



Received 23th July 2022
Accepted 02nd August 2022
Published 30 December 2022

Open Access

DOI: 10.35472/jsat.v6i2.594

Pengembangan Pengontrol Tegangan Sistem Mikrogrid Cerdas Menggunakan Sistem Baterai Penyimpan Energi

Putu Handre Kertha Utama, Irsyad Nashirul Haq*, Edi Leksono, Justin Pradipta, M Daya Imannata, Timothius Pratama Tjahja

Teknik Fisika, Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Bandung

* Corresponding E-mail: irsyad@tf.itb.ac.id

Abstract: A power outage on a conventional grid can cut the electricity supply to the entire load. In contrast, Microgrid (MG) can still supply at least the most critical local loads even though blackout occurs in the main grid. MG can also utilize renewable energy sources such as solar and wind energy to generate electricity. That is possible by the advancement of the battery energy storage system (BESS). The BESS able to maintains electricity supply to the load even in outages. The inverter on the SBPE also plays a role in stabilizing the MG output voltage by supplying or absorbing reactive power in the MG system. This paper focuses on the control development of the battery inverter primary controller. The droop control design utilizes the deadband around the nominal voltage. That becomes the improvement of the droop control method used in this study compared to the initial formulation of the droop method. The proposed method was then tested through simulation with four different scenarios. The BESS will operate in the voltage range 194.9V to 234.6V with a droop control deadband in the voltage range 198.0V to 231.0V. Based on the simulation results, the addition of SBPE with the MG scheme on the existing system can improve the quality of the voltage received by the load from 0.994p.u. to 0.997p.u. The simulation also shows that the load still gets a power supply even though there is a blackout on the main grid.

Keywords: *microgrid, inverter, droop control, battery energy storage system.*

Abstrak: Pemadaman listrik pada *grid* konvensional dapat menyebabkan suplai daya ke seluruh beban terputus. Berbeda dengan skema Mikrogrid (MG) yang tetap dapat menyuplai setidaknya beban lokal paling kritis meskipun pasokan listrik dari *main grid* terputus. MG juga dapat memanfaatkan sumber energi terbarukan seperti energi surya dan angin untuk menghasilkan listrik. Hal tersebut dimungkinkan dengan perkembangan teknologi Sistem Baterai Penyimpan Energi (SBPE). SBPE dapat menyuplai daya ke beban kritis ketika dibutuhkan meskipun tidak ada suplai listrik dari *main grid*. Inverter pada SBPE juga berperan dalam menstabilkan tegangan luaran MG dengan menyuplai atau menyerap daya reaktif pada sistem MG. Pada makalah ini, penelitian difokuskan untuk mendesain kontrol primer dengan metode *droop* pada inverter baterai. Terdapat pengembangan metode kontrol *droop* yang digunakan pada penelitian ini jika dibandingkan dengan formulasi awal metode *droop*. Pengembangan tersebut dilakukan dengan membuat *deadband* di sekitar tegangan nominal. Pengontrol *droop* berdasarkan metode yang diusulkan kemudian diujikan melalui simulasi dengan empat skenario berbeda. SBPE akan beroperasi pada rentang tegangan 194.9V hingga 234.6V dengan *deadband* kontrol *droop* pada rentang tegangan 198,0V hingga 231,0V. Berdasarkan hasil simulasi, terlihat bahwa penambahan SBPE dengan skema MG pada sistem *existing* dapat meningkatkan kualitas tegangan yang diterima beban dari 0,994p.u. menjadi 0,997p.u. Hasil simulasi juga menunjukkan beban masih tetap memperoleh suplai daya meskipun terjadi *blackout* pada *main grid*.

Kata Kunci : mikrogrid, inverter, kontrol *droop*, sistem baterai penyimpanan energi.

Pendahuluan

Mikrogrid (MG) didefinisikan sebagai sistem pembangkit dan beban listrik lokal yang dapat terhubung dengan sistem kelistrikan utama (*main grid*) dalam mode *on grid* maupun *islanded* [1], [2]. MG dapat memanfaatkan

sumber energi terbarukan seperti energi surya (Pembangkit Listrik Tenaga Surya, PLTS) dan angin (Pembangkit Listrik Tenaga Angin, PLTA) untuk menghasilkan listrik [3], [4]. Hal ini tentu sejalan dengan

rencana pemerintah pada Rencana Umum Energi Nasional (RUEN), dengan target bauran EBT lebih dari 23% pada tahun 2025 [5].

Keunggulan MG dibandingkan *grid* konvensional adalah ketahanan (*resiliency*) dari sistem MG. Ketahanan sistem kelistrikan didefinisikan sebagai kemampuan sistem untuk mempertahankan kestabilan operasi ketika terjadi

peristiwa berdampak tinggi probabilitas rendah (*low probability-high impact*) dengan tetap menyuplai setidaknya beban paling kritis [6]. Pada *grid* konvensional kegagalan satu komponen dari sistem yang tersentralisasi berpotensi menimbulkan efek domino gangguan pemadaman listrik dalam skala yang besar [7]. Sedangkan MG tetap dapat menyediakan listrik ke beban kritis meskipun pasokan listrik utama padam [8].

Tabel 1. Metode kontrol *droop*.

