Journal of Sustainability and Science Economic, Vol. 4 (2) 2026
10.62337/jsse.v4i2.108
ISSN 3031-9536 (Print) dan ISSN 3031-9285 (*Online*)

Efisiensi Biaya dan Skala Ekonomi PLTA dan PLTP PT PLN Indonesia Power: Pendekatan Frontier Stokastik

Safrizal Ganda Saputra[1,2*], Bambang Eko Afiatno[1]
[1]Program Studi Magister Ilmu Ekonomi Fakultas Ekonomi dan Bisnis, Universitas Airlangga, Indonesia
[2]PT PLN Persero

**e-mail korespondensi penulis: safrizal.g.saputra@gmail.com*

Info Artikel

Riwayat Artikel:
Diterima: 24 Oktober 2026
Direvisi: 26 Oktober 2026
Dipublikasikan: 30 Oktober 2026

Keyword:
Cost Efficiency, GTRE-SFA, Hydropower, Geothermal Power Plants, Economies of Scale

ABSTRACT

The transition toward a low-carbon electricity system has made the cost efficiency of renewable energy power plants, particularly hydropower (PLTA) and geothermal power plants (PLTP), a strategic issue. This study aims to measure cost efficiency, estimate cost–input elasticities and economies of scale, and identify the determinants of inefficiency in power plants managed by PT PLN Indonesia Power. The study uses a balanced panel dataset comprising 22 power plant units over the 2016–2025 period, yielding 220 unit-year observations. The analysis employs the Generalized True Random Effects Stochastic Frontier Analysis (GTRE-SFA), combined with a linearly homogeneous translog cost function and a heteroskedastic inefficiency model. The results indicate that the translog function combined with GTRE-SFA is the most appropriate specification. The average cost efficiency across all units is 0.832, with hydropower plants achieving 0.879 and geothermal plants 0.743. The economies of scale value of 1.247 indicates the potential to reduce average costs through capacity expansion. Plant age, installed capacity, capacity factor, equivalent availability factor, and technology type are significant determinants of inefficiency. These findings provide insights for optimizing asset management, maintenance strategies, and renewable energy capacity planning to improve operational cost efficiency.

Kata Kunci:
Cost Efficiency, GTRE-SFA, Hydropower, Geothermal Power Plants, Economies of Scale

ABSTRAK

Transisi menuju sistem ketenagalistrikan rendah karbon menjadikan efisiensi biaya pembangkit Energi Baru Terbarukan (EBT), khususnya Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA) dan Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP), sebagai isu strategis. Penelitian ini bertujuan mengukur cost efficiency, mengestimasi elastisitas biaya–input dan economies of scale, serta mengidentifikasi determinan inefisiensi pembangkit PT PLN Indonesia Power. Penelitian menggunakan data panel seimbang dari 22 unit pembangkit selama periode 2016–2025, dengan total 220 observasi unit-tahun. Analisis dilakukan menggunakan Generalized True Random Effects Stochastic Frontier Analysis (GTRE-SFA) dengan fungsi biaya translog homogen derajat satu dan model heteroskedastik. Hasil menunjukkan bahwa spesifikasi fungsi biaya translog dengan GTRE-SFA merupakan model yang paling sesuai. Rata-rata cost efficiency seluruh unit mencapai 0,832, dengan PLTA sebesar 0,879 dan PLTP sebesar 0,743. Nilai economies of scale sebesar 1,247 mengindikasikan potensi penurunan biaya rata-rata melalui peningkatan kapasitas. Usia pembangkit, kapasitas terpasang, capacity factor, equivalent availability factor, dan jenis teknologi merupakan determinan inefisiensi yang signifikan. Temuan ini menjadi dasar bagi optimalisasi pengelolaan aset, strategi pemeliharaan, dan perencanaan kapasitas EBT yang lebih efisien.

© 2025 The Authors. Published by Atma Workshop Innovation. This is an open access article under the CC BY license (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

PENDAHULUAN

Transisi menuju sistem ketenagalistrikan rendah karbon menjadi prioritas global yang juga ditegaskan dalam Rencana Umum Energi Nasional (RUEN) Indonesia, dengan target bauran Energi Baru Terbarukan (EBT) sebesar 23% pada 2025 dan net zero emission pada 2060. Dalam kerangka tersebut, Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA) dan Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP) menempati posisi strategis sebagai dispatchable renewable energy karena mampu menyediakan baseload yang stabil sekaligus menopang integrasi

pembangkit intermiten seperti tenaga surya dan angin (IEA, 2024). Indonesia memiliki potensi panas bumi yang merupakan salah satu terbesar di dunia dan potensi tenaga air yang signifikan, namun pemanfaatannya masih jauh di bawah potensi terpasang. Optimasi kinerja biaya unit pembangkit yang sudah beroperasi karenanya menjadi sama pentingnya dengan ekspansi kapasitas baru. Dipandang dari kerangka teori ekonomi mikro, persoalan ini pada dasarnya merupakan persoalan klasik minimisasi biaya perusahaan (*cost-minimizing firm*): bagi tingkat output tertentu, unit pembangkit yang efisien secara ekonomis adalah yang mencapai biaya operasi serendah mungkin melalui kombinasi input yang optimal, sehingga deviasi dari perilaku optimal tersebut terekam sebagai inefisiensi biaya yang dapat diukur secara empiris dan menjadi objek utama analisis ekonomi dalam penelitian ini.

