

TEKNIK DIAGNOSIS GANGGUAN AWAL PADA TRANSFORMATOR MENGGUNAKAN METODE DISSOLVED GAS ANALYSIS (DGA)

Nur Fahmi ^{1*}, Joko ²

¹ Mahasiswa S1 Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Negeri Surabaya.

² Dosen S1 Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Negeri Surabaya.

E-mail: nur.22111@mhs.unesa.ac.id, joko@unesa.ac.id

ABSTRACT

Transformers are essential equipment in electrical power systems, with their reliability influenced by insulation condition. Internal faults can be detected at an early stage through Dissolved Gas Analysis (DGA). This study aims to analyze transformer conditions and identify early faults using Total Dissolved Combustible Gas (TDCG), Key Gas, Rogers Ratio, IEC 60599 Ratio, and Duval Triangle methods. A quantitative approach with a case study design was applied to three steam turbine transformer units at PT PLN Nusantara Power UP Gresik. DGA data were analyzed based on IEEE C57.104-2019 and IEC 60599:2015 standards. The results showed that all transformers were in normal condition based on TDCG, while the other methods indicated low temperature thermal fault and insulation degradation. Transformers 1 and 2 showed cellulose insulation degradation, while Transformer 3 indicated insulating oil heating. The transformers remain suitable for operation but require regular DGA monitoring.

Keywords: Condition Monitoring, Fault Diagnosis, Dissolved Gas Analysis (DGA), TDCG, Transformer

ABSTRAK

Transformator merupakan peralatan penting dalam sistem tenaga listrik yang keandalannya dipengaruhi oleh kondisi isolasi. Gangguan internal dapat dideteksi sejak dini melalui *Dissolved Gas Analysis* (DGA). Penelitian ini bertujuan menganalisis kondisi transformator dan mengidentifikasi gangguan awal menggunakan metode *Total Dissolved Combustible Gas* (TDCG), *Key Gas*, *Rogers Ratio*, *IEC 60599 Ratio*, dan *Duval Triangle*. Penelitian menggunakan pendekatan kuantitatif dengan studi kasus pada tiga unit transformator *steam turbine* di PT PLN Nusantara Power UP Gresik. Data DGA dianalisis berdasarkan standar IEEE C57.104-2019 dan IEC 60599:2015. Hasil menunjukkan seluruh transformator berada dalam kondisi normal berdasarkan TDCG, sedangkan metode lainnya mengindikasikan *low temperature thermal fault* dan degradasi isolasi. Transformator 1 dan 2 menunjukkan degradasi isolasi selulosa, sedangkan Transformator 3 mengindikasikan pemanasan minyak isolasi. Transformator masih layak dioperasikan, namun memerlukan pemantauan DGA secara berkala.

Kata Kunci: Condition Monitoring, Diagnosis Gangguan, Dissolved Gas Analysis (DGA), TDCG, Transformator

Article History

Received: september 2026

Reviewed: september 2026

Published: september 2026

Plagiarism Checker No
237.u873247.fh8374

Copyright : Author
Publish by : Kohesi



This work is licensed under a [Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License](https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/)



1. PENDAHULUAN

Transformator merupakan komponen penting dalam sistem tenaga listrik yang berfungsi mentransfer energi listrik antartingkat tegangan melalui prinsip induksi elektromagnetik, sehingga keandalannya sangat menentukan kontinuitas penyaluran energi listrik dari pembangkit menuju konsumen. Gangguan atau kerusakan pada transformator dapat mengakibatkan penurunan efisiensi, gangguan sistem tenaga, bahkan pemadaman berskala luas yang berdampak pada stabilitas ekonomi dan kualitas pelayanan energi listrik, sehingga diperlukan sistem pemantauan kondisi (condition monitoring) yang efektif untuk mendeteksi potensi kerusakan sejak dini.

Gangguan pada transformator dapat diklasifikasikan menjadi gangguan eksternal, seperti hubung singkat, petir, dan beban lebih, serta gangguan internal yang terjadi pada inti besi, belitan, sistem isolasi, maupun minyak transformator berupa gangguan termal, elektrik, dan mekanis. Sebagian besar gangguan internal diawali oleh degradasi bahan isolasi cair maupun padat akibat pengaruh termal, listrik, maupun kimia, yang menghasilkan gas-gas terlarut seperti hidrogen (H_2), metana (CH_4), etana (C_2H_6), etilena (C_2H_4), asetilena (C_2H_2), karbon monoksida (CO), dan karbon dioksida (CO_2) di dalam minyak transformator. Komposisi dan rasio gas-gas tersebut berkorelasi dengan jenis dan tingkat keparahan gangguan internal transformator.