Metode Kontrol	Sistem	Hasil
Kontrol <i>Droop</i> dengan <i>deadband</i> (metode yang diusulkan).	Sistem MG pada kondisi <i>grid-connected</i> yang disimulasikan pada perangkat lunak DigSILENT.	Metode yang digunakan mampu menjaga tegangan pada rentang (0,985 - 1,009)p.u.
Kontrol <i>Droop</i> dengan <i>adaptive deadband</i> [17].	Simulasi dilakukan dengan sistem IEEE 39-bus yang sudah dimodifikasi pada perangkat lunak PSS® E.	Metode yang digunakan mampu menjaga tegangan pada rentang (0,95 - 1,05)p.u.
Kontrol <i>Droop</i> pada skema kontrol bertingkat[15].	Sistem MG pada kondisi <i>grid-connected</i> dan <i>islanded</i>	Kontrol <i>droop</i> yang diimplementasikan pada pengontrol primer dapat menjaga tegangan pada tegangan nominal.
Kontrol <i>Droop</i> dengan <i>deadband</i> [16].	Simulasi dilakukan dengan sistem IEEE 39-Bus pada PSCAD platform.	Metode yang digunakan mampu menjaga tegangan pada rentang (0,94 - 0,98)p.u. kontrol <i>droop</i> .

Hal tersebut dimungkinkan dengan perkembangan teknologi Sistem Baterai Penyimpan Energi (SBPE). SBPE dapat menyuplai daya ke beban kritis ketika dibutuhkan meskipun terjadi *blackout* pada *main grid* [9]. Inverter pada SBPE juga berperan dalam mengontrol tegangan luaran MG dengan menyuplai atau menyerap daya reaktif pada sistem MG. Namun perlu diperhatikan juga bahwa MG merupakan sistem *cyber* dan fisik yang kompleks [10], sehingga diperlukan sistem kontrol yang mumpuni untuk dapat beroperasi dengan optimal.

Salah satu struktur kontrol yang efektif dan efisien untuk diimplementasikan pada MG adalah struktur kontrol bertingkat [2], [11], [12]. Struktur kontrol bertingkat terdiri dari pengontrol primer, sekunder dan tersier [11]. Pada makalah ini, penelitian akan difokuskan pada desain kontrol primer dari inverter sistem baterai penyimpanan energi (SBPE) untuk mengontrol luaran tegangan MG. Kontrol primer adalah kontrol di zona lapangan yang menstabilkan tegangan sistem dengan menyuplai atau menyerap daya reaktif dengan cepat [13].

Metode

Pemodelan & Simulasi

Skema pada **Gambar 1** adalah sistem MG yang dimodelkan dan disimulasikan pada perangkat lunak

Metode kontrol primer yang saat ini diimplementasikan pada inverter baterai komersial adalah metode kontrol *droop* [14]–[17]. Untuk mengoptimalkan pengontrol dengan metode *droop* perlu ditentukan nilai koefisien *droop* yang sesuai. Pada penelitian ini nilai koefisien tersebut ditentukan dengan menambahkan *dead band* pada tegangan nominal [15], [17], [18]. Keterkaitan penelitian ini dengan beberapa penelitian tentang kontrol primer menggunakan metode kontrol *droop* dapat dilihat pada **Tabel 1**.

Desain pengontrol dan nilai koefisien *droop* berdasarkan metode yang diusulkan kemudian diujikan melalui simulasi pada perangkat lunak DigSILENT dengan empat skenario berbeda. DigSILENT dipilih karena memungkinkan model digital mereplikasi karakteristik objek fisik hampir mendekati kondisi di lapangan sehingga desain pengontrol menjadi lebih akurat[19]–[22]. Desain pengontrol yang diusulkan pada penelitian ini diharapkan mampu menstabilkan tegangan luaran MG pada berbagai skenario.

DigSILENT. Komponen sistem terdiri dari PLTS, SBPE (baterai), beban, dan *main grid* (Grid Eksternal). Relasi antar komponen secara lebih jelas dapat dipetakan dengan *Smart Grid Architectural Model* (SGAM) [23],[10] seperti pada **Gambar 3**. Masing-masing komponen

sistem MG dimodelkan berdasarkan spesifikasi fisik di lapangan.

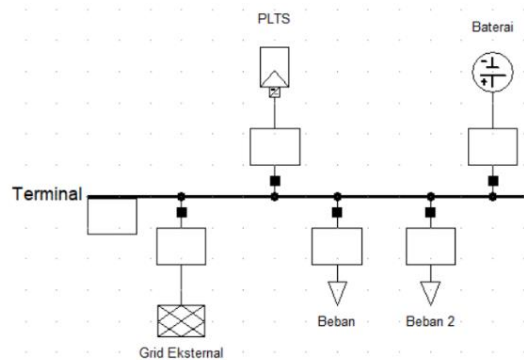
Kapasitas total dari sistem PLTS dan SBPE berturut-turut adalah 10kWp dan 57,6 kWh. Kemudian, beban listrik terdiri dari dua buah beban listrik yang berbeda yaitu: (1) *Transmission electron microscopy* (TEM) dan (2) *Chiller*. Beban tersebut dimodelkan dari hasil pengukuran konsumsi energi listrik. Profil beban dapat dilihat pada **Gambar 2**.

