

스마트인버터 전압제어의 파라미터 개선을 통한 PV hosting capacity 재추정 방법

Re-estimation of PV hosting capacity by improving parameters for voltage controls of the smart inverter

김주현**, 윤기환*, 성윤동*, 정학근*, 백종복*, 강모세*

Juhyeon Kim^{*,**}, Gihwan Yoon^{*}, Yoondong Sung^{*}, Hak-Geun Jeong^{*},
Jongbok Baek^{*}, Moses Kang^{*,★}

Abstract

This paper proposes two-stage optimization framework to re-estimate the photovoltaic (PV) hosting capacity (HC) by improving parameters for voltage controls of the smart inverter. In the first stage, PV HC is estimated considering Volt-Var (VV) and Volt-Watt (VW) controls, aligning with IEEE Std 1547-2018 guidelines. In the second stage, adjust parameters of VV and VW to improve HC. To investigate the performance of the proposed algorithm, simulations conducted using OpenDSS on an IEEE 37-bus system. The results demonstrate that effectively increases PV HC.

요약

배전계통에 연계되는 분산전원의 수가 증가함에 따라 계통 내 과전압 문제를 일으키지 않고 접속될 수 있는 한계접속용량인 photovoltaic(PV) hosting capacity(HC)를 추정하는 것이 매우 중요해졌다. 이에 본 연구에서는 접속점의 전압을 유지하는 제어를 수행하면서 향상된 hosting capacity를 추정하기 위한 방안을 제안하고 있다. 제안된 방안은 two-stage optimization framework로 구성되며 Stage 1에서 IEEE Std 1547-2018 가이드라인을 이용한 Volt-Var(VV) 및 Volt-Watt(VW) 제어 PV hosting capacity 추정을 수행한다. Stage 2에서는 VV 및 VW의 파라미터를 개선하는 절차를 거쳐 향상된 PV HC 값을 다시 도출해낸다. 제안한 방식의 성능 검증을 위해 IEEE 37-버스 시스템이 OpenDSS를 사용해 테스트되었으며 결과에서 제안된 방식의 적용을 통해 PV hosting capacity가 증가함을 확인하였다.

Key words : PV hosting capacity, Volt-Var, Volt-Watt, Monte Carlo simulation, Smart inverter

1. 서론

정부의 에너지전환 정책으로 석탄발전이 감축되면서

국내 신재생에너지원의 발전 설비비중이 2013년도 6%에서 2021년도에는 19%로 급격히 증가하는 추세를 보이고 있다[1]. 이에 배전계통에 접속되는 분산전원 설비

* Energy ICT Research Department, Korea Institute of Energy Research

** Dept. of Electrical Engineering, KoreaTech

★ Corresponding author

Email : moseskang@kier.re.kr, Tel : 042-860-3056

※ Acknowledgment

This work was supported in part by the Technology Development Program to Solve Climate Changes through the National Research Foundation of Korea (NRF) by the Ministry of Science, ICT, under Grant 2021M1A2A2043890 Manuscript received Dec. 22, 2023; revised Dec.23, 2023; accepted Dec. 29, 2023.

This is an Open-Access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution Non-Commercial License(<http://creativecommons.org/licenses/by-nc/3.0>) which permits unrestricted non-commercial use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

또한 증가하고 있으며 배전계통에서 수용 가능한 용량보다 큰 분산전원의 출력이 발생하는 경우 역조류가 발생하게 되어 과전압, 전압 불균형과 같은 전압 품질에 문제가 발생할 수 있다[2, 3]. 이에 따라, 계통 내 접속될 수 있는 한계접속용량인 photovoltaic(PV) hosting capacity (HC)를 추정하는 것이 매우 중요하다[4-6].

PV HC를 산정하기 위해 여러 방법들이 연구되고 있다. 그 중 Monte Carlo 시뮬레이션을 활용한 확률론적 접근 방식은 가장 널리 채택되는 방법 중 하나이다[7, 8, 13-16]. [7]에서는, 실제 네트워크 및 스마트 미터 데이터가 포함된 유럽 Low-voltage(LV) 테스트 피더를 사용하여 결정론적 및 확률론적 HC 추정 방법을 평가했다. 결정론적 방법은 HC 추정을 위한 더 간단한 방법이지만 PV 전력 생산, LV 소비자 수요, PV 설비 위치 등 여러 변수에 대한 변동성을 반영할 수 없다는 단점이 있으며 이러한 단점을 극복하고 보다 현실적인 HC를 추정할 수 있는 확률론적 방법을 사용하는 것이 효율적이라는 결과를 나타내었다.

또한 PV가 연결된 모선의 전압을 안정적으로 유지하기 위해 Volt-Var(VV) 및 Volt-Watt(VW)와 같은 스마트 인버터 기능을 여러 연구에서 입증하였다[8, 9, 10, 15]. [8]에서는 IEEE 1547-2018 [11], AS/NZS 4777 [12, 13] 및 California Electric Rule 21 [14]에 정의된 기술적 영향과 스마트 인버터 기능을 조사했다. VV 및 VW 제어방법은 각각 서로 다른 조건에서 효율적이므로 두 제어를 결합하여 사용하는 것이 가장 효과적임을 시뮬레이션 결과를 통해 나타내었다. [15]에서는 Monte Carlo 확률론적 방법을 사용하여 PV 배치에 대한 여러 시나리오를 생성하고 PV 침투율을 증가시키면서 HC 추정 테스트를 진행하였으며 피더 특성, PV 위치 및 동작 역할에 대한 민감성(sensitivity)을 조사했다. 그러나 해당 방식에서는 고정된 VV 파라미터만을 고려하여, VV 파라미터 개선을 통한 PV hosting capacity의 향상은 고려하지 않았다.

본 논문에서는 IEEE Std 1547-2018 가이드라인 기반 스마트인버터의 전압제어인 VV 및 VW 제어의 파라미터 개선을 통한 PV hosting capacity 재추정 방법을 제안한다. 제안된 방식은 two-stage optimization framework(TSOF)로 구성되며, Stage 1에서는 버스의 전압을 일정하게 유지하기 위해 VV 및 VW 제어를 적용하면서 Monte Carlo 시뮬레이션을 사용해 PV HC를 추정한다. Stage 2는 VV 및 VW 파라미터를 개선하여 Stage 1에서 추정한 HC를 최대화 하도록 한다. 제안된

방식의 성능을 평가하기 위해 IEEE 37-버스 배전 시스템 환경에서 시뮬레이션 하였으며 사례 연구에서 결과를 분석한다.

