

# 태양광전원 수용을 위한 MVDC 배전망의 경제성평가 모델링에 관한 연구

이후동<sup>1</sup>, 김기영<sup>1</sup>, 김미성<sup>2</sup>, 노대석<sup>1\*</sup>  
<sup>1</sup>한국기술교육대학교, <sup>2</sup>한국화학융합시험연구원

## A Study on Economic Evaluation Modeling of MVDC Distribution System for Hosting Capacity of PV System

Hu-Dong Lee<sup>1</sup>, Ki-Young Kim<sup>1</sup>, Mi-Sung Kim<sup>2</sup>, Dae-Seok Rho<sup>1\*</sup>  
<sup>1</sup>Korea University of Technology and Education  
<sup>2</sup>Korea Testing & Research Institute

**요약** MVDC 배전기술은 현재 급격하게 도입되고 있는 태양광전원의 접속지연 문제를 해결하기 위한 효과적인 대안으로 평가되고 있지만, DC 배전망용 기기들을 개발해야 하므로 DC 배전망의 구축비용은 경제적인 측면에서의 문제점을 가지고 있다. 따라서, 본 논문에서는 태양광전원의 수용을 위한 MVDC 배전망의 도입 타당성을 평가하기 위하여, 태양광전원 단지를 용량에 따라 규모별로 정의하고, 이를 수용하기 위한 배전망을 건설하는 경우에 대하여 규모별로 수용성 모델을 제시한다. 이 모델은 배전망의 전원공급방식에 따라 AC 및 DC 배전망으로 구분되며, 수용할 태양광전원 단지의 용량에 따라 수백 MW급은 대규모, 수십 MW급은 중규모, 수 MW급은 소규모로 정의된다. 또한, 본 논문에서는 AC 및 DC 배전망의 건설비, 전력변환설비의 교체비, 운용비로 구성된 비용요소와 태양광전원의 발전수익에 따른 전력량요금 및 REC 요금으로 구성된 편익요소를 고려하여 MVDC 배전망의 경제성평가 모델링을 제시한다. 이를 바탕으로 현재가치 환산법과 원금균등상환 방식을 이용하여 MVDC 배전망의 경제성을 평가한 결과, 태양광전원의 수용 규모에 따라 일정 연계거리 이후에서는 DC 배전망의 구축비용이 기존의 AC 배전망보다 경제적임을 알 수 있어, 본 논문에서 제시한 경제성평가 모델링의 유용성을 확인하였다.

**Abstract** Technologies for an MVDC (medium voltage direct current) distribution system are being considered as an effective alternative to overcome the interconnection delay issues of PV systems. However, the implementation of a DC distribution system might lead to economic problems because of the development of DC devices. Therefore, this paper deals with the scale of a PV plant based on its capacity and proposes hosting-capacity models for PV systems to establish a network to evaluate the feasibility of an MVDC distribution system. The proposed models can be classified as AC and DC distribution systems by the power-supply method. PV systems with hundreds of MW, dozens of MW, and a few MW can be categorized as large-scale, medium-scale, and small-scale models, respectively. This paper also performed modeling for an economic evaluation of MVDC distribution system by considering both the cost of AC and DC network construction, converter replacement, operation, etc. The profit was composed of the SMP and REC rate of a PV plant. A simulation for economic evaluation was done for the MVDC distribution system using the present worth and equal-principal costs repayment method. The results confirmed that the proposed model is a useful tool to evaluate economic issues of a DC distribution system.

**Keywords** : Economic Evaluation, MVDC Distribution System, Hosting Capacity, PV System, B/C Ratio

본 연구는 2020년도 중소벤처기업부의 기술개발사업 지원에 의한 연구[S2854105]와 2020년도 한국기술교육대학교 교수 연구제 파견연구비 지원에 의하여 연구되었음.

\*Corresponding Author : Dae-Seok Rho(Korea University of Technology and Education)  
email: dsrho@koreatech.ac.kr

Received December 3, 2020

Revised December 17, 2020

Accepted March 5, 2021

Published March 31, 2021

## 1. 서론

최근, 정부는 차세대 성장 동력 산업 중 하나로서 녹색 성장 정책을 추진하고 있으며, 그 일환으로 재생에너지 3020 이행계획에 따라 2030년까지 신재생 에너지전원의 비중을 전체 에너지전원의 20%로 확대하는 보급 사업을 적극적으로 수행하고 있다[1]. 이에 따라, 2019년도 8월 까지 1MW이하의 태양광전원의 연계 및 접속지연 용량은 전국적으로 총 13.9GW(약 7만 건)에 이르고 있는데, 그 중에서 약 72% 정도가 전라도와 경상도 지역에 집중되어 있다[2]. 특히, 전남지역에서는 4,050MW(15,671 건)의 태양광전원이 접속 지연으로 대기 중에 있지만, 한전의 접속지연 해소를 위한 계통보강(선로증설) 공사는 현실적으로 상당한 문제점을 가지고 있는 실정이다[3, 4]. 이러한 배경 하에, DC 배전망의 도입은 현실점에서 태양광전원 접속지연 문제를 해결하는데 효과적인 대안이 될 수 있다[5, 6]. 즉, 기존의 AC 배전망을 활용하여 DC배전망으로 운용할 경우, 배전망의 조류를 능동적으로 제어할 수 있어 선로 및 설비의 이용률을 높일 수 있고, 동일한 선로에서 AC 배전망 보다 더 많은 용량을 공급할 수 있어 변전소 증설과 같은 불필요한 투자를 회피할 수 있다[7].

그러나, DC 배전망의 구축비용은 기존 AC 배전망에 컨버터 스테이션과 DC 차단기 등의 DC 배전망용 기기들을 개발해야 하므로, 높은 비용이 발생할 가능성이 있어 경제적인 측면에서의 문제점을 가지고 있다. 따라서, 본 논문에서는 태양광전원의 수용을 위한 MVDC 배전망의 도입 타당성을 평가하기 위하여, 태양광전원의 용량에 따라 규모별로 정의하고, 이를 수용하기 위한 배전망을 건설하는 경우에 대하여 규모별 수용성 모델을 제시한다. 이 모델은 배전망의 전원공급방식에 따라 AC 및 DC 배전망으로 구분되며, 수용할 태양광전원 단지의 용량에 따라 수 백 MW급은 대규모, 수십 MW급은 중규모, 수 MW 급은 소규모로 정의한다. 여기서, 각 규모별 수용 모델에 대한 AC 배전망의 설비요소는 송전선로, 변전소, 배전선로, 연계용 변압기 및 태양광용 인버터로 구성되고, DC 배전망의 설비요소는 변전소, 컨버터 스테이션, DC 차단기, 배전선로, DC/DC 컨버터로 구성된다. 특히, DC 배전선로의 경우 기존의 AC 22.9kV 배전선로를 활용하여 DC 망으로 공급하면, 용이하게 송전용량을 증가시킬 수 있으므로, AC 배전망 보다 획기적으로 선로 건설비용의 절감을 기대할 수 있다. 또한, 본 논문에서는 비용요소와 편익요소로 구성된 MVDC 배전망의 경제성

평가 모델링을 제시한다. 여기서, 비용요소는 AC 배전망의 건설비용, DC 배전망의 건설비용, 전력변환설비의 교체비용, 운용비용, 등으로 구성되고, 편익요소는 태양광전원의 발전 수익에 따른 전력량 요금, REC 요금, 등으로 구성된다. 제시한 모델링을 바탕으로 현재까지 확산법과 원금균등상환 방식을 이용하여 DC 배전망의 경제성을 평가한 결과, 태양광전원의 규모에 따라 일정 연계거리 이후에서는 DC 배전망의 구축비용이 기존의 AC 배전망보다 경제적임을 알 수 있어, 본 논문에서 제시한 경제성평가 모델링의 유용성을 확인하였다.

