

대용량 배전계통 공급용량 증대방안에 대한 경제성 분석

논 문
60-3-6

Economic Evaluations of The Alternatives to Increase the Supply Capacity For Large Customers In The Distribution Systems

박 용 기* · 노 재 형[†] · 박 종 배** · 최 면 송*** · 김 광 원[§] · 김 주 성^{§§}
(Yong-Gi Park · Jae-Hyung Roh · Jong-Bae Park · Myeon-Song Choi ·
Gwang-Won Kim · Ju-Seong Kim)

Abstract - In the distribution systems, the maximum power transportation capacity is restricted within 40MW based on two lines, because of the thermal current limit of a distribution line. Recently it has been continuously required to expand the abilities of the power transportation in distribution systems, as the number of large scale industrial complexes and distributed generations are growing. In this paper, we suggested the five alternatives combining two methods, laying the two bundle lines and adding another voltage between the 22.9kV and 154kV in distribution systems. This paper implemented the economic evaluations of proposed alternatives from national and customer perspectives. And then we compare the results with those of 154kV transmission system.

Key Words : Economic evaluation, Distribution systems, Power transportation capacity

1. 서 론

현재 국내 배전계통은 초기 6.6kV의 전압으로 시작되었으나, 점차 22.9kV 방식으로 승압을 진행하여 현재 일부 공장단지를 제외한 배전전력망은 22.9kV로 단일화가 이루어져 효율적인 계통운영을 할 수 있게 되었다. 그러나 이러한 배전전압 통합으로 인해 대용량 고객의 경우에는 배전계통 연계에 대한 제약을 받게 된다. 전기기본공급약관에서는 주변 변전소의 공급용량이 여유가 있을 경우 2회선 기준으로 40MW까지 배전계통으로 연계할 수 있도록 허용하고 있고 [4], 발전소 연계기준 또한 22.9kV 배전선로에 대해서는 1회선 20MW, 2회선 40MW 로 제한되어 있다. 이러한 기준 계약용량을 초과하는 경우 154kV 이상의 송전계통으로 연계해야 한다[4-7]. 고객이 송전계통으로 연계하게 되면 고객이 직접 변전소 건설비용을 부담하게 되며 배전계통으로 연계하는 것에 비해 고객이 부담하게 되는 투자비용이 커진다. 최근 산업시설의 규모가 커짐에 따라 대용량 계약고객이 꾸준히 증가하는 추세에 있고, 신재생에너지 보급 확대 정책에 따라 신재생 에너지 발전단지 수 또한 증가하고 있다. 이러한 대용량 고객 수의 증가는 앞으로도 계속될 것으로 예상

되어 배전계통에 대한 공급가능용량 증대요구가 꾸준히 제기되고 있는 상황이다. 이 외에도 급속한 증가추세를 보이고 있는 40MW 이상의 집단에너지 및 구역전기사업자까지 고려한다면 고객의 배전계통 연계에 대한 계약용량 증대요구는 더욱 커질 것으로 보인다.

배전공급제한에 대한 기준은 선로의 공급용량 한계에 기인하는데 대용량 고객이 22.9kV 배전계통으로 연계하는 경우 ACSR/AW-OC 240mm² 전선을 주로 전용선로로 채택하여 사용하고 있고 154kV 송전계통으로 연계할 경우 ACSR 330mm² 전선을 사용한다. 이때 회선당 최대 공급가능용량은 각 선로의 허용전류 511[A], 731[A]로 인해 1회선당 20[MW], 190[MW]이고, 계약전력이 40MW를 초과하여 송전계통으로 연계할 경우 두 선로 간의 큰 허용용량차로 인해 지나치게 이용률이 낮은 계약고객이 발생할 수 있어 고객의 설비투자비용을 증가시키게 된다.

따라서 배전대용량 고객 탄력적인 설비투자를 유도하기 위한 전력 공급방법의 결정기준 개선을 위한 검토 및 평가가 필요한 시점이다. 본 논문에서는 대용량 고객에 대한 5가지 전력공급용량 증대 방안을 선정하고, 각 대안들을 국가적 관점과 고객 관점에서 경제성 분석을 실시하여 대용량 고객에 대한 적정 배전 공급방안을 제시하였다.

2. 대용량 배전계통의 용량증대방안

2.1 공급용량 증대방안

본 논문에서는 기존 특고압 배전용 전선을 이용하여 배전 공급용량을 증대시키는 방안을 크게 두 가지로 제안하였다. 첫 번째는 배전용 전선을 복도체로 적용하여 선로를 구성하는 방안이다. 선로를 복도체로 구성할 경우 선로정수인 임피던스의 개선효과를 얻을 수 있고 기존 배전선로를 그대로

* 정 회 원 : 건국대 전기공학과 박사과정
** 정 회 원 : 건국대 전기공학과 교수 · 공박
*** 정 회 원 : 명지대 전기공학과 교수 · 공박
§ 정 회 원 : 울산대 전기공학부 교수 · 공박
§§ 정 회 원 : 한국전력공사 배전건설처 차장
† 교신저자, 정회원 : 건국대 전기공학과 조교수 · 공박
E-mail : jhroh@konkuk.ac.kr
접수일자 : 2010년 11월 1일
최종완료 : 2011년 1월 21일

활용할 수 있기 때문에 기타 설비에 대한 투자비 증가를 줄일 수 있다. 두 번째 방안은 22.9kV 이상의 상위전압을 배전계통에 추가적으로 도입하는 방안이다. 현재 한전에서 공급하고 있는 22.9kV 배전전압은 154kV 송전전압과의 전압차가 크기 때문에 만약 계약전력이 40MW인 고객이 154kV, ACSR 330mm²선로를 통해 계통에 연계할 경우 선로 이용률이 20%로 투입되는 투자비에 비해 큰 비효율이 발생한다. 따라서 대용량 고객에 한해 22.9kV와 154kV 사이의 준 송전급 전압 도입을 제안할 수 있다. IEC 규격 기준을 따르는 국내 전압체계를 감안하여 IEC 60038이 제시하는 공칭전압을 참고하면 22.9kV와 154kV 사이에서는 35kV와 66kV가 적용 가능하다.

