

Pengaruh Integrasi Pembangkit Fotovoltaik (PV) terhadap Alokasi Kapasitor yang Optimal pada Jaringan Distribusi Energi Listrik

Erita Astrid^{1*}, Muhammad Dani Solihin¹, Rosma Siregar², Eka Dodi Suryanto¹

¹Program Studi Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Negeri Medan

²Program Studi Pendidikan Teknik Informatika dan Komputer, Fakultas Teknik, Universitas Negeri Medan

*Corresponding Author: eritaastrid@unimed.ac.id

Abstract—Recent advances in renewable energy as well as changes in infrastructure and government regulations have driven the increasing use of distributed solar/photovoltaic power generation (PV) in the electricity distribution network. The integration of PV as one of the active power supply sources if not accompanied by reactive power compensation will cause increased power losses in the system and increase the risk of voltage instability. Therefore, along with the intensive use of PV, planning the allocation of capacitors as reactive power compensators is very necessary. This work examines the optimization of capacitor allocation and sizing by the Genetic Algorithm (GA) method, accounting for the uncertainties in photovoltaic output fluctuations. The emergence of uncertainty parameters in the problem formulation makes the analysis of power flow in the system must be carried out with a probabilistic technique. The outcomes of the power flow analysis, specifically the power losses within the system, will serve as the objective function for the optimization process where the purpose of this optimization is to minimize the resulting power losses. The proposed optimization is simulated on the IEEE 34 bus radial distribution system using Matlab. The results showed a reduction in losses of 53.18%, especially from 219.2 kW to 160 kW. In addition, this optimization scheme also identified suitable locations for installing capacitors, namely on buses 7, 8, 12, 21, 25, and 31.

Keywords—Capacitor Allocation, Capacitor Sizing, Reactive Power Compensation, Uncertainty Of PV Output, Power Losses, Distribution Network, Genetic Algorithm.

I. PENDAHULUAN

Pesatnya peningkatan permintaan energi dan meningkatnya integrasi sumber energi terbarukan seperti sistem fotovoltaik (PV) memberikan perubahan yang signifikan pada sistem distribusi listrik. Pembangkitan terdistribusi (distributed generation), khususnya melalui sistem PV, menawarkan solusi berkelanjutan untuk memenuhi kebutuhan energi sekaligus mengurangi emisi gas rumah kaca. Namun, pengintegrasian PV pada jaringan distribusi tenaga listrik memunculkan tantangan seperti meningkatnya rugi-rugi daya, ketidakstabilan tegangan, dan masalah keandalan jaringan. Salah satu solusi untuk permasalahan ini adalah kompensasi daya reaktif melalui pemasangan kapasitor.

Kapasitor banyak digunakan dalam sistem tenaga listrik untuk mengelola daya reaktif, mengurangi rugi-rugi jaringan, dan meningkatkan stabilitas tegangan. Bila dikombinasikan dengan unit PV, kinerja jaringan akan semakin meningkat dengan menyeimbangkan kebutuhan daya aktif dan reaktif. Namun, efektivitas kombinasi ini bergantung pada penempatan dan ukuran dari kedua komponen tersebut yang optimal dalam jaringan distribusi. Optimasi untuk permasalahan ini pada dasarnya sangat rumit dikarenakan karakteristik sistem kelistrikan sangat kompleks dan bersifat nonlinear. Ditambah lagi karakteristik dari output PV yang selalu bervariasi dan intermiten dimana kondisi ini menyebabkan munculnya variabel ketidakpastian (uncertainty) saat memodelkan permasalahan optimasinya.

Permasalahan alokasi kapasitor dan integrasi PV pada jaringan listrik telah banyak dibahas oleh peneliti sebelumnya dengan menggunakan berbagai macam metode baik yang bersifat konvensional dan heuristik. Sebuah metode optimasi yang disebut dengan Self-Adaptive Kho-Kho Optimizer (SA-KKO) membahas mengenai pengaturan optimal sumber pembangkit terdistribusi (distributed generation / DG) dan penempatan serta ukuran kapasitor dalam jaringan distribusi listrik, khususnya dalam konteks integrasi energi terbarukan. Penelitian ini membahas tantangan yang terkait dengan ketidakpastian dalam sumber energi terbarukan, seperti fotovoltaik (PV) dan angin, yang bersifat intermiten dan sangat bervariasi. Metode ini secara bersamaan mengoptimalkan penempatan dan ukuran unit DG dan CB dalam ketidakpastian ini[1]. A.Tandon dkk telah membahas cara

