



저수지 내 수상태양광의 전압 강하에 의한 직류 송전 손실

방병관¹⁾ · 우성철¹⁾ · 이원빈²⁾ · 최진호¹⁾ · 신승욱³⁾ · 이철성³⁾ · 박미란³⁾ · 원창섭⁴⁾ · 안형근^{5)*}

Transmission Loss from Voltage Drop in a DC Cable for a Floating Photovoltaic System in a Reservoir

Byeong Gwan Bhang¹⁾ · Sung Cheol Woo¹⁾ · Wonbin Lee²⁾ · Jin Ho Choi¹⁾ · SeungWook Shin³⁾ · ChulSung Lee³⁾ · MiLan Park³⁾ · Changsub Won⁴⁾ · HyungKeun Ahn^{5)*}

Received 13 January 2020 Revised 12 February 2020 Accepted 18 February 2020

ABSTRACT In Floating PV (Photovoltaic) systems, PV modules are installed on water by utilizing the surface of idle water such as a reservoir and multipurpose dam. A floating PV system, therefore, has the advantage of efficiency in national land use and improved energy yield owing to cooling effect compared to on-land PV systems. Owing to the limitation of installation environment for a floating PV system, the system, however, has the disadvantage of an increase in transmission distance of DC (Direct current) cables. A longer transmission distance of a DC cable results in greater power loss due to a voltage drop. This leads to a decline in economic feasibility for the floating PV system. In this paper, the economic analysis for 10 floating PV systems installed in a reservoir has been conducted in terms of a change in annual power sales according to the variation of transmission losses depending on the factors affecting the voltage drop, such as transmission distance, cross-section area of underwater cable, the presence of joint box, and PV capacity.

Key words Floating PV(수상태양광), Voltage drop(전압 강하), Cable loss(케이블 손실), Location of PV inverter(인버터 위치)

Nomenclature

L : transmission distance, m

- 1) Ph.D. Candidate, Department of Electrical Engineering, Konkuk University
- 2) MS Candidate, Department of Electrical Engineering, Konkuk University
- 3) Researcher, Rural Research Institute, Korea Rural Community Corporation
- 4) Ph.D., R&D Center, Scotra
- 5) Professor, Department of Electrical and Electronics Engineering, Konkuk University

*Corresponding author: hkahn@konkuk.ac.kr

Tel: +82-2-447-8850

Fax: +82-2-447-9186

I : current, A

A : cross-section area, mm²

e : voltage drop, V

V : voltage, V

ϵ : voltage drop rate, %

d : distance, m

E : energy loss, kWh

C : capacity, kW

Y : reference yield, h

P : price, ₩

SMP : price for power sales, ₩/ kWh

REC : price for renewable energy certificate, ₩/ MWh

- w : weight factor
- S : savings, ₩
- G : cost for ground, ₩
- N : number of lines, ea
- O : appraised value of land, ₩/㎡
- S : area of land, ㎡

Subscript

- DC : direct current
- AC : alternative current
- GTI : global tilted insolation
- SMP : system marginal price
- REC : renewable energy certificate
- RPS : renewable energy portfolio standard
- UW : underwater

1. 서론

수상 태양광 발전 시스템은 수상 위에 태양광 모듈을 설치하여 전기를 생산하는 방식이다. 유희수면을 활용하기 때문에 국토를 효율적으로 이용할 수 있다는 장점을 가진다. 또한 기존의 태양광 발전 시스템 설치를 위해 농지 및 임야 등을 활용할 때 발생되었던 환경 파괴 문제를 수반하지 않는다는 장점이 있다. 게다가 수상 태양광 발전 시스템의 설치 환경 특성상 냉각효과에 의해 태양광 모듈의 온도 상승이 상대적으로 작아 육상 태양광 발전 시스템에 비해 발전량이 향상되는 장점이 있다^[1,2]. 반면에 수상 태양광 발전 시스템은 육상 태양광 발전 시스템과 비교하여 직류 케이블의 송전거리가 길어진다는 단점이 있다^[3]. 우리나라는 현행 법 상 인버터가 수상이 아닌 육상에 설치되어야 하므로^[4,5] 태양광 모듈과 태양광 인버터 사이의 직류 송전 케이블에서 전압 강하에 의해 발전량의 손실이 나타난다. 전압 강하율은 케이블의 송전 거리, 단면적, 케이블에 흐르는 전류에 따라 변화한다^[6]. 따라서 전압 강하에 의한 발전 손실을 줄이기 위해서는 다음과 같은 3가지 방법이 있다. (1) 케이블의 송전 거리를 줄인다. (2) 케이블의 단면적을 크게 한다. (3) 케이블에 흐르는 전류가 줄어야 한다. 먼저 케이

블의 송전 거리를 줄이는 방법은 태양광 인버터가 반드시 육상에 설치되어야 하므로 단축시킬 수 있는 거리의 한계가 존재한다. 두 번째로 케이블의 단면적을 크게 하는 방법은 전압 강하율은 낮출 수 있으나 수중 케이블 설치비용이 증가하는 단점이 있다. 세 번째 케이블에 흐르는 전류를 줄이는 방법은 회선 수를 증가시킴으로서 가능한 하나 마찬가지로 케이블 설치비용이 증가하는 단점이 있다. 따라서 수상 태양광 발전 시스템의 경제성 확보를 위해서는 케이블 송전거리, 단면적에 의한 발전 손실 변화와 케이블 설치비용 변화를 동시에 고려하여 최적의 케이블 사양과 배선 방법을 선정하는 것이 중요하다. 이는 수중 접지를 통해 접지 전선의 길이를 줄임으로서 경제성을 높이는 방법과 유사한 사례로 연구가 되어 오고 있다^[7,8]. 본 논문에서는 국내 저수지 내에 설치된 수상 태양광 발전 시스템의 설치 현황을 조사하여 직류케이블 송전거리, 케이블 단면적, 지중-수중 Joint box 유무, 설비 용량에 따른 직류 송전 손실을 추정하여 경제성을 분석하였다.