본 논문의 구성은 다음과 같다. II절에서 Monte Carlo 시뮬레이션과 PV의 전압 제어를 적용한 PV HC 추정에 대해 설명한다. III절에서는 제안된 TSOF를 설명한다. 그리고 사례 연구를 위한 모델 시스템에 대한 자세한 설명과 더불어 제안한 기법의 결과를 기존 기법의 결과와 비교하여 종합적인 성능 분석을 수행한다. 마지막으로 결론부에서는 결과와 기대 효과로 본 논문을 마무리한다.

II. Monte Carlo 시뮬레이션을 사용한 PV HC 추정 방법

1. PV HC 추정 방법

PV HC는 과전압과 같은 전압의 신뢰성 문제를 일으키지 않고 배전망에서 수용할 수 있는 최대 PV 발전량을 의미한다. PV가 기존 전력망에 통합되기 위해서는 HC를 추정하는 과정이 필수적이다. Monte Carlo 시뮬레이션을 이용해 확률론적 접근 방식으로 추정한 PV HC는 여러 불확실한 요소에 대한 변동성을 보다 정확하게 반영할 수 있으며 신재생 에너지 발전 및 부하 변동에 대한 다양한 시나리오를 테스트할 수 있다는 장점이 있기 때문에 본 연구에서는 해당 방법을 채택하였다[16, 17]. 그림 1은 Monte Carlo 시뮬레이션을 이용한 절차를 나타내었다. 먼저, 전력 시스템 상태에 대한 데이터 및 초기 조건을 투입한다. 이 과정에서 임의의 위치에서 태양광 발전의 다양한 조합을 나타내는 다수의 시나리오를 만들 수 있으며 각 변수에 대한 확률 분포를 정의하고 고유한 불확실성과 가변성을 포착하는 작업이 포함될 수 있다. 각 시나리오는 전력 시스템 내부 power flow analysis를 수행하고 전압 레벨, 전력 흐름 및 라인 용량을 포함한 결과를 얻는다. 이렇게 수행된 시나리오 중 최적의 PV HC를 추정하기 위해 계통 내 모든 버스가 전압 위반이 발생하지 않은 시나리오에서 연결된 PV의 용량을 추출하고 그 가운데 최댓값이 최종 PV HC로 추정된다.

기본적인 PV HC 추정에는 PV가 MPPT 제어를 사용한다는 가정이 포함된다. 또한, PV HC 추정에 있어 PV 용량을 제한하는 가장 큰 요소는 PV가 연결된 버스에서 과전압이 발생하는 것이다. 과전압을 완화하기 위해서는 PV가 연결된 그리드에서 VV, VW 제어 등의 전압 조정 제어를 사용할 수 있으며 궁극적으로 이는 PV HC를 늘리는 것에 도움이 될 수 있다. 따라서 PV의 MPPT 제어

에 더불어, PV 전압 조정 제어를 고려한 PV HC를 다시 추정하는 프로세스가 추가적으로 필요하다.

2. Volt-Var, Volt-Watt 제어 방법

그림 2에 PV의 유효전력 및 무효전력 제어 과정 모식도가 나타나있다. 공칭 전압 V_{nom} 과 측정 전압 V_0 을 비교하여 각각 유효 전력 기준의 최대 한계와 무효 전력 기준값인 P_{max}^* 및 Q_g^* 을 결정한다. 그 후 d 축 전류 기준 $i_{g,d}^*$ 과 q 축 전류 기준 $i_{g,q}^*$ 을 생성하여 dq 전압 기준 생성 제어에 공급한다.

VV curve에 따른 PV의 무효전력 제어는 그림 3(a)와 같이 나타내며, Q_g^* 는 다음과 같은 식으로 표현된다 [8].

$$Q_g^* = \begin{cases} \frac{V_0}{|V_0|} \times (|V_0| - db) \times K_{VV}; & \text{if } |V_0| > db \\ 0; & \text{otherwise} \end{cases} \quad (1)$$

여기서 V_0 는 PCC 지점의 전압 V_g 에서 V_{nom} 을 뺀 값이며, db 와 K_{VV} 는 각각 VV 제어의 dead-band와 무효 전력 제어의 droop 이득을 의미한다.

PV의 유효전력 제어는 MPPT 제어를 기반으로 하며 유효전력 기준은 P_{MPPT} 로 설정된다. VW 제어를 통해 생성된 출력은 P_{MPPT} 를 제한하도록 동작한다(그림 2 참조). 그림 3(b)에 VW 제어에 따른 PV의 유효전력 제어가 나타났으며, P_{max}^* 는 다음과 같은 식으로 나타낼 수 있다[8].

$$P_{max}^* = \begin{cases} P_{max}^{PV}; & \text{if } V_0 < ib \\ P_{max}^{PV} + (V_0 - ib) \times K_{VW}; & \text{if } ib < V_0 \leq ib + ab \\ P_{min}^{PV}; & \text{otherwise} \end{cases} \quad (2)$$

여기서 K_{VW} , ib , ab 는 각각 VW 제어의 droop 이득, 이상 대역, 활성 대역을 의미한다. 따라서, PV가 방출하는 유효전력, P_g 는 MPPT 제어에 따른 유효전력 기준 값, P_{MPPT} 로 결정되며 P_{MPPT} 가 VW에 의해 산정된 상한 리미트 P_{max} 보다 큰 경우 P_{max} 값으로 결정된다. PV에 대한 유효 전력 및 무효 전력 기준의 최대 제한을 결정하는 curve를 설정하기 위해 volt-active power 및 volt-reactive power 영역에 대해 일련의 curve points가 적용된다. K_{VV} , db , K_{VW} , ib 및 ab 와 같은 매개변수는 VV 및 VW curve points의 설정에 따라 결정된다.

본 연구에서는 combined VV, VW 제어에서 watt priority를 고려하였다. 따라서 Q_g^* 은 P_g 에 따라서 결정되며, 다음과 같은 범위의 값을 갖게 된다.

$$-\sqrt{S_g^2 - P_g^2} \leq Q_g^* \leq \sqrt{S_g^2 - P_g^2} \quad (3)$$

III. Monte Carlo 시뮬레이션을 사용한 PV HC 추정 방법

본 절에서는 확률론적 방법을 이용해 PV HC를 추정하고 이를 활용한 VV 및 VW의 curve points를 조절해 최적의 HC를 도출하는 TSOE 방법을 제안한다. 첫 번째 단계에서는 Monte Carlo 시뮬레이션을 사용한 확률론적 방법 및 combined VV, VW 제어를 적용하여 일차적인 최대 용량 시나리오를 도출한다. 두 번째 단계에서는 첫 번째 단계에서 도출된 시나리오를 바탕으로 PV 유효 전력 출력을 최대화하기 위한 최적화 문제를 공식화하고 해결한다.