mengoptimalkan integrasi pembangkit terdistribusi (DG) berbasis fotovoltaik (PV) dan kapasitor pada jaringan listrik yang sebenarnya melalui analisis simulasi. Model simulasi dianalisis menggunakan ETAP. Kemudian model yang diusulkan divalidasi dan diuji terlebih dahulu pada sistem kelistrikan IEEE-33 bus dan kemudian diujicobakan pada sistem kelistrikan di India dengan bus 130 di Kota Jaipur untuk pola beban yang berbeda [2]. Kemudian, Yuli dkk juga melakukan simulasi dengan menggunakan ETAP untuk mengevaluasi alternatif terbaik guna mengurangi rugi-rugi sistem daya dan memperbaiki profil tegangan pada sistem distribusi radial melalui pemasangan kapasitor dan PV. Ada tiga kasus yang dilakukan. Pertama, melakukan simulasi penempatan kapasitor. Kedua, simulasi penempatan PV. Terakhir, menjalankan simulasi penempatan kapasitor dan PV secara bersamaan. Simulasi divalidasi menggunakan sistem kelistrikan IEEE 34-bus [3].

Alokasi optimal DG dan kapasitor menggunakan metode heuristik juga telah dibahas oleh banyak peneliti sebelumnya seperti Nihat dkk yang mengusulkan Arithmetic Optimization Algorithm (AOA) untuk menentukan lokasi dan ukuran kapasitor dan DG terbaik dengan menggunakan analisis loss sensitivity factor untuk menentukan lokasi pemasangan yang optimal [4]. Hussein dkk juga mengembangkan optimasi yang disebut Nomadic People Optimizer untuk menemukan lokasi dan ukuran kapasitor dan PV terbaik pada sistem distribusi radial dengan menentukan kandidat bus melalui reactive loss sensitivity factor (QLSF) [5]. Optimasi multi objektif menggunakan Evolutionary Algorithms juga telah dibahas oleh Saeed dkk dengan tujuan penelitian adalah untuk mengurangi rugi-rugi daya, memperbaiki profil tegangan, dan meningkatkan daya aktif pada sistem yang diuji [6]. Jay Prakash dkk pada penelitiannya membahas strategi optimal untuk alokasi Kapasitor dan DG dalam jaringan distribusi untuk mengurangi rugi daya menggunakan Genetic Algorithm (GA) [7]. Banyak ilmuwan sebelumnya telah merancang berbagai strategi untuk mengatasi masalah ini, termasuk pendekatan konvensional dan meta-heuristik [8]-[18].

Dalam penelitian ini, salah satu algoritma optimasi metaheuristik yang disebut Particle Swarm Optimization (PSO) digunakan untuk alokasi kapasitor pada sistem dengan mempertimbangkan pengaruh integrasi PV. Metode PSO sangat cocok untuk masalah optimasi pada sistem tenaga karena kemampuannya untuk menangani non-linearitas dan variabel keputusan diskrit secara efisien sehingga sangat cocok dengan karakteristik sistem kelistrikan. Metodologi yang diusulkan melibatkan penggunaan analisis aliran daya dengan pendekatan probabilistik untuk mengidentifikasi rugi-rugi daya dan profil tegangan pada sistem, kemudian diikuti dengan penerapan PSO untuk menentukan konfigurasi alokasi kapasitor yang optimal. Pendekatan probabilitas dibutuhkan untuk menganalisa kondisi uncertainty (ketidakpastian) output yang dihasilkan oleh PV. Algoritma ini secara berulang mengevaluasi solusi kandidat, mengoptimalkan tujuan utama seperti meminimalkan rugi daya dan meningkatkan profil tegangan tanpa harus melanggar batasan operasional pada sistem (constraint).