## 2. 태양광전원의 수용을 위한 규모별 MVDC 배전망 모델링

### 2.1 태양광전원 단지의 규모별 정의

일반적으로, 태양광전원은 일사량 및 주변온도와 같은 환경자원이 풍부한 지역에 주로 설치되며, 설립가능한 지역의 면적에 따라 태양광전원 단지의 규모가 다양하게 나타날 수 있다[8]. 이러한 태양광전원 단지들은 태양광패널에서 발전된 에너지를 부하에 공급하기 위하여, 송배전망에 연계 및 운용된다. 그러나, 송배전망을 구성하는 주요설비들은 일정한 규격과 정격용량을 가지는 표준품으로 구성되므로[2], 태양광전원 단지의 규모가 어느 용량 수준을 초과할 경우, 해당 단지를 수용하기 위한 송배전망의 구성요소들은 달라지게 된다. 따라서, 본 논문에서는 태양광전원을 수용하기 위한 송배전망의 모델을 단지의 용량에 따라 Fig. 1과 같이 규모별로 정의하고자 한다.

여기서, Fig. 1의 ①은 수백 MW 이상의 대규모 태양광전원 단지를 송배전망을 통해 수용하는 경우이고, ②는 수십 MW부터 수백 MW이하의 중규모 태양광전원 단지, ③은 수 MW이하의 소규모 태양광전원 단지에 대하여 수용하는 경우를 나타낸 것이다. 먼저, 대규모 및 중규모 태양광전원 단지의 경우, 배전용 변전소의 주 변압기 1bank의 용량(60MVA)을 초과하기 때문에 변전소의 신설이 불가피하고, 태양광전원의 연계거리가 멀어지게 되면, AC 배전선로의 공급전압 제약으로 인하여 송전선로의 신설이 요구된다. 이에 따라, Fig. 1의 ①과 ②의 경우, 송전선로와 AC배전선로를 이용하여 태양광전원을 연계하는 방안과 컨버터 스테이션을 활용하여 DC배전망으로 연계하는 방안이 고려될 수 있다. 한편, Fig. 1의 ③의 경

우에는 태양광전원 단지의 용량이 배전선로의 1회선 용량(10MVA) 보다 작으므로, 송전선로와 변전소의 신설 없이 AC배전선로로 연계하는 방안과 컨버터 스테이션을 통해 DC배전망으로 연계하는 방안을 고려할 수 있다.

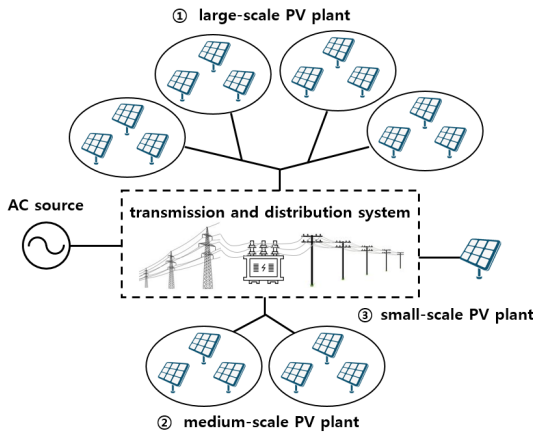


Fig. 1. Classification of PV plant by scale

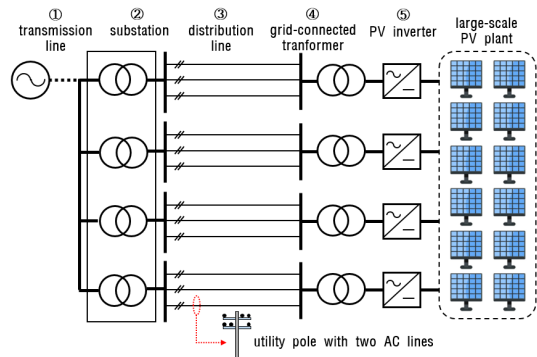
## 2.2 규모별 MVDC 배전망 모델링

### 2.2.1 대규모 태양광전원 수용 모델

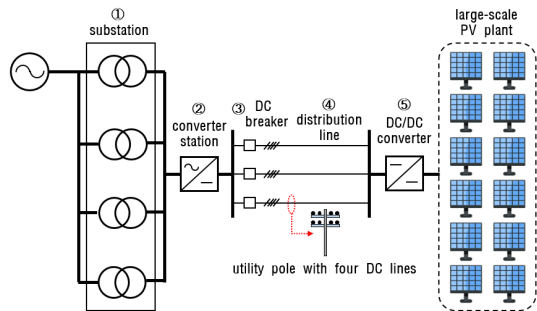
상기에서 제시한 태양광전원 단지의 규모별 정의를 바탕으로, 여기서는 태양광전원을 수용하기 위한 송배전망의 구성 모델을 제시한다. 먼저, 수백 MW 이상의 대용량 태양광전원 단지에 대한 수용 모델은 Fig. 2와 같이 나타낼 수 있다. 여기서, Fig. 2의 (a)는 기존의 AC 배전망을 활용한 수용 모델이고, Fig. 2의 (b)는 DC 배전망에 의한 수용 모델을 나타낸 것이다. Fig. 2의 (a)에서와 같이, 기존의 AC 배전망을 신설하여 대규모의 태양광전원 단지를 수용할 경우, AC 배전망은 154KV 송전선로, 배전용변전소(154/22.9KV), 22.9KV 배전선로(10MVA, 1회선)와 전주 그리고 계통연계용 변압기(AC380V/AC22.9KV)와 인버터(DC1KV/ AC380V)로 구성된다. 여기서, 배전용변전소의 변압기와 배전선로 케이블은 표준품으로 각각 60MVA (1bank), 10MVA(1회선)이며, 변압기 1bank 당 최대 6회선의 배전선로가 인출된다. 여기서, 배전선로의 물리적인 구조는 하나의 전주에 최대 2회선까지 탑재할 수 있으므로[9], 변압기 1bank 당 3대의 전주 라인으로 총 60MW의 태양광전원이 연계될 수 있다.