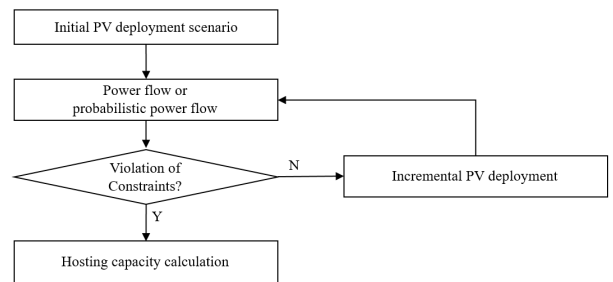


Fig. 1. Flow chart to estimate PV HC using Monte Carlo simulation.

그림 1. Monte Carlo 시뮬레이션 기반 PV HC 추정 흐름도

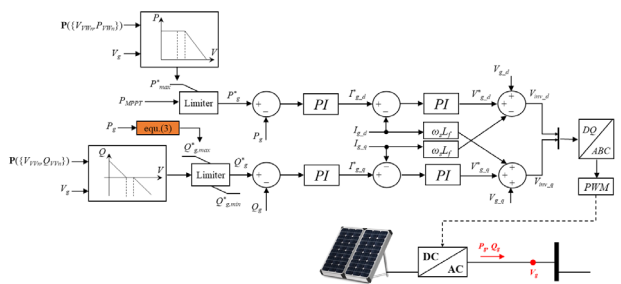


Fig. 2. Configuration of active power and reactive power control scheme of a PV.

그림 2. PV의 유효전력 및 무효전력 제어방식 구성 모식도

1. Stage 1: VV와 VW를 고려한 PV HC 추정

Stage 1에서는 Monte Carlo 시뮬레이션을 위해 연결된 PV 각각의 용량에 대한 여러 시나리오를 생성하고 각 시나리오에 고정 VV 및 VW curve를 적용하여 HC를 결정한다. 시뮬레이션을 실행하기에 앞서 몇몇 요소들에 대한 초기 설정이 필요하다. 초기화에 사용된 요소

들은 다음과 같다. n 은 최대 반복 횟수로 power flow analysis가 반복되는 횟수이다. C_i^{max} 와 C_{tot}^{max} 는 각각 각 버스에 연결될 최대 PV 용량과 전체 k 개의 버스에 연결될 최대 PV 용량을 의미한다. C_i 와 C_{tot} 의 관계를 식으로 표현하면 다음과 같다.

$$C_{tot} = \sum_{i=1}^k C_i \quad (4)$$

그리고 고정된 VW 및 VV curve points 값 또한 초기화가 필요하다(그림 3 및 표 1 참조).

초기화를 마친 후 영역 내 PV 부하를 연결할 버스를 결정한다. 그리고 선택한 버스에 PV 시스템을 연결한 후 k 개의 버스에 연결될 PV 시스템의 용량을 각각 무작위로 생성하고 power flow analysis를 수행한다. PV 용량 생성부터 흐름 분석까지의 프로세스는 n 회 반복되어 지고, 각 시나리오에 대해 PV 유효 전력 출력값의 합을 도출한다. 전체 n 개 시나리오 중 과전압이 발생하지 않은 m 개의 시나리오에 대해 각 시나리오의 유효 전력 출력의 합 $C_{tot,m}$ 가운데 가장 큰 값이 Stage 1의 HC, $C_{tot,m}^*$ 로 추정되며 아래와 같이 나타낸다.

$$C_{tot}^* = \max \{ C_{tot,1}, C_{tot,2}, \dots, C_{tot,m} \} \quad (5)$$

Table 1. Initial setting of Volt-Var and Volt-Watt curve points.

표 1. Volt-Var 및 Volt-Watt curve points의 초기 설정

Voltage (p.u.)	V_{VV1}, V_{VM}	V_{VV2}, V_{VM2}	V_{VV3}, V_{VM3}	V_{VV4}, V_{VM4}
VV Curve point	Q_{VV1}	Q_{VV2}	Q_{VV3}	Q_{VV4}
VW Curve point	P_{VM1}	P_{VM2}	P_{VM3}	P_{VM4}

VV 및 VW 제어를 사용하는 경우 PV의 전력 생산에 따른 각 버스의 과전압을 완화할 수 있다. 하지만 배전단의 인입지점에서부터 먼 버스에서는 PV의 전력 생산에 따른 전압이 상대적으로 높게 나타나 큰 유효전력의 제한이 발생할 수 있으며, 이를 검증하기 위해 그림 4와 같이 VV 및 VW 제어 적용 전후의 전압 및 PV 유효전력 결과를 비교하였다. 그림 4에서 가로축은 인입지점에서 고려된 버스까지의 거리를 나타내며, 따라서 큰 번호를 가질수록 메인변압기로부터 멀리 위치해 있음을 의미한다. 제어 이전, 버스 4 이후의 모든 버스에서 과전압이 발생하고 있었으나 제어 후, 모든 버스에서 과전압이 완화된 것을 확인할 수 있다. 또한 제어 전 각 버스에 연결된 유효전력량을 보면 버스 2와 3이 480 kW로 동일한

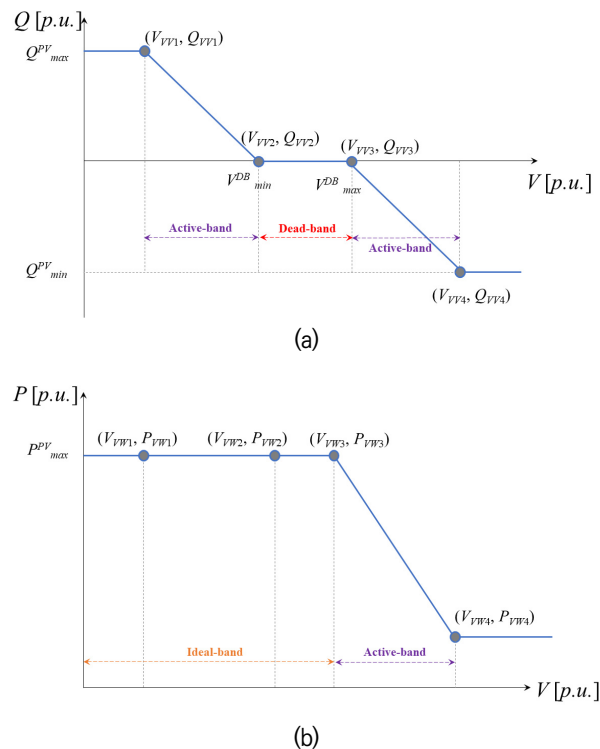


Fig. 3. Voltage regulation control curve: (a) Volt-Var curve, (b) Volt-Watt curve.