상기의 두 방안을 조합하여 본 논문에서는 대용량 고객을 위한 배전공급용량 증대방안을 표 1과 같이 5가지로 제시하고 각 대안에 대해 경제성을 평가하였다. 각 대안의 공급가능용량은 2회선 기준으로 역률을 1로 가정하여 산출하였으며 표 1에서와 같이 적용하였다.

표 1 공급 2회선 기준 용량증대방안 및 선로 허용용량
Table 1 Transmission limits of alternatives for two lines

구분	전압 [kV]	선로 구성	허용용량 [MW]
1-1안	22.9	ACSR/AW-OC 160mm ² 복도체	60
1-2안	22.9	ACSR/AW-OC 240mm ² 복도체	80
2-1안	35	ACSR/AW-OC 240mm ² 단도체	60
2-2안	35	ACSR/AW-OC 240mm ² 복도체	120
3안	66	ACSR/AW-OC 240mm ² 단도체	110

2.2 공급용량 증대에 따른 고려사항

① 변전소 주변압기 용량 증대

5가지 공급용량 증대방안을 적용하기 위해서는 154kV 변전소에서의 공급능력이 전제되어야 한다. 현 154kV 변전소의 주변압기의 공급가능 용량은 45/60MVA로 선로용량을 증대한다고 해도 60MW 이상의 고객에게는 안정적인 전력공급이 불가능하다. 따라서 제시된 대안들을 적용하기 위해서는 154kV 변전소 주변압기 용량증대가 필요하다. 변압기 용량증대 시 현행 옥내변전소 설치면적상의 제약이 존재하여 추가적인 검토가 필요하지만 일정한계까지는 용량증대가 가능하다[1]. 본 논문에서는 주변압기의 용량을 100MVA로 증대되었다는 가정으로 경제성을 평가하였다.

② 변전소 주변압기 구성

만약 22.9kV 이상의 상위전압(35kV, 66kV)을 배전전압으로 선택하였을 경우 변전소의 주변압기의 예비력 문제가 발생할 수 있다. 변전소에서는 공급예비력 고려하여 주변압기 1뱅크를 예비전력으로 운영하고 있다. 기존 154kV/22.9kV 변전소에 154kV/35kV 주변압기가 설치된다면 예비력 확보를 위해 동일 주변압기 1뱅크를 더 설치해주어야 한다. 154kV 변전소에 주변압기가 4뱅크 설치되었다면 상시에는 3뱅크의 주변압기로 전력을 공급하고 나머지 1뱅크의 주변압기는 사고를 대비하여 예비전력으로 운영되는데, 만약 변전소 내에 154kV/22.9kV 와 154kV/35kV 주변압기가 동시에 존재하게 되면 공급신뢰성 확보를 위해 154kV/22.9kV, 154kV/35kV 변압기가 각각 2뱅크씩 설치되어야 하는데 이

는 상시 변전소의 총 공급가능용량의 50% 밖에 이용할 수 없어 운영상 비효율이 발생한다. 따라서 본 논문에서는 상위 전압을 도입하여 35kV, 66kV의 배전전압으로 전력을 공급할 경우 주변에 충분한 잠재수요가 존재한다는 가정 하에 동일전압의 신규 변전소 건설을 전제로 하였다.

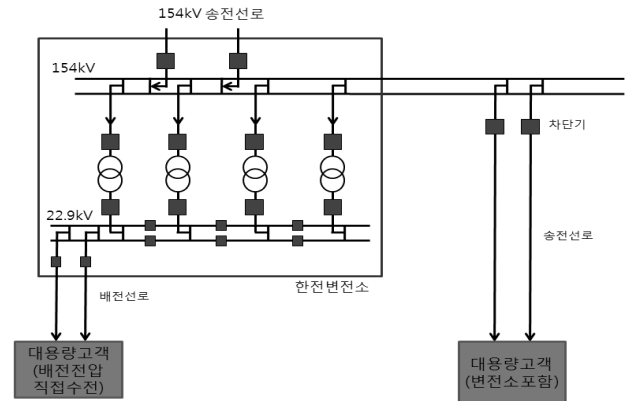


그림 1 공급전압별 설비구성 개략도
Fig. 1 Power Systems For Large Customers

3. 대용량 고객에 대한 경제성평가 방법론

3.1 계통 모형

경제성평가에 반영되는 시설투자비용을 산출하기 위해 우선 대용량고객에 대한 계통모형을 선정할 필요가 있다. 본 논문에서 제시하는 용량증대방안의 적용 대상이 되는 40MW이상 100MW이하 계약 고객이 선택할 수 있는 전압체계는 154kV 송전전압과 배전전압(22.9kV, 35kV, 66kV)이므로 대용량 고객에 대한 공급전압별 설비구성에 대한 모형은 그림 1과 같이 개략화 할 수 있다. 그림 1에서 공급전압이 154kV 인 경우, 한전의 154kV 송전선로와 한전에서 설치하는 차단기를 통해 고객전용 송전선로와 접속하여 고객 변전소를 통해 전력을 공급하며, 공급전압이 배전전압인 경우는 한전 154kV 송전선로에서 한전변전소를 거쳐 배전전압으로 변환하여 변전소의 인출부를 통해 배전 전용선로를 이용하여 고객에 전력을 공급하게 된다.