Dissolved Gas Analysis (DGA) merupakan metode diagnosis non-destruktif yang paling umum digunakan dalam pemeliharaan berbasis kondisi karena mampu mengidentifikasi gangguan internal tanpa menghentikan operasi transformator. Standar internasional IEC 60599:2015 dan IEEE Std C57.104-2019 mengatur pedoman pelaksanaan serta interpretasi hasil analisis gas terlarut untuk menentukan kondisi dan klasifikasi gangguan transformator. Beberapa metode interpretasi DGA yang banyak digunakan meliputi Total Dissolved Combustible Gas (TDCG), Key Gas, Rogers Ratio, IEC 60599 Ratio, dan Duval Triangle, yang masing-masing memiliki parameter dan tingkat interpretasi berbeda sehingga saling melengkapi dalam mengidentifikasi tingkat keparahan sekaligus jenis gangguan.

PT PLN Nusantara Power UP Gresik sebagai unit sistem tenaga bertegangan tinggi mengoperasikan transformator secara kontinu. Berdasarkan hasil pemantauan DGA yang dilakukan sejak tahun 2008, terdapat tren peningkatan konsentrasi gas terlarut pada beberapa unit transformator yang mengindikasikan potensi gangguan internal, sehingga diperlukan metode diagnosis yang tepat untuk memvalidasi kondisi aktual transformator. Penelitian ini bertujuan menganalisis hasil pengujian DGA pada tiga unit transformator tenaga steam turbine PLTGU di PLN Nusantara Power UP Gresik dengan mengombinasikan lima metode interpretasi tersebut, mengidentifikasi gas dominan sebagai indikasi gangguan awal, serta memberikan interpretasi teknis yang dapat mendukung pengambilan keputusan pemeliharaan transformator berbasis kondisi.



2. METODE PENELITIAN

Penelitian ini menggunakan pendekatan kuantitatif dengan desain studi kasus pada tiga unit transformator tenaga steam turbine yang beroperasi di PT PLN Nusantara Power UP Gresik. Data yang digunakan merupakan data sekunder berupa hasil pengujian Dissolved Gas Analysis (DGA) tahun 2024 yang diperoleh dari pihak Condition Based Maintenance (CBM), meliputi konsentrasi gas hidrogen (H_2), metana (CH_4), etana (C_2H_6), etilena (C_2H_4), asetilena (C_2H_2), karbon monoksida (CO), dan karbon dioksida (CO_2) dalam satuan ppm. Penelitian bersifat non-eksperimental karena tidak melibatkan perlakuan maupun manipulasi terhadap kondisi operasi transformator, sehingga hanya dilakukan pengolahan, perhitungan, dan interpretasi terhadap data yang telah tersedia.

Tahapan penelitian meliputi pengumpulan data melalui studi dokumentasi dan studi literatur, pemeriksaan kelengkapan data, pengolahan data menggunakan perangkat lunak Microsoft Excel, serta analisis data menggunakan lima metode interpretasi DGA. Nilai TDCG dihitung dengan menjumlahkan konsentrasi H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , dan CO, kemudian dibandingkan dengan batas kondisi pada standar IEEE C57.104-2019. Metode Key Gas digunakan untuk mengidentifikasi gas dominan yang mengindikasikan jenis gangguan. Metode Rogers Ratio dan IEC 60599 Ratio menghitung rasio antar-gas (CH_4/H_2 , C_2H_6/CH_4 , C_2H_4/C_2H_6 , dan C_2H_2/C_2H_4) yang dicocokkan dengan tabel klasifikasi gangguan pada masing-masing standar. Metode Duval Triangle menghitung persentase komposisi CH_4 , C_2H_4 , dan C_2H_2 terhadap jumlah ketiganya, kemudian memetakan hasilnya pada diagram segitiga untuk menentukan zona jenis gangguan.

