ULIL ALBAB : Jurnal Ilmiah Multidisiplin
Vol.5, No.11, Oktober 2026

Analisis *Small-Signal Stability* Berbasis *Eigenvalue* dan Simulasi *Time-Domain* pada Sistem Tenaga Listrik dengan Interkoneksi Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) 126 MW

Haikal Ali[1], Nurmela[2]
[1,2]Universitas Siliwangi, Indonesia
E-mail: haiikalali23@gmail.com

Article History:
Received: 09 Juli 2026
Revised: 20 September 2026
Accepted: 06 Oktober 2026

Keywords: *Small-signal stability; Eigenvalue analysis; Time-Domain simulation; PLTS; DIgSILENT PowerFactory.*

Abstrak: *Penetrasi pembangkit energi terbarukan berbasis inverter, khususnya Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) skala utilitas, memunculkan tantangan baru terhadap stabilitas dinamik sistem tenaga listrik akibat berkurangnya inersia sistem dan berubahnya karakteristik interaksi elektromekanis-elektromagnetik antar-generator. Penelitian ini bertujuan menganalisis pengaruh interkoneksi PLTS berkapasitas 126 MW terhadap Small-Signal Stability pada sistem kelistrikan Kalimantan Tengah menggunakan dua pendekatan yaitu analisis Eigenvalue (Modal Analysis) beserta Participation Factor, dan simulasi Time-Domain berbasis skenario Load Step Change. Seluruh simulasi dilakukan menggunakan perangkat lunak DIgSILENT PowerFactory dengan memodelkan PLTS. Parameter yang dianalisis meliputi nilai eigen (λ), frekuensi osilasi teredam (fd), rasio redaman (ζ), participation factor variabel keadaan, sudut rotor generator, dan waktu penetapan (settling time). Hasil penelitian menunjukkan integrasi PLTS 126 MW menggeser bagian real dari Eigenvalue dominan dari −0,3584 menjadi −1,1114, meningkatkan rasio redaman dari 5,01% menjadi 10,83%, serta menaikkan frekuensi osilasi lokal dari 1,14 Hz menjadi 1,62 Hz. Simulasi Time-Domain pada skenario Load Step Change mengonfirmasi temuan tersebut, dengan settling time pascaintegrasi PLTS yang jauh lebih singkat dan steady-state error yang tereduksi dari +0,108° menjadi +0,003°. Disimpulkan bahwa, pada konfigurasi jaringan yang dikaji, interkoneksi PLTS 126 MW memberikan efek penguatan margin stabilitas sinyal kecil, meskipun karakteristik tetap bergantung pada kekuatan jaringan, rasio penetrasi dan parameter pengendali inverter.*

PENDAHULUAN

Transisi menuju sistem kelistrikan rendah karbon telah mendorong percepatan penetrasi Energi Baru Terbarukan (EBT) ke dalam jaringan tenaga listrik konvensional di berbagai belahan dunia (Hatziargyriou et al., 2021; Nguyen & Kim., 2023). Kapasitas terpasang energi terbarukan global tercatat tumbuh signifikan dalam satu dekade terakhir, dengan hambatan teknis utama berupa fluktuasi tegangan, ketidakstabilan frekuensi akibat berkurangnya inersia, serta kongesti jaringan yang menimbulkan kerugian ekonomi dan potensi pembatasan pembangkitan energi terbarukan (Nguyen & Kim., 2023). Indonesia, sebagai negara dengan potensi energi surya yang sangat besar, menetapkan target bauran EBT sebesar 23% pada tahun 2025 melalui Rencana Umum Energi Nasional (RUEN) (Bovesecchi et al., 2024).

Perkembangan PLTS skala utilitas di Indonesia menunjukkan tren peningkatan yang pesat, ditandai dengan beroperasinya sejumlah proyek besar seperti PLTS Terapung Cirata berkapasitas 192 MWp di Jawa Barat serta berbagai proyek PLTS skala menengah-besar di wilayah luar Jawa sebagai bagian dari program de-dieselisasi dan diversifikasi bauran energi PT PLN (Persero) (Amir et al., 2024; Prahastono et al., 2024). Namun demikian, percepatan penetrasi ini tidak lepas dari konsekuensi teknis yang harus diantisipasi, terutama terkait karakteristik dasar PLTS sebagai *Inverter-Based Resource* (IBR) yang secara fundamental berbeda dari generator sinkron konvensional.

Di sisi lain, penggantian sebagian pembangkitan sinkron oleh IBR menyebabkan penurunan inersia sistem secara agregat, karena inverter tidak menyimpan dan melepaskan energi kinetik rotasional sebagaimana generator sinkron (Khazaei et al., 2020; Song et al., 2023). Penurunan inersia ini berimplikasi pada meningkatnya laju perubahan frekuensi (*Rate of Change of Frequency*/RoCoF) pascagangguan, memperbesar risiko misoperasi peralatan proteksi, serta berpotensi mengubah karakteristik redaman pada mode osilasi elektromekanis antar-generator (Ahmed et al., 2021; Fu et al., 2022). Beberapa kajian melaporkan bahwa penurunan inersia sistem dapat mencapai puluhan persen seiring meningkatnya pangsa pembangkit non-sinkron dalam sistem perencanaan jangka menengah (Ahmed et al., 2021). Meskipun demikian, dampak interkoneksi IBR terhadap redaman mode osilasi elektromekanis tidak selalu bersifat negatif; sejumlah studi memperlihatkan bahwa penggantian sebagian beban generator sinkron eksisting oleh IBR dapat meringankan titik operasi generator tersebut sehingga sistem eksitasi dan governor merespons deviasi transien dengan lebih optimal, menghasilkan peningkatan rasio redaman pada kondisi tertentu (Li et al., 2021; Li et al., 2022; Dozein et al., 2022). Hasil ini menjadikan kajian kuantitatif berbasis studi kasus nyata menjadi penting untuk dilakukan pada setiap konfigurasi jaringan.