Data Statistik PLN (2024) memperlihatkan disparitas biaya per kWh yang besar antar teknologi: PLTA sekitar Rp467,60/kWh sedangkan PLTP mencapai Rp1.310,88/kWh. Disparitas ini tidak hanya mencerminkan perbedaan teknologi tetapi juga perbedaan tingkat efisiensi internal antar unit. Pembangkit EBT bersifat capital-intensive dengan dominasi biaya tetap, sehingga sumber inefisiensi lebih berkaitan dengan pengelolaan operasi dan pemeliharaan, utilisasi kapasitas, dan strategi manajemen aset, alih-alih konsumsi bahan bakar (Filippini, Greene, & Masiero, 2018). Akibatnya, dua unit dengan teknologi serupa dapat memiliki biaya rata-rata yang sangat berbeda.

Studi efisiensi sektor pembangkit listrik telah berkembang dari pendekatan deterministik (Data Envelopment Analysis) menuju pendekatan parametrik–stokastik. *Stochastic Frontier Analysis* (SFA) yang diperkenalkan (Aigner, Lovell, & Schmidt, 2023) dan (Meeusen & Broeck, 1977) memiliki keunggulan karena mampu memisahkan random noise dari komponen inefisiensi suatu kelebihan penting untuk industri pembangkitan yang sangat dipengaruhi variabilitas hidrologi, kondisi reservoir, dan gangguan teknis. Perkembangan terbaru menempatkan dua isu utama dalam estimasi SFA panel: (i) pemisahan inefisiensi persisten dan transien, dan (ii) pengendalian unobserved heterogeneity. (Filippini et al., 2018), bersama (Colombi, Kumbhakar, Martini, & Vittadini, 2014) dan (Kumbhakar, Lien, & Hardaker, 2014) mengintegrasikan kedua isu tersebut dalam *Generalized True Random Effects (GTRE) Stochastic Frontier Model* mendekomposisi error menjadi empat komponen sehingga estimasi efisiensi tidak lagi tercemar heterogenitas antar unit suatu masalah yang melekat pada model (Battese & Coelli, 1995) dan *True Random Effects Greene* (2005). Aplikasi GTRE dalam sektor energi sudah ditunjukkan oleh (Filippini et al., 2018) untuk PLTA Swiss dan (Filippini et al., 2018) untuk distribusi listrik di Selandia Baru. Namun, implementasi GTRE untuk evaluasi pembangkit EBT di Indonesia khususnya PLTA dan PLTP masih belum tersedia dalam literatur akademik.

Penelitian ini mengisi celah tersebut dengan tiga kontribusi. Pertama, secara metodologis penelitian ini mengadopsi GTRE-SFA dari (Filippini et al., 2018) dengan fungsi biaya translog homogen derajat satu (Christensen, Jorgenson, & Lau, 1973) dan spesifikasi heteroskedastik untuk parameter pre-truncation distribusi inefisiensi (Caudill, Ford, & Gropper, 1995; Wang & Schmidt, 2002), yang memungkinkan determinan inefisiensi dimodelkan secara terintegrasi dengan frontier. Kedua, secara empiris penelitian ini menggunakan data panel 22 unit PLTA dan PLTP PT PLN Indonesia Power 2016–2025 sumber data primer yang belum pernah diolah dengan kerangka GTRE-SFA. Ketiga, secara kebijakan, hasil penelitian memberi peta empiris tentang ruang penghematan biaya, skala

produksi optimal, dan prioritas intervensi (usia, kapasitas, ketersediaan) yang relevan bagi penyusunan kebijakan tarif EBT, prioritas investasi, dan strategi manajemen aset.

Perkembangan penelitian efisiensi energi menunjukkan bahwa pendekatan *Stochastic Frontier Analysis* (SFA) telah digunakan untuk menganalisis perbedaan efisiensi dalam industri pembangkitan listrik. (Yu, Fang, & Meng, 2021), misalnya, mengkaji efisiensi pembangkitan energi terbarukan yang dipilah berdasarkan jenis energi di Tiongkok serta faktor yang berkaitan dengan heterogenitas spasial. Penelitian tersebut memperlihatkan bahwa tingkat efisiensi dapat berbeda menurut jenis energi dan wilayah, sehingga evaluasi kinerja perlu mempertimbangkan karakteristik teknologi dan lingkungan operasional. Sementara itu, (Tirkaso & Gren, 2023) menerapkan SFA untuk mengukur efisiensi biaya proyek restorasi biodiversitas yang berkaitan dengan pembangkit hidroelektrik di Swedia. Penelitian tersebut menemukan variasi efisiensi biaya ant proyek, tetapi unit analisisnya merupakan proyek restorasi lingkungan, bukan unit pembangkit listrik itu sendiri.