II. METODE

A. Pemodelan Permasalahan

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk mengurangi rugi-rugi daya pada jaringan distribusi melalui alokasi kapasitor yang paling optimal dengan mempertimbangkan integrasi dari PV dengan tetap menjaga semua *constraint* berada dalam batas yang dapat diterima. Oleh karena itu, fungsi objektif dapat dirumuskan seperti pada persamaan 1.

$$\min F(X_{lokasi}, X_{ukuran}) = \min (P_{rugi-rugi\ daya}) \quad (1)$$

dimana, X_{lokasi} adalah lokasi pemasangan kapasitor, X_{ukuran} adalah ukuran kapasitor, dan $P_{rugi-rugi\ daya}$ adalah rugi - rugi daya aktif pada jaringan distribusi. Persamaan diatas harus sesuai dengan batasan operasional tegangan yang digambarkan pada persamaan 2

$$V_{i,min} \leq V_i \leq V_{i,max} \quad (2)$$

dimana $V_{i,min}$ dan $V_{i,max}$ adalah batas operasional tegangan yang diizinkan pada bus i

B. Pemodelan Kondisi *Uncertainty* pada Pembangkit Fotovoltaik (PV) yang Terintegrasi Pada Sistem

Output pembangkit PV yang bervariasi dan bersifat intermiten biasanya dipengaruhi oleh radiasi matahari dan suhu sekitar [19]. Menurut [20], suhu sekitar memiliki dampak minimal dan dapat diabaikan. Dalam penelitian ini, ketidakpastian output PV diperkirakan dengan menerapkan fungsi kerapatan probabilitas (*probability density function*) dari iradiasi matahari. Fungsi distribusi normal, seperti yang didefinisikan dalam persamaan (3), adalah salah satu metode yang sesuai untuk merepresentasikan ketidakpastian iradiasi matahari [20].

$$\mu = \frac{\sum_1^{N_o} O_{bs}}{N_o}, \sigma = \sqrt{\frac{\sum_1^{N_o} (O_{bs} - \mu)^2}{(N_o - 1)}} \quad (3)$$

dimana μ adalah nilai rata-rata, adalah σ simpangan baku, N_o adalah lama jam pengamatan yang dilakukan.

Pesamaan (4) berikut digunakan untuk menghitung estimasi ketidakpastian keluaran susunan panel surya yang bergantung pada iradiasi matahari yang bersifat fluktuatif.

$$PV_{output} = solar_{irr} \times \frac{PV_{R.O}}{STC_{S.I}} \times jumlah\ modul\ PV \quad (4)$$

Konsep transformasi linier statistik menyatakan bahwa jika Y adalah fungsi dari variabel acak X , maka momen statistik fungsi ini ditentukan oleh persamaan (5) sampai (7).

$$Y = a + b * X \quad (5)$$

$$\text{nilai rata - rata: } \mu_Y = a + (b * \mu_X) \quad (6)$$

$$\text{Nilai simpangan baku : } \sigma_Y = |b| * \sigma_X \quad (7)$$

Karena susunan panel surya terdiri dari beberapa modul, persamaan (8) dan (9) digunakan untuk menentukan ketidakpastian keluarannya.

$$\mu PV_{output} = \mu solar_{irr} \times \frac{PV_{R.O}}{STC_{S.I}} \times jumlah\ modul\ PV \quad (8)$$

$$\sigma PV_{output} = \sigma solar_{irr} \times \frac{PV_{R.O}}{STC_{S.I}} \times jumlah\ modul\ PV \quad (9)$$

Dengan,

$STC_{S.I}$: Nilai iradiasi matahari saat kondisi pengujian standar (*Standard Test Conditions of PV*) dengan besaran iradiasi matahari yang sampai ke bumi adalah 1 kW/m².

$PV_{R.O}$: Nilai keluaran PV pada kondisi pengujian standar dihitung menggunakan persamaan (10)

$$PV_{R.O} = STC_{S.I} \times area \times eff \quad (10)$$

$solar_{irr}$: Nilai iradiasi matahari

Data iradiasi matahari sering ditampilkan dalam interval bulanan, ditunjukkan dengan nilai rata-rata dalam kurun waktu suatu bulan atau tahun, beserta deviasi standarnya jika tersedia. Pada penelitian ini, data iradiasi matahari diambil dari bank data *NASA Surface Meteorology and Solar Energy* [21] dengan lokasi yang digunakan adalah kota Medan, Sumatera Utara, Indonesia pada 3,57° S (lintang), 98,6° E (bujur). Tabel 1 menunjukkan nilai rata-rata bulanan iradiasi surya di lokasi ini.