한편, Fig. 2의 (b)에서와 같이, DC 배전망을 신설하여 대규모의 태양광전원 단지를 수용할 경우, DC 배전망은 배전용변전소(154/22.9KV), 컨버터 스테이션(DC±35kV/AC22.9KV), DC 차단기, 22.9KV 배전선

로(10MVA, 1회선)와 전주 그리고 DC/DC 컨버터(DC1KV/DC±35KV)로 구성된다. 여기서, 기존의 22.9KV AC배전선로와 전주는 컨버터 스테이션을 통해 ±35KV급의 MVDC 배전선로로 활용하며, 이때의 회선당 공급용량은 전압과 전류용량의 상승으로 인하여 24MW로 증가하게 된다. 또한, AC 2회선(6도체)을 기준으로 하나의 전주에 두 가닥의 선로를 추가하면, 총 DC 4회선(8도체)으로 전주 당 96MW의 태양광전원이 연계될 수 있다. 한편, DC 차단기는 bi-pole의 공급방식을 고려하여 pole의 단위로 설치된다[10].



(a) Model of AC distribution system



(b) Model of DC distribution system

Fig. 2. Distribution system model for hosting capacity of large-scale PV system

### 2.2.2 중규모 태양광전원 수용 모델

수십 MW부터 수백 MW이하의 중규모 태양광전원 단지에 대한 수용 모델은 Fig. 3과 같이 나타낼 수 있다. 여기서, Fig. 3의 (a)는 기존의 AC 배전망을 활용한 수용 모델이고, Fig. 3의 (b)는 DC 배전망에 의한 수용 모델을 나타낸 것이다. Fig. 3의 (a)에서와 같이, 기존의 AC 배전망을 신설하여 중규모의 태양광전원 단지를 수용할 경우, AC 배전망은 154KV 송전선로, 배전용변전소 (154/22.9KV), 22.9KV 배전선로(10MVA, 1회선)와 전

주 그리고 계통연계용 변압기(AC380V/AC22.9KV)와 인버터(DC1KV/AC380V)로 구성된다. 여기서, 배전용 변전소의 변압기와 배전선로 케이블은 표준품으로 각각 60MVA(1bank), 10MVA(1회선)이며, 변압기 1bank 당 최대 6회선의 배전선로가 인출된다. 여기서, 배전선로의 물리적인 구조는 하나의 전주(15m)에 최대 2회선까지 탑재할 수 있으므로, 변압기 1bank 당 3대의 전주 라인으로 총 60MW의 태양광전원이 연계될 수 있다.

한편, Fig. 3의 (b)에서와 같이, DC 배전망을 신설하여 소규모의 태양광전원 단지를 수용할 경우, DC 배전망은 배전용변전소(154/22.9KV), 컨버터 스테이션(DC±35kV/AC22.9KV), DC 차단기, 22.9KV 배전선로(10MVA, 1회선)와 전주 그리고 DC/DC 컨버터(DC1KV/DC±35KV)로 구성된다. 여기서, 기존의 22.9KV AC배전선로와 전주는 컨버터 스테이션을 통해 ±35KV급의 MVDC 배전선로로 활용하며, 이때의 회선당 공급용량은 전압과 전류용량의 상승으로 인하여 24MW로 증가하게 된다. 또한, AC 2회선(6도체) 전주를 그대로 DC로 사용하면, 총 DC 3회선(6도체)으로 전주 당 72MW의 태양광전원이 연계될 수 있다.

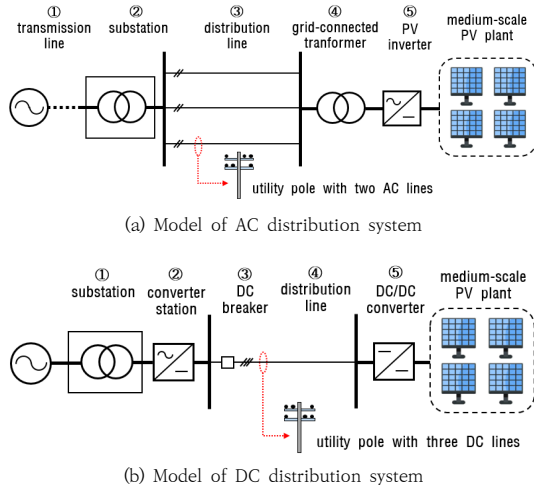


Fig. 3. Distribution system model for hosting capacity of medium-scale PV system

### 2.2.3 소규모 태양광전원 수용 모델

수 MW이하의 소규모 태양광전원 단지에 대한 수용 모델은 Fig. 4와 같이 나타낼 수 있다. 여기서, Fig. 4의 (a)는 기존의 AC 배전망을 활용한 수용 모델이고, Fig. 4의 (b)는 DC 배전망에 의한 수용 모델을 나타낸 것이다. Fig. 4의 (a)에서와 같이, 기존의 AC 배전망을 신설

하여 소규모의 태양광전원 단지를 수용할 경우, AC 배전망은 22.9KV 배전선로(10MVA, 1회선)와 전주 그리고 계통연계용 변압기(AC380V/ AC22.9KV)와 인버터(DC1KV/AC380V)로 구성된다. 여기서, 배전선로 케이블의 용량은 회선 당 10MVA로, AC 1회선을 탑재한 전주 한 대로 10MW까지 태양광전원을 연계할 수 있다.

한편, Fig. 4의 (b)에서와 같이, DC 배전망을 신설하여 소규모의 태양광전원 단지를 수용할 경우, DC 배전망은 컨버터 스테이션(DC±35kV/AC22.9KV), DC 차단기, 22.9KV 배전선로(10MVA, 1회선)와 전주 그리고 DC/DC 컨버터(DC1KV/DC±35KV)로 구성된다. 여기서, 기존의 22.9KV AC배전선로와 전주는 컨버터 스테이션을 통해 ±35KV급의 MVDC 배전선로로 활용한다. 또한, AC 1회선(3도체)에서 1 가닥을 줄이면, DC 1회선(2도체)으로 전주 당 최대 24MW의 태양광전원이 연계될 수 있다.

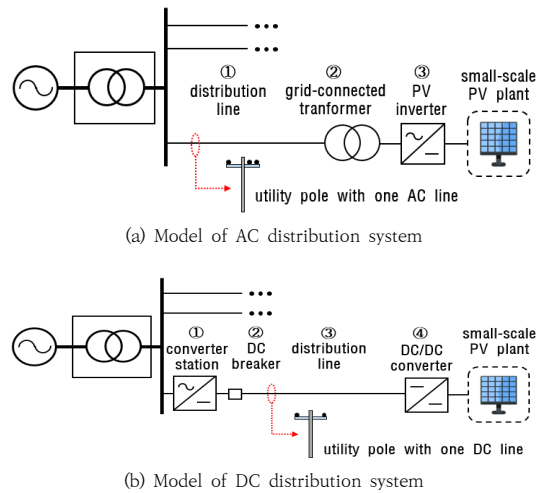


Fig. 4. Distribution system model for hosting capacity of small-scale PV system

## 3. MVDC 배전망의 경제성평가 모델링

### 3.1 비용요소 모델링

#### 3.1.1 AC 배전망 건설비용

AC 배전망 건설비용은 태양광전원을 수용하기 위하여 AC 배전망을 건설하는데 지출되는 총 비용으로서, 비용요소는 식 (1)과 같이 송전선로, 변전소, 배전선로, 연계용변압기 및 인버터 신설비로 구성된다. 여기서, 송전선로의 건설비는 선로 공사비에 공장을 곱하여 산정하고,