3.1.1 대용량 고객에 대한 154kV 송전계통 모형

고객이 154kV 송전계통으로 연계하기 위해서는 그림 2와 같이 한전 154kV 송전선로와 고객 선로간 접속부에 차단기를 설치하여 전용선로를 연계하도록 한다. 변전소 인입부에 각 선로당 1CCT의 170GIS T/L을 설치하여 사고에 대비한다. 고객에 연결된 전용 송전선로는 공급신뢰성 확보를 위해 예비선로 1회선을 포함하여 총 2회선으로 구성하고 평상시에는 1회선으로만 전력을 공급하며 예비선로는 개방상태를 유지한다. 고객변전소는 한전의 변전소와 다르게 단일 모선으로 구성하고 변전소 내 주변압기는 예비 주변압기를 포함하여 2뱅크 구성으로 가정한다. 계통에 설치되는 송전선로 및 고객변전소의 세부적 구성은 다음과 같이 가정하였다.

- 송전선로
 - 선로구성 : ACSR 330mm² 2회선
 - 154kV 선로 접속부 차단기 : 170GIS T/L 2CCT
- 고객 변전소
 - 주변압기
 - 예비 변압기 포함 2Bank 구성, 1Bank 당 60MVA
 - 1, 2 차측 모선 : 단일 모선
 - 차단기
 - 변전소 인입부 각 회선당 T/L 1CCT
 - 인입 모선 후단 각 주변압기 1차측 170GIS 1CCT, 2차측 25.8GIS 1CCT
 - 각 변압기 모션간 1CCT
 - 인출단 1Bank 당 D/L 3CCT

3.1.2 대용량 고객에 대한 배전계통 모형

배전계통으로 전력을 공급하는 경우 계통운영자인 한전이 소유하고 있는 변전소를 통해 여러 수용가로 전력을 공급한다. 이는 다수의 수용가가 한 변전소를 공유하는 형태이므로 한 수용가가 배전계통으로 전력을 공급받을 때 국가적 관점에서의 변전소건설비용은 해당 변전소에서 공급가능용량에 대한 단일 수용가 계약용량분에 대한 비율로 산출할 수 있다. 본 논문에서는 배전계통의 공급모형을 그림 3과 같이 구성하였는데, 154kV 변전소는 최종규모 4뱅크 기준으로 건설비용을 산출하였다. 고객이 배전계통으로 연계할 경우 한전 변전소와 배전선로의 세부적 구성은 다음과 같이 가정하였다.

- 한전 154kV 변전소
 - 주변압기 : 뱅크당 용량 100MVA, 변전소의 최종건설규모를 감안 4Bank 설치 기준
 - 주변압기 1차측
 - 154kV 모선 : 이중 모선
 - 차단기
 - 모션인입부 170GIS T/L 2CCT
170GIS Bus-Tie 1CCT,
각 주변압기 1차측 170GIS 1CCT
 - 주변압기 2차측
 - 모선 구조 : 이중 모선
 - MTR 2차측 차단기

	2차측 Main CB	D/L CB	Bus-Tie CB	Sec CB
수량	1	4	1	2

- 배전선로
 - 선로 구성방법 : 2회선 기준
 - 1-1안 : 22.9kV, ACSR/AW-OC 160mm² 복도체
 - 1-2안 : 22.9kV, ACSR/AW-OC 240mm² 복도체
 - 2-1안 : 35kV, ACSR/AW-OC 240mm² 단도체
 - 2-1안 : 35kV, ACSR/AW-OC 240mm² 복도체
 - 3안 : 66kV, ACSR/AW-OC 240mm² 단도체
 - 고객측 인입부 차단기 : 각 선로당 GIS형 1CCT

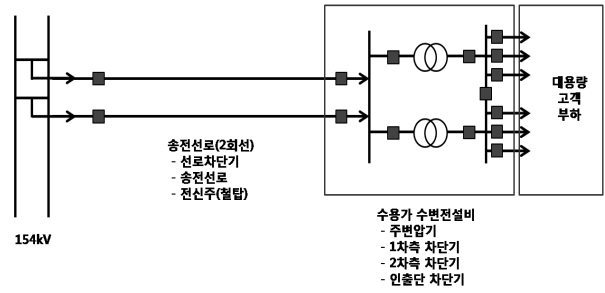


그림 2 대용량 고객에 대한 154kV 송전계통 모형
Fig. 2 154kV Transmission System For Large Customers

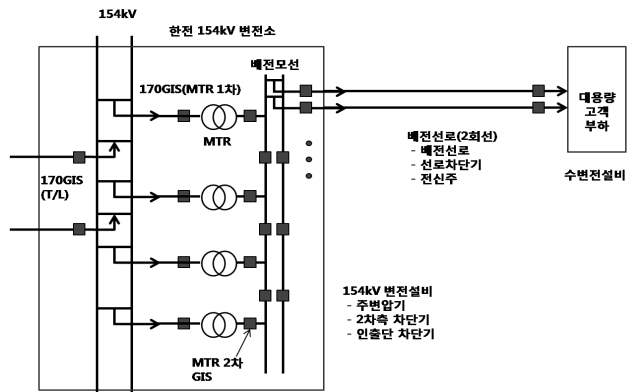


그림 3 배전전압 공급시 계통 모형
Fig. 3 The Distribution System For Large Customers

3.2 경제성 평가 방법

본 논문에서는 40MW에서 100MW 사이의 계약용량을 가지는 대용량고객을 대상으로 국가적 관점과 고객 관점에서 경제성을 평가하였다. 154kV 송전계통 연계 시 발생하는 총비용과 본 논문에서 제시하는 5가지 배전공급용량 증대방안을 통해 배전계통 연계 시 발생하는 총비용을 비교하였다.

전력공급을 위한 계통모형에서 설비의 설치 및 건설에 따른 투자비는 연계전압의 종류에 따라 비용부담 주체가 달라진다. 비용부담 주체는 표 2과 같이 각 부분별 비용은 크게 계통운영자가 부담하는 공급자 부담비용, 고객 부담비용, 기타 사회적 비용으로 구분할 수 있다. 공급자 부담비용 및 고객 부담비용의 경우 계통을 구성하기 위한 실질적인 시설투자비용에 해당하며 초기 건설비용과 건설 후 매년 발생하게 되는 시설유지관리비용이 포함된다. 사회적비용의 경우 투자비용에는 해당하지 않지만 국가 전체적인 관점에서 전력공급으로 인해 발생하는 선로손실비용과 손실량에 따른 CO₂ 비용이 발생하기 때문에 총 비용 산출에 포함하였다. 수용가의 경우 사회적 비용에는 일반적으로 사고에 대한 정전비용이 포함되지만 본 논문은 동일한 수용가의 계통연계 선택에 대한 문제이므로 비용산출 대상에서 제외하였다.