Pada sektor ketenagalistrikan, perkembangan metodologi juga mengarah pada pemisahan inefisiensi jangka panjang dan jangka pendek. (Tsionas & Kumbhakar, 2023) mengembangkan *model generalized four-way-error-component stochastic frontier* dan menerapkannya pada distribusi listrik di Norwegia. Model tersebut memungkinkan analisis inefisiensi persisten dan transien sekaligus memperhitungkan heterogenitas perusahaan serta ketergantungan temporal dalam inefisiensi transien. Meskipun demikian, studi tersebut berfokus pada distribusi listrik dan menggunakan spesifikasi dinamis yang berbeda dari rancangan fungsi biaya pembangkit dalam penelitian ini.

Dalam konteks Indonesia, (Putra & Afiatno, 2025) telah menganalisis efisiensi teknis pembangkit listrik berbahan bakar fosil milik subholding PLN di wilayah Jawa–Bali selama 2014–2023 menggunakan SFA dengan fungsi produksi translog. Penelitian tersebut juga mengidentifikasi faktor-faktor yang berkaitan dengan inefisiensi, antara lain usia mesin, konsumsi listrik untuk operasional sendiri, teknologi pembangkit, dan kapasitas menganggur. Temuan ini relevan karena menunjukkan bahwa karakteristik aset dan pengelolaan operasi perlu dipertimbangkan dalam evaluasi kinerja pembangkit di Indonesia. Namun, objek penelitian tersebut adalah pembangkit berbahan bakar fosil dan ukuran efisiensi yang dianalisis adalah efisiensi teknis, sehingga belum secara langsung menjawab persoalan efisiensi biaya unit PLTA dan PLTP.

Perbandingan penelitian terdahulu tersebut memperlihatkan tiga celah yang menjadi dasar penelitian ini. Pertama, terdapat celah objek dan konteks empiris. Penelitian efisiensi energi terbarukan telah dilakukan pada tingkat industri dan wilayah, sedangkan penelitian efisiensi pembangkit di Indonesia yang berhasil diidentifikasi berfokus pada pembangkit fosil. Kajian yang secara khusus mengukur efisiensi biaya unit PLTA dan PLTP dalam satu portofolio perusahaan pembangkitan Indonesia masih perlu dikembangkan. Kedua, terdapat celah pengukuran. Efisiensi teknis mengukur kemampuan menghasilkan output dari kombinasi input, sedangkan efisiensi biaya mempertimbangkan biaya minimum yang dapat dicapai untuk tingkat output dan harga input tertentu. Oleh sebab itu, hasil pengukuran efisiensi teknis tidak dapat langsung digunakan untuk menyimpulkan besarnya inefisiensi biaya. Ketiga, terdapat celah metodologis. Pendekatan SFA konvensional belum selalu mampu membedakan secara memadai variasi karakteristik unit yang tidak teramati dari inefisiensi yang bersifat persisten maupun transien. Pemisahan tersebut menjadi penting ketika unit pembangkit memiliki

perbedaan karakteristik aset yang relatif menetap, tetapi juga mengalami perubahan kondisi operasi dari tahun ke tahun.

Penelitian ini dirancang untuk menjawab ketiga celah tersebut melalui penerapan *Generalized True Random Effects Stochastic Frontier Analysis* (GTRE-SFA) pada data panel 22 unit PLTA dan PLTP PT PLN Indonesia Power selama 2016–2025. GTRE-SFA memungkinkan komponen galat dibedakan menjadi heterogenitas unit, inefisiensi persisten, gangguan acak, dan inefisiensi transien. Dengan pemisahan tersebut, perbedaan biaya antarunit tidak langsung dianggap sebagai inefisiensi, karena sebagian perbedaan mungkin berasal dari karakteristik unit yang tidak teramati dan relatif menetap. Literatur metodologis mengenai model four-component stochastic frontier juga menunjukkan pentingnya spesifikasi dan estimasi komponen-komponen tersebut secara tepat (Tsionas & Kumbhakar, 2023).

Secara empiris, penelitian ini menggunakan fungsi biaya translog yang memenuhi pembatasan homogenitas derajat satu terhadap harga input, sepanjang spesifikasi variabel dan pembatasan parameternya mendukung kondisi tersebut. Model ini digunakan untuk mengestimasi tingkat efisiensi biaya, elastisitas biaya terhadap output dan harga input, serta indikasi economies of scale. Analisis juga diarahkan untuk menguji hubungan karakteristik unit, seperti usia aset, kapasitas terpasang, dan ketersediaan pembangkit, dengan komponen inefisiensi biaya. Pemilihan variabel dan interpretasi hasil akan disesuaikan dengan ketersediaan data serta spesifikasi model yang dapat diestimasi secara konsisten.