배전선로의 건설비는 선로 공사비에 회선 수와 공장을 고려하여 계산한다. 또한, 태양광전원용 연계변압기 및 인버터의 건설비는 각 단위비용에 태양광전원의 용량을 곱하여 산정한다.

$$C_{AC} = C_{T/L} \cdot l_{T/L} + C_{S/S} + N_{D/L} \cdot C_{D/L} \cdot l_{D/L} + Q_{PV} \cdot (C_{tr} + C_{inv}) \quad (1)$$

여기서,  $C_{AC}$ : AC 배전망 건설비용(원),  $C_{T/L}$ : 송전선로 공사비용(원/Km),  $l_{T/L}$ : 송전선로 공장(Km),  $C_{S/S}$ : 변전소 공사비용(원),  $N_{D/L}$ : 배전선로의 회선 수,  $C_{D/L}$ : 배전선로 공사비용(원/Km),  $l_{D/L}$ : 배전선로 공장(Km),  $Q_{PV}$ : 태양광전원의 용량(MW),  $C_{tr}$ : 연계용변압기 설비비용(원/MW),  $C_{inv}$ : 인버터 설비비용(원/MW)

### 3.1.2 DC 배전망 건설비용

DC 배전망 건설비용은 태양광전원을 수용하기 위하여 DC 배전망을 건설하는데 지출되는 총 비용으로서, 비용요소는 식 (2)와 같이 변전소, 컨버터 스테이션, DC/DC 컨버터, 배전선로 및 DC 차단기로 구성된다. 여기서, 컨버터 스테이션의 건설비는 단위 설비비용에 컨버터의 용량을 곱하여 산정하고, DC/DC 컨버터는 단위 설비비용에 태양광전원의 용량을 곱하여 계산한다. 또한, 배전선로의 건설비는 선로 공사비에 회선 수와 공장을 곱하여 산정하고, DC 차단기는 선로의 회선 수와 DC 배전의 공급방식을 고려하여 계산한다.

$$C_{DC} = C_{S/S} + Q_{C/S} \cdot C_{C/S} + Q_{PV} \cdot C_{conv} + N_{D/L} \cdot (\alpha \cdot C_{DCCB} + C_{D/L} \cdot l_{D/L}) \quad (2)$$

여기서,  $C_{DC}$ : DC 배전망 건설비용(원),  $C_{S/S}$ : 변전소 공사비용(원),  $Q_{C/S}$ : 컨버터 스테이션의 용량(MW),  $C_{C/S}$ : 컨버터 스테이션 건설비용(원/MW),  $Q_{PV}$ : 태양광전원 용량(MW),  $C_{conv}$ : DC/DC 컨버터 설비비용(원/MW),  $N_{D/L}$ : 배전선로의 회선 수,  $\alpha$ : DC 배전의 공급방식 (mono-pole: 1, bi-pole: 2),  $C_{DCCB}$ : DC 차단기(원/대),  $C_{D/L}$ : 배전선로 공사비용(원/Km),  $l_{D/L}$ : 배전선로 공장(Km)

### 3.1.3 전력변환설비의 교체비용

교체비용은 인버터 및 컨버터의 내용연수로 인하여 교체함에 따라 추가로 발생하는 비용으로서, 설치연도를 기

준으로 전력변환설비의 초기설치 비용에 가격 할인율을 고려하여 식 (3)과 같이 산정한다.

$$C_{ch}(x) = \begin{cases} Q_{PV} \cdot C_{inv} \cdot (1-d)^x & \text{in AC system} \\ (Q_{D/L} \cdot C_{C/S} + Q_{PV} \cdot C_{conv}) \cdot (1-d)^x & \text{in DC system} \end{cases} \quad (3)$$

여기서,  $C_{ch}(x)$ : 내용연수에 의한 전력변환설비의 교체 비용(원),  $x$ : 전력변환설비의 내용연수(년),  $d$ : 할인율(%)

### 3.1.4 운용비용

운영비용은 AC 또는 DC 배전망을 운용할 때 발생하는 비용으로서, 식 (4)와 같이 유지보수비와 선로손실비로 구성된다. 여기서, 유지보수비는 식 (5)와 같이 AC 또는 DC 배전망의 건설비용에 대하여 일정 값을 곱하여 산정한다. 또한, 선로손실비는 식 (6)과 같이 태양광전원의 용량을 기준으로 이용률과 연간 발전시간을 곱하여 연간 발전량을 구하고, 이 값에 선로손실율과 선로공장을 곱하여 해당 배전선로에서 발생하는 총 손실량을 계산하고, 해당 연도의 SMP(system marginal price)를 고려하여 총 연간 선로손실비용을 산정한다.

$$C_{op}(y) = C_m + C_{loss}(y) \quad (4)$$

$$C_m = \begin{cases} C_{AC} \cdot R_{op} & \text{in AC system} \\ C_{DC} \cdot R_{op} & \text{in DC system} \end{cases} \quad (5)$$

$$C_{loss}(y) = t_{year} \cdot SMP(y) \cdot Q_{PV} \cdot U_{PV} \cdot R_{loss} \cdot l_{D/L} \quad (6)$$

여기서,  $C_{op}(y)$ : 해당연도의 운용비용(원),  $y$ : 해당연도,  $C_m$ : 유지보수비용(원),  $C_{loss}(y)$ : 해당연도의 선로손실비용(원),  $R_{op}$ : 운용비에 대한 비율(%),  $SMP(y)$ : 해당연도의 태양광전원의 전력거래단가(원/KWh),  $U_{PV}$ : 태양광전원 설비의 이용률(%),  $R_{loss}$ : 선로손실율(%),  $t_{year}$ : 연간 발전시간(8,760 시간)

## 3.2 편익요소 모델링

### 3.2.1 전력량요금

전력량 요금은 발전사업자가 태양광전원의 발전량에 대해 전기판매사업자에게 받는 전력판매 요금으로서, 식 (7)과 같이 해당연도의 태양광전원 발전량과 전력거래단가를 곱하여 산정한다. 여기서, 해당연도의 태양광전원

발전량은 태양광전원의 용량, 이용률, 연간발전시간을 고려하여 산정한다.

$$B_{SMP}(y) = t_{year} \cdot SMP(y) \cdot Q_{PV} \cdot U_{PV} \quad (7)$$

여기서,  $B_{SMP}(y)$ : 해당연도의 전력량요금(원),  $t_{year}$ : 연간 발전시간(8,760 시간)

### 3.2.2 태양광전원 REC 요금

태양광전원의 REC(renewable energy certificate) 요금은 발전량에 비례하여 발전사업자가 받는 인센티브 요금으로서, 해당연도의 태양광전원의 발전량과 REC 단가, 가중치를 고려하여, 식 (8)과 같이 나타낼 수 있다.

$$B_{REC}(y) = t_{year} \cdot REC(y) \cdot WF_{REC} \cdot Q_{PV} \cdot U_{PV} \quad (8)$$