Dalam kerangka analisis stabilitas sistem tenaga, *Small-Signal Stability* didefinisikan sebagai kemampuan sistem untuk mempertahankan sinkronisme di bawah gangguan kecil yang terjadi secara kontinu, seperti fluktuasi beban dan pembangkitan dalam skala normal operasi (Kundur et al., 2004). Berbeda dengan stabilitas transien yang menganalisis respons terhadap gangguan besar, *Small-Signal Stability* dikaji melalui model *state-space* sistem di sekitar titik operasi tertentu, kemudian dievaluasi melalui perhitungan nilai eigen (*Eigenvalue*) dari matriks Jacobian (Kundur et al., 1994). Bagian real dari *Eigenvalue* menentukan laju peluruhan osilasi, sedangkan bagian imajiner menentukan frekuensi osilasi alami mode yang bersangkutan. Analisis *Participation Factor* selanjutnya digunakan untuk mengidentifikasi keterkaitan antara variabel keadaan (state variable) tertentu, misalnya sudut rotor ($\Delta\delta$), kecepatan rotor ($\Delta\omega$), dan fluks medan (ψ), dengan mode osilasi kritis, sehingga sumber ketidakstabilan dapat ditelusuri secara presisi (Nandanoori et al., 2020). Pendekatan analisis *Eigenvalue* telah menjadi metode standar dalam studi stabilitas sinyal kecil pada sistem dengan penetrasi IBR tinggi, sebagaimana banyak diterapkan pada

penelitian-penelitian terbaru terkait grid-following maupun grid-forming inverter (Zhang et al., 2021; Sun et al.,2024).

Meskipun analisis *Eigenvalue* memberikan wawasan matematis yang mendalam mengenai karakteristik modal sistem, validasi terhadap perilaku sistem yang sebenarnya dalam domain waktu tetap diperlukan. *Time-Domain* Simulation (TDS) memungkinkan observasi langsung terhadap respons dinamik variabel keadaan sistem terhadap gangguan diskret, seperti perubahan beban mendadak (*load step change*) atau pelepasan unit pembangkit, sehingga dapat memvalidasi secara empiris temuan analisis modal sekaligus mengungkap perilaku non-linear yang tidak tertangkap oleh model linier. Kombinasi antara *Eigenvalue* Analysis dan *Time-Domain* Simulation, sebagaimana direkomendasikan oleh IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, memberikan kerangka analisis yang komprehensif: yang pertama mengungkap karakteristik modal intrinsik sistem, sedangkan yang kedua memvalidasi manifestasi praktis dari karakteristik tersebut pada skenario operasi realistis.

Penelitian terdahulu telah banyak mengkaji stabilitas sinyal kecil pada sistem dengan penetrasi PLTS maupun sumber energi terbarukan berbasis inverter lainnya. Li et al (2023) mengembangkan model small-signal untuk sistem dengan kombinasi grid-following dan grid-forming inverter, menunjukkan bahwa penambahan IBR grid-following cenderung menurunkan margin stabilitas, sedangkan konversi menjadi grid-forming dapat memperbaikinya pada kondisi jaringan lemah. Nandanoori et al (2020) merumuskan kondisi stabilitas sinyal kecil terdistribusi untuk mikrogrid berbasis inverter yang tidak seimbang. Zhou et al (2023) mengkaji stabilitas osilatori sinyal kecil pada ladang PLTS dengan konfigurasi daisy-chain, menemukan bahwa jumlah inverter yang terhubung secara berantai memengaruhi risiko ketidakstabilan osilatori kolektif. Pada ranah kestabilan sinkronisasi PLL, Lin et al (2022) mengusulkan metode decoupling antara dinamika PLL dan impedansi jaringan untuk memperbaiki stabilitas sinyal kecil pada jaringan lemah, sementara Dozein et al (2022) mengeksplorasi dinamika IBR pada jaringan distribusi lemah secara lebih umum. Pada sisi stabilitas frekuensi dan inersia, sejumlah studi Fu et al (2022); Khazaei et al (2020); Ahmed et al (2021); Nour et al (2023) mengonfirmasi bahwa penurunan inersia akibat penetrasi IBR memerlukan strategi mitigasi seperti virtual inertia dan pengendali frekuensi tambahan berbasis energy storage.

Sebagian besar penelitian tersebut, bagaimanapun, terbatas pada permodelan generik, sistem uji standar (test system), atau simulasi elektromagnetik jangka pendek pada level inverter tunggal, tanpa mengaitkannya secara eksplisit dengan simulasi *Time-Domain* pada level sistem interkoneksi nyata berskala provinsi/regional. Selain itu, studi kasus mengenai integrasi PLTS berkapasitas besar (>100 MW) pada sistem kelistrikan Indonesia bagian luar Jawa, khususnya Kalimantan, masih relatif terbatas dipublikasikan, meskipun kawasan tersebut menjadi salah satu prioritas pengembangan energi terbarukan nasional (Al-Ohaly et al., 2023; Prahastono et al., 2024). *Research gap* yang teridentifikasi meliputi: (1) minimnya kajian kuantitatif yang mengombinasikan analisis *Eigenvalue* dan *participation factor* dengan validasi *Time-Domain* pada sistem interkoneksi PLTS berkapasitas besar; (2) kurangnya studi yang mengaitkan pergeseran karakteristik *damping ratio*, frekuensi osilasi dengan indikator domain waktu seperti *settling time* dan *steady-state error* sudut rotor. Berdasarkan kesenjangan tersebut, penelitian ini memberikan kontribusi sebagai berikut: pertama, menyajikan analisis mengenai pengaruh interkoneksi PLTS 126 MW terhadap parameter modal sistem (*Eigenvalue*, *damping ratio*, frekuensi osilasi) pada sistem kelistrikan Kalimantan Tengah. Kedua, memvalidasi temuan analisis modal tersebut melalui simulasi *Time-Domain* berbasis skenario *Load Step Change*. Dengan demikian, penelitian ini diharapkan dapat memberikan basis teknis yang kuat bagi perencana dan operator sistem tenaga