그림 3. 전압 조정 제어 curve: (a) Volt-Var curve, (b) Volt-Watt curve

값을 가지며, 버스 4와 9가 400 kW, 버스 5와 6 그리고 10이 450 kW로 각각 동일한 값을 가지고 있었다. 그러나 제어 전 같은 유효전력량을 가지고 있던 버스 간의 제어 후 값을 비교해보면 더 멀리 있는 버스일수록 유효 전력량이 크게 낮아짐을 확인할 수 있다. 하지만 과전압이 완화되면서 기존의 전압 문제로 유효전력을 출력하지 못했던 버스가 활성화되며 궁극적으로 HC를 증가시킬 수 있다. 그림 4에서 제어 이전에 과전압이 발생하지 않은 버스의 총 용량은 1460.00 kW 였으나 제어 후의 총 용량은 3583.26 kW로 증가함을 보이면서 VV 및 VW 제어를 적용하면 과전압 현상을 크게 완화하면서 HC를 증가시킬 수 있음을 확인하였다.

2. Stage 2: VV와 VW의 optimal curve points 산정을 통한 최적의 PV HC 추정

Stage 1에서 각 버스에 고정 VV 및 VW curve points를 적용하여 PV HC를 결정하였으며 해당 시나리오 오는 Stage 2에서 전력 시스템 모델의 초기 구성 요소에 대한 입력 값이 된다. 이후 결정변수의 개수, 결정변수의 하한과 상한, 최대 허용오차 등 최적화 문제를 해결하기 위한 일부 변수와 매개변수가 초기화된다. 결정변수 VW_x

는 각 PV의 VW curve points를 의미하며, 결정변수의 하한과 상한은 각각 0과 1로 설정된다. combined VV, VW 제어는 Watt priority로 설정되어 있어 PV의 VV curve points V_{V1} 과 V_{V4} 는 $V_{V_{1,4}} = \pm \sqrt{1 - VW_4^2}$ 로 계산된다.

이 단계의 목적은 각 버스에서 전압 위반 없이 PV 유효 전력을 최대화하기 위한 최적의 VV 및 VW curve points를 찾는 것이다. 이를 위한 목적 함수는 다음과 같이 정의된다.

$$\min \left(C_{tot}^* - \sum_{i=1}^k P_i^{PV}(VW_i) \right) \quad (6)$$

여기서 k 는 전체 버스의 개수, P_i^{PV} 는 버스에 통합된 PV의 유효 전력을 나타내며, VW_i 는 (7)과 같은 배열로 나타낼 수 있으며, 전압 및 유효전력, 무효전력의 허용 범위는 다음과 같이 정의 된다(8-10).

$$VW_i = \{P_{VW1}, P_{VW2}, P_{VW3}, P_{VW4}\} \quad (7)$$

$$V_{min} \leq V_i \leq V_{max} \quad (8)$$

$$P_{min}^{PV} \leq P_i^{PV} \leq P_{max}^{PV} \quad (9)$$

$$Q_{min}^{PV} \leq Q_i^{PV} \leq Q_{max}^{PV} \quad (10)$$

여기서, 사용된 Q_{min}^{PV} , Q_{max}^{PV} 은 다음과 같이 결정된다.

$$Q_{min}^{PV} = -\sqrt{S_i^{PV^2} - P_i^{PV^2}} \quad (11)$$

$$Q_{max}^{PV} = \sqrt{S_i^{PV^2} - P_i^{PV^2}} \quad (12)$$

(6)을 해결하기 위해 PSO(Particle Swarm Optimization) 알고리즘이 사용된다. 여기서 개별 입자는 다음 규칙에 따라 개인적인 경험과 군집 내 이웃의 경험을 기반으로 최적의 솔루션을 찾기 위해 위치와 속도를 반복적으로 조정한다.

$$v_{t+1} = wv_t + c_1r_1(P_{best} - x_t) + c_2r_2(g_{best} - x_t) + \dots \quad (13)$$

v_t , x_t , P_{best} , g_{best} , w , c 및 r 은 각각 시간 t 에서의 위치 및 속도, 개인 및 전체 최고 위치, 관성 증량, 가속 계수 및 균등 난수이다. 최적화 문제 해결 결과로 생성된 결정 변수는 후속 power flow analysis를 위해 PV에 적용된다. 분석 결과 최적의 결합 VV 및 VW 제어 curve points에 따라 각 PV의 유효 및 무효 전력 출력이 향상되며, 최적 HC는 다음과 같이 각 PV의 유효 전력 출력의 합으로 표현될 수 있다.

$$Optimal \text{ Hosting Capacity} = \sum_{i=1}^k P_i^{PV}(VW_i^{opt}) \quad (14)$$

VW_i^{opt} 는 도출된 최적의 VW curve points이다.

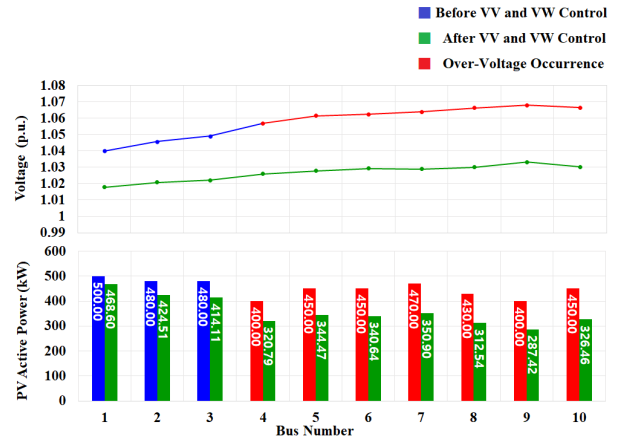


Fig. 4. Results for voltage and PV active power before and after applying VV and VW controls. 그림 4. VV 및 VW 제어 적용 전후 전압 및 PV 유효전력 결과

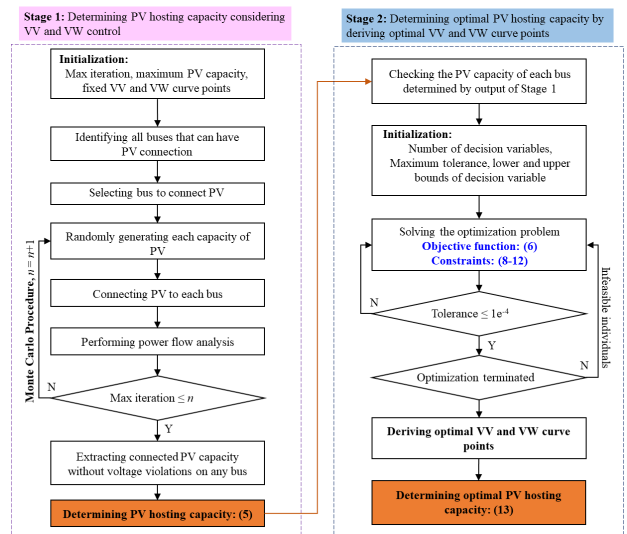


Fig. 5. Flow chart for proposed two-stage optimization framework. 그림 5. 제안된 two-stage optimization framework 흐름도