또한 고객 구내 설비는 배전계통으로 연계할 경우와 송전계통으로 연계할 경우가 동일하다는 가정 하에 비용산출 대상에서 제외하였다. 국가적 관점에서의 총 비용은 공급자부담비용, 고객부담비용, 사회적비용의 합으로 구해진다.

표 2 국가적 관점에서의 공급전압별 설비투자비용 주제
Table 2 Entities Investing In Transmission And Distribution Interconnection Form A national Perspective

구분	배전계통 연계	154kV 송전계통 연계
공급자 (계통 운영자) 부담비용	<ul style="list-style-type: none"> • 변전소건설비용 및 유지관리비용 • 배전선로 유지관리비용 • 도로 점용료 	<ul style="list-style-type: none"> • 송전 설비(차단기) 비용
고객 부담 비용	<ul style="list-style-type: none"> • 전용 배전선로 공사비 • 고객 변전설비 	<ul style="list-style-type: none"> • 전용 송전선로 공사비 및 유지관리비용 • 수용가 수변전설비 비용 및 유지관리비용 • 토지보상비용 및 선하지 보상 비용
사회적 비용	<ul style="list-style-type: none"> • 배전선로 손실비용 • 손실에 따른 CO2 발생 비용 	<ul style="list-style-type: none"> • 송전선로 손실비용 • 손실에 따른 CO2 발생 비용

고객 측면에서 비용분석 시에는 고객이 순수 부담하는 비용만을 고려한다. 이때, 수용가 고객의 경우에는 전력사용량에 따른 요금지불로 인한 추가적인 비용이 발생하게 되는데, 국내의 전력요금제도는 공급 전압에 따라 전기요금을 차등 부과하기 때문에 154kV 송전계통으로 전력을 공급받는 경우가 배전계통으로 전력을 공급받는 경우보다 전력사용요금이 더 싸다. 따라서 본 논문에서는 154kV 송전 계통에 연계되었을 경우 발생하는 상대적 요금편익을 배전계통 연계시 발생하는 비용으로 포함시켰다.

전력사용에 대한 요금은 수용가 고객에만 해당하므로 고객 측면에서의 경제성은 발전사업자의 입장과 수용가 입장으로 분리하여 평가하였다. 전기사용요금은 한전의 산업용전력에 대한 전기요금의 평균값을 반영하였다.

3.3 비용산출 기준

본 논문에서는 계통을 구성하는 설비들의 내용연수를 30년으로 모두 동일하다고 가정하고 4차 수급기본계획에서 책정된 할인율 7.5%를 적용하였고, 선로손실에 따른 CO2 발생비용 또한 제4차 전력수급기본계획에서 제시하는 전력산업 CO2 배출계수 0.4033 [tCO2/MWh]를 반영하여 산출된 32,000 [원/tCO2]을 적용하였다[9]. 또한 손실비용 및 CO2 비용 산출에 반영되는 평균부하율은 50%로 가정하였고, 연간 평균발전단가는 2009년 평균 발전단가인 105.04[원/kWh]를 반영하였다[10].

대용량 고객의 경우 일반적으로 전용선로를 이용하여 계통을 구성하게 되는데 전용선로의 길이는 평균선로공장인 2.5km로 가정하고 2회선 구성에 대한 비용을 산출하였다. 투자비용 산출과정에서 선로의 공장에 따라 비용차가 발생하게 되고, 각 대안간 선로 구성방법이 다르기 때문에 공장에 따른 총 비용의 민감도 분석이 필요하다. 본 논문에서는 선로공장 5.0km 와 10km 에 대한 경제성 분석을 추가적으로 시행하여 공장에 따른 민감도를 확인하였다.

송전공급 시 고객 변전소는 주변압기 2뱅크로 구성하는 것으로 가정하였고, 고객 변전소 건설비용은 공급자인 한전이 아닌 고객이 직접 투자하여 건설하도록 규정되어 있기 때문에 한전 공사기준의 1.7배인 민간 건설 할증률을 적용

하였다[2]. 그러나 국가적 측면 비용분석에서는 일반적으로 민간에 대한 할증률을 적용하지 않기 때문에 한전에서 제시하는 표준 변전소 건설비용을 그대로 반영하였다. 배전 공급 시 154kV 변전소는 주변압기 1뱅크당 100MVA 공급용량을 가진 최종건설규모 4뱅크 구성으로 가정하였다. 여기에 예비변압기 1뱅크를 제외한다면 한 변전소의 총 공급가능용량은 300MVA이다. 계약용량별 변전소 건설비용 및 유지관리비용은 앞서 언급한 바와 같이 변전소의 총 공급가능용량에서 각 계약 용량이 차지하는 비율을 적용하였다.

설비별 비용산출은 건설비용의 경우 2010년 한전의 투자자 자재단가표, 송변전 및 배전건설 표준공사비, 2010년 전기분야 표준품셈을 참조하였다[11-14]. 선로 유지관리 비용의 경우 2009년 송전 및 배전 보강을 위한 총 예산집행액을 반영하여 구성된 선로별 가중치를 적용하여 km당 투입비용을 산출하였다. 각 선로별 가중치는 자재별로 전압상승에 비례하여 비용이 증가한다는 가정으로 35kV, 66kV용 전선은 각각 22.9kV용 전선의 1.5배, 2배로 가정하였다.