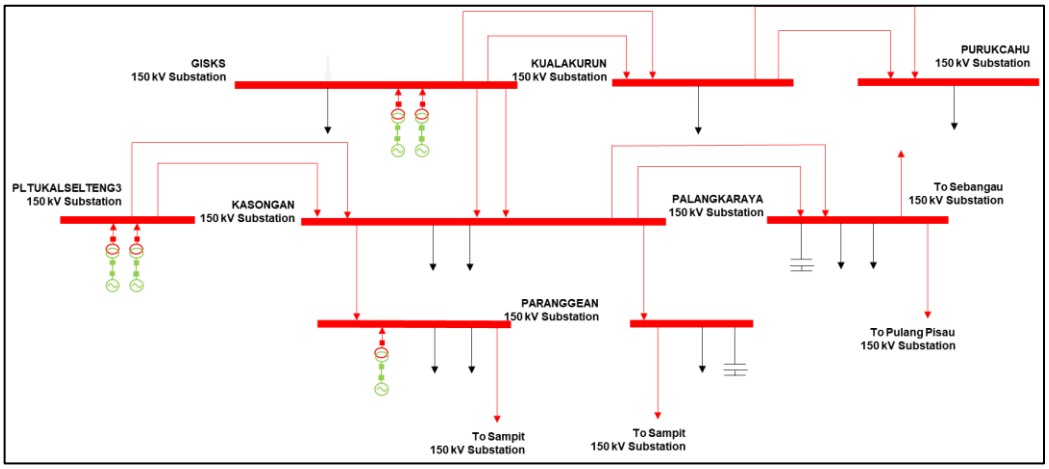
dalam merumuskan kebijakan interkoneksi PLTS skala besar yang tetap menjaga keandalan dan stabilitas dinamik jaringan.

METODE PENELITIAN

Penelitian ini menggunakan pendekatan simulasi numerik berbasis model state-space linier dan model non-linear domain waktu, yang diimplementasikan pada perangkat lunak DIgSILENT PowerFactory. Tahapan penelitian meliputi pemodelan sistem kelistrikan eksisting, pemodelan PLTS sebagai grid-following inverter, pembentukan model linier untuk analisis *Eigenvalue*, penetapan skenario gangguan untuk simulasi time-domain, serta interpretasi hasil melalui perbandingan kondisi before dan after interkoneksi PLTS.

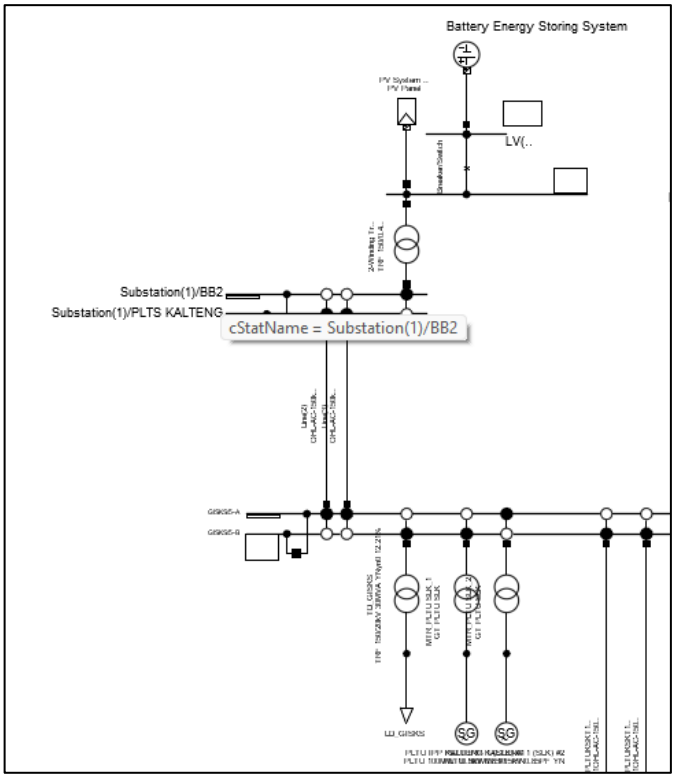
Sistem Kelistrikan

Dalam penelitian ini, pemodelan sistem kelistrikan wilayah Kalimantan Tengah terlihat pada gambar 1 mencakup 14 unit pembangkit berdaya total 902,096 MW dan jaringan transmisi yang menghubungkan 49 Gardu Induk (GI) 150 kV. Unit pembangkitan dengan andalan daya terbesar adalah PLTU IPP Kalteng-1 (100 MW).



Gambar 1. Single Line Diagram Sistem 150 kV Kalimantan Tengah (Disederhanakan)

Guna mensimulasikan penetrasi energi terbarukan berskala besar ke jaringan utama, sebuah PLTS direncanakan berintegrasi ke GI PLTU SKS 150 kV dengan jarak transmisi sejauh 10 km sebagaimana diilustrasikan pada Gambar 2. Kapasitas output PLTS ditetapkan sebesar 126 MWac. Penggunaan satuan MWac (bukan daya puncak DC atau MWp) ini didasarkan pada pertimbangan adanya konversi daya oleh inverter dari sisi modul surya ke sisi grid AC.



Gambar 2. Titik integrasi PLTS

Simulasi *Small Signal Stability*

Analisis *Small-Signal Stability* dilakukan dengan melinierisasi model non-linear sistem tenaga di sekitar titik operasi (*operating point*) menjadi bentuk *state-space*. Karakteristik dinamik sistem ditentukan oleh nilai eigen (*Eigenvalue*) matriks A, yang diperoleh dari solusi persamaan karakteristik:

$$det(A - \lambda I) = 0$$

Setiap nilai eigen λ_i umumnya berbentuk kompleks konjugat:

$$\lambda_i = \sigma_i \pm j\omega_i$$

Dengan σ_i menyatakan bagian real (real part) yang menentukan laju peluruhan atau pertumbuhan amplitudo osilasi, dan ω_i menyatakan frekuensi osilasi natural dalam rad/s. Kestabilan sinyal kecil terpenuhi apabila seluruh bagian real *Eigenvalue* bernilai negatif ($\sigma_i < 0$), yang berarti deviasi kecil pada variabel keadaan akan meluruh menuju nol seiring waktu.