Tabel 1. Nilai rata-rata iradiasi matahari (kWh/m²)

Januari	Februari	Maret	April	Mei	Juni	Nilai rata - rata (pertahun)
0.36	0.42	0.45	0.49	0.48	0.48	0.43
Juli	Agustus	September	Oktober	November	Desember	
0.47	0.47	0.45	0.39	0.37	0.35	

C. Pemodelan Analisa Aliran Daya Menggunakan Metode Probabilistik\

Kondisi *uncertainty* pada sistem menyebabkan analisa aliran daya dilakukan dengan pendekatan probabilistik untuk mendapatkan nilai yang lebih akurat dan menggambarkan kondisi sistem yang sebenarnya. Metode Monte Carlo digunakan untuk keperluan analisa aliran daya. Misalkan sebuah himpunan data x berukuran n , di mana $f(x)$ menunjukkan fungsi aliran daya dan $g(x)$ menunjukkan keluaran (*output*) dari solusi aliran daya. Solusi optimal diperoleh untuk setiap himpunan data dalam interval x hingga $x(n)$. Definisi mean dan simpangan baku diberikan dalam persamaan (11) dan (12).

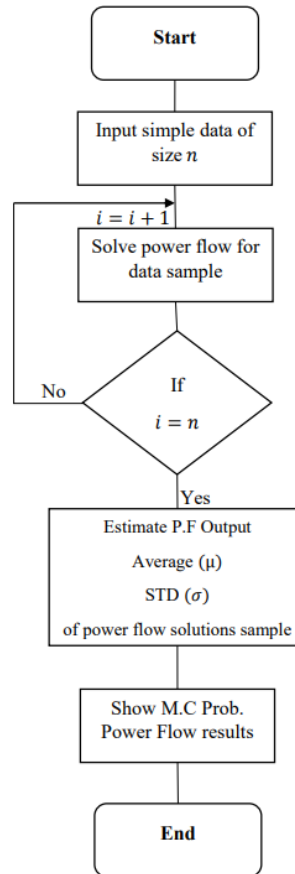
Untuk nilai rata-rata:

$$(G(x)) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n G(x(i)) \quad (11)$$

Untuk nilai simpangan baku:

$$\delta(G(x)) = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (G(x(i)) - \text{Mean}(G(x)))^2} \quad (12)$$

Melalui penerapan prosedur iteratif pada sekumpulan data tersebut, nilai probabilitiknya dapat diperkirakan. Gambar 1 menguraikan prosedur analisa aliran daya bersifat probabilistik menggunakan metode Monte Carlo.



Gambar. 1. Metode analisa aliran daya probabilistik menggunakan metode Monte Carlo

Adapun hasil dari analisa aliran daya tersebut berupa rugi-rugi daya pada jaringan dan nilai profil tegangan pada setiap bus. Minimalisasi ugi-rugi daya yang dihasilkan akan dijadikan sebagai fungsi tujuan optimasi pada saat penentuan alokasi kapasitor.

D. Implementasi PSO untuk Permasalahan Alokasi Kapasitor

PSO ditemukan oleh Eberhart dan Kennedy pada tahun 1995. Metode ini merupakan optimasi berbasis populasi berisikan individu-individu yang disebut dengan partikel. Setiap partikel individu dalam kelompok mewakili solusi prospektif untuk masalah yang sedang dipertimbangkan. Setiap partikel mencari solusi optimal di dalam ruang pencarian berdimensi d pada kecepatan stokastik. Partikel terus memperbarui kecepatan dan posisinya seperti yang dinyatakan dalam persamaan (13) dan (14).

$$V_{id}^{k+1} = W * V_{id}^k + C_1 * rand_1 * (Pbest_{id}^k - X_{id}^k) + C_2 * rand_2 * (Gbest_d^k - X_{id}^k) \quad (13)$$

$$X_{id}^{k+1} = X_{id}^k + V_{id}^{k+1} \quad (14)$$

Posisi dan kecepatan dalam kawanan partikel disesuaikan secara dinamis berdasarkan pengalaman partikel secara kolektif dan individual. Setiap partikel menyesuaikan posisi dan kecepatannya berdasarkan pengalaman terbangnya sendiri sebelumnya serta penerbangan kolektif seluruh kawanan. Misalkan sebuah partikel i , diposisikan secara acak di ruang pencarian d pada titik (x_{id}) , ia bergerak didalam ruang dimensi pencarian dengan kecepatan acak (V_{id}) . Lalu setiap partikel akan mempertahankan posisi terbaik yang telah diperolehnya sejauh ini dan menyimpannya sebagai $(pbest)$. Kemudian ia membandingkan posisi terbaiknya dengan posisi yang dicapai oleh partikel lain. Lokasi optimal yang dicapai oleh setiap partikel di seluruh kawanan disimpan sebagai $gbest$