Simulasi dari sistem pada **Gambar 1** dilakukan dengan empat skenario (**Tabel 2**). Skenario 1 merupakan sistem *existing* yang terdiri dari beban dan *main grid*. Pada skenario 2 sistem *existing* diberi tambahan SBPE. Sementara sistem keseluruhan yang terdiri dari PLTS, SBPE, beban, dan *main grid* disimulasikan pada skenario 3. Kondisi pemadaman listrik (*blackout* pada *main grid*) disimulasikan pada skenario 4.

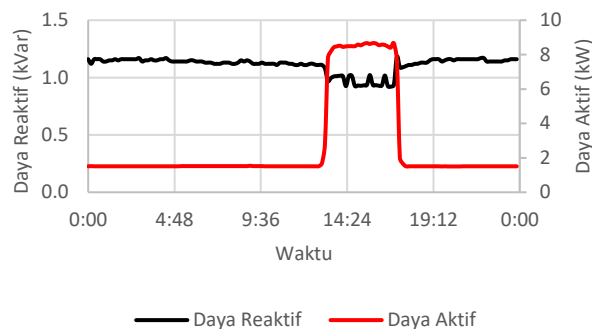
Tabel 2. Skenario simulasi.

Skenario	Komponen Sistem	Kontrol SBPE
Skenario 1	Beban, <i>main grid</i>	-
Skenario 2	SBPE, beban, <i>main grid</i>	kontrol <i>droop</i>
Skenario 3	SBPE, PLTS, beban, <i>main grid</i>	kontrol <i>droop</i>
Skenario 4	SBPE, PLTS, beban	kontrol <i>droop</i>

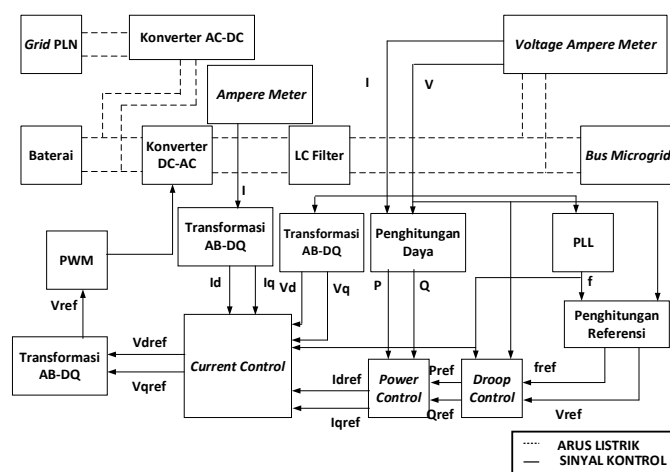
$V_{ref} = 230V$ $f_{ref} = 50Hz$



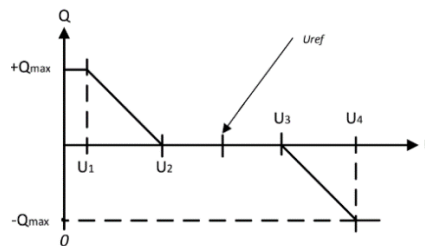
Gambar 1. Skema sistem pada DigSILENT.



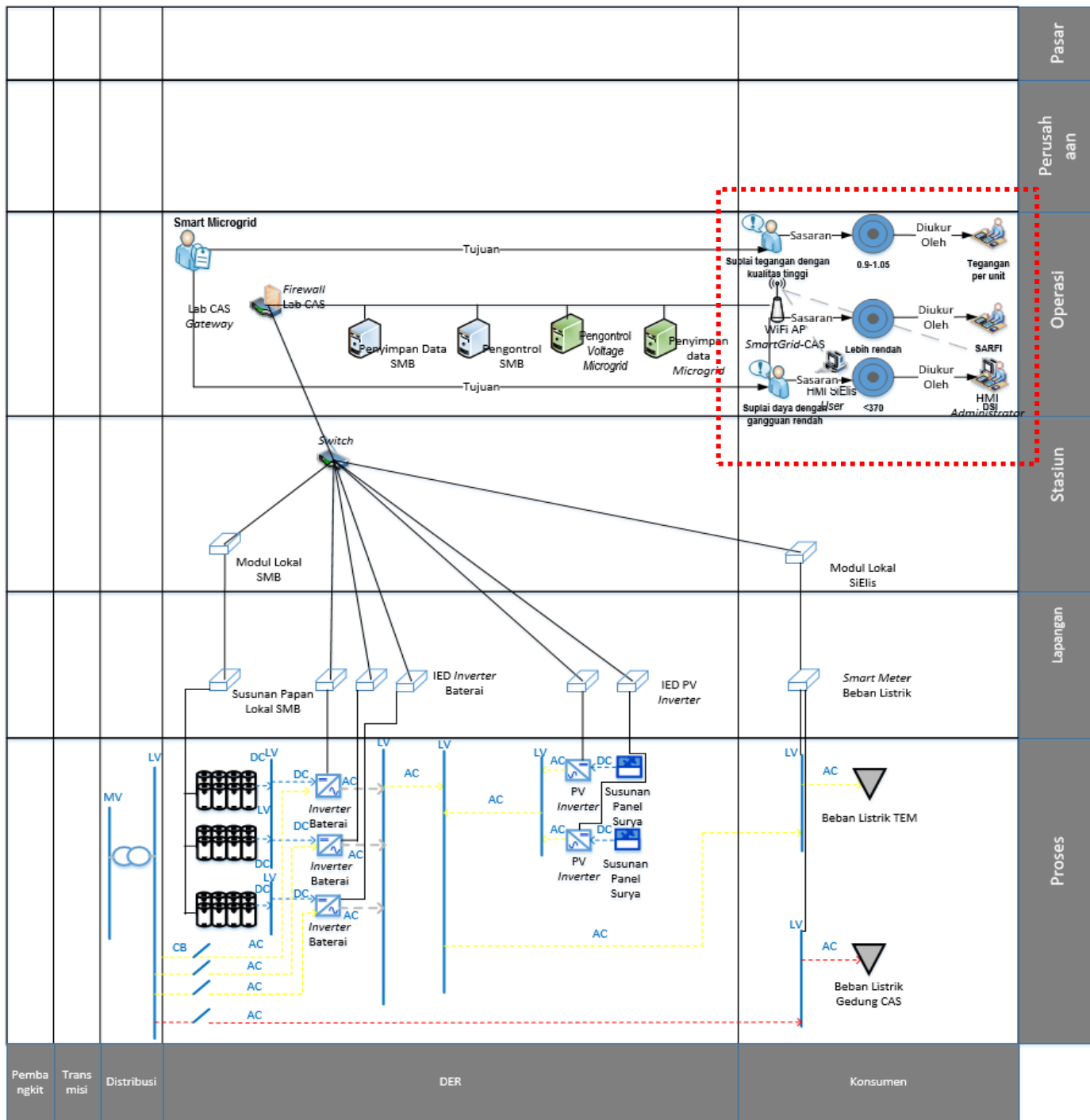
Gambar 2. Profil beban listrik.