4. 경제성 평가 결과

4.1 국가적 관점에서의 경제성평가 결과

앞서 제시한 기준에 따라 선택하는 각 계통의 구성에 따른 국가적 관점에서의 계약용량별 총 비용산출 결과는 표 3과 같다. 그림 4와 같이 계약용량이 증가할수록 배전공급에 대한 총비용이 상승하게 되는데 154kV 송전공급 시 고객 변전소 건설비용에 민간투자 할증치를 적용하지 않았을 경우 1-1안, 1-2안, 2-1안의 경우 계약용량 50MW 이상부터 154kV 송전계통으로 연계하는 것이 더 유리하고, 2-2안과 3안의 경우 계약용량 60MW 초과 고객은 배전계통으로 연계하는 것보다 154kV 송전계통으로 연계하는 것이 국가적인 비용측면에서 더 유리하다.

고객이 배전계통으로 연계 시 계약용량이 증가함에 따라 국가적 총비용이 증가하는 것은 낮은 배전전압으로 인해 손실비용 및 CO2 비용을 포함하는 사회적 비용이 계약용량 증가와 더불어 증가가 하나의 원인이 되며, 계약용량의 증가로 인해 수용가측의 변압기의 용량이 증가하기 때문에 변압기 설치비용이 계약용량에 따라 선형적으로 증가하는 것도 하나의 원인이다. 본 논문에서는 평균부하율을 계약용량의 50% 로 가정하여 손실비용 및 CO2 비용을 산출하였는데, 만약 평균 부하율을 50%보다 더 높게 책정한다면 손실비용과 CO2비용이 더욱 증가하기 때문에 배전계통으로 연계 시 154kV 송전계통 연계보다 비용이 초과하는 계약용량 지점은 더 낮아진다.

표 4는 선로공장 5km, 10km에 대한 국가적 관점에서의 비용분석 결과이다. 선로공장 값의 변화에 따라 배전선로 건설비용 및 손실에 따른 사회적 비용이 증가하여 총 비용이 증가하게 된다. 그림 5와 그림 6에서 공장에 따라 고객이 배전계통으로 연계하였을 경우 154kV 송전계통에 연계할 경우보다 비용이 초과되는 지점이 변화됨이 확인된다. 선로공장이 5km, 10km로 길어질 때, 대안들 중 1-1안, 1-2안, 2-1안의 경우 2.5km 로 평가한 총 비용보다 비용역전에 대한 계약용량지점이 더 낮아진다. 이는 낮은 배전전압으로 인해 선로공장이 길어질수록 사회적비용이 증가하기 때문에

배계통으로 연계시 발생하는 총비용은 더 커지게 된다. 따라서 선로공장이 길수록 공급전압이 높은 공급방식이 국가적인 총비용측면에서 유리하다는 것을 알 수 있다. 국가적 관점 비용분석을 바탕으로 대용량 고객이 배전계통으로 연계할 경우 5가지 대안별로 표 5와 같이 용량제한을 두는 것이 송전계통으로 전력을 공급할 경우보다 투자비용이 절감된다.

4.2 고객 관점에서의 경제성평가 결과

고객의 순 설비투자비용은 표 6과 같다. 고객의 변전소 건설비용은 민간투자에 대한 할증치 1.7을 적용하여 비용산출하였다. 고객 관점에서의 순 설비투자비용은 송전공급의 경우 배전공급보다 2배에서 5배 정도 더 많아진다. 대용량 분산전원 발전사업자의 경우 공급자의 역할을 수행하게 되므로 총비용은 표 4과 같이 순 설비투자비용만을 고려하면 된다. 따라서 발전사업자의 경우 배전계통 용량을 증대하는 모든 대안에서 154kV 송전계통연계 시에 비해 적은 투자비용을 부담하게 된다.

발전사업자와 달리 대용량 수용가의 경우 설비투자비용 이외에 전력사용량 요금을 고려해야 한다. 본 논문에서는 2010년 4월 기준 산업용 고압A와 고압B 선택 I의 기본요금 및 사용 전력량요금의 연평균값을 반영하였다[18]. 전력량요금의 경우 계절별 시간대별 요금이 다르게 책정되기 때문에 평균값의 산출은 계절별 시간별 차지하는 시간들을 반영하여 시간당 평균값을 구하였다. 고압A(3.3kV~66kV)의 기본요금은 5,730[원/kW]이고, 전력량요금 평균값은 67.59[원/kWh]이다. 고압B(154kV)의 기본요금은 5,280[원/kW], 전력량요금 평균값은 66.26[원/kWh] 이다.

154kV공급 및 배전전압공급 고객의 연간 전기요금은 계약전력별로 표 7과 같이 산출할 수 있다. 여기서 기본요금의 경우 최대부하를 계약전력의 85%라는 가정으로 책정하였으며 전력량 요금의 경우 평균전력 50%로 가정하여 산출하였다. 배전전압으로 공급받을 때 대비 송전전압으로 공급받을 때의 전기요금 절감분을 현가화하면 표 8와 같다. 송전전압으로 공급받을 때의 요금절감을 반영한 대용량 수용가의 총 비용은 표 9 및 그림 7과 같다. 그림 7에서 계약용량 약 50MVA 이상의 대용량 고객의 경우 송전전압으로 전력을 공급받을 때 배전전압으로 공급받는 것보다 비용이 적게 소요됨을 알 수 있다.

고객관점에서 분석한 결과, 신재생 및 분산전원 사업자의 경우 전기요금지불에 대한 부담이 없어 기술적인 문제에 제약이 존재하지 않는다면 배전계통으로 연계하는 것이 더 경제적이다. 대용량 수용가의 경우에는 154kV 송전전압과 배전전압 간의 전기요금 격차로 인해 할인율 7.5% 적용 시 계약용량 50MW이상의 고객은 154kV 송전전압으로 전력을 공급받는 것이 더 유리하다. 그러나 이러한 용량한계는 고객의 업종의 특성에 따른 변수들이 달리 적용될 수 있기 때문에 신규 고객의 경우 해당 고객의 특성에 맞는 선로 구성방안을 선택하여 경제성 평가가 이루어져야 하고 이는 고객과 계통운영자인 한전과 협의 하에 결정하는 것이 바람직하다.