Hasil analisis dari kelima metode selanjutnya dibandingkan dan dievaluasi konsistensinya melalui tabel komparatif yang memuat tingkat kondisi berdasarkan TDCG, gas dominan berdasarkan Key Gas, serta klasifikasi gangguan berdasarkan Rogers Ratio, IEC 60599 Ratio, dan Duval Triangle. Validitas hasil diagnosis didasarkan pada pendekatan triangulasi metode, yaitu kesesuaian hasil antarmetode interpretasi digunakan untuk meningkatkan reliabilitas hasil analisis. Diagnosis akhir gangguan awal transformator ditentukan berdasarkan kecenderungan mayoritas hasil metode serta kesesuaiannya dengan parameter batas standar IEEE Std C57.104-2019 dan IEC 60599:2015.

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

Data penelitian merupakan hasil pengujian DGA pada tiga unit Main Transformator Steam Turbine PLTGU di PT PLN Nusantara Power UP Gresik. Hasil pengujian konsentrasi gas terlarut ditunjukkan pada Tabel 1.

Tabel 1. Hasil Pengujian DGA Main Transformator Steam Turbine

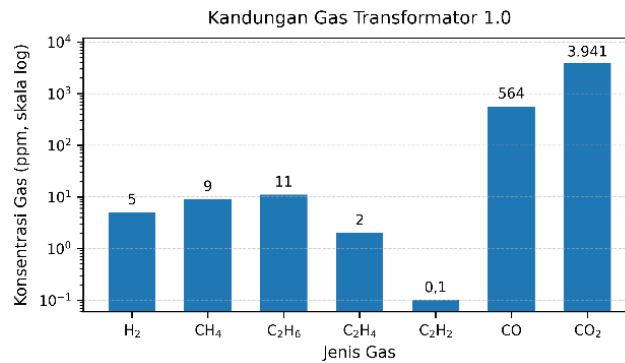
Transformator	H_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2	CO	CO_2
Steam Turbine 1.0	5	9	11	2	0,1	564	3.941
Steam Turbine 2.0	5	13	16	3	0,5	300	2.001
Steam Turbine 3.0	5	82	361	12	1	125	1.194

Satuan konsentrasi gas dalam ppm.

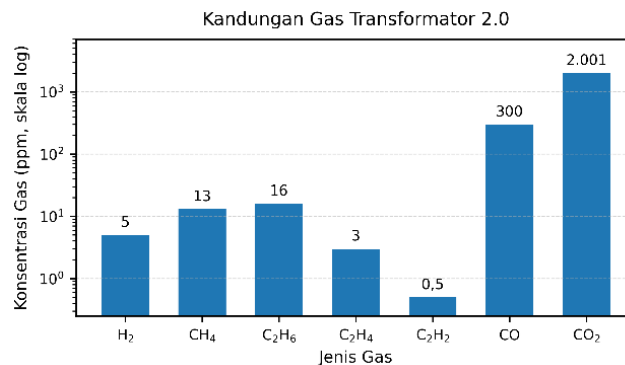
Berdasarkan Tabel 1, nilai TDCG dihitung dengan menjumlahkan H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , dan CO, sehingga diperoleh nilai sebesar 591,1 ppm untuk Transformator 1.0, 337,5 ppm untuk Transformator 2.0, dan 586 ppm untuk Transformator 3.0. Ketiga nilai tersebut berada di bawah

ambang 720 ppm sehingga tergolong Kondisi 1 (normal) menurut IEEE C57.104-2019, yang berarti transformator masih beroperasi dalam batas aman meskipun tetap perlu dipantau secara berkala.

Identifikasi gas dominan pada metode Key Gas dilakukan dengan membandingkan proporsi ketujuh gas terlarut, sebagaimana ditunjukkan pada distribusi gas Transformator 1.0 dan 2.0 pada Gambar 1 dan Gambar 2.