2. 조사 대상

수상 태양광 발전 시스템의 태양광 모듈과 태양광 인버터 사이의 전압 강하율을 추정하고 경제성을 분석하기 위해서 국내 저수지 내에 설치된 10개소의 수상 태양광 발전 시스템에 대한 조사를 진행하였다. 조사 실시된 수상 태양광 발전 시스템은 Table 1과 같다.

전압 강하율을 추정하기 위해 태양광 모듈의 사양, 직·병렬 구성, 직류 케이블의 종류, 단면적 및 길이, 접속함 및 인버터의 구성에 대한 자료를 수집하였다. 저수지 내에 설치된 수상 태양광 발전 시스템은 직류 케이블의 송전 거리가 대체로 150~400 m 사이로 분포한다. 설치된 수상 태양광 발전 시스템은 대부분 주변 민가의 농업용수로 사용하기 위해 저장되는 저수지에 위치한다. 각 지자체는 주거 밀집 지역과 발전 시설 사이의 거리에 대한 기준을 두고 있어 육상에 설치된 태양광 발전 시스템에 비해 상대적으로 직류 케이블의 송전 거리가 증가하는 요인이 되기도 하였다. 또한 홍수 등 자연 재해로부터 안전을 위해 인버터를 포함한 전기 설비가 저수지의 방죽에 설치하지 못하도록 되어 있으

Table 1. Floating PV systems used in estimation on Voltage drop

	Location	Province	Capacity (kW)	Transmission distance (m)
1	Ha-choen Reservoir	Chungnam Yesan	201.6	150
2	O-Chang Reservoir	Chungbuk Cheongwon	2,506.48	780
3	Chung-Cheoen Reservoir	Chungnam Boryeong	2,007.36	400
4	Myeok-Woo Reservoir	Gyeonggi Hwaseong	2,995.2	200
5	Un-Am Reservoir	Gyeongbuk Yecheon	954.72	240
6	Bong-San Reservoir	Gyeongnam Changnyeong	499.29	115
7	Ga-San Reservoir	Gyeongnam Milyang	2,007.36	380
8	Dal-Seong Reservoir	Jeonnam Jangseong	210	130
9	Myeong-Gwan Reservoir	Gyeongnam Haman	1,211.76	400
10	Geum-Jeon Reservoir	Jeonnam Hwasoon	2,003.84	265

며 케이블이 방죽을 뚫고 들어가지 못하도록 되어있다. 이 때문에 인버터를 포함한 전기 실이 방죽 언덕을 따라 내려와 있는 위치에 있거나 방죽의 끝부분의 평지에 위치하여 태양광 모듈과 인버터 사이의 직선거리보다 실제 직류 케이블 송전거리가 길어지는 경향을 보였다. Figure 1은 길정저수지 수상 태양광 발전 시스템의 전기 설비 배치도를 나타낸 것이다.

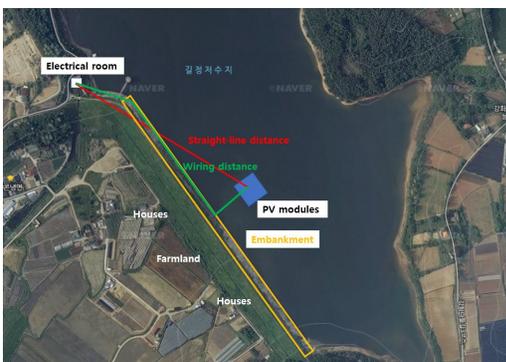


Fig. 1. The plot plan of electric facility for floating PV system in reservoir at Gil-Jeong reservoir

3. 발전 손실 시뮬레이션

3.1 전압 강하율 추정

수상 태양광 발전 시스템에서 수상 위에 설치된 직렬 연결된 태양광 모듈에서 생성된 직류(DC ; Direct Current) 전기는 태양광 접속함을 거쳐 육상 위에 설치된 태양광 인버터에서 교류(AC ; Alternative Current) 전기로 변환되어 한전 계통으로 전송된다. Figure 2는 대표적인 수상 태양광 발전 시스템의 전기 설계도를 나타낸다.

송전 과정에서 태양광 모듈과 태양광 접속함 사이 거리에서의 전압 강하에 의한 손실과 태양광 접속함에서 태양광 인버터 사이 거리에서의 전압 강하에 의한 손실이 일어난다. 태양광 인버터에서 한전 계통까지의 거리에서도 전압 강하에 의한 손실이 발생하긴 하나, 변압기를 통해 초고압으로 승압되므로^[9] 교류 송전에서의 전압 강하는 직류 송전에 비해 영향이 미미하다고 볼 수 있다. 수상 태양광 모듈과 육상 위에 설치된 인버터 사이에서 발생하는 전압 강하에 의한 손실을 분석하기 위해서 몇 가지 가정을 통해 전압 강하를 추정하였다. 첫째, 각 태양광 모듈과 접속함까지의 전압 강하율 추정은 접속함으로부터 가장 먼 거리에 있는 태양광 모듈까지의 거리로 계산하였다. 둘째, 태양광 케이블에 흐르는 전류는 전압 강하가 가장 크게 발생하는 태양광 모듈의 이론적 최대 전류인 단락 전류를 기준으로 계산하였다. 셋째, 태양광 케이블의 송전 거리는 설계도면 상에 명시된 거리로 계산하며 명시되어 있지 않을 경우에는 웹페이지 지도를 활용하여 추정하였다. 넷째, 태양광 인버터-한전 계통까지의 송전은 초고압으로 전압 강하가 발생하지 않는다고 가정하여 전압 강하율은 태양광 모듈-태양광

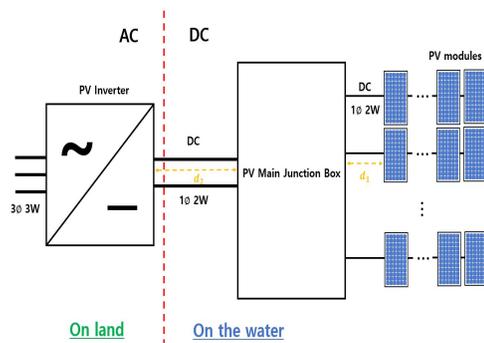


Fig. 2. Electrical design diagram for floating PV system

접속함, 태양과 접속함-태양광 인버터의 두 구간에 대해서만 추정하였다. 일반적으로 알려진 저항 성분만을 고려한 단상 2선 직류 방식의 전압 강하 식은 식 (1)과 같다^[6,10].