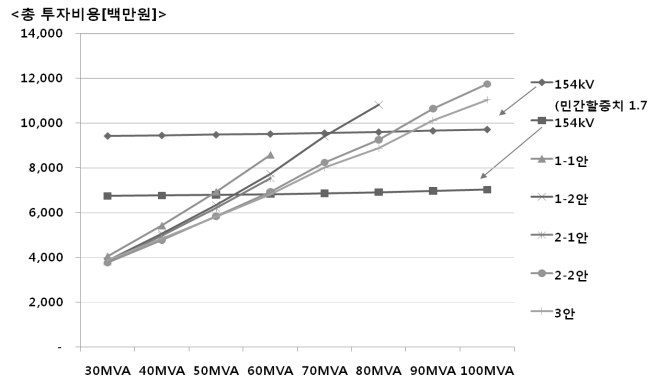


그림 4 국가적 관점에서의 총 투자비용
Fig. 4 Total Costs From a National Perspective By Contract Capacity

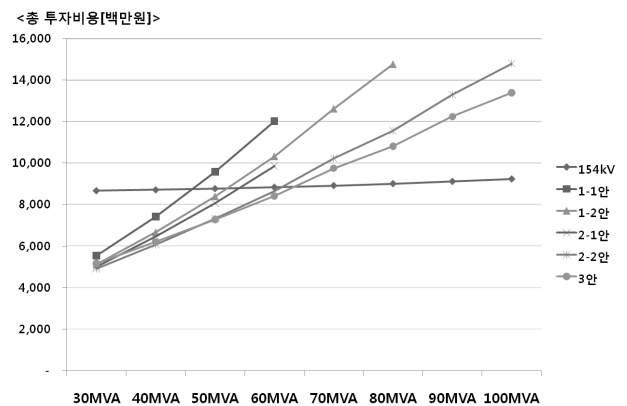


그림 5 선로공장 5km 일 때 국가적 관점에서의 대안별 비용산출 결과
Fig. 5 Total Costs For 5-km line length From A National Perspective

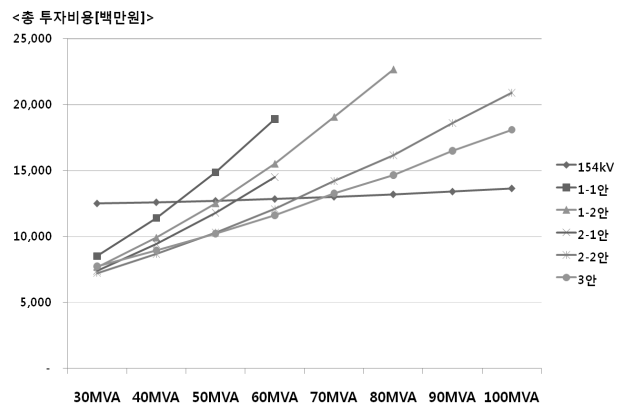


그림 6 선로공장 10km 일 때 국가적 관점에서의 대안별 비용산출 결과
Fig. 6 Total Costs For 10-km line length From A National Perspective

표 3 국가적 관점에서 선로 투자비용

(단위:[백만원])

Table 3 Total Cost Investment From A National Perspective By Contract Capacity

공급방안		비 용 [단위: 백만원]								
		계 약 용 량 [MVA]								
		30	40	50	60	70	80	90	100	
154kV 330mm ² 송전공급 (민간투자 할증치 적용치 미적용)			6,743	6,764	6,792	6,820	6,867	6,913	6,966	7,025
1-1안	154kV 2980mm ² x2B (민간투자 할증치 적용: 17배)	1,334	1,432	1,501	1,668	1,834	1,956	2,103	2,235	2,355
1-2안	22.9kV 240mm ² x2B	1,339	1,506	1,673	1,839	2,006	2,173	2,340	2,507	2,674
배전공급	1-1안 22.9kV 160mm ² x2B	4,060	3,424	3,934	3,587	3,140	2,793	2,446	2,100	1,753
	2-1안 35kV 240mm ² x2B	1,324	1,491	1,658	1,825	1,992	2,159	2,326	2,493	2,660
	2-2안 35kV 240mm ² x2B	1,467	1,634	1,801	1,968	2,135	2,302	2,469	2,636	2,803
	3안 66kV 240mm ²	1,676	1,843	2,010	2,177	2,344	2,511	2,678	2,845	3,012

표 4 선로 공장에 따른 대안별 국가적 측면 총 비용

Table 4 Total Costs From A National Perspective By Line Length

(a) 선로공장 5km 반영 시 국가적 관점에서의 총비용 산출결과

(단위: [백만원])

공급방안		비 용							
		계 약 용 량 [MVA]							
		30	40	50	60	70	80	90	100
송전공급	154kV 330mm ²	8,667	8,711	8,767	8,835	8,916	9,009	9,114	9,232
배전공급	1-1안 22.9kV 160mm ² x2B	5,544	7,415	9,576	12,025				
	1-2안 22.9kV 240mm ² x2B	5,127	6,667	8,400	10,327	12,617	14,767		
	2-1안 35kV 240mm ²	5,006	6,458	8,078	9,862				
	2-2안 35kV 240mm ² x2B	4,917	6,078	7,323	8,649	10,228	11,555	13,299	14,793
	3안 66kV 240mm ²	5,172	6,205	7,286	8,413	9,754	10,808	12,243	13,391

(b) 선로공장 10km 반영 시 국가적 관점에서의 총 비용 산출결과

(단위: [백만원])

공급방안		비 용							
		계 약 용 량 [MVA]							
		30	40	50	60	70	80	90	100
송전공급	154kV 330mm ²	12,517	12,604	12,715	12,852	13,013	13,200	13,411	13,647
배전공급	1-1안 22.9kV 160mm ² x2B	8,513	11,397	14,860	18,900				
	1-2안 22.9kV 240mm ² x2B	7,680	9,900	12,508	15,505	19,059	22,667		
	2-1안 35kV 240mm ²	7,403	9,438	11,806	14,507				
	2-2안 35kV 240mm ² x2B	7,225	8,677	10,296	12,081	14,200	16,152	18,604	20,889
	3안 66kV 240mm ²	7,734	8,932	10,223	11,607	13,253	14,658	16,491	18,084