Gambar 4. Skema kontrol inverter baterai.



Gambar 5. Kurva *droop* control.



Gambar 3. Skema sistem berbasis SGAM bangunan CAS ITB

Desain Pengontrol Tegangan

Komponen sistem MG yang berperan sebagai pengatur tegangan adalah inverter pada SBPE. Kontrol primer inverter komersial biasanya menggunakan metode

kontrol *droop*. Gambar 4 menunjukkan skema sistem kontrol inverter pada penelitian ini. Pengontrol inverter mengukur nilai tegangan dan frekuensi dari MG dan

mengolahnya menjadi sinyal input blok PWM yang mengatur *switching* inverter.

Terdapat pengembangan metode kontrol *droop* yang digunakan pada penelitian ini jika dibandingkan dengan formulasi awal metode *droop*. Pengembangan tersebut dilakukan dengan membuat *deadband* di sekitar tegangan nominal [17]. Kurva kontrol *droop* yang dikembangkan dapat dilihat pada **Gambar 5**.

Desain sistem kontrol *droop* dilakukan pada setpoint dari kurva *droop* yaitu U_1 , U_2 , U_3 , dan U_4 seperti pada **Gambar 5**. Nilai U_2 dan U_3 dapat dianggap sebagai batas bawah dan batas atas tegangan jaringan yang dapat ditoleransi (*deadband*). Untuk menentukan nilai tersebut, peneliti merujuk pada Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali. Aturan tersebut mensyaratkan tegangan jaringan listrik harus berada pada rentang +5% hingga -10% dari tegangan nominalnya[24]. Oleh karena itu, dapat ditentukan bahwa nilai U_2 adalah 198V dan U_3 adalah 231V.

Selanjutnya, perhitungan nilai U_1 dan U_4 dilakukan menggunakan persamaan berikut,

$$V_n - V_{ref} = -k_q(Q_n - Q_{ref}) \quad (1)$$

dengan V_n dan V_{ref} berturut-turut adalah tegangan yang dicari dan tegangan referensi. Pada kasus ini, referensi untuk menghitung U_1 adalah U_2 dan referensi untuk menghitung U_4 adalah U_3 . Parameter k_q adalah koefisien *droop* dari inverter baterai, Q_n adalah nilai daya reaktif maksimum yang dapat disuplai atau diserap oleh inverter baterai, Q_{ref} adalah nilai daya reaktif referensi, bernilai 0 dalam hal ini.

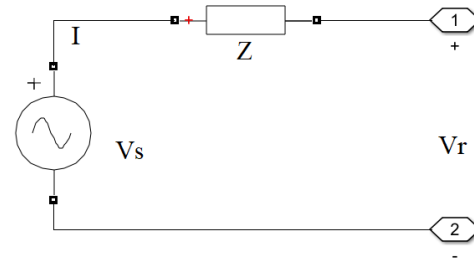
Nilai daya reaktif maksimum yang dapat disuplai inverter baterai dapat ditentukan dari spesifikasi inverter baterai yang digunakan. Ada tiga buah Inverter baterai yang digunakan di lapangan. Masing-masing inverter tersebut dapat menyuplai maksimum 6.000W dengan faktor daya minimum 0,8. Nilai daya reaktif dapat menggunakan persamaan berikut,

$$Q_{max} = P \tan \theta_{min} \quad (2)$$

dengan Q_{max} adalah daya reaktif luaran maksimum, P adalah daya aktif luaran dan θ_{min} adalah faktor daya minimum luaran inverter. Dari (2) diperoleh daya reaktif maksimum sebesar 3.600VAR untuk setiap inverter. Dengan menggunakan (1), nilai k_q untuk keadaan *undervoltage* dan *overvoltage* dihitung sebagai berikut,

$$k_q = \frac{U_2 - U_1}{3600} \quad (3)$$

$$k_q = \frac{U_4 - U_3}{3600} \quad (4)$$



Gambar 6. Koneksi inverter ke beban.