Frekuensi osilasi teredam (*damped frequency*) dalam satuan Hz dihitung melalui:

$$f_d = \frac{\omega_i}{2\pi}$$

sedangkan rasio redaman (damping ratio) dari setiap mode osilasi dihitung dengan:

$$\zeta = \frac{\sigma i}{\sqrt{(\sigma i^2 + \omega i^2)}}$$

Nilai ζ merepresentasikan seberapa cepat osilasi teredam relatif terhadap frekuensinya; standar praktik operasi sistem tenaga umumnya mensyaratkan ζ minimum sebesar 3–5% agar mode osilasi elektromekanis dianggap memiliki margin redaman yang memadai (Hatziargyriou et al., 2021).

Untuk mengidentifikasi keterkaitan antara mode osilasi tertentu dengan variabel keadaan penyusunnya, dilakukan analisis Participation Factor. Participation factor p_{ki} dari state ke-k terhadap mode ke-i didefinisikan sebagai:

$$p_{ki} = \varphi_{ki} \cdot \psi_{ik}$$

dengan φ_ki adalah elemen ke-k dari vektor eigen kanan (*right eigenvector*) mode ke-i, dan ψ_{ik} adalah elemen ke-i dari vektor eigen kiri *(left eigenvector*) yang berasosiasi dengan state ke-k. Participation factor bersifat tak berdimensi (dinormalisasi) sehingga dapat digunakan untuk membandingkan kontribusi relatif setiap variabel keadaan terhadap mode osilasi kritis, termasuk untuk menelusuri apakah suatu mode osilasi didominasi oleh interaksi antar-generator sinkron (mode elektromekanis lokal/inter-area) atau oleh dinamika kendali inverter PLTS (mode kontrol elektronika daya) (Nandanoori et al., 2020).

Keluaran modul *Modal Analysis* pada DIgSILENT PowerFactory menyajikan, untuk setiap kombinasi mode dan variabel keadaan, parameter berikut: (a) *Mode Index* sebagai penanda urutan mode dalam daftar seluruh *Eigenvalue* sistem; (b) *Real Part* dan *Imaginary Part* dari *Eigenvalue* mode yang bersangkutan; (c) *Damped Frequency* dan *Damping Ratio* hasil turunan langsung dari *real* dan *imaginary part*; (d) *Controllability*, yang menyatakan seberapa besar dan pada sudut fasa berapa suatu mode dapat dipengaruhi oleh sinyal masukan (kendali) tertentu, dinyatakan dalam *magnitude* dan *angle* (termasuk magnitude bertanda/signed); (e) *Observability*, yang menyatakan seberapa besar mode tersebut pada sinyal keluaran (pengukuran) tertentu; dan (f) *Participation*, yang menyatakan kontribusi relatif variabel keadaan tertentu terhadap mode yang bersangkutan, juga dinyatakan dalam magnitude dan angle.

Time Domain Simulation

Simulasi *Time-Domain* dilakukan untuk memvalidasi hasil analisis *Eigenvalue* melalui observasi langsung terhadap respons dinamik non-linear sistem akibat gangguan diskret. Dua jenis gangguan disimulasikan pada penelitian ini. Pertama, perubahan beban (load step change), yaitu penambahan beban secara mendadak pada bus beban tertentu pada waktu tertentu (t = 1,0 s), yang merepresentasikan fluktuasi beban industri skala besar yang umum terjadi pada sistem kelistrikan Kalimantan Tengah. Selama simulasi, log data numerik untuk variabel keadaan, meliputi sudut rotor relatif generator (Δδ atau cfirel dalam notasi *PowerFactory*), kecepatan rotor (Δω), tegangan bus, serta daya aktif dan reaktif pada titik interkoneksi PLTS. Ekstraksi parameter dinamik dari log data *Time-Domain* dilakukan melalui: (a) identifikasi periode osilasi (T) berdasarkan selisih waktu antar-puncak gelombang osilasi pertama, dengan frekuensi osilasi dihitung sebagai f = 1/T; (b) evaluasi *settling time*, yaitu waktu yang dibutuhkan osilasi untuk meluruh dan (c) evaluasi *steady-state error* terhadap titik operasi awal, sebagai indikator ketangguhan sistem.

Skenario Penelitian

Untuk memperoleh gambaran pengaruh interkoneksi PLTS secara menyeluruh, penelitian ini menetapkan empat skenario simulasi sebagai berikut:

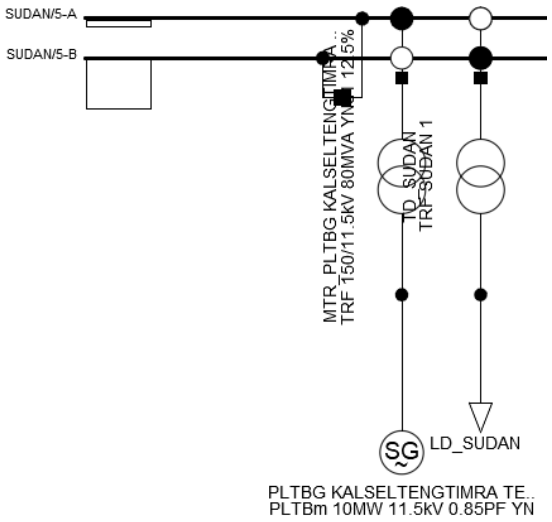
1. Skenario (Kondisi Eksisting/*Before* PLTS): Simulasi *Modal Analysis* dan aliran daya pada

kondisi jaringan tanpa interkoneksi PLTS.