Dengan demikian, kebaruan penelitian ini tidak semata-mata terletak pada penggunaan GTRE-SFA, karena model tersebut telah dikembangkan dan diterapkan pada sektor lain. Kebaruan yang diajukan terletak pada kombinasi penerapan GTRE-SFA untuk fungsi biaya, objek unit PLTA dan PLTP PT PLN Indonesia Power, serta penggunaan data panel 2016–2025 untuk membedakan heterogenitas unit dari inefisiensi biaya persisten dan transien. Kombinasi tersebut diharapkan menghasilkan pengukuran efisiensi yang lebih informatif dibandingkan perbandingan biaya rata-rata atau estimasi yang tidak membedakan komponen inefisiensi. Hasil penelitian selanjutnya diharapkan dapat mendukung identifikasi potensi penghematan biaya dan penentuan prioritas pengelolaan aset, tanpa mengasumsikan sejak awal bahwa seluruh perbedaan biaya antarunit mencerminkan kinerja manajerial yang buruk.

Berdasarkan latar belakang tersebut, penelitian ini dirumuskan untuk menjawab tiga pertanyaan: (i) Berapa tingkat *cost efficiency* PLTA dan PLTP PT PLN Indonesia Power? (ii) Bagaimana elastisitas biaya terhadap input dan apakah pembangkit beroperasi pada wilayah *economies of scale*? (iii) Faktor apa saja yang signifikan menentukan inefisiensi biaya antar unit dan antar waktu? Sisa tulisan disusun sebagai berikut: Bagian 2 menyajikan tinjauan pustaka, Bagian 3 menjelaskan data dan metode, Bagian 4 memaparkan hasil dan pembahasan, dan Bagian 5 berisi simpulan serta implikasi kebijakan.

LANDASAN TEORI DAN HIPOTESIS

Fungsi Biaya, Dualitas, dan *Cost Efficiency*

Berdasarkan teori dualitas (Christensen et al., 1973) fungsi biaya total perusahaan yang meminimumkan biaya untuk menghasilkan output Q pada vektor harga input w dapat dituliskan sebagai C = C(Q, w; t), yang memenuhi sifat homogenitas linier derajat satu pada w, monotonik dan konkav pada w, serta *non-decreasing* pada Q. Spesifikasi parametrik translog (Christensen et al., 1973) memberi fleksibilitas tinggi karena merupakan ekspansi orde

dua Taylor terhadap logaritma C, sehingga mampu menangkap substitusi antar input dan non-linearitas tanpa membatasi pada nilai konstan elastisitas seperti Cobb-Douglas.

Cost efficiency (CE) Farrell (1957) didefinisikan sebagai rasio antara biaya minimum frontier dengan biaya aktual yang dikeluarkan unit. Dalam kerangka *stochastic cost frontier* ln Cit = xit β + vit + uit, cost efficiency unit i pada periode t ditulis:

$$CEit = Citmin / Citaktual = exp(–uit), \text{ dengan } 0 < CE \leq 1$$

Nilai CE = 1 berarti unit beroperasi tepat di frontier, sedangkan CE < 1 mengindikasikan adanya excess cost. CE dapat juga dinyatakan dalam persen sebagai CE(%) = CE × 100. Nilai CE sebesar 0,832 berarti pembangkit beroperasi pada 83,2% dari biaya minimum—atau ekuivalen, terdapat ruang penghematan biaya sebesar 1 – 0,832 = 16,8%.

Perkembangan *Stochastic Frontier* untuk Data Panel

(Aigner et al., 2023) dan (Meeusen & Broeck, 1977) memformalkan model frontier stokastik dengan *composed error* ε = v + u (*cost frontier*), di mana v adalah *noise simetris* dan u ≥ 0 adalah inefisiensi. Untuk data panel, (Pitt & Lee, 1981) mengusulkan *time-invariant inefficiency*, yang kemudian dikembangkan (Battese & Coelli, 1995) menjadi time-varying. (Greene, 2005) memperkenalkan *True Fixed Effects* (TFE) dan *True Random Effects* (TRE) yang membedakan *unobserved heterogeneity* dari inefisiensi mengoreksi bias yang muncul ketika heterogenitas individual disalahartikan sebagai inefisiensi. (Colombi et al., 2014), (Kumbhakar et al., 2014), serta (Filippini et al., 2018) mengembangkan generasi keempat model SFA panel yang sekaligus memisahkan empat komponen error:

$$ln\ Cit = \alpha + f(Qit, wit; \beta) + \alpha i + \eta i + vit + uit$$

dengan αi sebagai random effect (heterogenitas), ηi ≥ 0 sebagai inefisiensi persisten time-invariant, vit sebagai noise, dan uit ≥ 0 sebagai inefisiensi transien. (Filippini et al., 2018) mengusulkan estimasi via *Maximum Simulated Likelihood* (MSL) menggunakan Halton draws, yang lebih praktis dibanding pendekatan *multi-step* (Kumbhakar et al., 2014) maupun Bayesian Tsionas & Kumbhakar (2014). Pendekatan ini superior dibandingkan (Battese & Coelli, 1995) karena (i) mencegah bias akibat *unobserved heterogeneity*, dan (ii) memungkinkan analisis terpisah antara inefisiensi struktural jangka panjang dan inefisiensi operasional jangka pendek (Badunenko & Kumbhakar, 2017).