표 5 배전 선로구성 방식별 국가적 측면의 적정 계약용량 한계

Table 5 Capacity Limits of Distribution interconnection From a National Perspective

구분		국가적 비용측면의 적정 계약용량(2회선 기준)		
		할인율 : 7.5% 선로공장 : 2.5km	할인율 : 7.5% 선로공장 : 5.0km	할인율 : 7.5% 선로공장 : 5.0km
1-1안	22.9kV, 160mm ² x2B	50 MW	45 MW	45 MW
1-2안	22.9kV, 240mm ² x2B	55 MW	50 MW	50 MW
2-1안	35kV, 240mm ²	55 MW	55 MW	55 MW
2-2안	35kV, 240mm ² x2B	60 MW	60 MW	65 MW
3안	66kV, 240mm ²	60 MW	65 MW	70 MW

※ 분석기간 30년, 민간투자 할증치 1.0 기준

표 8 154kV 수용가 및 배전수용가의 연간 전기요금

Table 8 Annual electricity Payment Of Customers

계약용량[MVA]	30	40	50	60	70	80	90	100
연간 절감요금	312	417	521	625	729	833	937	1,042
30년간 총 절감요금	3,967	5,289	6,612	7,934	9,256	10,579	11,901	13,224

※ 할인율 : 7.5% , 분석기간 : 30년

표 7 154kV 수용가 및 배전수용가의 연간 전기요금

Table 7 Annual electricity Payment Of Customers

구분		연간전기요금 [단위:백만원]							
		계 약 용 량 [MVA]							
		30	40	50	60	70	80	90	100
3.3kV-66kV (고압A)	기본요금	1,753	2,338	2,922	3,507	4,091	4,676	5,260	5,845
	전력량요금	8,881	23,684	29,604	35,525	41,446	47,367	53,288	59,209
	①합계	10,635	26,021	32,527	39,032	45,537	52,043	58,548	65,053
154kV (고압B)	기본요금	1,616	2,154	2,693	3,231	3,770	4,308	4,847	5,386
	전력량요금	8,707	23,218	29,022	34,826	40,631	46,435	52,239	58,044
	②합계	10,322	25,372	31,715	38,058	44,401	50,743	57,086	63,429
① - ②		312	417	521	625	729	833	937	1,042

※ ① - ② : 154kV 송전공급 시 배전공급 대비 연간 요금 절감분

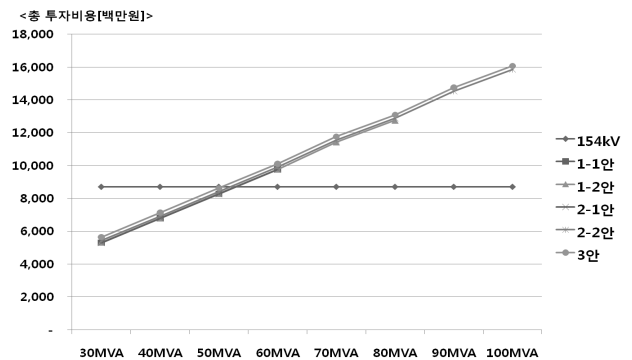


표 9 요금을 반영한 고객측면에서 총 비용합계

Table 9 Total Costs Of Customers Including Electricity Payment

공급방안		비 용 (단위 : [백만원])								
		계 약 용 량 [MVA]								
		30	40	50	60	70	80	90	100	
송전공급	154kV 330mm ²	8,712	8,712	8,712	8,712	8,712	8,712	8,712	8,712	
배 전 공 급	1-1안	22.9kV 160mm ² x2B	5,301	6,790	8,279	9,768				
	1-2안	22.9kV 240mm ² x2B	5,306	6,795	8,284	9,773	11,429	12,751		
	2-1안	35kV 240mm ²	5,291	6,780	8,270	9,758				
	2-2안	35kV 240mm ² x2B	5,434	6,923	8,412	9,901	11,557	12,879	14,536	15,858
	3안	66kV 240mm ²	5,643	7,132	8,622	10,110	11,766	13,089	14,745	16,068

그림 7 전기요금을 반영한 대용량 수용가의 총 비용
Fig. 7 Total Costs Of Customers Including Electricity Payment

5. 결 론

현재 국내 배전계통에서는 회선당 공급가능 용량의 한계로 인해 계약용량 40MW 이상 고객의 경우 154kV 송전계통으로 연계해야 하는데, 최근 대규모 산업용 수용가의 증가와 신재생에너지의 집산화 및 대규모화로 인해 배전전력 공급용량의 증대요구가 커지고 있다. 본 연구에서 제시하는 5가지 배전 공급용량 증대방안이 적용된다면 배전계통으로 연계할 수 있는 계약용량 한계를 확장할 수 있고 154kV 송전계통으로 연계 시 소요되는 과도한 설비투자 비용을 줄일 수 있다. 그러나 이는 단순히 고객의 입장에서 순 설비투자 비용만을 고려한 것으로, 대용량 발전사업자 고객의 입장에서는 배전공급용량 증대 방안의 혜택을 누릴 수 있지만, 국가적 관점의 경제성 평가와 대용량수용가 측면에서의 경제성평가 결과와 같이 배전계통에서 선로의 전력공급능력을 확장하더라도 장기적인 경제성을 고려하면 5가지 방안 모두 154kV 송전계통으로 연계하는 것이 더 유리한 계약용량 지점이 존재하게 된다. 따라서 배전계통의 공급용량을 증대하여 고객의 계통연계방식을 탄력적으로 선택할 수 있는 여건을 마련하되 각 고객에 맞는 연계방식을 국가적 관점과 고객관점으로 경제성을 평가하여 적절한 시설방식을 선택하는 것이 중요하다. 먼저 계통운영자는 국가적 관점에서 경제성을 평가하여 해당 고객의 특성에 맞는 적정 연계방안을 고객에 제시하고, 고객의 경우 자신의 산업특성에 맞는 경제성을 평가하여 계통운영자에 제시함으로써 서로간의 협의를 통해 계통연계방안을 결정하는 것이 바람직하다.