IV. PV HC 추정 성능 검토

1. Model System

IEEE 37-버스 시스템에서 OpenDSS 시뮬레이터를 사용해 제안한 방식의 검증을 진행했다. IEEE 37-버스 시스템에 설치한 PV 위치를 그림 6에 나타내었다. 이 모델에서 15대의 버스로 구성된 영역을 테스트 영역으로 선택하고 부하가 있는 10개 버스에 PV를 배치하였다.

테스트 영역의 부하 값은 표 2에 명시되어 있다. 부하는 델타 연결로 각 버스에 연결되어있으며 공칭 전압은 4.8 kV로 설정되어 있다. 전체 시스템과 테스트 영역의 총 부하는 전체시스템 1,140 kVAR, 약 2,330 kW, 테스트 영역 376 kVAR, 773 kW로 설정되어 있다.

본 논문에서는 전력 시스템의 전압 제한의 하한 및 상한선을 0.95 ~ 1.05 p.u로 설정하였다. 또한 PV에 대한 초기 유효전력 출력을 1.0 p.u로 설정해 PV 출력 조건을 최대화하여 과전압의 영향에 접근하였다. 또한 PV HC 추정에 있어서 PV의 용량을 제한하는 가장 큰 요소는 과전압이기 때문에 전압유지를 주된 평가요소로 하여 HC를 추정하였다.

2. 사례 연구

본 연구에서 제안된 TSO의 적용 효과는 PV HC의 결과를 통해 확인할 수 있다. 따라서 이 섹션에서는 MPPT 제어, VV 및 VW 제어를 고려하여 PV HC를 결정하는 기존의 방식과 병치하여 본 연구에서 제안한 방법의 성능을 평가한다. 이러한 기존의 MPPT, VV 및 VW 제어 접근법은 각각 Scheme #1 및 Scheme #2로 표기하였으며 제안하는 방식은 Proposed Scheme으로 표기한다.

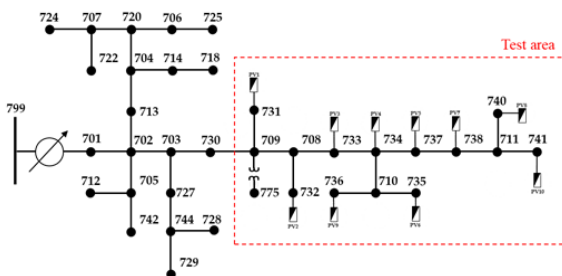


Fig. 6. IEEE 37-bus system.
그림 6. IEEE 37-버스 시스템

Monte Carlo 기반 PV HC 추정 시뮬레이션에 앞서 C_{tot}^{max} , C_i^{max} 및 n 을 각각 10,000 kW, 1,000 kW 및 5,000 회로 초기 설정하였다. C_{tot}^{max} 및 C_i^{max} 의 설정은 주어진 반복 내에서 보다 많은 유효한 데이터 수집을 위해 수행한 절차이다. 또한 Scheme #2의 고정 VV 및 VW 제어 적용에 필요한 curve points는 표 3에 나타나 있다. 전력 흐름 분석 시뮬레이션의 결과 값은 생성된 5,000 개의 시나리오에 대해 각 버스의 전압, PV 유효 전력 및 PV 무효 전력 값이 포함되며 최종 HC는 과전압이 발생하지 않는 시나리오 중 PV 유효전력의 최대 합으로 결정된다.

Table 2. Static loads in the test area.

표 2. 테스트 영역의 정적 부하

Bus	connec- tion 1	connec- tion 2	type	Nominal voltage (kV)	Active power (kW)	Reactive power (kVAR)
731	b	c	Delta	4.8	85	40
732	c	a	Delta	4.8	42	21
733	a	b	Delta	4.8	85	40
734	c	a	Delta	4.8	42	21
735	c	a	Delta	4.8	85	40
736	b	c	Delta	4.8	42	21
737	a	b	Delta	4.8	140	70
738	a	b	Delta	4.8	126	62
740	c	a	Delta	4.8	85	40
741	c	a	Delta	4.8	42	21

가. Scheme #1 및 Scheme #2 결과

그림 7은 Scheme #1의 결과로, 시뮬레이션 된 5000 개의 모든 시나리오에 대해 각 시나리오별 연결된 PV의 용량의 합과 연결된 10개 버스 중 최대 전압 값을 나타 내었다. Scheme #1에서 5000 개의 시나리오 중 248 개의 시나리오에서 과전압이 발생하지 않았으며, 248개 유효 시나리오의 PV 유효전력 값의 합 가운데 가장 값인 4,076 kW이 Scheme #1의 HC로 추정되었다.

표 4는 Scheme #1에서 HC로 추정된 시나리오에 대한 각 버스의 PV 유효전력 결과를 보여준다. 709번 버스를 기준으로 거리가 가까운 모선에 연결된 PV는 상대적으로 유효 전력 출력이 높은 경향이 있는 반면, 멀리 위치한 모선은 더 낮은 출력을 나타내는 경향이 있는 것으로 관찰되었다.

PV의 VV 및 VW 제어는 전압 조절을 수행하여 전압을 0.95 ~ 1.05 p.u. 이내로 유지하도록 설계되었다. 결과적으로 Scheme #2에서는 그림 8과 같이 5,000개 시나리오 중 모든 시나리오에서 과전압이 발생하지 않았으며, HC는 6,332.11 kW로 추정되어졌다. 모든 시나리오에서 과전압이 발생하지 않는 결과가 나타났지만 전압 유지를 위한 무효 전력 공급이 발생했으며 이에 따른 유효 전력 감소가 발생했다. 또한 거리에 따른 유효 전력 감소량의 차이가 크다. 그림 9는 Scheme #2에 대한 각 버스의 유효전력 및 무효전력 값을 보여준다. 버스 731~733은 PV 출력이 증가하더라도 전압이 상대적으로 안정적으로 유지되므로 PV 유효전력 제한이 비교적 적게 들어가는 제어가 구현되었다. 반면, 버스 736~741은 전압

레벨이 크게 상승하였기 때문에 유효 전력이 감소하고 상당한 양의 무효 전력이 투입되었다(그림 9(b) 참조). 전압을 유지하기 위해 테스트 영역에서 연결된 PV가 공급하는 총 무효 전력은 약 1,541.4 kVAR이며, 버스 736~741에서 이 무효 전력의 약 83.2%를 차지하고 있다.