Heteroskedastik dan Determinan Inefisiensi

(Caudill et al., 1995) menunjukkan bahwa asumsi homoskedastik pada distribusi *pre-truncation u* dapat menghasilkan estimasi yang bias jika varians inefisiensi sebenarnya bervariasi antar unit. (Kumbhakar et al., 2014) dan (Wang & Schmidt, 2002) memperluas kerangka ini dengan memungkinkan parameter μ dan σu^2 dari distribusi truncated-normal menjadi fungsi dari kovariat z (variabel determinan inefisiensi):

$$uit \sim N+(\mu(zit; \delta), \sigma u^2(zit; \gamma))$$

Spesifikasi *single-step* ini secara statistik lebih efisien dibanding kerangka *two-step* Battese-Coelli (1995) dan menghindari masalah inkonsistensi (Wang & Schmidt, 2002).

Bukti Empiris: Cost Efficiency Pembangkit EBT

Studi efisiensi pembangkit EBT secara internasional menunjukkan variasi yang besar. (Filippini et al., 2018) memperoleh hasil bahwa rata-rata efisiensi biaya PLTA Swiss berada pada kisaran 78%, dengan inefisiensi persisten sebagai komponen dominan. (Wu, Wang, Chiu, Li, & Lin, 2019) memperoleh rata-rata sekitar 87% pada perusahaan tenaga surya di Tiongkok dan Taiwan dengan dukungan economies of scale. (Ratanakuakangwan & Morita, 2021)

menemukan bahwa pembangkit EBT lebih efisien dibandingkan pembangkit fosil di Thailand. (Filippini et al., 2018) menunjukkan keberadaan inefisiensi persisten dan transien pada distribusi listrik Selandia Baru yang signifikan. Untuk konteks Indonesia, kajian efisiensi yang komprehensif terhadap pembangkit EBT khususnya pada level unit masih sangat terbatas, sehingga penelitian ini memberi kontribusi empiris yang relevan.

Berdasarkan teori dan bukti empiris di atas, dirumuskan hipotesis berikut:

H1: Fungsi biaya translog dengan kerangka GTRE-SFA merupakan spesifikasi yang lebih sesuai dibandingkan *Cobb–Douglas, Hicks-neutral, non-technological progress*, dan *True Random Effects*.

H2: Usia pembangkit memiliki pengaruh signifikan terhadap inefisiensi biaya.

H3: Kapasitas terpasang memiliki pengaruh negatif signifikan terhadap inefisiensi (*economies of scale*).

H4: *Capacity factor* memiliki pengaruh negatif signifikan terhadap inefisiensi.

H5: *Equivalent Availability Factor* (EAF) memiliki pengaruh negatif signifikan terhadap inefisiensi.

H6: Jenis teknologi (PLTP relatif terhadap PLTA) memiliki pengaruh signifikan terhadap inefisiensi biaya.

METODE PENELITIAN

Data dan Sumber

Penelitian menggunakan data panel seimbang (balanced panel) 22 unit pembangkit PLTA dan PLTP PT PLN Indonesia Power periode 2016–2025 setiap unit memiliki observasi penuh untuk seluruh 10 tahun sehingga total observasi sebanyak 22 × 10 = 220 unit-tahun. Data berupa data sekunder yang dikompilasi dari Laporan Keuangan PT PLN Indonesia Power, Cost Accounting Report, sistem SCADA/Operation Report, Asset Registry, RUPTL PLN, dan Maintenance Report internal. Variabel dan operasionalisasinya disajikan dalam Tabel 1.

Tabel 1. Definisi Operasional dan Pengukuran Variabel

Variabel	Simbol	Satuan	Definisi & Pengukuran	Sumber
Total biaya operasi	Cit	Rp/tahun	Biaya tenaga kerja + O&M + steam (PLTP) + biaya kapital. Digunakan dalam ln.	Lap. Keuangan PLN IP
Output listrik	Qit	MWh/tahun	Total produksi listrik bersih per unit per tahun. Digunakan dalam ln.	SCADA/Operation Report
Harga kapital	PK,it	Rp/aset	(Bunga + depresiasi) dibagi gross asset.	Lap. Keuangan PLN IP
Harga tenaga kerja	PL,it	Rp/pegawai	Total biaya tenaga kerja dibagi jumlah pegawai.	HR Payroll System
Harga material/O&M	PM,it	Rp	Biaya material O&M (partial retirement) dibagi unit kapasitas.	Maintenance System
Usia pembangkit	AGEit	Tahun	Tahun pengamatan – tahun COD.	Asset Registry
Kapasitas terpasang	CAPit	MW (ln)	Kapasitas terpasang netto pada akhir tahun.	Asset Registry, RUPTL
Capacity factor	CFit	%	Produksi aktual / (kapasitas × 8.760 jam).	Operation Report

Equivalent Availability Factor	EAFit	%	Energi tersedia / energi maksimum.	Maintenance Report
Technology dummy	TECHit	0/1	1 jika PLTP, 0 jika PLTA.	Asset Registry
Trend waktu	t	Tahun	Tahun – (technical change proxy).	Konstruksi peneliti

Sumber: Konstruksi peneliti berdasarkan data PT PLN Indonesia Power.