$$e = \frac{35.6LI}{1,000A} \quad [V] \quad (1)$$

식 (1)에서 e 는 전압 강하(V), L 은 케이블의 길이(m), I 는 케이블에 흐르는 전류(A), A 는 케이블의 단면적(m^2)을 나타낸다. 이 때 전압 강하율은 식 (2)와 같이 계산된다^[11].

$$\epsilon = \frac{V_s - V_r}{V_r} = \frac{e}{V_r} \times 100 \quad [%] \quad (2)$$

식 (2)에서 ϵ 는 전압 강하율(%), V_s 는 송전단 전압, V_r 은 수전단 전압을 의미한다. 따라서 $V_s - V_r$ 은 식 (1)에서 구한 전압 강하를 의미한다. 태양광 모듈과 태양광 접속함까지의 전압 강하율을 추정할 때, V_r 은 태양광 접속함에 직렬 연결된 각 태양광 모듈의 전압의 합으로서 계산할 수 있다. 태양광 접속함과 태양광 인버터 사이의 전압 강하율을 추정하기 위해서는 식 (1)에서 L 은 태양광 접속함에 병렬 연결된 태양광 모듈의 수대로 합함으로서 계산할 수 있다. 태양광 모듈과 태양광 접속함 사이(d_1)의 전압 강하율을 ϵ_1 , 태양광 접속함부터 태양광 인버터 사이(d_2)의 전체 전압 강하율을 ϵ_2 라고 할 때, 태양광 모듈과 태양광 인버터 사이 전체 전압 강하율 ϵ_T 는 태양광 모듈과 태양광 접속함 사이 거리에서 강하된 전압에서 태양광 접속함과 태양광 인버터 사이의 거리에서 다시 강하된다고 가정하면 식 (3)과 같이 나타낼 수 있다.

$$\epsilon_T = (1 - (1 - \epsilon_1/100) \times (1 - \epsilon_2/100)) \times 100 \quad [%] \quad (3)$$

식 (3)에 의해 추정된 10곳의 수상 태양광 발전 시스템의 전압 강하율 분포는 Fig. 3과 같다.

전압 강하율은 태양광 모듈의 사양, 직·병렬 구성, 케이블의 사양, 접속함 및 인버터의 배선 상태 등에 따라 상이하게 추정되지만 일반적으로 송전 거리가 길수록, 케이블의 단면적이 작아질수록 커지는 것을 확인할 수 있다. 적법

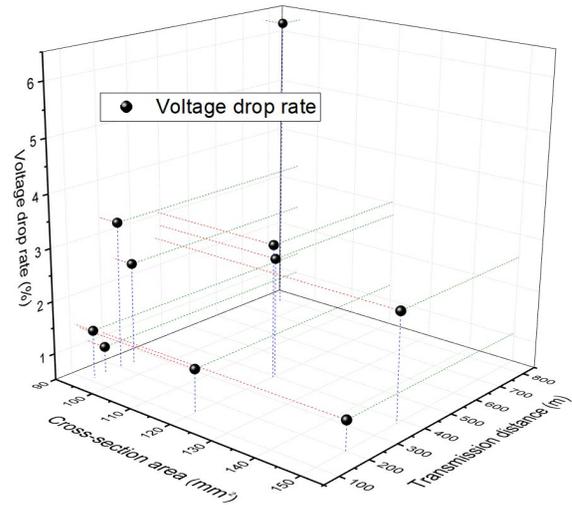


Fig. 3. Distribution of voltage drop rate for floating PV systems

Table 2. Standard for permissible voltage drop depending on the length of the DC Cable

The length of the cable	Permissible voltage drop (%)
less than or equal to 60 (m)	3
greater than 60 (m) and less than or equal to 120 (m)	5
greater than 120 (m) and less than or equal to 200 (m)	6
greater than 200 (m)	7

성 검토를 위해 전선 길이에 따른 전압 강하 허용 기준을 살펴보면 Table 2와 같다.

10곳의 수상 태양광 발전 시스템 모두 추정된 전압 강하율이 7%를 넘지 않으므로 법적으로는 문제가 없다. 그러나 전압 강하율이 높을수록 태양광 발전량의 손실이 커져 수상 태양광 발전 시스템의 경제성이 떨어지게 된다. 전압 강하율을 낮추기 위해서는 케이블의 단면적을 크게 하는 방법이 있으나 케이블 설치비용이 증가하게 된다. 따라서 수상 태양광 발전 시스템의 경제성 향상을 위해 케이블 단면적에 따른 태양광 발전량 손실과 케이블 설치비용을 고려하여 적절한 케이블 단면적을 선정하는 것이 중요하다.

3.2 전력 판매 손실 추정

수상 태양광 발전 시스템의 경제성을 평가하기 위해 3.2 절에서 추정된 전압 강하율에 의한 전력 판매 손실을 추정

하였다. 태양광 발전의 손실량은 전압 강하율에 비례한다고 가정하였다. 정확한 추정을 위해서는 매 순간의 접속함 및 인버터의 전압과 전류 데이터를 수집함으로써 순간 전압 강하율을 계산하여 태양광 발전 손실량을 적산하여야 하나, 현실적으로 어려움이 있어 PV_{syst} 시뮬레이션을 이용한 연평균 일사량과 태양광 모듈 사양에 기록된 전압과 전류를 토대로 연 평균 전압 강하율로 계산하였다. 다른 손실 요인을 배제하고 전압 강하에 의한 전력 판매 손실 영향 평가를 위해, 태양광 발전 손실량이 오직 전압 강하율에 비례한다고 가정할 경우, 태양광 발전 손실량은 식 (4)와 같이 나타낼 수 있다^[12].

$$E_{loss} = \epsilon_T / 100 \times C_{PV} \times Y_R \quad [\text{kWh}] \quad (4)$$