이 방식에서는 VV 및 VW 제어를 사용하여 PV가 전력을 생성하는 동안 각 버스의 과전압을 방지한다. 그러나 전압이 1.05 p.u.에 도달하지 않도록 하기 위해 유효 전력에 큰 제한이 발생하고 있다. 특히 메인 변압기 지점에서 더 먼 위치의 버스일수록 과전압이 발생할 가능성이 높기 때문에 더 먼 위치의 버스에서 더 큰 유효 전력이 제한되는 것으로 보여졌다.

Table 3. Fixed Volt-Var and Volt-Watt curve points.

표 3. 고정 Volt-Var 및 Volt-Watt curve points

Voltage	0.95	0.98	1.02	1.05
VV curve point (p.u.)	0.44	0	0	-0.44
VW curve point (p.u.)	1	1	1	0.6

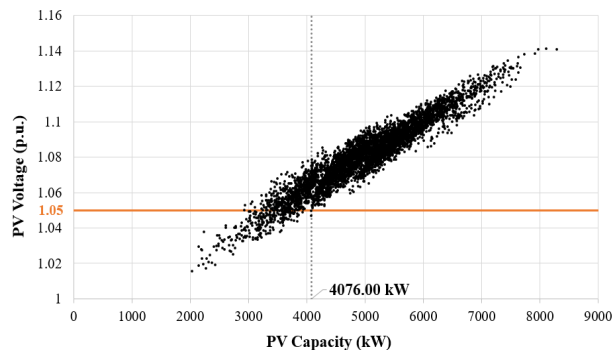


Fig. 7. Result for Scheme #1.

그림 7. Scheme #1의 결과

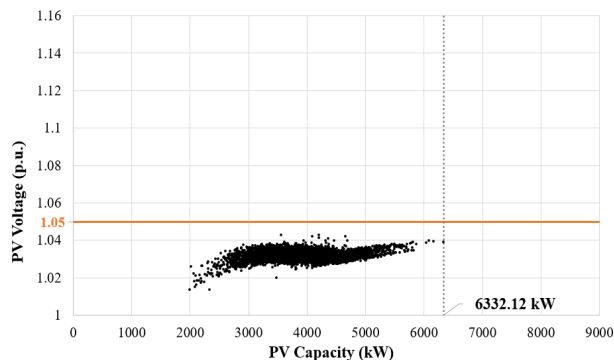


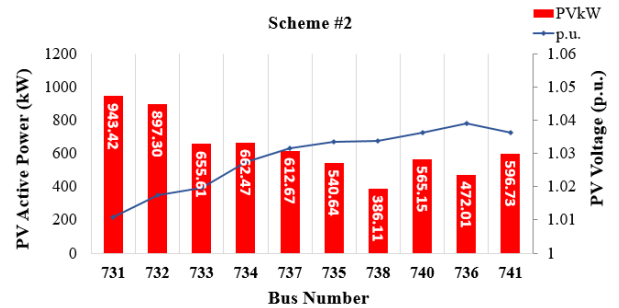
Fig. 8. Result for Scheme #2.

그림 8. Scheme #2의 결과

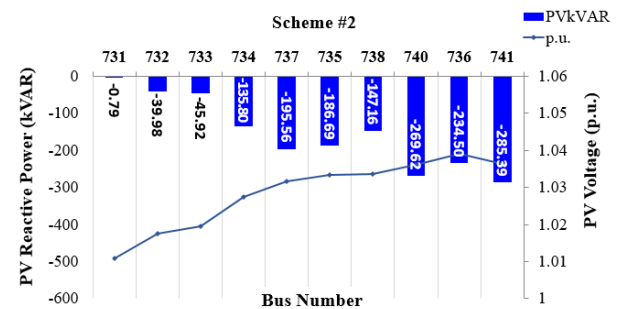
Table 4. PV active power at each bus for Scheme #1.

표 4. Scheme #1에서 각 버스별 PV 유효전력

Bus	731	732	733	734	735	736	737	738	740	741	Sum
kW	534	787	909	248	183	147	349	727	9	183	4076



(a)



(b)

Fig. 9. Result for Scheme #2 at each bus: (a) PV active power and voltage; (b) PV reactive power and voltage.

그림 9. Scheme #2에서 각 버스의 결과: (a) PV 유효 전력 및 전압; (b) PV 무효 전력 및 전압

나. Proposed Scheme의 결과

Scheme #2에서 선택한 시나리오에서 HC를 보다 향상시키기 위해 설계된 제안된 TSOF 알고리즘은 최적화 문제를 해결하여 최적의 VV 및 VW curve points를 결정하며, 산정된 값은 표 5에 나타나 있다. 버스 736에서 가장 작은 VW curve point가 나타났으며 그 값은 0.6980이다. 그에 따라 VV curve point는 가장 큰 값인 -0.7161로 나타났다. 결과적으로, VV 및 VW 제어 curve points의 결정은 PV 유효 전력의 합산을 증가시키는 목적 함수와 일치하여 제안된 체계 내에서 전압 조절에 대한 VV 제어의 기여를 가중시키고 있다.

그림 10은 VW curve points 지점과 거리 사이의 관계를 보여주고 있다. 여기서 거리는 버스 709 지점에서 각 버스까지의 물리적 거리를 나타낸다. 표 5를 보면 거리가 짧은 버스 733까지는 VW curve point가 거의 1

Table 5. Optimized VV and VW curve points at each bus.

표 5. 각 버스의 VV, VW curve points 최적의 해

Bus	731	732	733	734	735	736	737	738	740	741
Q_{VV1}	0.0282	0.0524	0.1150	0.2916	0.3191	0.7161	0.1898	0.5337	0.6329	0.5356
Q_{VV4}	-0.0282	-0.0524	-0.1150	-0.2916	-0.3191	-0.7161	-0.1898	-0.5337	-0.6329	-0.5356
P_{VW1}	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
P_{VW4}	0.9996	0.9986	0.9934	0.9565	0.9477	0.6980	0.9818	0.8457	0.7742	0.8445

에 가까운 것으로 계산된다. 그러나 물리적 거리가 멀수록 상대적으로 과전압이 발생할 가능성이 높아져 VW curve point가 감소하는 경향을 보인다. 특히 버스 736의 경우 먼 거리에 위치해 있을 뿐 아니라 연결된 소비자 부하도 매우 작아 PV 전력 생산량이 증가함에 따른 과전압의 영향에 더욱 취약해졌다. 그렇기 때문에 이 PV의 VW curve points는 다른 PV보다 낮게 결정되어졌다.