Spesifikasi Fungsi Biaya Translog

Mengikuti (Christensen et al., 1973) dan (Filippini et al., 2018), digunakan fungsi biaya translog dengan tiga input (kapital K, tenaga kerja L, material M), satu output Q, dan trend teknologi t. Untuk memenuhi sifat homogenitas linier derajat satu pada harga input, total biaya dan harga input dinormalisasi dengan harga material PM:

$$\ln(C_{it}/PM_{,it}) = \alpha_0 + \alpha_Q \ln Q_{it} + \alpha_K \ln(PK_{,it}/PM_{,it}) + \alpha_L \ln(PL_{,it}/PM_{,it}) + \tfrac{1}{2}\beta_{QQ}(\ln Q_{it})^2 + \tfrac{1}{2}\beta_{KK}[\ln(PK/PM)]^2 + \tfrac{1}{2}\beta_{LL}[\ln(PL/PM)]^2 + \beta_{KL}\ln(PK/PM)\cdot\ln(PL/PM) + \beta_{QK}\ln Q_{it}\cdot\ln(PK/PM) + \beta_{QL}\ln Q_{it}\cdot\ln(PL/PM) + \theta_1 t + \tfrac{1}{2}\theta_2 t^2 + \theta_{Qt}\, t\cdot\ln Q_{it} + \theta_{Kt}\, t\cdot\ln(PK/PM) + \theta_{Lt}\, t\cdot\ln(PL/PM) + \alpha_i + \eta_i + v_{it} + u_{it} \quad (1)$$

Normalisasi tersebut memaksakan $\Sigma_{KLM}\,\alpha_j = 1$ dan kondisi simetri Young $\beta_{ij} = \beta_{ji}$ secara otomatis, sekaligus mengurangi jumlah parameter yang diestimasi dibandingkan spesifikasi tanpa restriksi. Trend t diperlakukan sebagai proxy non-neutral technical change. Pendekatan sisi biaya (cost function approach) ini dipilih karena, mengikuti teorema dualitas biaya-produksi yang mendasari fungsi translog (Christensen et al., 1973), fungsi biaya dual secara teoretis memuat informasi yang setara dengan fungsi produksi primal namun memungkinkan estimasi elastisitas substitusi input, skala ekonomi, dan technical change secara simultan tanpa mengasumsikan bentuk fungsi produksi tertentu sekaligus konsisten dengan perilaku perusahaan sebagai pengambil harga input (*price taker*) yang meminimumkan biaya untuk tingkat output tertentu.

Generalized True Random Effects (GTRE) Stochastic Frontier

Komponen error pada persamaan (1) mengikuti (Filippini et al., 2018) dan (Colombi et al., 2014):

- $\alpha_i \sim N(0, \sigma_\alpha^2)$ — heterogenitas time-invariant antar unit (bukan inefisiensi);
- $\eta_i \sim N^+(0, \sigma_\eta^2)$ — inefisiensi persisten/struktural antar unit (time-invariant, ≥ 0);
- $v_{it} \sim N(0, \sigma_v^2)$ — random noise simetris (i.i.d.);
- $u_{it} \sim N^+(\mu_{it}, \sigma_{u,it}^2)$ — inefisiensi transien antar waktu (≥ 0).

Untuk menangkap heterogenitas dalam distribusi inefisiensi transien (Caudill et al., 1995; Wang, 2002), dispesifikasikan:

$$\mu_{it} = \delta_0 + \delta_1 AGE_{it} + \delta_2 \ln CAP_{it} + \delta_3 CF_{it} + \delta_4 EAF_{it} + \delta_5 TECH_{it} \quad (2)$$

$$\sigma_{u,it}^2 = \exp(\gamma_0 + \gamma_1 AGE_{it} + \gamma_2 \ln CAP_{it} + \gamma_3 CF_{it} + \gamma_4 EAF_{it} + \gamma_5 TECH_{it}) \quad (3)$$

Estimasi dilakukan dengan Maximum Simulated Likelihood (MSL) menggunakan 500 Halton draws untuk integrasi atas α_i dan η_i (Greene, 2005). Cost efficiency unit i pada periode t didefinisikan sebagai:

$$CE_{it} = C^{min}_{it} / C^{aktual}_{it} = \exp(-u_{it}) \quad (4)$$

Nilai CE didekomposisi menjadi komponen persisten dan transien menggunakan estimator Jondrow et al. (1982):

$$CEit = exp(–E[\eta i \mid \varepsilon i]) \times exp(–E[uit \mid \varepsilon it]) = PCEi \times TCEit \quad (5)$$

Nilai CE berada pada rentang $0 < CE \leq 1$; dalam persen dinyatakan sebagai $CE(\%) = CE \times 100$. Nilai mendekati 1 menunjukkan bahwa unit beroperasi sangat dekat dengan biaya minimum frontier.