Koneksi antara SBPE dengan beban dapat disederhanakan menjadi **Gambar 6**. Dari gambar tersebut, nilai V_s adalah tegangan luran SBPE, V_r adalah tegangan pada bus yang terkoneksi ke beban, Z adalah impedansi yang terdapat pada jalur distribusi dan I adalah arus yang mengalir.

Menggunakan **Gambar 6**, dengan menerapkan konsep pembagi tegangan diperoleh persamaan,

$$V_r = V_s \frac{Z_L}{Z_L + Z} \quad (5)$$

dengan Z_L adalah impedansi beban sebagai berikut,

$$Z_L = R_L + jX_L \quad (6)$$

Nilai resistansi dan induktansi jalur distribusi (Z) diperoleh dari informasi panjang dan datasheet impedansi kabel yang digunakan. Nilai U_1 hingga U_4 , koefisien *droop* untuk rentang U_1 hingga U_2 dan koefisien *droop* untuk rentang U_3 hingga U_4 dapat dilihat pada **Tabel 2**.

Tabel 3. Parameter kontrol *droop*.

Parameter	Nilai (V)	k(V/Var)
U_1	194,9	$3,68 \times 10^{-4}$
U_2	198,0	$3,68 \times 10^{-4}$
U_3	231,0	$2,84 \times 10^{-4}$
U_4	234,6	$2,84 \times 10^{-4}$

Hasil & Analisis

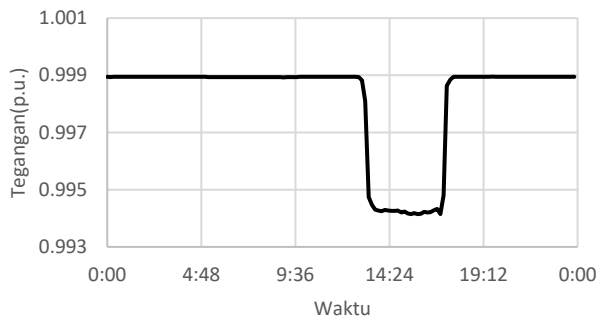
Profil tegangan keluaran MG hasil simulasi skenario 1 dapat dilihat pada **Gambar 7**. Tegangan MG turun dari 0,999p.u. menjadi 0,994p.u. ketika terjadi peningkatan kebutuhan daya aktif menjadi 2,78kW pada pukul 13:21.

Nilai tegangan MG dalam p.u. dihitung menggunakan persamaan berikut.

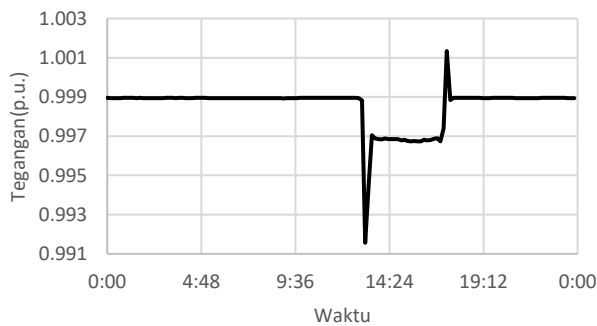
$$V(p.u.) = \frac{V(Volt)}{V_{ref}(Volt)} = \frac{V(Volt)}{230(Volt)} \quad (7)$$

Titik terendah tegangan adalah 0,994p.u. ketika daya aktif beban mencapai 8,67kW. Tegangan MG kemudian naik kembali ke angka 0,999p.u pada pukul 17:31 sampai dengan pukul 00:00 ketika kebutuhan daya kembali turun.

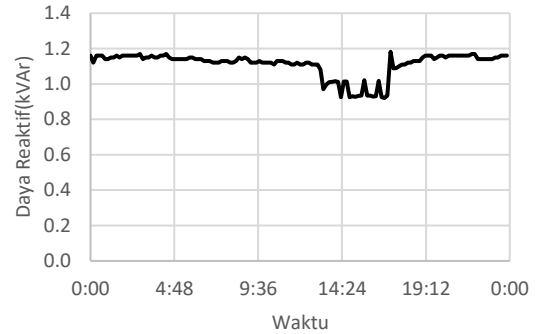
Pada skenario 2 (**Gambar 8**), tegangan MG turun dari 0,999p.u. menjadi 0,991p.u. sebagai akibat peningkatan kebutuhan daya aktif hingga 7,8kW. Kemudian inverter baterai melakukan kontrol tegangan sehingga terjadi perbaikan tegangan ke 0,997p.u. ketika daya aktif mencapai puncak 8,67kW. Tegangan kembali ke 0,999p.u. ketika daya aktif beban kembali ke nilai 1,51kW. Sebelum itu, sempat terjadi kenaikan tegangan hingga 1,002 p.u. namun inverter baterai dapat mengatasi kondisi tersebut dengan cepat.



Gambar 7. Profil tegangan MG pada skenario 1.