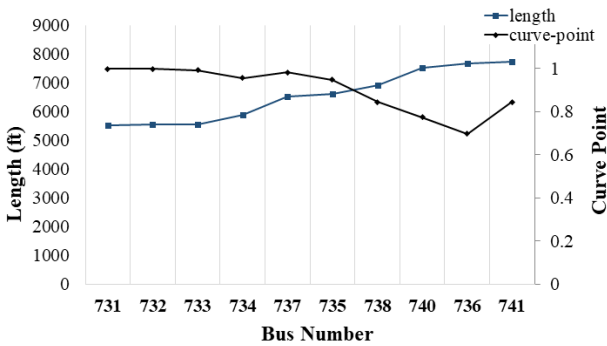
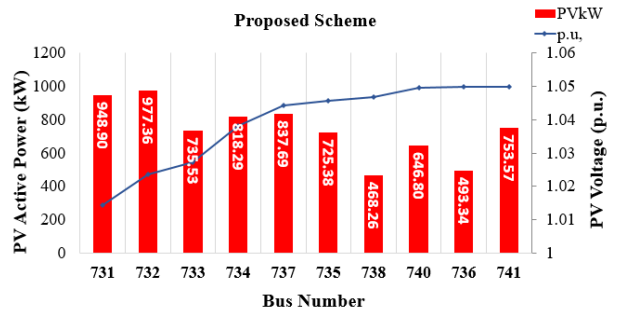


Fig. 10. Relationship between VW curve points and length.

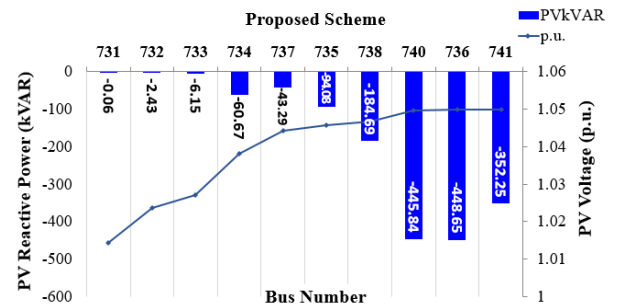
그림 10. VW curve points와 거리의 관계

그림 11은 각 버스에서 제안된 방식에 대한 결과를 보여준다. 버스 731~733은 PV 출력이 증가해도 전압이 안정적으로 유지되므로 MPPT 제어 전략을 사용한다. 또한 제안된 방식 내에서 버스 734부터 735까지 PV 시스템은 MPPT 제어와 매우 유사한 방식으로 작동한다. 대조적으로, 버스 736~741은 선행 버스의 PV 시스템이 유효 전력을 증가시키기 때문에 전압 상승이 발생한다. Scheme #2의 결과와 비교해 제안한 방식의 적용은 전압 레벨을 최대 임계값 아래로 유지하기 위해 무효 전력을 증가시킴과 동시에 유효 전력을 더욱 증가시킨다. 이러한 결과는 제안된 방식의 VV 및 VW 제어에 대한 최적의 curve points 계산에 기인하며, 이는 전압 조절에 대한 PV 무효 전력 제어의 기여도를 향상시킨다.

그림 12는 모든 Scheme에 대한 PV HC의 결과를 비교한 것이다. 제안하는 방식의 PV HC 추정 결과는



(a)



(b)

Fig. 11. Result for proposed scheme at each bus: (a) PV active power and voltage; (b) PV reactive power and voltage.

그림 11. 제안하는 방식에서 각 버스의 결과 값: (a) PV 유효전력 및 전압; (b) PV 무효 전력 및 전압

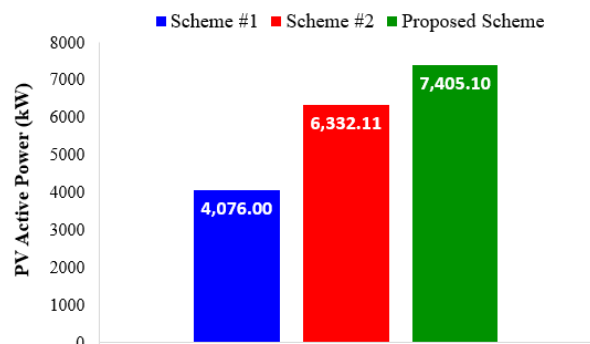


Fig. 12. Comparison of PV HC for all schemes.

그림 12. 시험된 모든 방식에서의 PV HC 비교

Scheme #1보다 3,329.10 kW, Scheme #2보다 1,072.99 kW 증가한 7,405.10 kW로 나타났다. 또한

연계된 PV에서 공급되는 총 무효전력은 약 1,638.1 kVAR로 Scheme #2보다 96.71 kVAR 더 크다.

결과적으로, 제안된 방식은 모든 버스에서 과전압 없이 스마트인버터 전압제어 파라미터를 개선하여 PV HC를 성공적으로 향상시키는 것으로 나타났다.

V. 결론

본 논문에서는 스마트인버터의 전압제어인 VV 및 VW 제어의 파라미터 개선을 통한 PV hosting capacity 재추정 방법을 제안한다. 제안된 방식은 PV HC를 추정하고 최적의 VV 및 VW curve points를 산정하도록 TSOF를 설계하였다. Stage 1에서는 Monte Carlo 시뮬레이션을 이용한 확률적 접근 방식을 기반으로 하며, VV 및 VW 제어를 통한 PV가 연결된 각 버스의 전압 유지 제어를 고려해 PV HC를 추정한다. Stage 2에서는 전압 제약을 위반하지 않음과 동시에 PV 유효 전력 출력을 최대화하는 것을 목표로 한 목적함수를 통해 HC가 추정된다. 기존의 두 가지 방식과 비교하였을 때 제안된 TSOF가 최적의 VV 및 VW curve points를 결정하고 통합하여 PV HC를 크게 향상시키는 것이 사례연구에서 입증되었다.

제안된 TSOF는 특정 지역의 PV HC를 결정하기 위한 효과적인 접근 방식을 제공할 수 있다. VV 및 VW curve를 최적화함으로써 알고리즘은 PV 시스템이 전압 안정성을 유지하면서 효율적으로 작동할 수 있도록 보장할 수 있는데, 사례연구에서 제안된 방식이 Scheme #1보다 3,329.10 kW, Scheme #2보다 1,072.99 kW 증가함을 확인했다. 또한, 전압 레벨을 유지하기 위해 연결된 PV 시스템에서 공급되는 총 무효 전력은 약 1,638.1 kVAR로 Scheme #2보다 96.71 kVAR 증가했다. 이는 PV HC 추정에서 PV 시스템을 배전망에 보다 안정적이고 효율적으로 통합하는 데 VV 및 VW 제어가 크게 기여할 수 있음을 나타낸다.