여기서,  $B_{REC}(y)$ : 해당연도의 REC 요금(원),  $REC(y)$ : 해당연도의 태양광전원의 REC 단가(원/KWh),  $WF_{REC}$ : 태양광전원의 REC 가중치

### 3.3 현재가치 환산법

경제성평가를 위한 비용과 편익은 미래에 발생하는 가치로서, 식 (9)와 같이 해당연도에 대하여 할인율을 적용하여 현재의 가치로 환산한다.

$$C_{pw}(y) = \frac{C_{flow}(y)}{(1+d)^y} \quad (9)$$

여기서,  $C_{pw}(y)$ : 해당연도의 현재가치,  $C_{flow}(y)$ : 해당연도의 현금흐름

## 4. 시뮬레이션 결과 및 분석

### 4.1 경제성평가 조건

2장에서 제시한 AC 및 DC 배전망 모델을 바탕으로 MVDC 배전망의 경제성평가를 위한 파라미터 조건을 나타내면 Table 1과 같다. 먼저, 이 표에서와 같이, 경제성평가 조건은 대출받은 원금을 30년간 매년 동일하게 지불하는 원금균등 상환방식을 적용하고, 은행의 이자율과 미래의 가치에 대한 할인율은 각각 3.46%와 7%로 상정한다[11]. 또한, 배전망에 대한 조건으로 망의 운용비는

전체 AC 또는 DC 배전망의 건설비용의 10%이며, AC 및 DC선로의 손실률은 PSCAD/EMTDC 시뮬레이션을 통해 계산된 값으로 각각 0.31[%/Km], 0.065[%/Km]를 적용한다. 한편, 본 논문에서는 AC설비 및 컨버터설비의 내용연수를 각각 30년과 15년으로 하고, 송전선로의 최소 건설 단위를 20[Km]로 가정한다. 태양광전원의 발전에 대한 조건으로 SMP는 'KPX의 전력통계정보시스템'에서 공시한 2019년도 평균 금액인 90.74[원/kWh]를 적용하고[12], REC요금은 2019년도 평균가격인 63.57 [원/kWh]( $WF_{REC} = 1$ )이며[12], 이용률은 태양광전원의 평균발전 시간인 3.5시간에 상응하는 14.6%로 상정한다 [13]. 한편, Table 2는 AC 및 DC배전망의 각 구성요소별 건설비용 조건을 나타낸 것으로, 송전선로, 배전선로, 변전소, 컨버터 스테이션 등에 대한 설비 및 공사비용을 상정하여 경제성 분석을 수행한다.

Table 1. Conditions of economic evaluation

parameters		contents
evaluation year[year]		30
rate of operation cost[%]		10
loss rate of distribution line[%/km]	AC	0.313
	DC	0.0647
utilization rate of PV system[%]		14.6
discount rate[%]		7
interest rate[%]		3.46
price of SMP[won/kWh]		90.74
price of REC[won/kWh] ( $WF_{REC} : 1$ )		63.57
unit length for T/L construction[km]		20
life span of facility[year]	AC facility	30
	converter facility	15
repayment method		equal principal costs

Table 2. Condition of construction cost for each component

components	costs	
T/L construction[thousand won/km] (XLPE 2,000mm <sup>2</sup> , underground)	4,523,260	
AC line construction[thousand won/km] (ACSR 160mm <sup>2</sup> )	98,000	
one conductor of AC line[thousand won/km]	25,000	
substation construction [thousand won] (45/60MVA per bank)	2bank	17,700,000
	4bank	23,000,000
utility pole construction[thousand won/km] (interval length: 40m)	97,500	
grid-connected transformer[thousand won/MVA]	100,000	
PV inverter[thousand won/MW]	40,000	
converter station[thousand won/MW]	200,000	
DC/DC converter[thousand won/MW]	101,010	
DC break[thousand won/EA]	228,000	

4.2 대규모 태양광전원 수용에 대한 경제성평가

상기의 경제성평가 조건을 바탕으로, 240MW의 대규모 태양광전원 단지를 수용하기 위한 AC배전망과 DC배전망에 대한 건설비용을 연계거리별로 평가하면 Table 3과 Fig. 5와 같다. 여기서, Table 3 및 Fig. 5의 (1)은 22.9KV AC배전선로만으로 태양광전원을 연계하는 경우이고, (2)는 AC 배전선로의 전압제약에 의해 154KV 송전선로를 신설하여 22.9KV AC배전선로로 태양광전원을 수용하는 경우이며, (3)은 컨버터 스테이션을 설치하여 ±35KV MVDC 배전선로로 태양광전원을 연계하는 경우이다. 이 그림에서와 같이, 23[Km]의 연계지점까지는 기존의 22.9KV AC배전선로로 수용하는 것이 경제적이지만, 17.5[Km] 이상의 연계거리에서는 전압제약으로 인하여, 기술적으로 태양광전원을 수용할 수 없게 된다. 이를 해결하기 위하여 154KV 송전선로를 신설하는 경우, 막대한 비용의 상승으로 인하여 DC배전망의 건설비용보다 경제성이 감소하게 되며, 수많은 회선(24회선)과 전주(12대씩)를 설치해야하므로 대규모의 태양광전원을 수용하기 위한 모델로는 현실적으로 어려움을 알 수 있다. 그러나, ±35KV MVDC 배전선로는 전주 당 약 100MW의 배전용량이 가능하고, 배전 공장도 AC에 비하여 3-4배 정도로 증가할 뿐만 아니라 선로공장이 17.5km 이상이 되면 기존의 AC선로에 비하여 경제성이 있기 때문에, MVDC 배전을 도입하기에 적합한 모델임을 알 수 있다.

Table 3. Construction costs of model for hosting capacity of large-scale PV system

total construction costs[million won]			
feeder length [Km]	(1) AC system	(2) AC system with T/L	(3) DC system
5	167,419	-	275,925
10	209,844	-	287,841
15	252,269	-	299,757
20	impossible to supply	313,205	311,673
25		355,630	323,589
30		398,054	335,505
35		440,479	347,421
40		501,415	359,337
45		543,840	371,253
50		586,265	383,169
55		628,690	395,085
60		689,626	407,001
65		732,051	418,917
70		774,476	430,833

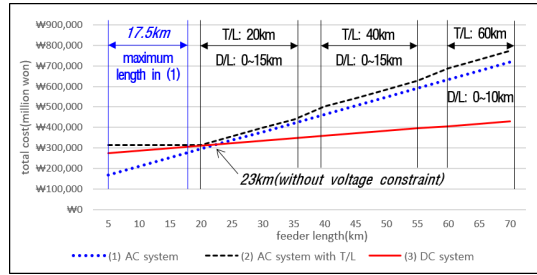
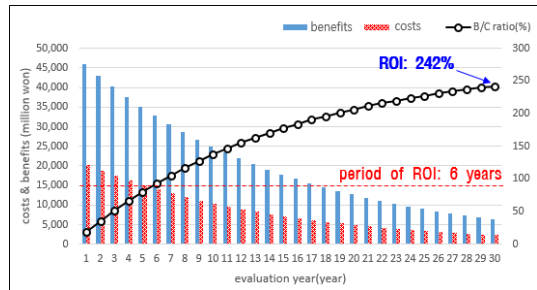
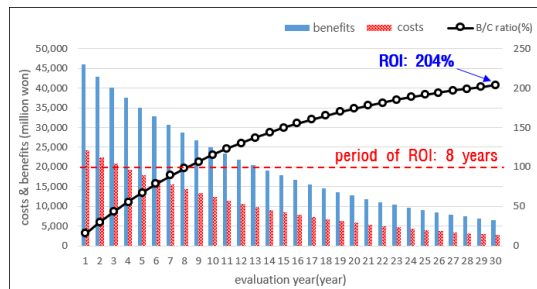