본 논문에서 제시하는 5가지 공급용량 증대방안의 경제성평가 결과를 바탕으로 현재 국내 배전계통의 22.9kV 전압체계에서 가장 우선적으로 검토할 수 있는 방안은 1-1안과 1-2안이다. 다만 아직 전 세계적으로 배전계통에 복도체를 적용한 사례가 없어 이에 대한 충분한 기술적 검토가 선행되어야 한다. 2-1안, 2-2안, 3안의 경우에는 먼저 시범사업을 실시하여 그 결과를 평가하고, 평가 결과를 바탕으로 점진적으로 확대하는 방안을 고려해 볼 수 있을 것이다. 향후 대용량 수용가뿐만 아니라 신재생 및 집단지너지는 꾸준히 증가할 것으로 예상되며 이에 따라 배전계통 연계에 대한 요구 역시 점증할 것으로 예상된다. 공급용량증대를 통해 대용량 배전에 대한 탄력적인 운영이 이루어진다면 고객의 요구를 만족시키는 동시에 국내의 산업경쟁력 강화에 일조할 수 있을 것이다.

참 고 문 헌

[1] 한국전력공사 배전처, “배전공급용량 증대방안에 대한 타당성 및 경제성 분석”, 2008. 12
 [2] 한국전력공사 영업처, “계약전력별 최적 공급전압 결정

기준에 관한 연구”, 2005. 10

[3] 한국전력공사 배전처, “22.9kV-Y 배전선로 적정운전용량 기준선정에 관한 연구”, 1994. 10
 [4] 한국전력공사, “기본공급약관”, 2008(제 18차)
 [5] 한국전력공사, “송전용 전기설비 이용규정”, 2008.12
 [6] 한국전력공사, “배전용 전기설비 이용규정”, 2008.12
 [7] 한국전력공사 배전처, “분산형 전원 배전계통 연계 기술기준”, 2007(1차개정)
 [8] 산업자원부(현 지식경제부), “전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준”, 2005
 [9] 지식경제부, “제4차 전력수급기본계획(2008-2022년)”, 2008.12.
 [10] 한국전력거래소, “2009년 시장감시보고서”, 2009.04
 [11] 한국전력공사, “2010년 투용자 자재단가표”, 2010
 [12] 한국전력공사, “2010년 송변전건설 표준공사비”, 2010
 [13] 한국전력공사, “2010년 배전건설 표준공사비”, 2010
 [14] 건설연구사, “전기분야 표준품셈”, 2009
 [15] Gerald J. Thuesen & W.J Frbrycky, “Engineering Economy”, Prentice Hall; 9 edition, June 9, 2000
 [16] 송영길 저, “최신 송배전공학”, 동일출판사, 2008
 [17] 대한전기학회, “최신 배전시스템 공학”, (주)북스힐, 2008
 [18] 한국전력공사 홈페이지, “www.kepco.co.kr”

저 자 소 개



박 용 기 (朴 湧 基)

1979년 11월 14일생. 2005년 건국대 전기공학과 졸업. 2009년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 2009년~현재 동 대학원 전기공학과 박사과정.
 Tel : 02-458-4778
 Fax : 02-444-4179
 E-mail : draco98@konkuk.ac.kr

노 재 형 (盧 載 滢)

1969년 11월 10일생. 1993년 서울대 원자핵공학과 졸업. 2002년 홍익대 전기공학과 졸업(석사). 2008년 미국 시카고 Illinois Institute of Technology 전기공학과 졸업(박사). 1992년~2001년 한국전력공사 근무. 2001년~2010년 한국전력거래소 차장. 2010년~현재 건국대학교 전기공학과 조교수.
 Tel : 02-450-3934
 Fax : 02-444-1418
 E-mail : jhroh@konkuk.ac.kr



박종배 (朴湧基)

1963년 11월 24일생. 1987년 서울대 전기공학과 졸업. 1989년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1998년 동 대학원 전기공학과 졸업(박사). 현재 건국대학교 전기공학과 교수.

Tel : 02-450-3483

Fax : 02-444-1418

E-mail : jbaepark@konkuk.ac.kr



김광원 (金光源)

1966년 5월 14일생. 1989년 서울대학교 전기공학과 졸업. 1991년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1996년 동 대학원 전기공학과 졸업(공학박사). 1996년~현재 울산대학교 전기공학부 교수.

Tel : 052-259-2186

Fax : 052-259-1686

E-mail : kim66@iee.org



최면송 (崔勉松)

1967년 4월생. 1989년 서울대 전기공학과 졸업. 1991년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1996년 동 대학원 전기공학과 졸업(박사). 1995년 Pennsylvania State Univ. 방문 연구원. 1992년 기초전력공학 공동연구소 전임연구원. 현재 명지대학교 전기공학과 교수.

Tel : 031-330-6367

E-mail : mschoi@mju.ac.kr



김주성 (金周成)

1968년 1월생. 1990년 중앙대학교 공대 전기공학과 졸업. 1992년~1996년 한국전력공사 경남지사. 1996년~2005년 한국전력공사 전북지사. 2005년~2009년 한국전력공사 본사 배전처 배전기술팀 배전자동화 및 배전보호협조 담당. 2009년~2010년 한국전력공사 본사 배전건설처 배전건설팀 신배전계통 개발업무 담당. 2011년~현재 한국전력공사 본사 해외사업운영처 배전사업팀 사업전략 및 개발업무 담당.

Tel : 02-3456-5212

E-mail : kjuseong@kepcoco.kr