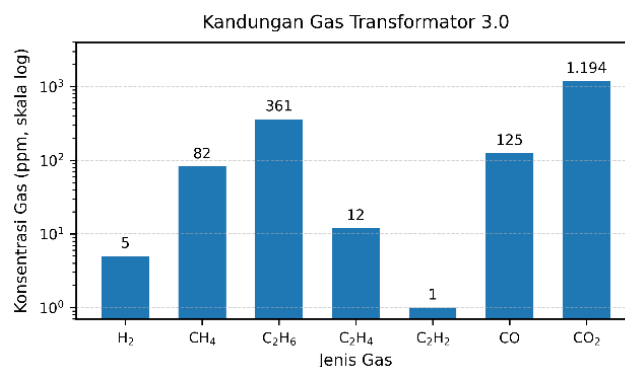


Gambar 1. Distribusi Gas Terlarut pada Main Transformator Steam Turbine 1.0



Gambar 2. Distribusi Gas Terlarut pada Main Transformator Steam Turbine 2.0

Grafik pada Gambar 1 dan Gambar 2 menunjukkan bahwa gas Transformator 1.0 dan 2.0 didominasi oleh karbon monoksida (CO) disertai kandungan karbon dioksida (CO₂) yang tinggi, yang mengindikasikan adanya pemanasan atau degradasi awal pada isolasi selulosa. Pola distribusi kedua transformator ini relatif serupa, dengan konsentrasi gas hidrokarbon (CH₄, C₂H₆, C₂H₄, C₂H₂) yang jauh lebih rendah dibandingkan gas hasil degradasi selulosa (CO dan CO₂), sehingga mengindikasikan bahwa sumber gangguan yang lebih dominan berasal dari bagian isolasi padat dibandingkan minyak isolasi.



Gambar 3. Distribusi Gas Terlarut pada Main Transformator Steam Turbine 3.0

Pola distribusi gas pada Transformator 3.0 sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 3 berbeda dengan kedua unit sebelumnya. Meskipun kandungan CO (125 ppm) dan CO₂ (1.194 ppm) tetap tercatat cukup tinggi, gas yang paling dominan pada unit ini adalah etana (C₂H₆) sebesar 361 ppm, jauh melebihi konsentrasi etana pada Transformator 1.0 dan 2.0 yang masing-masing hanya 11 ppm dan 16 ppm. Tingginya konsentrasi C₂H₆ pada Transformator 3.0 mengindikasikan adanya proses pemanasan minyak isolasi pada suhu rendah yang lebih dominan dibandingkan proses degradasi isolasi selulosa. Hasil identifikasi gas dominan pada ketiga transformator dirangkum pada Tabel 2.

Tabel 2. Hasil Identifikasi Gas Dominan Transformator

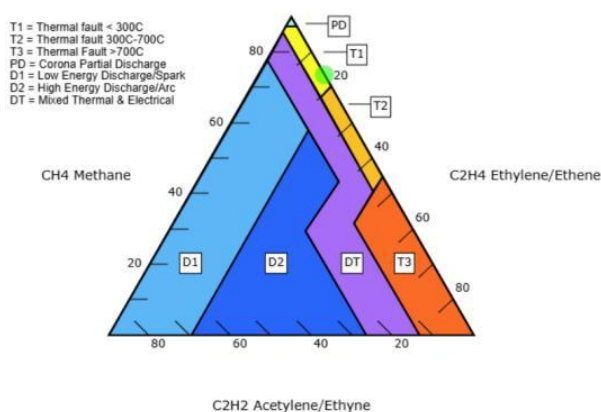
Transformator	Gas Dominan	Indikasi Gangguan
Steam Turbine 1.0	CO	Pemanasan isolasi selulosa
Steam Turbine 2.0	CO	Pemanasan isolasi selulosa
Steam Turbine 3.0	C ₂ H ₆	Pemanasan minyak suhu rendah

Perhitungan rasio gas pada metode Rogers Ratio ($R1=CH_4/H_2$, $R2=C_2H_6/CH_4$, $R3=C_2H_4/C_2H_6$, $R4=C_2H_2/C_2H_4$) menghasilkan kombinasi kode yang menempatkan ketiga transformator pada kategori slight overheating dengan perkiraan suhu 150-200°C. Hasil serupa diperoleh dari metode IEC 60599 Ratio, yaitu kombinasi rasio C₂H₂/C₂H₄, CH₄/H₂, dan C₂H₄/C₂H₆ pada ketiga unit terklasifikasi pada kode gangguan T1 (thermal fault, $t < 300^\circ\text{C}$). Rekapitulasi hasil kedua metode ditunjukkan pada Tabel 3.