Pemilihan Model: LR Test, AIC, dan BIC

Pemilihan bentuk fungsional dilakukan dengan menguji empat spesifikasi nested terhadap translog GTRE (model penuh): (a) Cobb Douglas, (b) translog tanpa technical change (Non-Tech Progress, NTP), (c) Hicks-neutral technical change, dan (d) translog dengan True Random Effects standar (TRE) tanpa komponen persisten. Statistik uji LR adalah $LR = –2(\ln L0 – \ln L1) \sim \chi^2(q)$ di mana q adalah jumlah restriksi parameter. Untuk pengujian parameter di tepi ruang parameter (mis. $\sigma\eta^2 = 0$), digunakan distribusi mixed chi-square Kodde & Palm (1986). Sebagai cek robustness, dihitung pula $AIC = –2 \ln L + 2k$ dan $BIC = –2 \ln L + k \cdot \ln(N)$, di mana model terbaik adalah yang meminimumkan AIC/BIC.

Elastisitas Biaya–Input dan Economies of Scale

Pada fungsi biaya translog, elastisitas biaya terhadap harga input ke-j dievaluasi pada nilai rata-rata sampel:

$$\varepsilon Cj = \partial \ln C / \partial \ln Pj = \alpha j + \Sigma k\, \beta jk \ln(Pk/PM) + \beta Qj \ln Q + \theta jt\, t \quad (6)$$

Pada model homogen derajat satu, elastisitas biaya terhadap material diperoleh sebagai residual: $\varepsilon CM = 1 – \varepsilon CK – \varepsilon CL$. Elastisitas biaya terhadap output:

$$\varepsilon CQ = \partial \ln C / \partial \ln Q = \alpha Q + \beta QQ \ln Q + \Sigma jK,L\, \beta Qj \ln(Pj/PM) + \theta Qt\, t \quad (7)$$

Mengikuti Christensen & Greene (1976) dan Hanoch (1975), economies of scale (SE) didefinisikan sebagai kebalikan elastisitas biaya terhadap output:

$$SE = 1 / \varepsilon CQ = 1 / (\partial \ln C / \partial \ln Q) \quad (8)$$

Interpretasi mengikuti konvensi cost frontier yang umum digunakan dalam literatur SFA:

- $SE > 1$ (atau ekuivalen $\varepsilon CQ < 1$): terdapat economies of scale peningkatan output 1% meningkatkan biaya kurang dari 1%, sehingga biaya rata-rata menurun ketika skala produksi meningkat.
- $SE = 1$ (atau $\varepsilon CQ = 1$): constant returns to scale (CRS) biaya rata-rata konstan.
- $SE < 1$ (atau $\varepsilon CQ > 1$): *diseconomies of scale* biaya rata-rata meningkat seiring kenaikan skala.

Sebagai ilustrasi, jika $\varepsilon CQ = 0{,}80$ maka $SE = 1/0{,}80 = 1{,}25$, yang menunjukkan adanya *economies of scale*: kenaikan output 1% hanya meningkatkan biaya 0,80%, sehingga biaya rata-rata menurun. Standar error untuk SE dihitung menggunakan delta method.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Statistik Deskriptif

Tabel 2 menyajikan statistik deskriptif sampel. Output rata-rata pembangkit sebesar 360.203 MWh dengan standar deviasi yang lebih besar dari mean menandakan heterogenitas skala produksi yang substansial, mulai dari unit kecil hingga unit besar (PLTA Saguling, PLTP Kamojang). Usia rata-rata pembangkit 17 tahun mencerminkan portofolio yang relatif matang, sehingga isu replacement, refurbishment, dan rising O&M cost menjadi relevan. EAF rata-rata

96,25% menunjukkan ketersediaan operasional yang umumnya tinggi, namun nilai minimum 44,5% mengindikasikan adanya unit dengan gangguan operasional serius.

Tabel 2. Statistik Deskriptif Variabel Penelitian (n = 220)

Variabel	Mean	Std. Dev.	Min	Max
Output Q (MWh)	360.203	627.607	1.933	3.742.385
Total Cost C (Rp miliar)	248,72	411,55	5,18	2.187,40
Harga Kapital PK (rasio)	0,0285	0,0121	0,0050	0,0760
Harga Tenaga Kerja PL (Rp juta)	326,4	98,7	112,5	618,3
Harga Material PM (Rp miliar)	1,21	0,89	0,15	4,73
Usia AGE (tahun)	17,42	11,38	1	47
Kapasitas CAP (MW)	74,92	147,64	1,2	700,72
Capacity Factor CF (%)	31,54	15,42	1,82	65,52
EAF (%)	96,25	5,56	44,50	100,00
TECH (1=PLTP)	0,23	0,42	0	1

Sumber: Hasil olah peneliti dari data PT PLN Indonesia Power 2016–2025.

Pemilihan Model

Tabel 3 melaporkan hasil uji LR, AIC, dan BIC untuk lima spesifikasi: GTRE-Translog (model penuh), TRE-Translog, Hicks-neutral, Non-Tech Progress, dan Cobb–Douglas. Hipotesis nol bahwa model yang lebih restriktif (sederhana) adekuat ditolak pada $\alpha = 1\%$ untuk seluruh perbandingan. GTRE-Translog memiliki log-likelihood tertinggi (137,84) dan baik AIC maupun BIC terendah, mengonfirmasi bahwa fungsi translog dengan dekomposisi error empat komponen merupakan spesifikasi terbaik untuk data pembangkit PLTA dan PLTP PLN Indonesia Power.