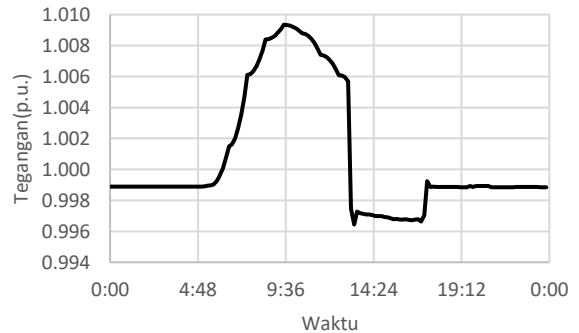
Gambar 8. Profil tegangan MG pada skenario 2.



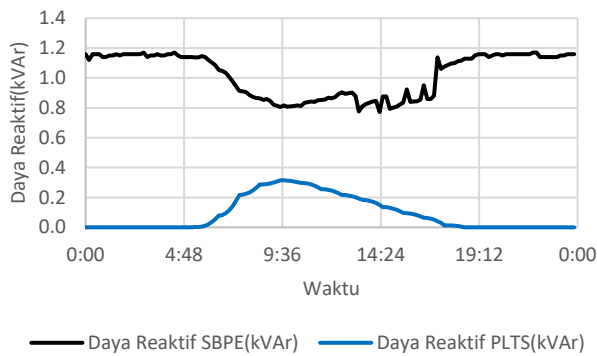
Gambar 9. Daya reaktif inverter baterai pada skenario 2.

Upaya kontrol yang dilakukan oleh inverter baterai ketika terjadi perubahan kondisi beban dapat diketahui dengan membuat grafik daya reaktif daya inverter baterai. **Gambar 9** menunjukkan daya reaktif dari SBPE terhadap waktu untuk skenario 2. Ketika terjadi peningkatan kebutuhan kenaikan daya aktif beban dan menurunnya kebutuhan daya reaktif beban pada pukul 13:21 hingga pukul 17:30. SBPE menyesuaikan suplai daya reaktif ke beban dari (1.1–1.2)kVAR menjadi (0,93–1,02)kVAR. Sistem kontrol inverter baterai mengatur luaran daya reaktif sesuai dengan nilai daya reaktif yang dibutuhkan oleh beban.

Sementara itu, fluktuasi tegangan MG pada skenario 3, ketika ada komponen PLTS, dapat dilihat pada **Gambar 10**. Dapat diamati bahwa pada kondisi daya aktif beban sekitar 1,5kW, nilai tegangan MG relatif konstan yaitu 0,999p.u. pada rentang waktu 00:00 hingga 05:00. Nilai tegangan MG kemudian mengalami peningkatan seiring dengan adanya suplai daya dari PLTS dengan titik tertinggi 1,009p.u.. Nilai tegangan kemudian mengalami penurunan saat terjadi perubahan kebutuhan daya aktif dan daya reaktif pada pukul 13:21. Inverter baterai dapat mempertahankan tegangan pada nilai 0,997p.u. saat beban puncak.

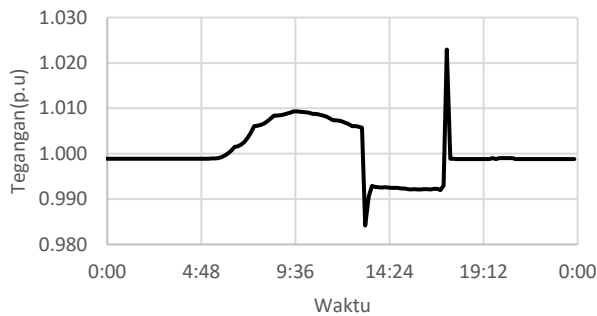


Gambar 10. Profil tegangan MG pada skenario 3.



Gambar 11. Daya reaktif inverter baterai dan inverter PV skenario 3.

Upaya kontrol daya reaktif oleh inverter baterai dapat diamati pada Gambar 11. Daya reaktif yang disuplai oleh SBPE sempat turun hingga 0,8kVAr pada rentang waktu 07:00 hingga 17:30. Hal ini dapat diakibatkan adanya suplai daya reaktif yang diberikan oleh sistem PLTS, sehingga nilai daya reaktif yang perlu disuplai oleh SBPE untuk memenuhi kebutuhan daya reaktif sistem MG menurun. Setelah rentang waktu tersebut, daya reaktif SBPE kembali berada pada rentang daya reaktif (1,1-1,2)kVAr yang disebabkan meningkatnya kebutuhan daya reaktif beban dan menurunnya produksi daya reaktif PLTS.



Gambar 12. Profil tegangan MG pada skenario 4.

Tabel 4. Ringkasan hasil simulasi.

Skenario	Rentang Tegangan	Keterangan
Skenario 1	(0,994 – 0,999)p.u.	Nilai tegangan hanya dipengaruhi suplai dari <i>grid</i> dan beban listrik.
Skenario 2	(0,997 – 0,999)p.u.	Pengontrol pada inverter SBPE dapat menjaga tegangan ke level yang lebih baik dibanding skenario 1.
Skenario 3	(0,997 – 1,009)p.u.	Pada skenario ini produksi PLTS yang melebihi kebutuhan beban menyebabkan tegangan menjadi 1,009 dan pengontrol inverter SBPE belum mampu menurunkan dengan cepat.
Skenario 4	(0,985 – 0,993)p.u.	Tanpa suplai dari <i>grid</i> , inerti MG tidak cukup untuk menahan perubahan keseimbangan produksi PLTS dan konsumsi beban listrik[25].