단, $Y_R = \frac{GTI}{1,000}$

식 (4)에서 E_{loss} 는 전압 강하에 의한 태양광 발전 손실량(kWh), C_{PV} 는 태양광 모듈 설치 용량(kW), Y_R 은 태양광 발전 시스템의 이론적 발전 시간(h)으로, Y_R 은 표준 일사량(1,000 W/m²) 대비 태양광 모듈 경사면의 연간 조사량(Wh/m²)으로 계산할 수 있다. 식 (4)의 태양광 발전 손실량을 토대로 전력 판매 손실 금액은 식 (5)로 계산할 수 있다^[13].

$$P_{loss} = E_{loss} \times (SMP + w \cdot REC) \quad [\text{원}] \quad (5)$$

식 (5)에서 P_{loss} 는 전력 판매 손실 금액(원), SMP(System Marginal Price)는 전력 판매자가 발전한 전력을 한국전력공사에 파는 가격(원/kWh), REC(Renewable Energy Certificates)는 신재생에너지 공급의무화제도(RPS; Renewable Energy Portfolio Standard)에 따라 제도에 따라 신재생에너지를 통해 발전을 했다는 증명에 해당하는 가격(원/MWh)이다. w 는 발전 원, 용량, 설치 환경에 따라 다르게 책정되는 REC 가중치를 나타낸다. 수상 태양광 발전의 경우 육상 태양광 발전보다 설치 단가가 커진다는 점을 고려하여 가중치 1.5를 부여하고 있다. Figure 4는 식 (5)를 통해 추정된 10곳의 수상 태양광 발전 시스템에 대하여 연간 전력 판매

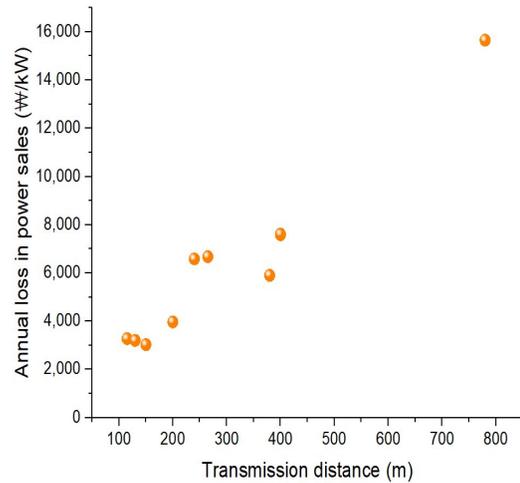


Fig. 4. Annual loss in power sales for floating PV systems

손실의 분포를 나타낸다. 태양광 설비 용량 차이에 따른 손실 금액 차이를 배제하기 위해 연간 전력 판매 손실은 설비 용량 1(kW) 당 판매 손실로 환산하였다. SMP와 REC는 각각 90(원/kWh), 54,898(원/MWh)로 계산하였다.

4. 경제성 평가

3절을 통해 직류 케이블에 의한 전압 강하 손실은 수상 태양광 발전 시스템 별 직류 케이블 송전거리, 단면적, 배선 방식 등 많은 요인에 의해 변화함을 확인할 수 있었다. 수상 태양광 발전 시스템의 경제성 향상을 위해서 전압 강하 손실 변화 요인에 따른 전력 판매 손실 금액 변화를 분석하였다.

4.1 직류 케이블 송전거리의 영향

오창 저수지의 경우 수상 태양광 모듈과 인버터를 포함한 전기실 사이의 직선 거리 상에 민간 소유의 토지가 존재하여 태양광 접속함과 태양광 인버터 사이의 직류 케이블이 민간 소유의 토지 위를 지나가지 않도록 하기 위해 송전거리가 780(m)까지 증가하여 다른 지역의 수상 태양광 발전 시스템에 비해 전압 강하가 크게 나타남을 추정할 수 있었다. 케이블 송전 거리에 따른 경제성을 평가하기 위해 태양광 접속함과 태양광 인버터 사이의 직류 케이블 송전거리가 0, 200, 400, 600, 780(m)인 지점에 인버터를 설치

할 경우를 가정하여 전력 판매 손실을 비교하였다. 태양광 접속함과 태양광 인버터 사이의 거리를 단축하기 위해, 수상 위의 태양광 모듈과 육상 위의 전기실의 직선 거리 상에 있는 민간 소유의 토지를 매입한다고 가정하였다. 인버터가 현재 설치된 상태를 기준으로 위치를 변경 하였을 때 총 이익 변화는 케이블 송전 거리 감소에 따른 출력 손실 감소에 의한 전력 판매 이득과 케이블 길이 단축에 의한 케이블 설치 절감 액을 가산하고, 전기실 설치 위치 변경을 위한 민간 소유 토지 매입 비용을 감산하여 추정하였다. 토지 매입비용은 해당 지역의 공시 지가를 이용하였다. 식 (6)은 현재의 태양광 접속함과 태양광 인버터 사이의 직류 케이블 송전거리 780(m)를 기준으로 하여 송전 거리 단축에 따른 총 이익을 나타낸 것이다.

$$P_{TL} = S_E + S_{CL} - G \quad [\text{원}] \quad (6)$$

식 (6)에서 P_{TL} (원)는 직류 케이블 송전 거리 780(m)를 기준으로 송전 거리 단축으로 인한 총 이익을 나타낸다. S_E , S_C , G 는 각각 출력 손실 감소에 의한 전력 판매 이득, 수중 케이블 길이 단축으로 인한 설치비 절감액, 토지 매입 비용을 나타낸다. 각각은 식 (7)~(9)를 통해 계산하였다.