Fig. 5. Construction costs of AC and DC system for large-scale PV system depending on feeder length

한편, 기존의 22.9KV 배전선로와 ±35KV MVDC 배전선로의 2가지 대안에 대하여 원금균등상환방식(30년 기준)에 의하여, 선로공장 중거리(15km)와 장거리(25km) 연계지점에 대하여 B/C Ratio를 분석하면, Fig. 6과 Fig. 7과 같다. 여기서, Fig. 6에서와 같이 15km의 중거리 배전선로를 건설하는 경우, 기존의 AC방식으로 배전망을 구축하는 것이 DC방식 보다 경제적이지만, Fig. 7에서와 같이 25km의 중거리 배전선로를 건설하는 경우, DC방식이 기존의 AC 방식보다 17% 정도 경제적으로 유리함을 알 수 있다.



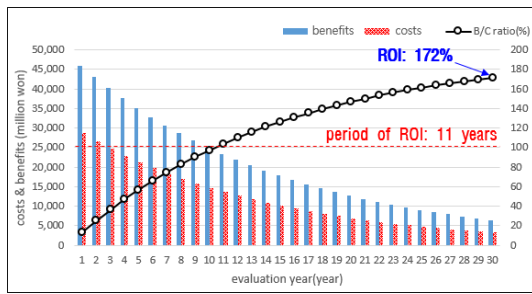
(a) AC distribution system



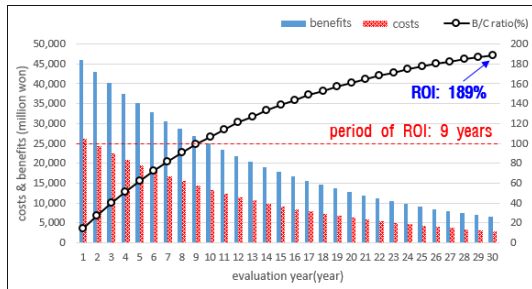
(b) DC distribution system

Fig. 6. ROI characteristics of model for hosting capacity of large-scale PV system(15Km)





(a) AC distribution system



(b) DC distribution system

Fig. 7. ROI characteristics of model for hosting capacity of large-scale PV system(25Km)

### 4.3 중규모 태양광전원 수용에 대한 경제성평가

60MW의 중규모 태양광전원 단지를 수용하기 위하여, 선로 공장별로 AC배전망과 DC배전망에 대한 건설비용을 평가하면 Table 4와 Fig. 8과 같다. 여기서,

Table 4. Construction costs of model for hosting capacity of medium-scale PV system

total construction costs[million won]			
feeder length [Kml]	(1) AC system	(2) AC system with T/L	(3) DC system
5	66,716	-	94,216
10	77,323	-	97,568
15	87,929	-	100,921
20	impossible to supply	244,321	104,273
25		254,927	107,625
30		265,533	110,977
35		276,140	114,329
40		432,532	117,682
45		443,138	121,034
50		453,744	124,386
55		464,350	127,738
60		620,742	131,090
65		631,34	134,442
70	641,955	137,795	

Table 4 및 Fig. 8의 (1)은 22.9KV AC배전선로만으로 태양광전원을 연계하는 경우이고, (2)는 배전선로의 전압 제약에 따라 154KV 송전선로를 신설하여 22.9KV AC 배전선로로 태양광전원을 수용하는 경우이며, (3)은 컨버터 스테이션을 도입하여 ±35KV MVDC 배전선로로 태양광전원을 연계하는 경우이다. 이 그림에서와 같이, ±35KV MVDC 배전선로가 상기의 대규모 모델과 마찬가지로 선로공장이 17.5km 이상인 경우, 기존의 AC선로에 비하여 경제성이 있기 때문에, MVDC 배전을 도입하기에 적절한 모델임을 알 수 있다.

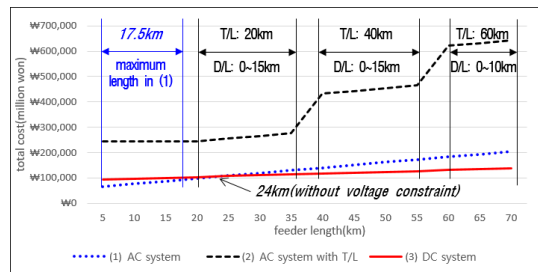
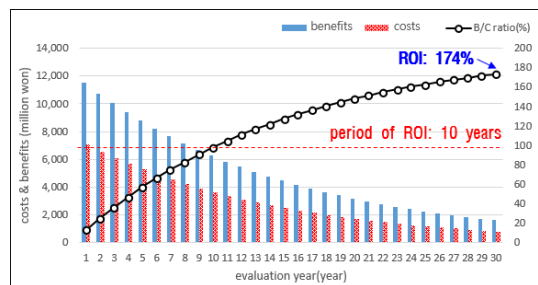


Fig. 8. Construction costs of AC and DC system for medium-scale PV system depending on feeder length

한편, 기존의 22.9KV 배전선로와 ±35KV MVDC 배전선로의 2가지 대안에 대하여 원금균등상환방식(30년 기준)에 의하여, 선로공장 중거리(15km)와 장거리(25km) 연계지점에 대하여 B/C Ratio를 분석하면, Fig. 9와 Fig. 10과 같다. 여기서, Fig. 9에서와 같이 15km의 중거리 배전선로를 건설하는 경우, 기존의 AC방식으로 배전망을 구축하는 것이 DC방식 보다 경제적이지만, Fig. 10에서와 같이 25km의 중거리 배전선로를 건설하는 경우, DC방식이 기존의 AC 방식보다 2배 이상 경제적으로 유리함을 알 수 있다.



