준 전압의 크기 등에 의해 결정될 수 있다 [4].

그러므로 분산 전원의 유효 전력에 의해서 상승된 전압은 분산 전원의 무효 전력을 흡수하여 보상할 수 있으며, 무효 전력을 통해 보상 가능한 전압의 크기는 분산 전원에서 바라보는 배전선로 등가 임피던스의 X/R Ratio에 의해 결정된다. 즉, X/R Ratio가 낮은 연계점에 연계된 분산 전원은 동일한 무효 전력을 공급하더라도 전압 안정화에 기여할 수 있는 효과가 적다는 말이 된다.

또한, 스마트 인버터의 기능이 개발됨에 따라 계통 전압 안정화를 위한 분산 전원의 제어는 Volt-Var 제어, Watt-Var 제어, Watt-PF 제어, Volt-PF 제어, Volt-Watt 제어 등 다양하게 적용될 수 있으며, 제어 방법에 따라 전체적인 배전 계통 안정화에 기여할 수 있는 효과가 달라진다 [5].

그러므로 배전 계통에 연계된 분산 전원을 자원으로 활용하기 위해서는 분산 전원의 제어 기능을 최적화하여 배전 계통을 운영하기 위한 방법에 대한 연구를 통해 다양한 방법으로 분산 전원을 자원으로 활용할 방안을 도출할 필요가 있다.

배전선로에서 전압 안정화를 위해 주로 사용하는 OLTC 및 SVR에 대한 사용도 필요하다. 일반적으로 전압 안정화 장치라고 하면 변전소의 OLTC, 배전선로의 SVR, 배전용 정적보상장치(STATCOM), Capacity Bank 등을 포함한다. 이 중국내 배전 계통에 실제로 적용하고 있는 솔루션은 OLTC와 SVR이다. 최근에는 배전용 ESS를 개발하여 Volt-Var 제어를 통해 배전 계통의 전압 안정화를 수행할 수 있도록 기술을 개발하였으나, 정읍 선로에만 설치되어 있는 상황이며 사업화를 통해 전국에 적용하기에는 Track Record가 부족한 실정이다.

변전소의 OLTC는 전통적으로 부하에 따른 전압 강하를 보상하여 배전선로의 전압 유지 범위 내에서 전압이 유지될 수 있도록 주로 활용되어 왔다. OLTC의 동작 원리는 2차측으로 흐르는 전류의 크기를 감지하여 변압기의 2차측 Tap을 조절하여 변전소에서 인출되는 전압의 크기를 조절하는 것이다. 분산 전원이 없는 배전선로에서 OLTC는 부하의 크기만을 고려 하였으므로 전류의 크기를 통해 계산되는 유효 전력의 크기로 배전선로의 전압강하 정도를 계산하는 것에 대한 정확도가 낮아졌으며, 선로 말단의 정확한 전압 강하를 추정하는 것이 매우 어려워졌다. 또한, 선로의 길이가 매우 길면 분산 전원에 의해서 발생하는 전압 상승과 부하

로 인해 발생하는 전압 강하의 범위를 OLTC 하나로 모두 커버하기 어려운 경우가 발생할 수도 있다. 그러므로 경우에 따라 선로 중간에 SVR을 설치하여 배전선로의 전체적인 전압 프로파일을 최적화할 필요가 있다. SVR은 OLTC와 동일하게 변압기의 2차측 Tap을 조절하여 배전선로의 전압을 제어하는 장치로서 제어 모드에 따라 다양하게 활용할 수 있다 [6].

현재 SVR은 “분산 전원 연계 배전계통 전압안정화 기술 개발” 과제를 통해 SVR 제어기인 SVR-AVM을 개발하여 실증 운전 중에 있다. 그러나 OLTC 및 SVR 등의 Tap Change 변압기는 그 동작 횟수에 제한이 있고, 동작 지연 시간이 길어서 분산 전원에 의한 전압 변동에 빠르게 응답하지 못한다는 단점이 있다. 또한, OLTC의 경우 변전소의 변압기에 설치되어 하나의 Tap changer가 다수의 선로를 동시에 관리하므로 모든 선로의 전압 프로파일을 동시에 최적화하기 어렵다는 단점이 있으며, SVR은 현재 국내에 설치된 배전선로의 수가 제한되어 있어서 추가적인 설치 비용이 들 수 있다. 이러한 이유로 OLTC나 SVR을 이용한 배전선로 전압 안정화를 완벽하게 도모하는데 제한이 있으나, 현재 현실적으로 적용 가능한 솔루션이라고 볼 수 있다.

이 외에도 SVR의 동작 속도나 횟수에 대한 단점을 보완하기 위해서 Thyristor를 이용하여 선로 전압을 조절할 수 있는 TVR (Thyristor type Voltage Regulator)의 적용 등 다양한 관점에서 배전선로 전압 안정화를 위한 대책이 제안되고 있으나, 이에 대한 상세한 검토 및 실증은 아직 수행되지 않고 있다.

## V. CONCLUSION

본 논문에서는 배전선로에 연계될 수 있는 분산 전원 연계 용량 기준을 상향하기 위하여 배전선로의 열적 허용 용량 특성, 태양광 발전기의 최대 출력 특성, 배전선로의 최소 부하 등을 분석하였으며, 주요 연구결과를 요약하면 다음과 같다.