Tabel 3. Hasil Rogers Ratio dan IEC 60599 Ratio

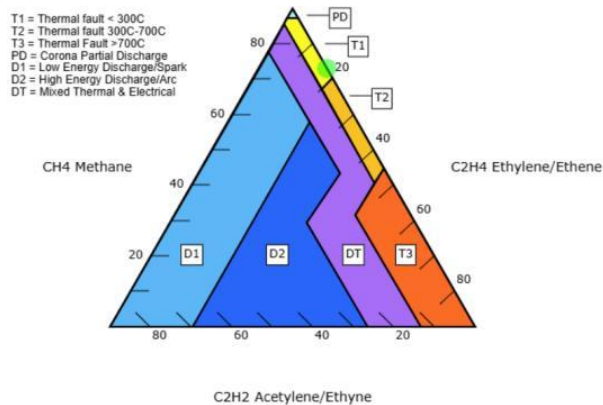
Transformator	Rogers Ratio	IEC 60599 Ratio
Steam Turbine 1.0	Slight overheating 150-200°C	T1
Steam Turbine 2.0	Slight overheating 150-200°C	T1
Steam Turbine 3.0	Slight overheating 150-200°C	T1

Metode Duval Triangle menghitung persentase relatif CH₄, C₂H₄, dan C₂H₂ terhadap jumlah ketiganya, kemudian memetakannya ke dalam diagram segitiga. Persentase gas Transformator 1.0 diperoleh sebesar 81,08% CH₄, 18,02% C₂H₄, dan 0,90% C₂H₂, sebagaimana dipetakan pada Gambar 4.



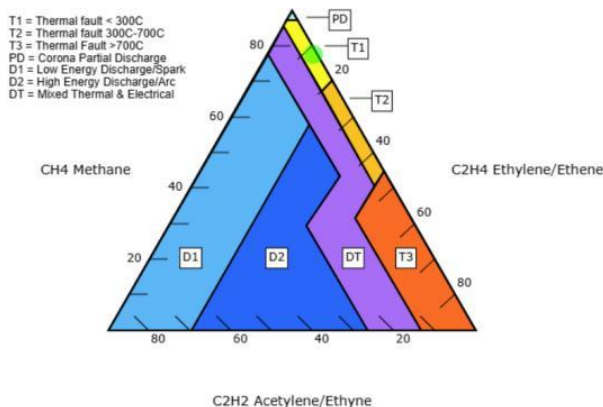
Gambar 4. Pemetaan Duval Triangle pada Main Transformator Steam Turbine 1.0

Titik hasil pemetaan pada Gambar 4 berada pada zona T1 yang berdekatan dengan batas zona PD (partial discharge), mengindikasikan bahwa gangguan pada Transformator 1.0 tergolong thermal fault dengan suhu di bawah 300°C . Pemetaan serupa dilakukan untuk Transformator 2.0 dengan persentase 78,79% CH_4 , 18,18% C_2H_4 , dan 3,03% C_2H_2 , sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 5.



Gambar 5. Pemetaan Duval Triangle pada Main Transformator Steam Turbine 2.0

Sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 5, titik pemetaan Transformator 2.0 juga berada pada zona T1 dengan posisi yang relatif dekat dengan Transformator 1.0, konsisten dengan kemiripan pola gas dominan (CO dan CO_2) pada kedua unit tersebut. Adapun pemetaan Duval Triangle untuk Transformator 3.0, dengan persentase komposisi 86,32% CH_4 , 12,63% C_2H_4 , dan 1,05% C_2H_2 , ditunjukkan pada Gambar 6.



Gambar 6. Pemetaan Duval Triangle pada Main Transformator Steam Turbine 3.0

Titik pemetaan Transformator 3.0 pada Gambar 6 juga berada pada zona T1, dengan posisi yang sedikit lebih mendekati sumbu CH_4 dibandingkan Transformator 1.0 dan 2.0, sejalan dengan persentase CH_4 yang lebih tinggi (86,32%) pada unit ini. Secara keseluruhan, hasil pemetaan pada Gambar 4, Gambar 5, dan Gambar 6 menunjukkan bahwa komposisi gas CH_4 , C_2H_4 , dan C_2H_2 pada ketiga transformator secara konsisten jatuh pada zona T1, yang mengindikasikan low temperature thermal fault pada minyak isolasi, sejalan dengan hasil metode Rogers Ratio dan IEC 60599 Ratio. Rekapitulasi hasil kelima metode interpretasi DGA disajikan pada Tabel 4.