$V_{ref} = 230V$ $f_{ref} = 50Hz$

Pada skenario 4 dilakukan simulasi kondisi pemadaman listrik (*blackout*). Profil tegangan MG pada kondisi tersebut ditampilkan pada Gambar 12. Dapat dilihat bahwa sistem MG tetap menyuplai daya ke beban meskipun tanpa sumber dari *main grid*. Namun demikian, tegangan turun lebih signifikan hingga mencapai 0,985p.u. ketika terjadi perubahan dinamika beban. Meskipun inverter baterai kemudian dapat memperbaiki tegangan ke nilai 0,993p.u., nilai tersebut masih di bawah nilai sistem *existing* (0,994p.u.). Ringkasan hasil simulasi desain pengontrol pada perangkat lunak DiGSILENT dapat dilihat pada Tabel 4.

Kesimpulan

SBPE akan beroperasi pada rentang tegangan $U_1 = 194.9V$ hingga $U_4 = 234.6V$ dengan *deadband* kontrol *droop* pada rentang tegangan $U_2 = 198,0V$ hingga $U_3 = 231,0V$. Berdasarkan hasil simulasi, terlihat bahwa penambahan SBPE dengan skema MG pada sistem *existing* dapat meningkatkan kualitas tegangan yang diterima beban. Hal tersebut dapat dilihat dengan membandingkan profil tegangan keluaran MG pada

skenario 1, skenario 2, dan skenario 3. SBPE dapat memperbaiki tegangan keluaran hingga 0,997p.u. jika dibandingkan dengan sistem *existing* yaitu 0,994p.u. SBPE juga mampu meningkatkan keandalan sistem ketika terjadi pemadaman listrik dengan tetap dapat menyuplai beban. Kondisi tersebut disimulasikan pada skenario 4. Walaupun kualitas tegangan yang disuplai ke beban masih lebih rendah dari sistem *existing*, beban masih tetap memperoleh suplai daya. Jika menggunakan sistem *existing* maka suplai daya ke beban akan langsung terputus ketika terjadi *blackout* pada *main grid*.

Meskipun demikian, hasil simulasi skenario 3 dapat menunjukkan bahwa desain sistem kontrol belum cukup baik menangani kondisi ketika suplai daya dari PLTS melebihi kebutuhan beban. Kelebihan daya tersebut berakibat pada kenaikan tegangan keluaran MG hingga 1,009p.u. Masalah tersebut dapat menjadi bahan pengembangan metode kontrol untuk penelitian selanjutnya.

Ucapan Terima Kasih

Penelitian ini didukung oleh Program Penelitian ITB, Program Hibah Pemerintah Provinsi Jawa Barat, dan Penelitian Kementerian Riset dan Teknologi atau Badan Penelitian dan Inovasi Nasional Indonesia.