$$S_E = P_{loss} - P_{loss}' \quad [\text{원}] \quad (7)$$

$$S_{CL} = (L - L') \times P_{L,UW} \times N \quad [\text{원}] \quad (8)$$

$$G = O_L \times S \quad [\text{원}] \quad (9)$$

식 (7)에서 P_{loss}' (원)는 인버터 위치가 변경되었을 때의 전력 판매 손실 금액으로, 송전 거리가 짧아질수록 P_{loss}' 가 감소하여 전력 판매 손실 절감액이 상승하여 총 이익이 증가함을 나타낸다. 식 (8)에서 L' (m)은 인버터 위치가 변경되었을 때의 직류 케이블 송전거리, $P_{L,UW}$ 은 수중 케이블 설치 단가(원/m), N 은 인버터에 연결된 케이블의 총 회선 수를 나타낸다. 케이블 설치비 절감액은 감축된 송전거리가 길수록 커지며, 케이블의 회선 수에 비례하여 커진다. 식 (9)에서 O_L (원/m²)은 매입하려는 토지의 공시 지가, S (m²)는 수상 위의 태양광 모듈과 육상 위의 전기실의 직선

거리 상의 민간 소유의 토지의 면적을 나타낸다. 실제 매입 비용은 공시 지가보다 커질 수 있으나, 충북 부동산정보조회 시스템에서 공식적으로 발표된 공시 지가를 이용해 추산하였다. Figure 5는 태양광 접속함과 태양광 인버터 사이의 케이블 송전 거리 단축에 따른 전압 강하율과 연간 총 이익의 변화를 나타낸다. 태양광 접속함과 태양광 인버터 사이의 송전 거리가 0인 지점은 태양광 인버터가 태양광 접속함 바로 옆에 설치되어, 전압 강하가 태양광 모듈과 태양광 접속함 사이에서만 발생했을 때를 의미한다.

Figure 5에서 태양광 접속함과 태양광 인버터 사이의 송전 거리 단축에 의한 전압 강하율 감소에 따라 발전량 손실이 감소하고 케이블 설치비용 또한 감소함에 따라 총 이익이 케이블 송전 거리 단축 100(m)당 약 14,094,984원의 이익이 발생하는 것으로 산출되었다. 다만 이 추산은 가정에 의한 것이며 현행 법 상 인버터가 수상 위에 설치되지 못하기 때문에 실제로는 직류 케이블 송전거리가 0(m)인 상황이 불가능하다. 따라서 수상 태양광 발전 시스템의 경제성 향상을 위해서는 수상 위에 인버터를 설치할 수 있는 법의 개정이 필요할 것으로 사료된다.

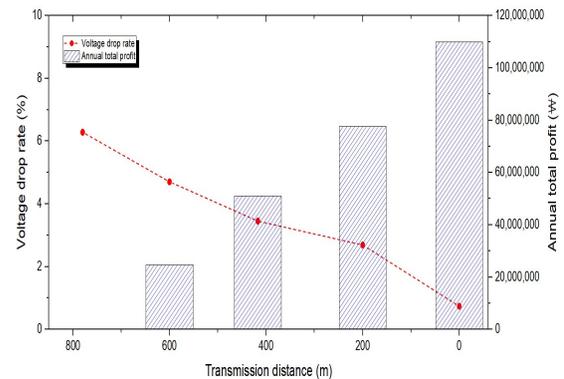


Fig. 5. Annual total profit depending on the transmission distance in floating PV system at O-Chang reservoir (based on transmission distance of 780(m))

Table 3. The unit costs for the underwater cables according to cross-section area

Cross-section area (mm ²)	Unit price (₩/m)
50	20,680
70	27,140
95	36,010
120	45,100
150	54,150

4.2 케이블 단면적의 영향

태양광 케이블은 단면적을 크게 할수록 전압 강하율은 낮출 수 있지만 케이블 설치비용이 증가하는 단점이 있다. 따라서 전압 강하 감소에 따른 발전량 손실량 감소에 의한 전력 판매 이득과 케이블 설치비용 상승을 동시에 고려하여 적절한 케이블 단면적을 선정하는 것이 필요하다. 청천 저수지 수상 태양광 발전 시스템은 직류 케이블 송전거리는 가능한 최소화되었다고 판단하여 케이블 단면적 변화에 따른 경제성을 비교하였다. Figure 6은 수중케이블 단면적에 따른 전압 강하율과 총 이익을 나타낸 것이다. 식 (10)은 청천 저수지에 현재 설치되어있는 단면적 120(mm²)의 수중 케이블을 기준으로 케이블 단면적 변화에 따른 총 이익을 계산한 것이다.

$$P_{T.A} = S_E + S_{C.A} \quad [원] \quad (10)$$

식 (10)에서 $P_{T.A}$ (원)는 단면적이 120(mm²)인 직류 케이블을 사용하였을 때를 기준으로 단면적 변화에 따른 총 이익을 나타낸다. S_E , $S_{C.A}$ 는 각각 케이블 단면적 변화에 따른 전압 강하 손실 감소에 의한 전력 판매 손실 감소액과 케이블 설치 비용 절감액을 나타낸다. 케이블 설치비용 절감액은 식 (11)을 통해 계산하였다.

$$S_{C.A} = (P_{L.UW} - P_{L.UW}') \times L \times N \quad [원] \quad (11)$$

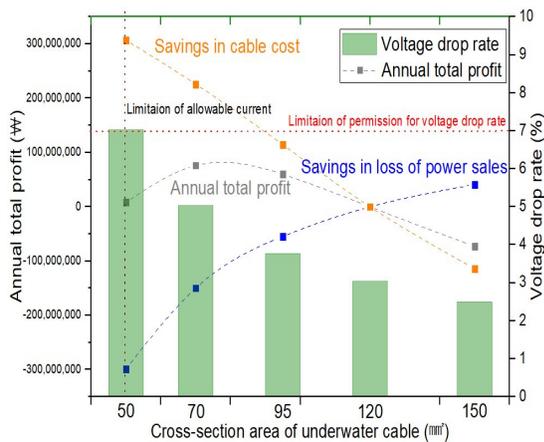


Fig. 6. Annual total profit depending on cross-section area of underwater cable at floating PV system at Cheong-Cheon reservoir (based on cross-section area of 120 (mm²))

식 (11)에서 $P_{L.UW}'$ 은 변화된 단면적의 케이블 설치단가 (원/m)를 나타낸다. 식 (10)에서 기존의 설치된 단면적 120 (mm²)의 케이블 보다 단면적이 더 큰 케이블을 사용할 경우 첫 항의 전력 판매 손실 절감액은 단면적 증가에 의한 전압 강하 감소로 양의 값을 가지는 반면, 둘째 항의 케이블 설치비용은 상승하여 음의 값을 가진다. 반대로 120(mm²)의 케이블 보다 단면적이 더 작은 케이블을 사용할 경우 첫 항의 전력 판매 손실 절감액은 단면적 감소에 의한 전압 강하가 상승하여 음의 값을 가지는 반면, 둘째 항의 케이블 설치비용은 감소하여 양의 값을 가진다. Figure 6은 단면적 120(mm²)의 케이블을 사용한 수상 태양광 발전 시스템의 케이블 단면적 변화에 따른 전압 강하율과 연간 총 이익 변화를 나타낸다.