2. Skenario (Kondisi Terintegrasi/*After* PLTS 126 MW): Simulasi *Modal Analysis* pada kondisi jaringan setelah PLTS 126 MW terhubung penuh.
3. Skenario (Load Step Change 5% pada Kondisi Before PLTS): Simulasi *Time-Domain* dengan penambahan beban sebesar 5% dari beban dasar 17,9 MW (setara ±0,895 MW) yang diterapkan secara mendadak pada t = 1,0 s, pada kondisi jaringan tanpa PLTS,
4. Skenario (Load Step Change 5% pada Kondisi After PLTS 126 MW): Simulasi *Time-Domain* dengan skenario gangguan beban identik dengan Skenario 3, namun diterapkan pada kondisi jaringan yang telah terintegrasi dengan PLTS 126 MW

HASIL DAN PEMBAHASAN

Pada simulasi *eigenvalue* dan *time-domain* dianalisis dari pembangkit yang memiliki nilai damping ratio paling rendah yaitu PLTBG Kalseltengtimra Tersebar seperti yang ditunjukkan pada gambar 2.



Gambar 3. PLTBG Kalseltengtimra Tersebar

Analisis *Eigenvalue*

Dalam penelitian ini, penelusuran detail dilakukan pada variabel keadaan fluks medan psi1d milik PLTBG Kalseltengtimra Tersebar yang menjadi objek pengamatan, untuk mode osilasi dominan pada kondisi *Before* PLTS (*Mode Index* 1) dan After PLTS 126 MW *(Mode Index* 29), sebagaimana dirangkum pada Tabel 1.

Tabel 1. Perbandingan Parameter Eigenvalue Before dan After PLTS 126 MW

Parameter	Before PLTS	After PLTS 126 MW	Perubahan
Nilai Eigen (λ)	−0,358408 ± j7,147223	−1,111365 ± j10,20274	Bergeser ke kiri bidang kompleks
Frekuensi Teredam (fd)	1,137516 Hz	1,623817 Hz	+0,486 Hz (naik 42,8%)
Rasio Redaman (ζ)	5,0084 %	10,8288 %	+5,82 poin persentase (naik ≈116%)

Hasil simulasi *Modal Analysis* pada kondisi eksisting menunjukkan mode osilasi elektromekanis dominan pada nilai eigen $\lambda = -0{,}358408 \pm j7{,}147223$, dengan frekuensi teredam sebesar 1,137516 Hz dan rasio redaman sebesar 5,0084%. Secara teoretis, bagian real yang bernilai negatif ($\sigma = -0{,}358408$) membuktikan bahwa deviasi pada variabel keadaan akan meluruh terhadap waktu, sehingga sistem dinyatakan stabil secara sinyal kecil. Frekuensi osilasi sebesar 1,14 Hz berada pada rentang mode osilasi lokal, yang lazimnya berkisar antara 0,8–2,0 Hz pada sistem interkoneksi regional dengan jumlah unit generator terbatas. Rasio redaman sebesar 5,00% menunjukkan bahwa sistem eksisting berada pada batas ambang minimum standar keandalan jaringan (*grid code*) yang mensyaratkan $\zeta \geq 3$–5%.

Setelah PLTS 126 MW diintegrasikan ke dalam sistem, perhitungan *Eigenvalue* ulang menunjukkan perubahan signifikan pada parameter mode osilasi dominan menjadi $\lambda = -1{,}111365 \pm j10{,}20274$, dengan frekuensi teredam 1,623817 Hz dan rasio redaman 10,8288%. Pergeseran bagian real *Eigenvalue* yang semakin jauh ke sisi kiri bidang kompleks (dari −0,358 menjadi −1,111) mengindikasikan penguatan laju peluruhan osilasi, yang secara langsung berkorelasi dengan peningkatan rasio redaman hingga lebih dari dua kali lipat. Fenomena ini dapat dijelaskan melalui dua mekanisme utama. Pertama, Peningkatan Torsi Redaman: masuknya PLTS ke dalam sistem merelaksasi pembebanan generator sinkron eksisting, karena sebagian daya aktif yang semula dipikul oleh generator kini disuplai oleh inverter PLTS. Titik operasi generator sinkron yang lebih ringan memungkinkan AVR merespons deviasi transien dengan torsi redaman yang lebih optimal, sejalan dengan mekanisme yang dilaporkan pada studi-studi sistem dengan penetrasi IBR pada jaringan yang cukup kuat (Li et al., 2023).

Tabel 2. Detail Controllability, Observability, dan Participation Factor Variabel Keadaan

Parameter Modal (State Variable: psi1d)	Before PLTS (Mode Index 1)	After PLTS (Mode Index 29)
Bagian Real	−0,358408 1/s	−1,111365 1/s
Bagian Imajiner	7,147223 rad/s	10,20274 rad/s
Frekuensi Teredam	1,137516 Hz	1,623817 Hz
Rasio Redaman (Damping Ratio)	5,0084 %	10,8288 %
Controllability – Magnitude	0,000849	0,000000
Controllability – Angle	31,163°	180°
Controllability – Magnitude (signed)	0,000726	0,000000
Observability	-	-
Participation – Magnitude	0,001178	0,000000
Participation – Angle	84,8°	180°
Participation – Magnitude (signed)	0,000107	0,000000

Sebagaimana dirangkum pada Tabel 2, memperkuat interpretasi di atas dari sudut pandang *controllability* dan *participation factor*. Pada kondisi Before PLTS (*Mode Index 1*), variabel psi1d menunjukkan nilai controllability magnitude sebesar 0,000849 pada sudut 31,163° dan *participation magnitude* sebesar 0,001178 pada sudut 84,8°. Nilai-nilai ini tergolong sangat kecil