Tabel 4. Rekapitulasi Hasil Analisis Kondisi Transformator Berdasarkan Metode DGA

Transformator	TDCG	Key Gas	Rogers Ratio	IEC 60599	Duval Triangle
Steam Turbine 1.0	591,1 ppm - Kondisi 1	CO - degradasi selulosa	Slight overheating 150-200°C	T1	Zona T1
Steam Turbine 2.0	337,5 ppm - Kondisi 1	CO - degradasi selulosa	Slight overheating 150-200°C	T1	Zona T1
Steam Turbine 3.0	586 ppm - Kondisi 1	C ₂ H ₆ - pemanasan minyak	Slight overheating 150-200°C	T1	Zona T1

Hasil interpretasi menggunakan metode Dissolved Gas Analysis (DGA) menunjukkan bahwa ketiga Main Transformator Steam Turbine masih berada dalam kondisi operasi yang dapat diterima berdasarkan klasifikasi TDCG IEEE C57.104-2019. Namun, nilai TDCG yang normal tidak dapat digunakan sebagai satu-satunya dasar penentuan jenis gangguan karena metode ini hanya menggambarkan tingkat keparahan secara umum tanpa menunjukkan sumber gangguan secara spesifik. Hasil analisis indikasi gangguan awal pada penelitian ini sejalan dengan penelitian Pardede dkk. [1] yang menunjukkan bahwa TDCG dapat digunakan sebagai dasar penilaian awal kondisi transformator berdasarkan jumlah total gas mudah terbakar tanpa menunjukkan jenis gangguan secara spesifik. Hasil Rogers Ratio yang menunjukkan indikasi slight overheating juga sejalan dengan penelitian Aritonang dan Prayogi [2] serta Furqaranda dan Suwarno [3] yang menggunakan Rogers Ratio untuk mendeteksi gangguan termal pada transformator di lingkungan pembangkit.

Metode Key Gas memperkuat temuan tersebut dengan menunjukkan perbedaan karakteristik gangguan antarunit: dominasi CO dan CO₂ pada Transformator 1.0 dan 2.0 mengindikasikan proses degradasi isolasi selulosa akibat pemanasan dan penuaan kertas isolasi, sedangkan dominasi C₂H₆ pada Transformator 3.0 mengindikasikan sumber gangguan yang lebih berkaitan dengan degradasi minyak isolasi. Temuan mengenai hubungan gas dominan dengan jenis gangguan ini sejalan dengan penelitian Pardede dkk. [1] dan Furqaranda dan Suwarno [3] yang menyatakan bahwa dominasi gas kunci dapat dijadikan dasar penilaian jenis gangguan pada transformator, dengan pola dominasi gas yang berkaitan erat dengan karakteristik gangguan overheating dan discharge.

Kesesuaian hasil IEC 60599 Ratio dan Duval Triangle pada kategori T1 menunjukkan bahwa indikasi gangguan termal yang ditemukan bukan merupakan gangguan berat, melainkan kondisi awal yang perlu dipantau secara berkala. Hasil ini sejalan dengan penelitian Aritonang dan Prayogi [2] serta Muhtar dan Umar [4] yang menerapkan Duval Triangle untuk mendiagnosis gangguan termal awal pada transformator, di mana pemetaan konsentrasi gas ke dalam diagram Duval Triangle berhasil menunjukkan pola kenaikan suhu hotspot sebagai gambaran awal gangguan termal sebelum berkembang menjadi kerusakan lebih lanjut. Dengan demikian, penggunaan satu metode interpretasi DGA saja belum cukup untuk menggambarkan kondisi transformator secara menyeluruh; kombinasi TDCG untuk tingkat keparahan umum dengan Key Gas, Rogers Ratio, IEC 60599 Ratio, dan Duval Triangle untuk jenis gangguan spesifik diperlukan agar diagnosis lebih akurat dan dapat menjadi dasar pengambilan keputusan pemeliharaan berbasis kondisi.

Penelitian ini memiliki beberapa keterbatasan, yaitu data DGA yang digunakan merupakan data sekunder tanpa pengambilan sampel langsung di lapangan, cakupan analisis yang terbatas pada tiga unit transformator, penggunaan lima metode interpretasi tanpa mencakup metode lain seperti Dornenburg Ratio, penggunaan data pada satu periode pengukuran tanpa analisis tren temporal, serta tidak adanya validasi langsung melalui pengujian kondisi fisik aktual transformator di lapangan.