Figure 6에 따르면 수중 케이블의 단면적을 작게 할수록 경제성 측면에서는 향상됨을 확인할 수 있다. 케이블 단면적 감소에 따라 전압 강하율 증가에 의한 발전량 손실 증가 보다 케이블 단면적 감소에 의한 케이블 설치비용 절감에 의한 영향이 더 큰 것으로 확인된다. 이는 청천 저수지 수상 태양광 발전 시스템의 직류 케이블 송전거리가 길고 회선 수도 많아서 수중 케이블 단면적에 따른 설치비용 영향이 굉장히 크기 때문이다. 따라서 청천 저수지 수상 태양광 발전 시스템은 오직 경제성만을 위해서라면 케이블의 단면적을 최소화해야 한다. 그러나 단면적을 50(mm²) 까지 감소할 경우전압 강하 허용 기준을 넘어서게 되므로 단면적 50(mm²) 보다 큰 수중 케이블을 사용하되, 케이블의 허용 전류를 고려하여 안전성 확보를 위해 적절한 케이블 단면적을 선정해야 한다.

4.3 지중-수중 Joint box 유무의 영향

명관 저수지 수상 태양광 발전 시스템의 경우 수중 케이블의 설치비용을 절감하기 위해 수상 위에 설치된 태양광 접속함과 육상 위에 설치된 태양광 인버터 사이 송전 경로 중 저수지의 방죽 위에 지중-수중 Joint Box를 설치하였다. Figure 7은 지중-수중 Joint Box 설치 유무에 따른 수상 태양광 발전 시스템을 비교한 것이다.

태양광 접속함과 Joint box 사이의 송전은 수중 케이블을 이용하고 Joint box와 태양광 인버터 사이 송전은 상대적으로 단가가 저렴한 육상 케이블을 사용하여 수상 태양광

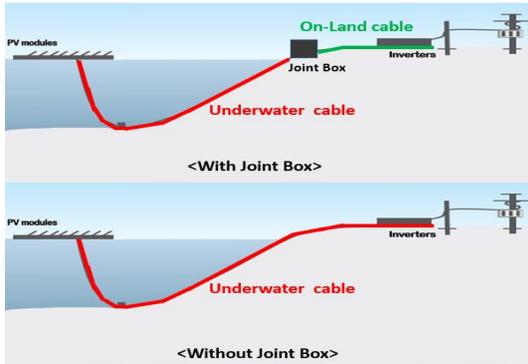


Fig. 7. Comparison of cables for floating PV system depending on the presence of Joint Box

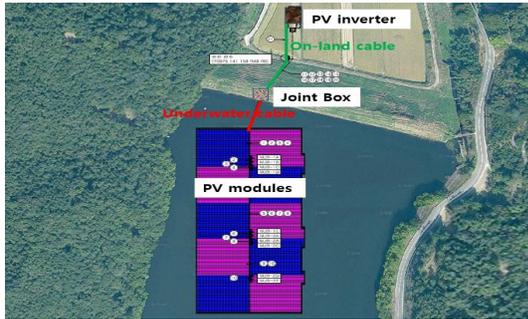


Fig. 8. The plot plan of floating PV system at Myeong-Gwan reservoir

발전 시스템의 설치 단가를 낮춘 것이다. Figure 8은 지중-수중 Joint Box를 설치한 명관저수지의 수상 태양광 발전 시스템 배치도를 나타낸 것이다.

명관 저수지는 수상 태양광 모듈과 태양광 인버터 사이에 방죽 위에 수중-지중 Joint Box를 설치하여 수중 케이블의 설치비용을 절감하였다. 식 (12)는 기존의 태양광 발전 시스템 설치 방식에서 수중-지중 Joint box를 설치하게 되었을 때 나타나는 총 이익을 나타낸 것이다.

$$P_{T,J} = S_E + S_{C,J} \quad [원] \quad (12)$$

식 (12)에서 S_E 는 전압 강하 변화에 따른 출력 손실 감소에 의한 전력 판매 이득인데 전체 송전 거리와 케이블 단면적이 같다면 0에 가까우며, $S_{C,J}$ 은 Joint box를 설치함으로써 발생하는 케이블 설치비용 절감액을 나타낸다. $S_{C,J}$ 은 식 (13)을 통해 계산할 수 있다.

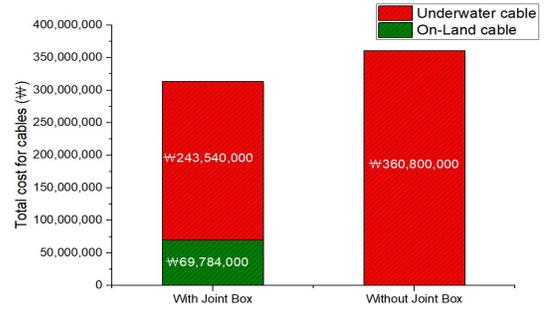


Fig. 9. Comparison of total cable cost depending on the presence of Joint Box for floating PV system at Myeong-Gwan reservoir

$$S_{C,J} = (P_{L,UW} - P_L) \times L_{J-I} \times N \quad [원] \quad (13)$$

식 (13)에서 P_L 은 육상 케이블의 설치 단가(원/m), L_{J-I} 은 Joint Box와 태양광 인버터 사이의 송전거리(m)이다. 수중 케이블의 단가가 육상 케이블의 단가보다 훨씬 높기 때문에 Joint Box를 설치하여 수중 케이블의 송전거리를 많이 감축할수록 수상 태양광 발전 시스템의 설치 단가를 줄일 수 있다. Figure 9는 명관 저수지 수상 태양광 발전 시스템의 Joint box 설치 유무에 따른 태양광 접속함과 태양광 인버터 사이의 총 케이블 설치비용을 비교한 것이다.