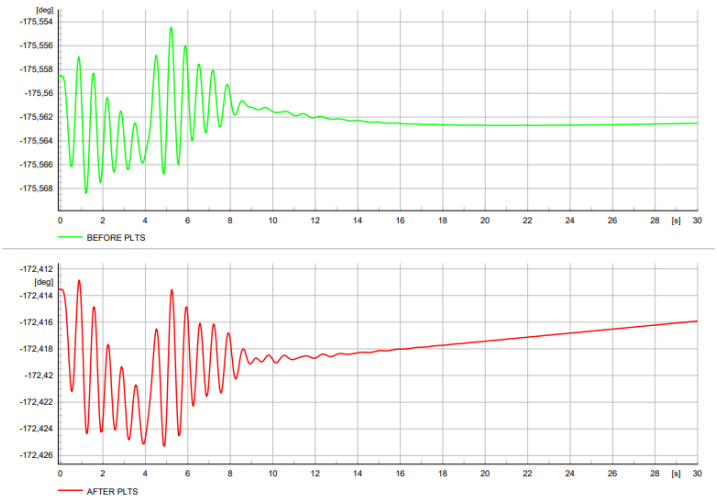
(mendekati nol) dibandingkan skala normalisasi *participation factor* pada umumnya, yang mengindikasikan bahwa mode osilasi 1,14 Hz pada kondisi eksisting secara dominan digerakkan oleh pasangan variabel sudut rotor (Δδ) dan kecepatan rotor (Δω). Pada kondisi After PLTS (*Mode Index 29*), nilai *controllability* dan *participation* untuk variabel psi1d yang sama tercatat nol (magnitude 0,000000 pada sudut 180°), yang berarti kontribusi variabel fluks medan generator tersebut terhadap mode osilasi dominan pascaintegrasi PLTS menjadi sepenuhnya terabaikan. Temuan ini memperkuat argumen bahwa mode osilasi setelah interkoneksi PLTS mengalami pergeseran karakter modal bergerak semakin murni menjadi interaksi elektromekanis antar-elemen jaringan yang lebih kaku, tanpa keterlibatan berarti dari dinamika sirkuit medan generator yang diamati. Karena *controllability* variabel psi1d terhadap mode kritis sangat kecil bahkan nol pascaintegrasi PLTS, upaya peredaman tambahan pada unit generator yang diamati perlu diarahkan pada kanal kendali yang memiliki *controllability* lebih signifikan terhadap mode tersebut.

Keunggulan skenario *Load Step Change* juga tampak pada analisis pada t = 30 s menunjukkan bahwa sistem tanpa PLTS menetap pada sudut rotor −175,450°, yang berarti terdapat *steady-state error* sebesar +0,108° dari posisi awal akibat tambahan beban. Sebaliknya, sistem terintegrasi PLTS menetap pada −172,410°, dengan penyimpangan yang tereduksi secara drastis menjadi hanya +0,003° — sebuah reduksi lebih dari 97% dibandingkan kondisi *Before* PLTS. Hal ini membuktikan bahwa kehadiran PLTS 126 MW membuat generator konvensional eksisting jauh lebih tidak rentan terhadap deviasi posisi rotor akibat fluktuasi daya aktif, sebuah konsekuensi langsung dari berkurangnya beban rata-rata yang harus dipikul oleh masing-masing unit generator sinkron.

Keunggulan redaman yang teramati bersifat kondisional terhadap rasio penetrasi PLTS terhadap kapasitas total sistem; penetrasi yang berlebihan berpotensi membalikkan tren ini seiring berkurangnya jumlah generator sinkron yang tersisa untuk menyediakan torsi sinkronisasi dan redaman [5], [20]. Bagi konteks sistem kelistrikan Indonesia, khususnya sistem-sistem regional di luar Jawa-Bali dengan kapasitas pembangkitan yang relatif kecil dan jumlah unit sinkron terbatas, temuan ini mengindikasikan bahwa interkoneksi PLTS skala besar dapat menjadi peluang sekaligus risiko: peluang berupa potensi penguatan margin stabilitas sinyal kecil pada kondisi grid yang cukup kuat, namun risiko berupa kerentanan terhadap penurunan inersia apabila penetrasi terus meningkat tanpa mitigasi teknis (EPRI., 2020; Fu et al., 2022; Nour et al., 2023).

Analisis *Time-Domain*

Hasil dari simulasi *Time-Domain* secara visualisasi ditunjukkan pada gambar 4



Gambar 4. Kurva Time-Domain

Temuan dari hasil *Modal Analysis* divalidasi melalui hasil simulasi *Time-Domain* pada gambar 2 dengan skenario *Load Step Change* pada t = 1,0 s. Tabel 3 menunjukkan bahwa pada kondisi tunak pra-gangguan, sistem Before PLTS beroperasi stabil pada sudut rotor −175,5586°, sedangkan pascaintegrasi PLTS 126 MW, profil aliran daya berubah signifikan sehingga titik operasi generator referensi bergeser menjadi −172,4136° akibat berkurangnya beban generator. Pergeseran titik operasi ini secara memvalidasi dasar fisik dari peningkatan torsi redaman yang terdeteksi pada *Modal Analysis*. Pada kondisi Before PLTS, puncak pertama dan kedua terjadi pada t = 1,4883 s dan t = 2,3683 s (T = 0,88 s), menghasilkan frekuensi osilasi f = 1/0,88 = 1,136 Hz nilai yang mengonfirmasi secara presisi hasil perhitungan *Eigenvalue* sebesar 1,137 Hz. Pada kondisi After PLTS, puncak osilasi tercatat lebih rapat pada t = 1,3417 s dan t = 1,9550 s (T = 0,6133 s), menghasilkan frekuensi osilasi f = 1/0,6133 = 1,63 Hz, selaras dengan diagnosis matematis sebesar 1,62 Hz dan membuktikan nilai yang telah diidentifikasi melalui analisis *Eigenvalue*.