KESIMPULAN

Hasil analisis Dissolved Gas Analysis (DGA) pada tiga unit Main Transformator Steam Turbine PLTGU di PT PLN Nusantara Power UP Gresik menunjukkan bahwa berdasarkan metode TDCG, ketiga transformator berada pada Kondisi 1 (normal) dengan nilai berturut-turut 591,1 ppm, 337,5 ppm, dan 586 ppm. Meskipun demikian, metode Key Gas, Rogers Ratio, IEC 60599 Ratio, dan Duval Triangle secara konsisten menunjukkan indikasi gangguan awal berupa gangguan termal temperatur rendah. Gas dominan yang terbentuk berkaitan dengan jenis gangguan yang terindikasi: dominasi CO dan CO₂ pada Transformator 1.0 dan 2.0 menunjukkan indikasi degradasi awal isolasi selulosa, sedangkan dominasi C₂H₆ pada Transformator 3.0 mengindikasikan pemanasan minyak isolasi, yang diperkuat oleh klasifikasi slight overheating 150-200 °C pada Rogers Ratio serta kategori T1 pada IEC 60599 Ratio dan Duval Triangle.

Kombinasi kelima metode interpretasi DGA terbukti memberikan diagnosis yang lebih komprehensif dibandingkan penggunaan satu metode saja, karena TDCG hanya menggambarkan tingkat keparahan secara umum, sedangkan Key Gas, Rogers Ratio, IEC 60599 Ratio, dan Duval Triangle memberikan informasi lebih spesifik mengenai jenis gangguan. Hasil interpretasi DGA ini dapat dijadikan dasar awal dalam mendukung kegiatan condition monitoring serta pengambilan keputusan pemeliharaan transformator secara lebih dini, dengan pemantauan Transformator 1.0 dan 2.0 difokuskan pada CO dan CO₂, sedangkan Transformator 3.0 difokuskan pada C₂H₆, CH₄, dan C₂H₄. Penelitian selanjutnya disarankan menggunakan data DGA dengan periode pengukuran yang lebih panjang untuk analisis tren, serta mengombinasikan metode DGA dengan metode diagnosis lain agar hasil identifikasi gangguan menjadi lebih akurat dan komprehensif.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] R. Pardede, M. T. Hidayat, and A. H. Lubis, "Analisis dissolved gas analysis (DGA) untuk mengetahui kondisi minyak transformator daya di PLTU Pangkalan Susu," *Jurnal Energi Elektrik*, vol. 10, no. 2, pp. 85-92, 2021.
- [2] D. Aritonang and R. Prayogi, "Analisis minyak transformator menggunakan dissolved gas analysis (DGA) pada unit GT 2.1 PT PLN Nusantara Power," *G-Tech: Jurnal Teknologi Terapan*, vol. 6, no. 1, pp. 45-53, 2022.
- [3] R. Furqaranda and Suwarno, "Analisis gangguan internal transformator berdasarkan dissolved gas analysis (DGA) di PT Perta Arun Gas," *Jurnal Teknik Elektro dan Energi*, vol. 4, no. 1, pp. 1-9, 2019.
- [4] A. Muhtar and A. Umar, "Analisis gangguan termal transformator menggunakan metode DGA dan Duval Triangle," *EMITOR: Jurnal Teknik Elektro*, vol. 20, no. 2, pp. 110-118, 2020.



- [5] Mineral Oil-Filled Electrical Equipment in Service—Guidance on the Interpretation of Dissolved and Free Gases Analysis, IEC Standard 60599:2015, 3rd ed. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission, 2015.
- [6] IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers, IEEE Standard C57.104-2019. New York, NY, USA: IEEE, 2019.
- [7] Tukiman, Dissolved Gas Analysis, cet. pertama. Gresik, Indonesia: PT PJB Unit Pembangkit Gresik, 2018.
- [8] V. A. Thiviyanathan, P. J. Ker, Y. S. Leong, F. Abdullah, A. Ismail, and M. Z. Jamaludin, “Power transformer insulation system: A review on the reactions, fault detection, challenges and future prospects,” *Alexandria Engineering Journal*, vol. 61, no. 10, pp. 7697-7713, Oct. 2022.
- [9] S. A. Wani, A. S. Rana, S. Sohail, O. Rahman, S. Parveen, and S. A. Khan, “Advances in DGA based condition monitoring of transformers: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 149, pp. 532-539, Oct. 2021.
- [10] M. S. Ali, A. H. A. Bakar, A. Omar, A. S. A. Jaafar, and S. H. Mohamed, “Conventional methods of dissolved gas analysis using oil-immersed power transformer for fault diagnosis: A review,” *Electric Power Systems Research*, vol. 216, pp. 432-439, Mar. 2023.
- [11] J. Dukarm, Z. Draper, and T. Piotrowski, “Diagnostic simplexes for dissolved-gas analysis,” *Energies*, vol. 13, no. 23, pp. 14-22, Dec. 2020.