(a) AC distribution system



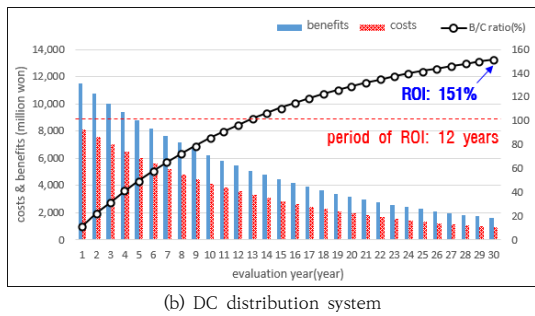


Fig. 9. ROI characteristics of model for hosting capacity of medium-scale PV system(15Km)

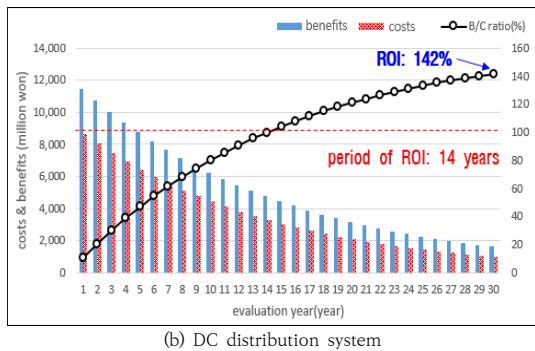
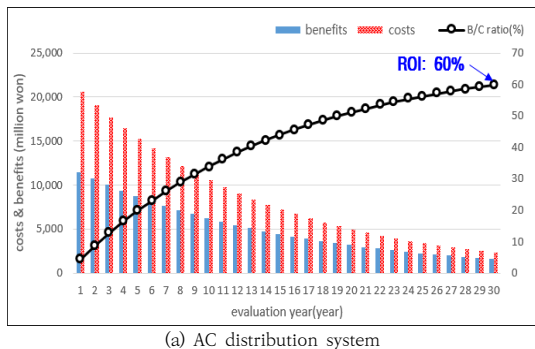


Fig. 10. ROI characteristics of model for hosting capacity of medium-scale PV system(25Km)

#### 4.4 소규모 태양광전원 수용에 대한 경제성평가

3MW의 소규모 태양광전원 단지를 수용하기 위하여, 선로 구간별로 AC배전망과 DC배전망에 대한 건설비용을 평가하면 Table 5와 Fig. 11과 같다. 여기서, Table 5 및 Fig. 11의 (1)은 22.9KV AC배전선로만으로 태양광전원을 연계하는 경우이고, (2)는 DC 공급용 컨버터 스테이션을 도입하여 ±35KV MVDC 배전선로로 태양광전원을 연계하는 경우이다. 이 그림에서와 같이, ±35KV MVDC 배전선로가 상기의 중/대규모 모델과

달리 선로공장이 29km 이상인 경우에만 기존의 AC선로에 비하여 경제성이 있기 때문에, 수용성 규모가 적어질수록 MVDC 방식의 경제성이 약화됨을 알 수 있다.

Table 5. Construction costs of model for hosting capacity of small-scale PV system

total construction costs[million won]		
feeder length [Km]	(1) AC system	(2) DC system
5	3,070	5,177
10	5,176	6,846
15	7,282	8,515
20	9,388	10,184
25	11,494	11,853
30	13,600	13,522
35	15,706	15,191
40	17,812	16,860
45	19,918	18,529
50	impossible to supply	20,198

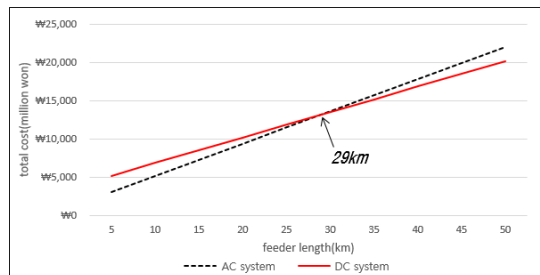
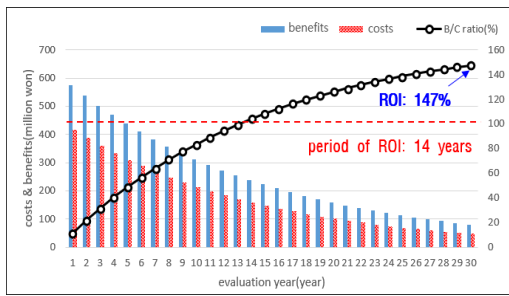
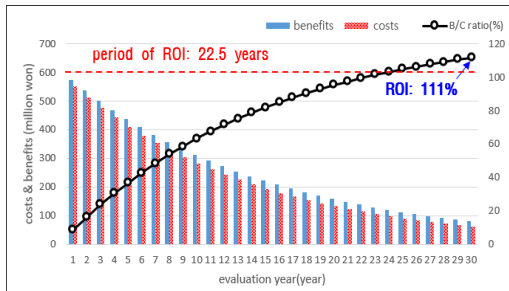


Fig. 11. Construction costs of AC and DC system for small-scale PV system depending on feeder length

한편, 기존의 22.9KV 배전선로와 ±35KV MVDC 배전선로의 2가지 대안에 대하여 원금균등상환방식(30년 기준)에 의하여, 선로공장 중거리(10km)와 장거리(40km) 연계지점에 대하여 B/C Ratio를 분석하면, Fig. 12와 Fig. 13과 같다. 여기서, Fig. 12에서와 같이 10km의 중거리 배전선로를 건설하는 경우, 기존의 AC방식으로 배전망을 구축하는 것이 DC방식 보다 경제적이지만, Fig. 13에서와 같이 40km의 중거리 배전선로를 건설하는 경우, DC방식이 기존의 AC 방식보다 경제적으로 유리함을 알 수 있다.

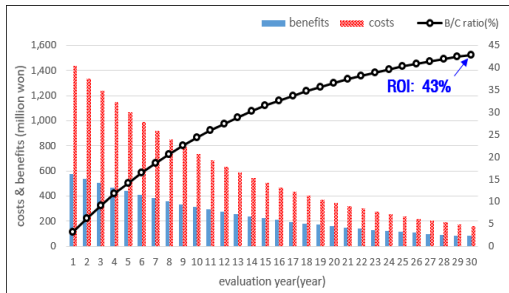


(a) AC distribution system

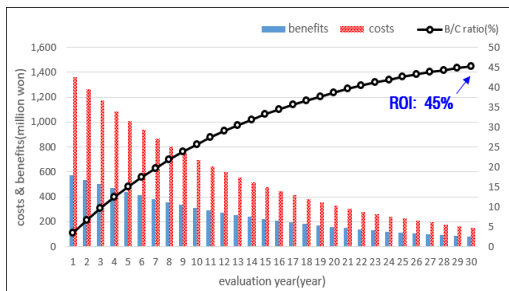


(b) DC distribution system

Fig. 12. ROI characteristics of model for hosting capacity of small-scale PV system(10Km)



(a) AC distribution system



(b) DC distribution system

Fig. 13. ROI characteristics of model for hosting capacity of small-scale PV system(40Km)

## 5. 결론

본 논문에서는 태양광전원 수용을 위한 MVDC 배전망의 도입 가능성을 확인하기 위하여, 규모별로 태양광전원의 수용 배전망 모델을 제시하였고, 이를 바탕으로 AC 배전망과 DC 배전망에 대한 경제성을 비교 및 평가하였다. 이에 대한 주요 연구결과를 요약하면 다음과 같다.