Tabel 3. Ringkasan Data Simulasi Time-Domain
(Skenario Load Step Change, t = 1,0s)

Parameter Time-Domain	Before PLTS	After PLTS 126 MW
Titik operasi pra-gangguan (sudut rotor)	−175,5586°	−172,4136°
Puncak osilasi 1 & 2 (t)	1,4883 s ; 2,3683 s	1,3417 s ; 1,9550 s
Periode osilasi (T)	0,88 s	0,6133 s
Frekuensi osilasi riil (f = 1/T)	1,136 Hz	1,63 Hz
t = 30 s	−175,450°	−172,410°
Steady-state error	+0,108°	+0,003°

Dari sisi evaluasi waktu redam (*transient settling time*), dampak peningkatan *damping ratio* terlihat sangat jelas pada data log time-domain. Pada sistem After PLTS, osilasi berhasil diredam secara agresif; pada t = 10,0 s, fluktuasi sudut rotor telah menyusut ke dalam skala orde mikroskopis, menunjukkan efisiensi redaman yang merepresentasikan nilai ζ = 10,82%. Sebaliknya, pada sistem Before PLTS dengan ζ = 5,00%, osilasi terbukti berumur jauh lebih

panjang; sistem masih mengalami ayunan melewati t = 15,0 s dan membutuhkan waktu hampir dua kali lipat lebih lama untuk mencapai kondisi *steady state*. Hasil ini konsisten dengan hubungan teoretis antara damping ratio dan *settling time*, di mana *settling time* berbanding terbalik dengan hasil kali ζ dan frekuensi natural sistem semakin besar ζ, semakin cepat osilasi meluruh menuju nol.

KESIMPULAN

Penelitian ini menganalisis pengaruh interkoneksi PLTS berkapasitas 126 MW terhadap karakteristik *small-signal stability* sistem transmisi 150 kV Kalimantan Tengah menggunakan pendekatan *Modal Analysis* dan *Time-Domain Simulation* pada perangkat lunak DIgSILENT PowerFactory. Hasil penelitian menunjukkan bahwa interkoneksi PLTS memberikan dampak positif terhadap performa dinamik sistem. Hal ini ditunjukkan oleh pergeseran bagian real nilai eigen dari −0,358408 menjadi −1,111365 yang menandakan peningkatan margin kestabilan sinyal kecil. Selain itu, rasio redaman meningkat dari 5,0084% menjadi 10,8288%, atau sekitar 116%, sehingga kemampuan sistem dalam meredam osilasi menjadi lebih baik.

Peningkatan kestabilan tersebut juga tercermin pada perubahan karakteristik osilasi sistem. Frekuensi osilasi meningkat dari 1,137516 Hz menjadi 1,623817 Hz dan hasilnya konsisten dengan simulasi *time-domain*, yang menunjukkan penguatan kekakuan elektris (*electrical stiffness*) setelah interkoneksi PLTS. Dari sisi respons transien, waktu pemulihan (*settling time*) berkurang hampir 50%, sedangkan *steady-state error* sudut rotor menurun lebih dari 97%, yang menunjukkan peningkatan ketangguhan sistem terhadap gangguan perubahan beban.

Konsistensi hasil antara analisis modal dan simulasi domain waktu, dengan selisih frekuensi osilasi kurang dari 1%, menunjukkan bahwa kedua pendekatan saling memvalidasi dan efektif digunakan untuk mengevaluasi kestabilan sinyal kecil pada sistem tenaga dengan penetrasi PLTS berskala besar. Secara keseluruhan, penelitian ini membuktikan bahwa integrasi PLTS 126 MW pada sistem kelistrikan Kalimantan Tengah tidak menurunkan stabilitas sistem, tetapi justru meningkatkan karakteristik redaman dan mempercepat respons dinamik jaringan terhadap gangguan operasi.

Penelitian selanjutnya disarankan melakukan validasi hasil simulasi menggunakan data pengukuran lapangan, misalnya melalui pemanfaatan *Phasor Measurement Unit* (PMU), sehingga tingkat kesesuaian antara model simulasi dan kondisi operasi aktual dapat dievaluasi secara lebih komprehensif. Selain itu, kajian dapat diperluas dengan menguji berbagai tingkat penetrasi PLTS, konfigurasi inverter, maupun kombinasi gangguan seperti perubahan beban, gangguan hubung singkat, dan pelepasan pembangkit untuk memperoleh gambaran yang lebih menyeluruh mengenai karakteristik kestabilan sistem tenaga.

Dari sisi implementasi, hasil penelitian ini dapat menjadi masukan bagi operator sistem dan perencana jaringan dalam penyusunan studi kelayakan interkoneksi PLTS skala besar. Setiap rencana integrasi pembangkit berbasis energi terbarukan sebaiknya disertai analisis *small-signal stability* yang spesifik terhadap karakteristik jaringan setempat, mengingat pengaruh interkoneksi sangat dipengaruhi oleh topologi sistem, parameter pembangkit, serta kondisi operasi masing-masing wilayah.

DAFTAR REFERENSI

Ahmed, S., Rahman, M., & Blaabjerg, F. (2021). Small-signal model and stability control for grid-connected PV inverter to a weak grid. *Energies, 14*(13)

Al-Ohaly, K., Alsokhiry, F., & Al-Turki, Y. (2023). Impact of the high penetration of renewable

energy sources on the frequency stability of the Saudi grid. *Electronics, 12*(6)

Amir, M., Zaery, M., Singh, K., Hussain, S. M. S., & Abido, M. A. (2024). Enhancement of frequency regulation by TFOID controller in hybrid renewable energy with battery storage system-based multi-area microgrids. *12*, 110813–110828.

Berg, M., Aapro, A., Luhtala, R., & Messo, T. (2020). Small-signal analysis of photovoltaic inverter with impedance-compensated phase-locked loop in weak grid. *IEEE Transactions on Energy Conversion, 35*(1), 347–355.

Blaabjerg, F., Teodorescu, R., Liserre, M., & Timbus, A. V. (2006). Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics, 53*(5), 1398–1409.

Bovesecchi, G., Pierro, M., Petitta, M., & Cornaro, G. (2024). Flexible photovoltaic systems for renewable energy integration in Lazio region, Italy. *Energy Reports, 12*, 1221–1234.

Chen, J., Liu, M., Geng, H., & O'Donnell, T. (2022). Impact of PLL frequency limiter on synchronization stability of grid feeding converter. *IEEE Transactions on Power Systems, 37*(6), 4614–4617.

Dozein, M. G., Pal, B. C., & Mancarella, P. (2022). Dynamics of inverter-based resources in weak distribution grids. *IEEE Transactions on Power Systems, 37*(5), 3682–3692.

Electric Power Research Institute, & North American Electric Reliability Corporation. (2020). *Implications of reduced inertia levels on the electricity system: Technical report on the challenges and solutions for system operations with very high penetrations of non-synchronous resources* (Technical Report No. 3002014970).