Pada penelitian ini, PSO difungsikan tidak hanya untuk mendapatkan satu solusi saja. Akan tetapi multi solusi yaitu titik lokasi pemasangan dan ukuran kapasitor.

$$\min F(x) = |f_1(X), \dots, f_N(X)| \quad (15)$$

$$X = |x_1, \dots, x_n| \quad (16)$$

Ukuran variabel kapasitor bersifat kontinu dan bus penempatannya adalah bilangan bulat positif yang merupakan variabel diskrit. Ukuran kapasitor dihasilkan secara acak menggunakan persamaan di bawah ini.

$$Q_{cap} = [0, Q_{cap}^{max}] \quad (17)$$

Sehingga, populasi awal dari setiap partikel dapat dihasilkan seperti yang diilustrasikan pada Persamaan (18).

$$X_i = [(Q_{cap_m}, n_{cap_m}) \dots, (Q_{cap_m+n}, n_{cap_m+n})] \quad (18)$$

Secara keseluruhan, prosedur PSO untuk menentukan lokasi dan ukuran kapasitor dalam minimisasi kerugian dijelaskan sebagai berikut.

Langkah 1.

Masukkan semua data sistem yang diperlukan untuk menjalankan aliran daya probabilistik seperti data bus, profil beban, unit pembangkit PV yang akan diintegrasikan, dan data saluran.

Langkah 2.

Hitung nilai rugi-rugi daya yang dihasilkan dari analisa aliran daya menggunakan metode Monte Carlo seperti yang dijelaskan pada Gambar 1. Lalu, simpan nilai tersebut.

Langkah 3.

Tentukan pengaturan parameter untuk PSO.

Langkah 4.

Bangkitkan populasi awal di mana setiap partikel memiliki posisi dan kecepatan acak dalam dimensi pencarian k .

Langkah 5.

Tetapkan jumlah iterasi k .

Langkah 6.

Hitung fungsi tujuan (objektif) sesuai dengan persamaan (15)

Langkah 7.

Bandingkan nilai objektif yang didapat dengan nilai terbaik individual ($Pbest$) untuk setiap partikel, jika nilai objektif lebih rendah dari $Pbest$ maka tetapkan nilai ini sebagai nilai partikel terbaru untuk iterasi berikutnya dan hitung nilai posisi terbaru partikel sesuai dengan persamaan (14)

Langkah 8.

Pilih nilai $Pbest$ terbaik di antara semua partikel dan tetapkan nilai itu sebagai nilai $Gbest$.

Langkah 9.

Perbarui lagi nilai kecepatan dan posisi sesuai dengan persamaan (13) dan (14)

Langkah 10.

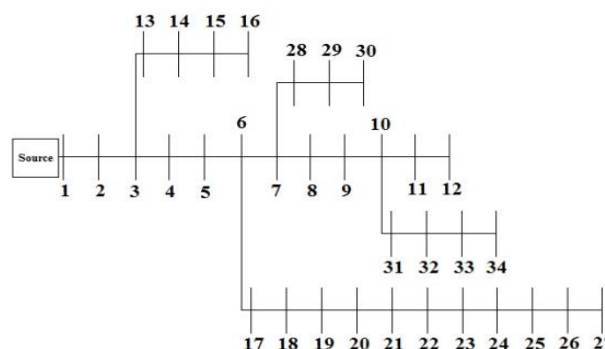
Jika iterasi telah mencapai batas iterasi maksimum yang ditentukan, kembali ke langkah 7. Jika tidak, tetapkan $k+1$ iterasi dan kembali ke langkah 4.

Langkah 11.

Tampilkan solusi optimal yang diperoleh. Posisi terbaik mencakup lokasi dan ukuran kapasitor yang optimal. Sementara itu, fungsi objektif mewakili kerugian daya minimum.

III. HASIL DAN PEMBAHASAN

Untuk memverifikasi metode optimasi yang ditawarkan maka kinerja, efektivitas, dan efisiensi metode tersebut dalam menemukan solusi diujicobakan pada sistem distribusi radial IEEE 34 bus yang digambarkan pada Gambar 2. Algoritma untuk metode ini dikembangkan menggunakan Matlab.