수중-지중 Joint box를 설치하지 않는다면 태양광 접속함과 태양광 인버터 사이 400(m)의 구간을 수중 케이블로 설치하지만 수중-지중 Joint box를 설치함으로써 수중 케이블 설치 구간이 270(m)로 감축하였고 나머지 130(m) 구간을 상대적으로 단가가 저렴한 육상 케이블로 설치할 수 있었다. 전압 강하에 의한 출력 손실 차이는 미미하지만 케이블 설치비용이 47,476,000원 절감되어 수상 태양광 발전 시스템의 수명이 15년이라고 가정한다면 수중-지중 Joint box를 설치함으로써 얻게 되는 총 이익이 연 간 3,165천 원으로 추정되었다. 수중 케이블이 육상 케이블에 비해 단가가 훨씬 비싸므로 수상 태양광 발전 시스템의 경제성 향상을 위해서 Joint Box 설치 환경이 가능하다면 수중 케이블 설치비용을 줄이는 방향으로 설계하는 것이 좋은 것으로 판단된다.

4.4 설비 용량의 영향

태양광 발전의 시스템 전압은 1,000(V)로 제한되기 때문

에 수상 태양광 발전 시스템의 설비 용량이 커질수록 흐르는 전류가 증가하여 전압 강하가 크게 발생한다. 설비 용량에 따른 영향을 비교하기 위해 하천 저수지에 설치된 201.6(kW)급 수상 태양광 발전 시스템과 용량이 10배인 2,016(kW)급 수상 태양광 발전 시스템을 설치하였다고 가정하여 직류 케이블 송전거리가 각각 현재 설치된 150(m), 400(m), 600(m)일 때의 전압 강하율을 비교하였다. 가상의 2,000(kW) 급 수상 태양광 발전 시스템은 기 설치된 200(kW) 급 수상 태양광 발전 시스템과 동일한 태양광 모듈과 케이블을 사용한다고 가정하였다. 가상의 2,000(kW) 급의 수상 태양광 발전 시스템 구성을 위해서, 태양광 발전 시스템의 전압 제한으로 인해 태양광 모듈의 직렬 개수는 유지한 채 병렬 개수를 증가시켰다. 또한 기 설치된 201.6(kW) 급의 수상 태양광 발전 시스템은 100(kW) 급 인버터 1 대와 50(kW) 급 인버터 2 대를 이용하여 구성하였으나, 실제 2,000(kW) 급의 수상 태양광 발전 시스템을 설계할 때는 설치 단가 절감을 위해 더 큰 용량의 인버터를 사용하므로 1,000(kW) 급 인버터 2 대를 이용하여 구성한 것으로 가정하고 전압 강하율을 추정하였다. Figure 10은 하천 저수지 수상 태양광 발전 시스템의 두 가지 설비 용량(201.6 kW, 2,016 kW) 및 직류 케이블 송전 거리 변화(150 m,

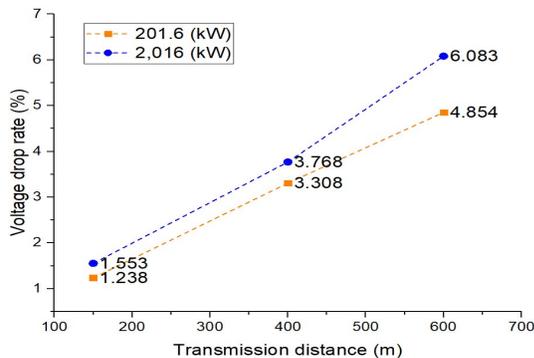


Fig. 10. Estimation of Voltage drop rates depending on the capacities and transmission distances of floating PV system at Ha-Cheon reservoir

Table 4. Annual loss in power sales depending on the capacities and transmission distances

Capacity (kW)	Annual loss in power sales (₩/100 m)
201.6	356,200
2,016	4,610,200

450 m, 650 m)에 따른 전압 강하율을 추정한 것이다.

Table 4는 추정된 전압 강하율에 따른 전력 판매 손실을 각 용량 별로 비교한 것이다.

직류 케이블 송전 거리가 150(m)에서 650(m)까지 증가함에 따라 201.6(kW) 급 및 2,016(kW) 급 수상 태양광 발전 시스템에서 연간 전력 판매 손실 금액이 송전거리 100(m) 증가 당 각각 356,200(₩) 및 4,610,200(₩)으로 추정되었다. 설비 용량은 10배인데 반해 전력 판매 손실 금액은 약 12.9배로 설비 용량이 클수록 전력 판매 손실 금액은 더 커졌다. 이는 설비 용량이 증가함에 따라 각 접속함과 인버터 사이의 케이블에 병렬된 태양광 모듈 개수 증가에 따른 전류 상승으로 인하여 전압 강하율이 증가했기 때문이다. 따라서 설비 용량 및 직류 케이블 송전 거리를 고려한 적절한 케이블 단면적 선정과 각 케이블에 흐르는 전류를 낮추기 위한 접속함과 인버터 사이의 적절한 배선을 설계하는 것이 중요할 것으로 사료된다.