- (1) 240MW의 대규모 태양광전원 단지를 수용하는 경우에 대하여, 선로 공장별로 AC 및 DC배전망의 경제성을 평가한 결과, 선로공장이 17.5km 이상인 경우에  $\pm 35$ KV MVDC 배전망이 기존의 AC 배전망에 비하여 경제적임을 알 수 있고, 중거리에서는 기존의 AC방식이 유리하지만, 장거리 연계지점에서는 MVDC방식이 AC방식보다 17% 정도 경제적임을 알 수 있다.
- (2) 60MW의 중규모 태양광전원 단지를 수용하는 경우에 대하여, 선로 공장별로 AC 및 DC배전망의 경제성을 평가한 결과, 대규모 모델과 동일하게 선로공장이 17.5km 이상인 경우에  $\pm 35$ KV MVDC 배전망이 기존의 AC 배전망에 비하여 경제적임을 알 수 있고, 중거리에서는 기존의 AC방식이 유리하지만, 장거리 연계지점에서는 MVDC방식이 AC방식보다 2배 이상 경제적임을 알 수 있다.
- (3) 3MW의 소규모 태양광전원 단지를 수용하는 경우에 대하여, 선로 공장별로 AC 및 DC배전망의 경제성을 평가한 결과,  $\pm 35$ KV MVDC 배전선로가 상기의 중/대규모 모델과 달리 선로공장이 29km 이상인 경우에 기존의 AC선로에 비하여 경제성이 있으므로 수용 규모가 적어질수록 MVDC의 대안에 대한 경제성이 약화됨을 알 수 있고, 중거리에서는 기존의 AC방식이 유리하지만, 장거리 연계지점에서는 MVDC방식이 AC방식보다 경제적임을 알 수 있다.

## References

- [1] Ministry of Trade, Industry and Energy & Korea Energy Economics institute, "Industry and Energy, Renewable Energy 3020 Implementation Plan(RE 3020)", Korea, 2017. URL: [https://www.motie.go.kr/motie/py/brf/motiebriefing/motiebriefing404.do?brf\\_code\\_v=404#header](https://www.motie.go.kr/motie/py/brf/motiebriefing/motiebriefing404.do?brf_code_v=404#header)

- [2] Seong-Man Kim, "Increasing Hosting Capacity of Distribution Feeders by Analysis of Generation and Consumption", KEPCO Journal on Electric Power and Energy, Vol. 5, No. 4, pp. 295-309, 2019. DOI: <https://doi.org/10.18770/KEPCO.2019.05.04.295>
- [3] Solutions for Our Climate, "Challenges in Renewable Energy Transition in South Korea 2020", 2020. URL: <http://www.forourclimate.org/sub/data/view.html?idx=23>
- [4] Changhee Han, Hansang Lee, and Gilsoo Jang, "MVDC (Medium-Voltage Direct Current) Technology Trends," The Korean Institute of Electrical Engineers, vol. 68, no. 1, pp.17-21, 2019. URL: <https://www.koreascience.or.kr/article/JAKO201911562301646.page>
- [5] Ministry of Trade, Industry and Energy, "Third Energy Master Plan", 2019. URL: <https://www.korea.kr/news/pressReleaseView.do?newsId=156334773>
- [6] Heedae Jung, "Plan and Status of DC Distribution Technology Development", procon, pp. 102-107, 2016. URL: <http://procon.co.kr/pdf/2016%209/1-3.pdf>
- [7] Graeme Bathurst, George Hwang, Lalit Tejwani, "MVDC - The New Technology for Distribution Networks", 11th IET International Conference on AC and DC Power Transmission, pp. 1-5, 2015. DOI: <https://doi.org/10.1049/cp.2015.0037>
- [8] Korea Environment Institute, "Current Status and Environmental Acceptance of the Onshore Solar Power Plant", Vol. 7, No. 7, 2019. URL: [https://policy.nl.go.kr/search/searchDetail.do?rec\\_key=SH2\\_PLIC20190242744](https://policy.nl.go.kr/search/searchDetail.do?rec_key=SH2_PLIC20190242744)
- [9] KEPCO Academy, "Distribution Practice III", textbook, 2000. URL: [https://www.keca.or.kr/home/1\\_library/105/wtkeb\\_disb03.html](https://www.keca.or.kr/home/1_library/105/wtkeb_disb03.html)
- [10] Hyo-Sang Choe, "Development status of HVDC system and DC circuit breaker technology", The proceedings of KIEE, Vol. 65, No. 8, pp. 21-27, 2016. URL: <https://scienceon.kisti.re.kr/srch/selectPORSrchArticle.do?cn=JAKO201625748320762&dbt=NART>
- [11] K. T Lee, A Study on Estimation of Equalization of Generation Costs, Korea energy economics institute, Korea, 2018. URL: <http://www.alio.go.kr/informationResearchView.do?seq=2477139>
- [12] Chan-Ho Moon, Bo-Sung Kwon, Su-Hwa Woo, Dong-Jin Bae, Kyung-Bin Song, "Economic Evaluation and Sensitivity Analysis of Solar PV Generation Business from the Perspective of Solar PV Generation Owners according to Fluctuation Scenarios of SMP and the Price of REC", Journal of the Korean Institute of Illuminating and Electrical Installation Engineers, Vol. 34, No. 10, pp. 36-44, 2020. DOI: <http://doi.org/10.5207/JIEIE.2020.34.10.036>
- [13] Geun-Sang Lee, Jong-Jo Lee, "The analysis of Photovoltaic Power using Terrain Data based on LiDAR Surveying and Weather Data Measurement System", Journal of Cadastre & Land InformatiX, Vol. 49, No. 1, pp. 17-27, 2019. DOI: <https://doi.org/10.22640/lxsiri.2019.49.1.17>

이 후 동(Hu-Dong Lee)

[정회원]



- 2016년 8월 : 한국기술교육대학교 전기공학과 (공학사)
- 2018년 8월 : 동대학원 전기공학과 (공학석사)
- 2018년 9월 ~ 현재 : 동대학원 전기공학과 박사과정 재학 중

<관심분야>

배전계통 운용, MVDC, 보호협조, 마이크로그리드, ESS

김 기 영(Ki-Young Kim)

[정회원]



- 2011년 8월 : 한국기술교육대학교 전기공학과 (공학사)
- 2015년 8월 : 한국기술교육대학교 대학원 전기공학과(공학석사)
- 2017년 9월 ~ 현재 : 동대학원 박사 과정 재학중

<관심분야>

배전계통 운용, 신재생에너지, 마이크로그리드, DC계통보호

김 미 성(Mi-Sung Kim)

[정회원]



- 1988년~1994년: 연세대학교 금속공학과 연구조교 1994년 8월: 조선대학교 에너지자원공학(공학박사)
- 1994년 5월~2010년 7월: 에너지관리공단 신재생에너지센터 부장
- 2013년 2월 ~ 현재 : 한국화학융합시험연구원/수석 연구원

<관심분야>

전기저장장치, 분산전원연계

---

노 대 석(Dae-Seok Rho)

[종신회원]



- 1985년 2월 : 고려대학교 전기공학과 (공학사)
- 1987년 2월 : 동대학원 전기공학과 (공학석사)
- 1997년 3월 : 일본 북해도대학교 대학원 전기공학과(공학박사)
- 1987년 3월 ~ 1998년 8월 : 한국전기연구소 연구원/선임연구원
- 1999년 3월 ~ 현재 : 한국기술교육대학교 전기전자통신공학부 교수

<관심분야>

전력/배전 계통, 분산전원연계, 전력품질해석