Gambar. 2. Sistem distribusi radial IEEE 34 bus untuk pengujian metode yang dikembangkan

Profil beban untuk sistem ini didasarkan pada kondisi beban puncak dengan total 4,64 MW dan 2,87 MVar. Sementara itu, keluaran PV DG diperoleh dari persamaan (7) dan (8) berdasarkan data iradiasi matahari seperti

yang ditunjukkan pada Tabel 1. Berdasarkan ketidakpastian iradiasi matahari di lokasi Medan, Sumatera Utara, Indonesia, parameter probabilistik untuk iradiasi matahari dapat diperoleh seperti yang ditunjukkan pada Tabel 2.

Tabel 2. Output pv yang dihasilkan dengan mempertimbangkan kondisi *uncertainty* pada nilai iradiasi matahari

Solar period (MW)		Solar period (MVar)	
Nilai rata-rata	3.49	Nilai rata-rata	2.16
Nilai simpangan baku	1.03	Nilai rata-rata	0.85

Untuk simulasi, akan dipasang 6 (enam) buah kapasitor dengan rentang 0 kVar sampai dengan 1 MVar. Sementara itu, dalam kasus ini juga PV yang akan dipasang hanya berjumlah satu buah dimana output yang dihasilkan seperti yang tertera pada tabel 2.

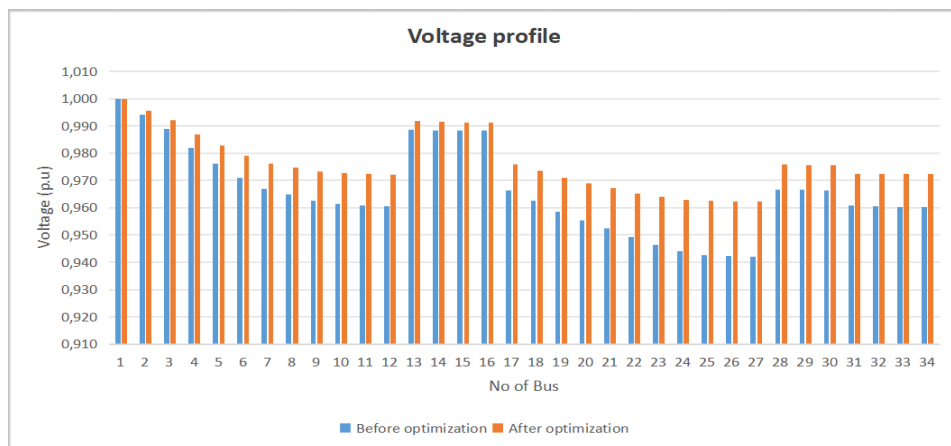
Alokasi kapasitor dengan mempertimbangkan pengaruh integrasi PV menggunakan algoritma PSO menghasilkan beberapa output, antara lain lokasi pemasangan dan ukuran optimal dari kapasitor, rugi-rugi daya yang terjadi sebelum dan sesudah pemasangan kapasitor seperti yang disajikan pada Tabel 3 dan 4. Selanjutnya, profil tegangan sistem diilustrasikan pada Gambar 3.

Tabel 3. Lokasi pemasangan dan ukuran kapasitor yang paling optimal

Bus	Ukuran (kVar)
7	75
8	75
12	75
21	675
25	675
31	525

Tabel 4. Pengurangan rugi-rugi daya pada sistem

Kondisi	Hasil
Sebelum Optimasi	219,2 kW
Setelah Optimasi	160 kW
Total pengurangan rugi -rugi daya	27 %



Gambar 3. Profil tegangan sebelum dan setelah optimasi pada sistem distribusi IEEE 33 bus

Dari hasil yang didapatkan terlihat bahwa metode PSO yang diterapkan dapat menentukan lokasi pemasangan kapasitor beserta ukurannya yang optimal pada sistem distribusi listrik IEEE 33 bus yang bertujuan untuk mengurangi rugi-rugi daya pada sistem akibat adanya pengaruh integrasi dari pembangkit PV. Dimana pemasangan kapasitor tersebut menghasilkan pengurangan rugi-rugi daya hingga 27 %. profil tegangan juga mengalami perbaikan seperti yang diperlihatkan pada gambar 3.