5. 결론

본 논문에서는 국내 저수지에 설치된 수상 태양광 발전 시스템의 전압 강하에 의한 전력 손실을 분석하였다. 설치 지역 특성상 수상 태양광 발전 시스템은 육상 태양광 발전 시스템에 비해 수상 부유체 등에 의해 설치 단가가 높으며, 직류 케이블의 송전 거리가 증가하여 전압 강하에 의한 전력 손실과 케이블 설치비용이 증가한다. 따라서 수상 태양광 발전 시스템의 경제성 향상을 위해서 수상 태양광 발전 시스템의 전압 강하 변화 요인인 케이블의 송전 거리, 단면적, 수중-지중 Joint box의 유무, 설비 용량에 따른 전력 판매 손실을 분석하였다. 시뮬레이션 결과를 통해 몇 가지 결론을 도출하였다. 첫째, 전압 강하율을 낮추기 위해 직류 케이블 송전 거리를 최소화할 수 있는 곳에 인버터를 설치해야 한다. 둘째, 케이블의 단면적을 크게 하면 전압 강하율을 낮출 수 있으나 케이블 설치비용이 상승하므로 전압 강하율 감소에 의한 전력 판매 손실 절감 금액과 케이블 설치비용을 동시에 고려하여 케이블의 단면적을 선정해야 한다. 셋째, 수상 태양광 발전 시스템의 경제성 향상을 위해 수중 케이블의 단가가 육상 케이블에 비해 훨씬 높으므로

수중 케이블 설치비용을 줄일 수 있는 수중-지중 Joint box설치를 고려할 수 있다. 넷째, 수상 태양광 발전 시스템의 설비 용량이 커질수록 전압 강하에 의한 전력 판매 손실이 커지므로 케이블에 흐르는 전류를 낮추기 위해 접속함과 인버터 사이에 적절한 배선 설계가 중요하다. 현재 태양광 인버터를 수상에 설치할 수 없기 때문에 케이블 송전거리가 길어져 많은 손실을 발생시키지만 태양광 인버터를 수상 위에 설치할 수 있도록 법이 제정된다면 수상 태양광 발전 시스템의 경제성이 더욱 향상할 것으로 기대된다. 특히 마이크로그리드 설계에서 재생에너지 설비의 위치 선정이 중요한데^[14], 수상 태양광 발전 시스템을 적용한 마이크로그리드 설계 시 본 논문의 연구가 마이크로그리드의 경제성 향상에 기여할 것으로 생각된다. 추후에는 보다 정확한 태양광 발전량 손실 예측을 통한 경제적 효과 분석을 위해 태양광 발전량과의 상관관계를 보이는 온도도 습도 등의 환경 요소를 고려한 연구를 진행할 예정이다^[15].

감사의 글

이 논문은 2019년도 정부(산업통상자원부)의 재원으로 한국에너지기술평가원의 지원을 받아 수행된 연구입니다(No. 20192910100100, 수상태양광 전기안전 확보를 위한 실증 및 시설 안전기준개발). 그리고 2018년도 산업통상자원부의 재원으로 한국에너지기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구과제입니다(No. 20183010014260).

References

- [1] Won, C.S., 2015, "Technical trend of floating PV System", The Magazine of Korean Solar Energy Society, **13**(1), 18-23.
- [2] Lee, J.H., Won, C.S., and Choe, Y.G., 2015, "The development of technology and market trend for Floating Photovoltaic System", Bulletin of the Korea Photovoltaic Society, **1**(2), 35-36.
- [3] Cho, C.Y., and Park, H.W., 2019, "A study for development water electric room of floating photovoltaic power", Proceedings of the 2019 Korean Solar Energy Society Spring Annual Conference, p.80.
- [4] Ministry of Trade, Industry and Energy, 2018, "KOREA electric code", http://www.motie.go.kr/motie/in/ay/policynotify/announce/bbs/bbsView.do?bbs_seq_n=64718&bbs_cd_n=6¤tPage=1&search_key_n=&cate_n=&dept_v=&search_val_v=&biz_anc_yn_c=
- [5] Korea New & Renewable Energy Center, Industry and Energy, 2018, "Rules for participation in supply certificates and trading market operations", https://www.knrec.or.kr/pds/statute_read.aspx?no=488&category=&searchfield=&searchword=&page=1
- [6] Choi, H.G., Ko, Y.G., and Cho, K.S., 2002, "Algorithm for the low-voltage feeder design in consideration of voltage drop", J. Korean Inst. Illum. Electr. Install. Eng., **16**(3), 84-92.
- [7] Ko, J.W., Cha, H.L., Kim, D.K.S., Lim, J.R., Kim, G.G., Bhang, B.G., Won, C.S., Jung, H.S., Kang, D.H., and Ahn, H.K., 2017, "Safety analysis of grounding resistance with depth of water for floating PVs", Energies, **10**(9), 1304.
- [8] Bhang, B.G., Kim, G.G., Kim, D.K.S., Choi, J.H., Park, S.Y., and Ahn, H.K., 2018, "Design methods of underwater grounding electrode array by considering inter-electrode interference for floating PVs", Energies, **11**(4), 982.
- [9] Lee D.I., 2014, "The global trend of extra high voltage power transmission and future power transmission systems", Journal of Electrical World Monthly Magazine, 453, 49-67.
- [10] Kang, C.N., Kwon, S.H., and Cho, S.P., 2007, "A voltage drops computation program on multi-distributed random loads", Journal of the Korean Institute of Illuminating and Electrical Installation Engineers, **21**(2), 64-70.
- [11] Kang, C.N., Kwon, S.H., and Cho, S.P., 2006, "A study of the voltage drops computation program on multi-distributed random loads", Proceedings of the Korean Institute of Illuminating and Electrical Installation Engineers Conference, 37-42.
- [12] Allouhi, A. Saadani, R., Kousksou, T., Saidur, R., Jamil, A., and Rahmoune, M., 2016, "Grid-connected PV systems installed on institutional buildings: Technology comparison,

- energy analysis and economic performance”, *Energy Build.*, **130**, 188-201.
- [13] Lee, H.G., Kim, G.G., Bhang, B.G., Kim, D.K.S., Park, N.S., and Ahn, H.K., 2018, “Design algorithm for Optimum capacity of ESS connected With PVs under the RPS program”, *IEEE Access*, **6**, 45899-45906.
- [14] Na, M. and Kim, J.O., 2019, “Optimal sizing and location of renewable energies in a Microgrid”, *New. Renew. Energy*, **15**(1), 55-61.
- [15] Kim G.G. Choi, J.H., Park, S.Y., Bhang, B.G., Nam, W.J., Cha, H.L., Park, N.S., and Ahn, H.K., 2019, “Prediction model for PV performance with correlation analysis of environmental variables”, *IEEE J. Photovolt.*, **9**(3), 832-841.