(1) 주위 온도에 따른 배전선로의 상시 허용 용량과 태양전지의 출력 효율을 고려할 때, 여름에는 13.8 MW까지 분산 전원 연계 용량을 최대로 상향할 수 있으며, 봄에는 14.2 MW까지 상향할 수 있다. 그러나 실제로 운영의 안정성을 위한 Margin까지 고려하여 배전 계통의 운영 안정성을 위협하지 않는 범위 내에서 분산 전원 연계 용량을 상향하는 것이 필요하다.

(2) 전국 태양광 발전기의 최대 출력률을 살펴보면, 제주도를 제외한 모든 지역에서 WPR이 90 % 이하로 나타났으며, 제주도가 93 %로 가장 높게 나타났다. 즉, 태양광 발전기의 출력 실적을 기반으로 검토할 때, 제주도를 제외한 전

국 배전선로에 약 10 %의 태양광 발전기를 추가적으로 연계할 수 있는 가능성이 있다는 의미가 된다. 만약 배전선로의 열적 허용 용량 Margin까지 고려한다면 제주도에서도 약 10 %의 연계 용량 추가가 가능할 것으로 판단된다.

(3) 배전선로의 최소 부하를 분석하기 위하여 ‘배전선로 총 부하 산출 프로그램’을 개발하였으며, 프로그램을 이용하여 국내 분산 전원이 연계되어 있는 4,000여개의 배전선로 최소 부하를 분석한 결과, 약 112여개의 배전선로를 제외하고 모든 배전선로에서 최소 부하의 크기가 1 MW를 초과하였다. 또한, 전용 선로와 산업단지 등의 특수 선로를 제외하면 최소 부하의 크기가 0.7 MW 이하인 배전선로는 전체 분산 전원 연계 배전선로의 3 % 미만이었다. 즉, 배전선로의 열적 허용 용량을 고려한다면 각 배전선로에 분산 전원 연계 용량을 1 MW 정도 추가적으로 연계할 수 있는 여유가 있는 것으로 판단되며, 최소 부하의 크기가 1 MW 이하인 배전선로에 대해 선로 재구성 등을 통해 최소 부하가 1 MW를 초과하도록 구성한다면 전국 배전선로에 분산 전원 연계 용량을 1 MW 추가 확대할 수 있을 것으로 판단된다.

(4) 배전선로의 열적 허용 용량 특성, 태양광 발전기의 최대 출력 특성, 배전선로의 최소 부하 등을 분석하여 배전선로의 분산 전원 연계 용량 상향 기준에 대해 검토한 결과, 분산 전원 연계 용량 기준을 12 MW까지 상향할 수 있는 가능성을 확인하였다.

또한, 분산 전원 연계 용량을 12 MW로 상향할 경우, 다음과 같은 문제점이 발생할 수 있으므로 대책이 필요하다.

(1) 분산 전원 연계 현황 분석 결과 현재도 발생 가능성이 높은 문제이긴 하나, 고장 발생에 따른 선로절체 시 분산 전원 집중 연계로 인해 건전 선로의 과부하 발생이 가능하므로, 분산 전원 설비 용량을 기준으로 5 MW이하로 끊어서 SOP를 작성하여 배전 계통을 운영할 필요가 있으며, 운영원의 직관성을 확보하기 위해 배전 운영 시스템의 개선이 필요하다.

(2) 분산 전원 연계 급증에 의해 현재 배전 계통에 발생하고 있는 문제점이며, 12 MW 상향 시 더 높은 과전압이 발생할 수 있다. 그러므로 분산 전원의 자원화, OLTC 및 SVR 등의 배전 전압 안정화 장치의 활용 등을 통해 과전압을 해결할 필요가 있으며, 분산 전원의 출력 제어를 위한 제도 및 정책이 필요하다.

## ACKNOWLEDGMENT

This work was supported by Korea Electric Power Corporation under Grant R18DA08.

## REFERENCES

- [1] Youngbeom Jung, Byung-sung Lee, "Development of assessment algorithm for operating capacity on Distribution line using System Information," Fall Conference for Society Electrical Facility of KIEE, pp. 47, Oct. 2013.
- [2] Nam-Hun Kim, Kern-Joong Kim, Jae-Cheol Kim, "Optimal number of dividing and connecting per feeder in Korean distribution system," Journal A of KIEE, pp. 349-361, Jul. 2002.
- [3] Byung-sung Lee, "케이블 송전용량 탄력적 적용을 통한 배전선로 상시 운전기준 최적화", KEPRI Research Project RFP, 2019.
- [4] Tom Short, Aminul Huque, "Voltage Regulation Support from Smart Inverters," Technical Report, #3002012033, Integration of Distributed Energy Resources(P174), Dec. 2017.
- [5] Matt Rylander, Aminul Huque, "Recommended Smart Inverter Settings for Grid Support and Test Plan," Technical Report #3002012594, Integration of Distributed Energy Resources(P174), Apr. 2018.
- [6] Hyun-Ok Lee, "A Study on Optimal placement and Voltage Control method of SVR in Smart Grid," PhD dissertation, Electrical Engineering Department, Soong-Sil University, Korea, Jun. 2014.
- [7] Yoshinori Okukita, Seiji Yonezawa, Satoshi Takayama, Atsushi Ishigame, Takaharu Ito, Takayoshi Yamamoto, Takeshi Koike, "Study on a Voltage Control Method of a TVR considering Parameter Changes," IFAC, Conference, PapersOnline 49-27, pp. 146-151, 2016.