IV. PENUTUP

Pendekatan optimasi untuk masalah alokasi kapasitor di bawah pengaruh integrasi pembangkit fotovoltaic (PV) dalam sistem distribusi listrik disajikan dalam makalah ini. Tujuan dari optimasi ini adalah untuk mengurangi

kerugian daya aktif dan meningkatkan profil tegangan. Dalam pemodelan permasalahan, kondisi ketidakpastian (*uncertainty*) pada output PV dipertimbangkan. Hal ini dipengaruhi oleh iradiasi matahari yang fluktuatif dan intermiten yang diserap oleh panel PV. Karena munculnya parameter ketidakpastian tersebut maka analisis aliran daya harus dilakukan menggunakan estimasi probabilistik menggunakan model Monte Carlo. Kerugian yang dihasilkan dari probabilistik diambil sebagai fungsi objektif untuk alokasi kapasitor yang optimal. Dalam penelitian ini, metode metaheuristik PSO dikembangkan untuk menentukan lokasi terbaik dan ukuran optimal kapasitor yang akan dipasang pada sistem. Metode ini diimplementasikan pada sistem distribusi radial IEEE 34 bus. Adapun output dari optimasi ini adalah pengurangan rugi-rugi daya, perbaikan profil tegangan, lokasi bus pemasangan kapasitor, dan ukuran kapasitor. Dari hasil penelitian didapatkan pemasangan kapasitor yang dilakukan secara strategis pada sistem kapasitor dan DG PV secara strategis mampu mengurangi rugi-rugi daya pada sistem hingga 27 % dari 219,2 kW menjadi 160 kW. Lebih jauh, skema optimasi ini juga mengidentifikasi kandidat bus yang sesuai untuk pemasangan kapasitor, yaitu bus 7, 8, 12, 21, 25, dan 31.

REFERENSI

- [1] K. Optimizer and L. Xingxing, "Distribution Generation Network Arrangement by Capacitor Placement and Sizing in Renewable Energy Sources with Uncertainties Based on Self-Adaption," vol. 01, no. 04, pp. 50–67, 2024.
- [2] A. Tandon and S. Nawaz, "Positioning and Sizing of PV-Based DG and Capacitor in Realistic Distribution Network and Verification through ETAP Simulation," *Electr. Power Components Syst.*, vol. 52, no. 2, pp. 189–218, 2024, doi: 10.1080/15325008.2023.2217166.
- [3] Y. A. Rahman, S. Manjang, Yusran, and A. A. Ilham, "Evaluating the effect placement capacitor and distributed photovoltaic generation for power system losses minimization in radial distribution system," *AIP Conf. Proc.*, vol. 1941, 2018, doi: 10.1063/1.5028085.
- [4] N. Pamuk and U. E. Uzun, "Optimal Allocation of Distributed Generations and Capacitor Banks in Distribution Systems Using Arithmetic Optimization Algorithm," *Appl. Sci.*, vol. 14, no. 2, 2024, doi: 10.3390/app14020831.
- [5] H. Abdel-Mawgoud, S. Kamel, S. Q. Salih, and A. S. Alghamdi, "Optimal integration of capacitor and pv in distribution network based on nomadic people optimizer," *Indones. J. Electr. Eng. Comput. Sci.*, vol. 23, no. 3, pp. 1237–1248, 2021, doi: 10.11591/ijeecs.v23.i3.pp1237-1248.
- [6] S. Alizadeh, M. Mahdavian, and E. Ganji, "Optimal placement and sizing of photovoltaic power plants in power grid considering multi-objective optimization using evolutionary algorithms," *J. Electr. Syst. Inf. Technol.*, vol. 10, no. 1, 2023, doi: 10.1186/s43067-023-00073-6.
- [7] J. P. Mahato, Y. K. Poudel, M. R. Chapagain, and R. K. Mandal, "Power Loss Minimization and Voltage Profile Improvement of Radial Distribution Network Through the Installation of Capacitor and Distributed Generation (DG)," *Arch. Adv. Eng. Sci.*, vol. 00, no. November 2023, pp. 1–9, 2024, doi: 10.47852/bonviewaaes42022031.
- [8] E. Astrid, Krismadinata, D. T. P. Yanto, and C. Dewi, "Optimal Allocation and Sizing of Capacitors Employing Pattern Search Optimization," *J. Theor. Appl. Inf. Technol.*, vol. 100, no. 8, pp. 2417–2423, 2022.
- [9] E. Astrid, M. D. Solihin, R. Siregar, and B. D. Waluyo, "The Optimal Capacitors Allocation and Sizing in Radial Distribution System for Power Losses Reduces," *JTEIN J. Tek. Elektro Indones.*, vol. 4, no. 2, pp. 1081–1088, 2023, doi: 10.24036/jtein.v4i2.580.
- [10] R. Elazab, M. Ser-Alkhatm, M. A. Abu Adma, and K. M. Abdel-Latif, "Allocation and sizing of reactive power compensators considering PV power and load demand uncertainty using beetle-antenna grey wolf optimization," *Clean Energy*, vol. 7, no. 2, pp. 350–362, 2023, doi: 10.1093/ce/zkac078.
- [11] T. D. Pham, T. T. Nguyen, and B. H. Dinh, "Find optimal capacity and location of distributed generation units in radial distribution networks by using enhanced coyote optimization algorithm," *Neural Comput. Appl.*, vol. 33, no. 9, pp. 4343–4371, 2021, doi: 10.1007/s00521-020-05239-1.
- [12] N. Kanwar, N. Gupta, K. R. Niazi, and A. Swarnkar, "Improved meta-heuristic techniques for simultaneous capacitor and DG allocation in radial distribution networks," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 73, pp. 653–664, 2015, doi: 10.1016/j.ijepes.2015.05.049.