본 논문에서는 PV 전압 제어 방법과 배전망에서 규제되는 전압 제한을 고려하여 PV HC 추정을 수행했다. 그러나 전력 흐름, 전력 시스템 복잡성, 라인 용량 제한, 과부하 등 PV HC 추정에 영향을 미칠 수 있는 추가 요소는 고려되지 않았다. 또한 부하패턴이나 시간에 따른 PV의 출력패턴도 고려되지 않았다. 그럼에도 불구하고 제안된 방식은 과전압 없이 PV 동작을 위한 VV 및 VW 제어를 결합하여 특정 지역의 PV 한계 용량을 결정할 때 효과적으로 참조할 수 있다.

References

- [1] Ministry of Trade, Industry and Energy, "Announces the 10th Basic Plan for Power Supply and Demand," 2023.
- [2] J. Jung, A. Onen, R. Arghandeh, R. P. Broadwater, "Coordinated control of automated devices and photovoltaic generators for voltage rise mitigation in power distribution circuits," *Renewable Energy*, vol.66, no.1, pp.532-540, 2014.
DOI: 10.1016/j.renene.2013.12.039
- [3] J. Kim, M. Jeong, J. Heo, D. Lee, M. Ko, S. Kim, "A study on the stability of distribution systems with distributed energy resources," in *Proc. 2023 Summer conference of the Korean Institute of Electrical Engineers*, pp.478-479, 2023.
- [4] R. Tonkoski, D. Turcotte, H. M. E. Tarek, "Impact of high PV Penetration on voltage profiles in residential neighborhoods," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol.3, no.3, pp.518-527, 2012.
DOI: 10.1109/TSTE.2012.2191425
- [5] A. Koirala, T. Van Acker, R. D'hulst, D. Van Hertem, "Hosting capacity of photovoltaic systems in low voltage distribution systems: A benchmark of deterministic and stochastic approaches," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol.155, 2022. DOI: 10.1016/j.rser.2021.111899
- [6] Y. Cho, K. Baek, E. Lee, J. Kim, "Optimization-based hosting capacity estimation method," in *Proc. 2020 Summer conference of the Korean Institute of Electrical Engineers*, pp.772-773, 2020.
- [7] A. Koirala, T. Van Acker, R. D'hulst, D. Van Hertem, "Hosting capacity of photovoltaic systems in low voltage distribution systems: A benchmark of deterministic and stochastic approaches," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol.155, no.1, pp.111899-111915, 2021.
DOI: 10.1016/j.rser.2021.111899
- [8] D. Chaturangi, U. Jayatunga, S. Perera, A.P. Agalgaonkar, T. Siyambalapitiya, "Comparative evaluation of solar PV hosting capacity enhancement using Volt-VAR and Volt-Watt control strategies," *Renewable Energy*, vol.177, no.1, pp.1063-

1075, 2021. DOI: 10.1016/j.renene.2021.06.037

[9] E. Ghiani and F. Pilo, "Smart inverter operation in distribution networks with high penetration of photovoltaic systems," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol.3, no.4, pp.504-511, 2015. DOI: 10.1007/s40565-015-0165-4

[10] M. G. Kashani, M. Mobarrez and S. Bhattacharya, "Smart Inverter Volt-Watt Control Design in High PV-Penetrated Distribution Systems," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol.55, no.2, pp.4447-4452, 2019. DOI: 10.1109/TIA.2018.2878844

[11] IEEE standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power system interfaces, IEEE Standard 1547-2018, 2018.

[12] Grid Connection of Energy Systems Via Inverters Installation Requirements, Standard AS/NZS 4777.1, Standards Australia, 2016.

[13] Grid Connection of Energy Systems Via Inverters Inverter Requirements, Standard AS/NZS 4777.2, Standards Australia, 2015.

[14] Electric Rule No. 21 Generating Facility Interconnections, California Public Utilities Commission, 2018.

[15] F. Ding, B. Mather, "On Distributed PV Hosting Capacity Estimation, Sensitivity Study, and Improvement," *IEEE Transaction on Sustainable Energy*, vol.8, no.3, pp.1010-1020, 2017. DOI: 10.1109/TSTE.2016.2640239

[16] S. Raychaudhuri, "Introduction to Monte Carlo simulation," *2008 Winter Simulation Conference*, pp.91-100, 2008. DOI: 10.1109/WSC.2008.4736059

[17] T. S. Ustun, J. Hashimoto and K. Otani, "Impact of smart inverters on feeder hosting capacity of distribution networks," *IEEE Access*, vol.7, no.1, pp.163526-163536, 2019. DOI: 10.1109/ACCESS.2019.2952569

BIOGRAPHY

Juhyeon Kim (Member)



2019~Current : Undergraduate in Electrical Engineering, Korea University of Technology and Education.

Gihwan Yoon (Member)



2012 : B.S degree in Electrical Engineering, Jeonbuk National University.
2015 : M.S degree in Electrical Engineering, Jeonbuk National University.
2018~Current : Senior Researcher, Korea Institute of Energy Research.

YoonDong Sung (Member)



2012 : M.S degree in Information and Communication Engineering, Gwangju Institute of Science and Technology.
2023 : Ph.D degree in Electrical and Electronic Engineering, Korea Advanced Institute of Science and Technology.
2012~Current : Senior Researcher, Korea Institute of Energy Research

Hak-Geun Jeong (Member)



1998 : M.S degree in Mechanical and Electrical Engineering, Gwangju Institute of Science and Technology.
2013 : Ph.D degree in Mechanical Engineering, Seoul National University.
2020~2023 : Director, Energy Efficiency Research Division, Korea Institute of Energy Research.
1998-current : Principal Researcher, Korea Institute of Energy Research.

Jong-Bok Beak (Member)

2007 : B.S degree in Electrical Engineering, Kyungpook National University.

2014 : Ph.D degree in Electrical Engineering, Seoul National University.

2014~2015 : Senior Researcher, Samsung Electronics.

2015~current : Principal Researcher, Korea Institute of Energy Research.

Moses Kang (Member)

2015 : B.S degree in Electrical Engineering,

Jeonbuk National University.

2017 : M.S degree in Electrical Engineering, Jeonbuk National University.

2018~Current : Senior Researcher, Korea Institute of Energy Research.