Fu, R., Wang, X., Zhang, Y., & Li, L. (2022). Inertial and primary frequency response of PLL synchronized VSC interfaced energy resources. *IEEE Transactions on Power Systems, 37*(4), 2998–3013.

Hatziargyriou, N., Milanovic, J., Rahmann, C., Ajjarapu, V., Canizares, C., Erlich, I., Hill, D., Hiskens, I., Kamwa, I., Pal, B., Pourbeik, P., Sanchez-Gasca, J., Stankovic, A., Van Cutsem, T., Vittal, V., & Vournas, C. (2021). Definition and classification of power system stability—Revisited and extended. *IEEE Transactions on Power Systems, 36*(4), 3271–3281.

IEEE. (2022). *IEEE Standard 2800-2022: IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems.*

International Energy Agency. (2024). *Enhancing Indonesia's power system*. https://www.iea.org/reports/enhancing-indonesias-power-system

Khazaei, J., Tu, Z., & Liu, W. (2020). Small-signal modeling and analysis of virtual inertia-based PV systems. *IEEE Transactions on Energy Conversion, 35*(2), 1129–1138.

Kundur, P., Balu, N. J., & Lauby, M. G. (1994). *Power system stability and control*. McGraw-Hill.

Kundur, P., Paserba, J., Ajjarapu, V., Andersson, G., Bose, A., Canizares, C., Hatziargyriou, N., Hill, D., Stankovic, A., Taylor, C., Van Cutsem, T., & Vittal, V. (2004). Definition and classification of power system stability. *IEEE Transactions on Power Systems, 19*(3), 1387–1401.

Lasheen, A., Ammar, M. E., Zeineldin, H. H., Al-Durra, A., Shaaban, M. F., & El-Saadany, E. (2021). Assessing the impact of reactive power droop on inverter-based microgrid stability. *IEEE Transactions on Energy Conversion, 36*(3), 2380–2392.

Li, Y., Fu, L., Li, Q., et al. (2023). Small-signal modelling and stability analysis of grid-following and grid-forming inverters dominated power system. *Global Energy Interconnection, 6*(3),

363–374.
Li, Y., Gu, Y., & Green, T. C. (2022). Revisiting grid-forming and grid-following inverters: A duality theory. *IEEE Transactions on Power Systems, 37*(6), 4541–4554.
Lin, X., Yu, J., Yu, R., Zhang, J., Yan, Z., & Wen, H. (2022). Improving small-signal stability of grid-connected inverter under weak grid by decoupling phase-locked loop and grid impedance. *IEEE Transactions on Industrial Electronics, 69*(7), 7040–7053.
Lin, X., Yu, R., Yu, J., & Wen, H. (2023). Constant-coupling-effect-based PLL for synchronization stability enhancement of grid-connected converter under weak grids. *IEEE Transactions on Industrial Electronics, 70*(11), 11310–11323.
Nguyen, H., & Kim, P. (2023). Small-signal modeling and stability analysis of a grid-following inverter with inertia emulation. *Energies, 16*(16), Article 5894.
Nandanoori, S. P., Kundu, S., Du, W., Tuffner, F. K., & Schneider, K. P. (2020). Distributed small-signal stability conditions for inverter-based unbalanced microgrids. *IEEE Transactions on Power Systems, 35*(5), 3981–3990.
Nour, M., Magdy, G., Chaves-Ávila, J. P., Sánchez-Miralles, Á., & Jurado, F. (2023). A new two-stage controller design for frequency regulation of low-inertia power system with virtual synchronous generator. *Journal of Energy Storage, 62*, Article 106952.
Pattabiraman, D., Lasseter, R. H., & Jahns, T. M. (2019). Impact of phase-locked loop control on the stability of a high inverter penetration power system. *Proceedings of the IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 1–5.
Prahastono, I., Aditya, I. A., Banjarnahor, K. M., Sinisuka, N. I., & Asekomeh, A. (2024). Techno-economic feasibility study of solar photovoltaic power plant using RETScreen to achieve Indonesia energy transition. *Heliyon, 10*(7), Article e27680.
Sajadi, A., Ranola, J. A., Kenyon, R. W., Hodge, B.-M., & Mather, B. (2023). Dynamics and stability of power systems with high shares of grid-following inverter-based resources: A tutorial. *IEEE Access, 11*, 109871–109895.
Song, N., Xu, Y., & Wang, H. (2023). Inertia and primary frequency response requirement assessment for high-penetration renewable power systems based on planning perspective. *Sustainability, 15*(23), Article 16191.
Sun, J., Wang, K., & Zhao, R. (2024). Modeling and small-signal stability analysis of grid-following photovoltaic system. *Proceedings of the IEEE Conference*. https://doi.org/10.1109/document/11033816
Wang, H., & Blaabjerg, F. (2020). Small-signal stability analysis of PV grid-connected inverter under weak grid. *Proceedings of the IEEE Conference*. https://doi.org/10.1109/document/9107847
Xie, Z., Chen, Y., Wu, W., Gong, W., & Guerrero, J. M. (2021). Stability enhancing voltage feed-forward inverter control method to reduce the effects of phase-locked loop and grid impedance. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 9*(3), 3000–3009.
Zhang, L., Chen, W., & Sun, Y. (2021). Small signal stability analysis of grid-following inverter-based resources in weak grids with SVGs based on grid strength assessment. *Proceedings of the IEEE Conference*. https://doi.org/10.1109/document/9628724
Zhao, J., Huang, M., Yan, H., Tse, C. K., & Zha, X. (2021). Nonlinear and transient stability analysis of phase-locked loops in grid-connected converters. *IEEE Transactions on Power Electronics, 36*(1), 1018–1029.
Zhou, Y., Cao, J., & Zhao, J. (2023). Small-signal oscillatory stability of a grid-connected PV

power generation farm affected by the increasing number of inverters in daisy-chain connection. *Frontiers in Energy Research, 10*, Article 1022060.