- [13] M. M. Aman, G. B. Jasmon, K. H. Solangi, A. H. A. Bakar, and H. Mokhlis, "Optimum Simultaneous DG and Capacitor Placement on the Basis of Minimization of Power Losses," *Int. J. Comput. Electr. Eng.*, vol. 5, no. 5, pp. 516–522, 2013, doi: 10.7763/ijcee.2013.v5.764.
- [14] E. A. Almabsout, R. A. El-Sehiemy, O. N. U. An, and O. Bayat, "A Hybrid Local Search-Genetic Algorithm for Simultaneous Placement of DG Units and Shunt Capacitors in Radial Distribution Systems," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 54465–54481, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2981406.
- [15] K. Fettah, T. Guia, A. Salhi, S. Mouassa, A. Bosisio, and R. Shirvani, "Optimal Allocation of Capacitor Banks and Distributed Generation: A Comparison of Recently Developed Metaheuristic Optimization Techniques on the Real Distribution Networks of ALG-AB-Hassi Sida, Algeria," *Sustain.*, vol. 16, no. 11, 2024, doi: 10.3390/su16114419.
- [16] R. Mena, Y. Li, E. Zio, M. Hennebel, and C. Ruiz, "Optimal sizing and allocation of distributed generation for reliable energy distribution accounting for uncertainty," *Safety, Reliab. Risk Anal. Beyond Horiz. - Proc. Eur. Saf. Reliab. Conf. ESREL 2013*, pp. 2899–2907, 2014.
- [17] D. Cetkovic and V. Komen, "Optimal Distributed Generation and Capacitor Bank Allocation and Sizing at Two Voltage Levels," *IEEE Syst. J.*, vol. 17, no. 4, pp. 5831–5841, 2023, doi: 10.1109/JSYST.2023.3280673.
- [18] A. A. A. El-Ela, R. A. El-Sehiemy, and A. S. Abbas, "Optimal Placement and Sizing of Distributed Generation and Capacitor Banks in Distribution Systems Using Water Cycle Algorithm," *IEEE Syst. J.*, vol. 12, no. 4, pp. 3629–3636, 2018, doi: 10.1109/JSYST.2018.2796847.
- [19] H. M. K. Al-Masri, S. K. Magableh, and A. Abuelrub, "Output power computation and sizing of a photovoltaic array by advanced modeling," *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 47, no. August, p. 101519, 2021, doi: 10.1016/j.seta.2021.101519.
- [20] M. K. El-Aser, R. El-Azab, and A. A. El-Samahy, "Probabilistic Model of Utility Scale PV Plants," *2019 21st Int. Middle East Power Syst. Conf. MEPCON 2019 - Proc.*, pp. 189–194, 2019, doi: 10.1109/MEPCON47431.2019.9008019.
- [21] NASA, Surface meteorology and Solar Energy, at Site: eosweb.larc.nasa.gov/sse retrieved: 20/07/2024.