

Penetrasi pembangkitan terdistribusi berbasis energi surya dan meningkatnya permintaan pengisian *electric vehicle* (EV) menimbulkan tantangan baru dalam perencanaan sistem distribusi. Tantangan tersebut terutama berkaitan dengan ketidakpastian daya pembangkitan *photovoltaic* (PV) dan ketidakpastian permintaan beban dari *electric vehicle charging station* (EVCS). Ketidakpastian gabungan ini dapat memengaruhi kinerja sistem distribusi, termasuk profil tegangan, rugi-rugi energi, serta tingkat keterlayanan pengguna EV. Aspek-aspek tersebut merupakan pertimbangan penting dalam kerangka perencanaan yang dirancang untuk menangani variasi pembangkitan dan permintaan secara probabilistik. Disertasi ini mengusulkan kerangka metodologis probabilistik terintegrasi untuk perencanaan lokasi dan kapasitas PV–EVCS di bawah ketidakpastian. Model ketidakpastian PV dibangun berbasis data iradiasi menggunakan *change point detection* (CPD), *clustering*, dan *monte carlo simulation* (MCS) untuk menghasilkan skenario probabilistik yang merepresentasikan karakteristik musiman. Sementara itu, model ketidakpastian permintaan EVCS dikembangkan dari data historis operasi stasiun pengisian dengan membangun fungsi distribusi probabilitas berdasarkan parameter utama, yaitu waktu mulai pengisian, durasi pengisian, energi yang dikonsumsi, dan daya *charger*. Distribusi tersebut selanjutnya dibangkitkan melalui MCS dan dikluster menggunakan *weighted k-means clustering* untuk menghasilkan skenario probabilistik hari kerja dan akhir pekan. Kombinasi skenario PV dan EVCS dievaluasi melalui analisis *probabilistic load flow* (PLF) pada sistem uji IEEE 33 Bus untuk menangkap respons sistem distribusi terhadap variabilitas pembangkitan dan permintaan. Hasil PLF kemudian digunakan sebagai masukan dalam optimasi multiobjektif menggunakan algoritma *customized genetic algorithm* untuk menentukan konfigurasi optimal lokasi dan kapasitas PV–EVCS. Fungsi objektif mempertimbangkan *trade-off* antara efisiensi teknis jaringan melalui rugi-rugi energi, biaya investasi EVCS, dan keterlayanan pengguna EV, dengan tetap memenuhi batasan operasi sistem. Hasil studi menunjukkan bahwa konfigurasi optimal mampu menurunkan rugi-rugi energi sistem sebesar 60,1% dibandingkan konfigurasi referensi sebelum optimasi, disertai dengan perbaikan profil tegangan dan peningkatan keterlayanan pengguna EV. Secara keseluruhan, disertasi ini memberikan kontribusi berupa kerangka probabilistik terintegrasi yang dapat digunakan untuk mendukung perencanaan lokasi dan kapasitas PV–EVCS secara lebih efisien dan adaptif terhadap ketidakpastian pada sistem distribusi.

Kata kunci— Ketidakpastian, Stasiun Pengisian Kendaraan Listrik, *Photovoltaic*, Optimasi, Multi–Aktor.

The increasing penetration of solar-based distributed generation and the growing demand for electric vehicle (EV) charging introduce new challenges in distribution system planning. These challenges are primarily associated with the uncertainty of photovoltaic (PV) power generation and the uncertainty of load demand from electric vehicle charging stations (EVCS). The combined uncertainties can affect distribution system performance, including voltage profiles, energy losses, and the level of EV user serviceability. These aspects constitute critical considerations in planning frameworks that must explicitly account for probabilistic variations in generation and demand. This dissertation proposes an integrated probabilistic methodological framework for the optimal siting and sizing of PV and EVCS in distribution systems under uncertainty. The PV uncertainty model is developed from irradiance data using change-point detection (CPD), clustering, and monte carlo simulation (MCS) to generate probabilistic scenarios that capture seasonal characteristics. Meanwhile, the EVCS demand uncertainty model is constructed from historical charging-station operational data by developing probability distribution functions for key parameters, namely charging start time, charging duration, energy consumption, and charger power. These distributions are subsequently sampled using MCS and clustered through weighted k-means clustering to generate probabilistic scenarios for weekdays and weekends. The combined PV and EVCS scenarios are evaluated using probabilistic load flow (PLF) analysis on the IEEE 33-bus distribution test system to capture the system response to generation and demand variability. The PLF results are then used as inputs to a multi-objective optimization process that employs a customized genetic algorithm to determine the optimal locations and capacities of PV and EVCS. The objective function considers the trade-off between technical network efficiency, represented by energy losses, EVCS investment costs, and EV user serviceability, while ensuring compliance with system operational constraints. The study results demonstrate that the optimal configuration achieves a 60.1% reduction in system energy losses compared to the reference configuration prior to optimization, accompanied by improved voltage profiles and enhanced EV user serviceability. Overall, this dissertation contributes an integrated probabilistic framework that supports more efficient and adaptive planning of PV and EVCS siting and sizing under uncertainty in distribution systems.

Keywords—Uncertainty, Electric Vehicle Charging Station, Photovoltaic, Optimization, Multi-Actor.