Daftar Pustaka

- [1] M. L. Tuballa and M. L. Abundo, "A review of the development of Smart Grid technologies," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 59, pp. 710–725, 2016, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.011>.
- [2] J. Hu, Y. Shan, J. M. Guerrero, A. Ioinovici, K. W. Chan, and J. Rodriguez, "Model predictive control of microgrids – An overview," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 136, p. 110422, 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110422>.
- [3] E. Kuznetsova, Y.-F. Li, C. Ruiz, E. Zio, G. Ault, and K. Bell, "Reinforcement learning for microgrid energy management," *Energy*, vol. 59, pp. 133–146, 2013, doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.05.060>.
- [4] I. Novickij and G. Joós, "Model Predictive Control Based Approach for Microgrid Energy Management," in *2019 IEEE Canadian Conference of Electrical and Computer Engineering (CCECE)*, 2019, pp. 1–4, doi: [10.1109/CCECE.2019.8861781](https://doi.org/10.1109/CCECE.2019.8861781).
- [5] Kementerian ESDM, "Indonesia Energy Outlook 2019," Jakarta, 2019.
- [6] A. U. Rehman, S. Zeb, H. U. Khan, S. S. U. Shah, and A. Ullah, "Design and operation of microgrid with renewable energy sources and energy storage system: A case study," in *2017 IEEE 3rd International Conference on Engineering Technologies and Social Sciences (ICETSS)*, 2017, pp. 1–6, doi: [10.1109/ICETSS.2017.8324151](https://doi.org/10.1109/ICETSS.2017.8324151).
- [7] P. Buason, H. Choi, A. Valdes, and H. J. Liu, "Cyber-Physical Systems of Microgrids for Electrical Grid Resiliency," in *2019 IEEE International Conference on Industrial Cyber Physical Systems (ICPS)*, 2019, pp. 492–497, doi: [10.1109/ICPHYS.2019.8780336](https://doi.org/10.1109/ICPHYS.2019.8780336).
- [8] A. Hussain, V.-H. Bui, and H.-M. Kim, "Microgrids as a resilience resource and strategies used by microgrids for enhancing resilience," *Appl. Energy*, vol. 240, pp. 56–72, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.02.055>.
- [9] K. Friansa, I. N. Haq, B. M. Santi, D. Kurniadi, E. Leksono, and B. Yulianto, "Development of Battery Monitoring System in Smart Microgrid Based on Internet of Things (IoT)," *Procedia Eng.*, vol. 170, pp. 482–487, 2017, doi: <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2017.03.077>.
- [10] M. Uslar et al., "Applying the Smart Grid Architecture Model for Designing and Validating System-of-Systems in the Power and Energy Domain: A European Perspective," *Energies*, vol. 12, no. 2, 2019, doi: [10.3390/en12020258](https://doi.org/10.3390/en12020258).
- [11] M. Mazidi, N. Rezaei, F. J. Ardakani, M. Mohiti, and J. M. Guerrero, "A hierarchical energy management system for islanded multi-microgrid clusters considering frequency security constraints," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 121, p. 106134, 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106134>.
- [12] X. Feng, A. Shekhar, F. Yang, R. E. Hebner, and P. Bauer, "Comparison of Hierarchical Control and Distributed Control for Microgrid," *Electr. Power Components Syst.*, vol. 45, no. 10, pp. 1043–1056, Jun. 2017, doi: [10.1080/15325008.2017.1318982](https://doi.org/10.1080/15325008.2017.1318982).
- [13] Y. Hua, X. Shentu, Q. Xie, and Y. Ding, "Voltage/Frequency Deviations Control via Distributed Battery Energy Storage System Considering State of Charge," *Appl. Sci.*, vol. 9, no. 6, p. 1148, Mar. 2019, doi: [10.3390/app9061148](https://doi.org/10.3390/app9061148).
- [14] J. M. Guerrero, N. Berbel, J. Matas, J. L. Sosa, and L. G. de Vicuna, "Control of Line-Interactive UPS Connected in Parallel Forming a Microgrid," in *2007 IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, 2007, pp. 2667–2672, doi: [10.1109/ISIE.2007.4375029](https://doi.org/10.1109/ISIE.2007.4375029).
- [15] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, L. G. de Vicuna, and M. Castilla, "Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids—A General Approach Toward Standardization," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, no. 1, pp. 158–172, 2011, doi: [10.1109/TIE.2010.2066534](https://doi.org/10.1109/TIE.2010.2066534).
- [16] H. Li, C. Liu, G. Li, and R. Iravani, "An Enhanced DC Voltage Droop-Control for the VSC–HVDC Grid," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 2, pp. 1520–1527, 2017, doi: [10.1109/TPWRS.2016.2576901](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2016.2576901).
- [17] G. Kim, W.; Song, S.; Jang, "Droop Control Strategy of Utility-Scale Photovoltaic Systems Using Adaptive Dead Band," *Appl. Sci.*, vol. 10, no. 8032, 2020.
- [18] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, M. Castilla, and L. G. de Vicuna, "Control Strategy for Flexible Microgrid Based on Parallel Line-Interactive UPS Systems," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 56, no. 3, pp. 726–736, 2009, doi: [10.1109/TIE.2008.2009274](https://doi.org/10.1109/TIE.2008.2009274).
- [19] P. Tugarinov, F. Truckenmüller, and B. Nold, "Digital twin of distributed energy devices," in *Forum hirnykiv. Materialy mižnarodnoi konferencii, 26-27 veresnja 2019 r*, 2019, pp. 323–331, [Online]. Available: <https://publikationen.reutlingen-university.de/frontdoor/index/index/docId/2629>.
- [20] L. D. P. Ospina, A. F. Correa, and G. Lammert, "Implementation and validation of the Nordic test system in DigSILENT PowerFactory," in *2017 IEEE Manchester PowerTech*, 2017, pp. 1–6, doi: [10.1109/PTC.2017.7980933](https://doi.org/10.1109/PTC.2017.7980933).
- [21] G. Lammert, L. D. P. Ospina, P. Pourbeik, D. Fetzter, and M. Braun,

- "Implementation and validation of WECC generic photovoltaic system models in DigSILENT PowerFactory," in *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, 2016, pp. 1–5, doi: 10.1109/PESGM.2016.7741608.
- [22] H.-A. Park, G. Byeon, W. Son, H.-C. Jo, J. Kim, and S. Kim, "Digital Twin for Operation of Microgrid: Optimal Scheduling in Virtual Space of Digital Twin," *Energies*, vol. 13, no. 20, p. 5504, Oct. 2020, doi: 10.3390/en13205504.
- [23] I. Nashirul Haq, D. Kurniadi, E. Leksono, B. Yulianto, and F. X. N. Soelami, "Performance Analysis of Energy Storage in Smart Microgrid Based on Historical Data of Individual Battery Temperature and Voltage Changes," *J. Eng. Technol. Sci.*, vol. 51, p. 149, Apr. 2019, doi: 10.5614/j.eng.technol.sci.2019.51.2.1.
- [24] Kementrian ESDM, *Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No. 3 Tahun 2007 Tentang Aturan Sistem Tenaga Listrik Jawa-Madura-Bali*. 2007.
- [25] L. Rolim, M. Alves, T. M. L. Assis, P. O. L. Gatta, and G. N. Taranto, "Virtual inertia impact on microgrid voltage and frequency control," in *2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE)*, 2018, pp. 1–6, doi: 10.1109/SBSE.2018.8395661.