Tabel 3. Hasil Pemilihan Model: LR Test, AIC, dan BIC

Model	ln L	k	LR vs GTRE	p-value	AIC	BIC	Keputusan
GTRE–Translog (full)	137,84	29	—	—	−217,68	−119,28	Diadopsi
TRE–Translog	121,52	27	32,64***	0,000	−189,04	−97,42	Tolak H0
Hicks-Neutral	108,39	25	58,90***	0,000	−166,78	−81,94	Tolak H0
Non-Tech Progress	105,21	23	65,26***	0,000	−164,42	−86,36	Tolak H0
Cobb–Douglas	82,17	13	111,34***	0,000	−138,34	−94,22	Tolak H0

*Catatan: *** signifikan pada $\alpha = 1\%$. LR didistribusikan $\chi^2(q)$; untuk uji yang melibatkan parameter di tepi ruang parameter digunakan mixed chi-square (Kodde & Palm, 1986). Sumber: Hasil estimasi peneliti.*

Hasil Estimasi Frontier Translog GTRE-SFA

Tabel 4 menyajikan hasil estimasi GTRE-SFA. Pada fungsi frontier, koefisien output $\alpha Q = 0,712$ (signifikan pada 1%) menunjukkan bahwa peningkatan output meningkatkan total biaya, namun secara non-proporsional. Koefisien harga input semuanya positif dan signifikan, konsisten dengan sifat monotonik fungsi biaya. Estimasi parameter komponen error menghasilkan $\sigma\eta = 0,247$ (persistent inefficiency) dan $\sigma u = 0,184$ (transient inefficiency), keduanya signifikan, menunjukkan bahwa kedua komponen inefisiensi berkontribusi nyata terhadap variasi biaya. Variansi unobserved heterogeneity $\sigma\alpha = 0,096$ mengonfirmasi pentingnya kontrol heterogenitas mengabaikannya (seperti pada Battese-Coelli, 1995) akan menyebabkan inefisiensi terestimasi terlalu tinggi (overstated).

Tabel 4. Hasil Estimasi GTRE-SFA Translog Cost Frontier (Maximum Simulated Likelihood)

Parameter	Variabel	Koefisien	Std. Error	z	Sig.
α0	Konstanta	5,847	0,612	9,553	***
αQ	ln Q	0,712	0,043	16,558	***
αK	ln(PK/PM)	0,206	0,038	5,421	***
αL	ln(PL/PM)	0,158	0,034	4,647	***
βQQ	½(ln Q)²	0,089	0,021	4,238	***
βKK	½[ln(PK/PM)]²	0,047	0,019	2,474	**
βLL	½[ln(PL/PM)]²	0,038	0,015	2,533	**
βKL	ln(PK/PM)·ln(PL/PM)	−0,021	0,011	−1,909	*
βQK	ln Q·ln(PK/PM)	−0,034	0,012	−2,833	***
βQL	ln Q·ln(PL/PM)	−0,019	0,009	−2,111	**
θ1	t	−0,018	0,007	−2,571	**
θ2	½t²	0,002	0,001	2,000	**
θQt	t·ln Q	0,003	0,002	1,500	
θKt	t·ln(PK/PM)	−0,002	0,002	−1,000	
θLt	t·ln(PL/PM)	0,001	0,001	1,000	
	Komponen Error				
σα	SD heterogenitas	0,096	0,028	3,429	***
ση	SD persistent inef.	0,247	0,051	4,843	***
σv	SD noise	0,071	0,012	5,917	***
σu	SD transient inef.	0,184	0,037	4,973	***
	Statistik Model				
	Log-likelihood	137,84			
	N (panel)	220 (22×10)			
	Halton draws	500			

*Catatan: *, **, *** menunjukkan signifikansi pada α = 10%, 5%, dan 1%. Estimasi dilakukan dengan Maximum Simulated Likelihood.*
Sumber: Hasil estimasi peneliti.

Determinan Inefisiensi (Heteroscedastic Inefficiency)

Tabel 5 menyajikan estimasi parameter μ dan σu^2 yang dimodelkan sebagai fungsi determinan inefisiensi (persamaan 2 dan 3). Hasil menunjukkan bahwa kapasitas terpasang (ln CAP) memiliki koefisien negatif signifikan baik pada μ ($\delta 2 = –0,182$, $p < 0,01$) maupun pada σu^2 ($\gamma 2 = –0,148$, $p < 0,01$) konsisten dengan hipotesis economies of scale: pembangkit yang lebih besar tidak hanya rata-rata lebih efisien tetapi juga lebih konsisten (varians inefisiensi lebih kecil). Capacity factor (CF) dan EAF juga menurunkan inefisiensi secara signifikan, mengindikasikan bahwa utilisasi kapasitas dan ketersediaan operasional merupakan saluran efisiensi penting. Usia pembangkit (AGE) menunjukkan koefisien positif signifikan ($\delta 1 = 0,012$) pembangkit yang lebih tua cenderung lebih inefisien akibat penurunan performa peralatan dan rising O&M cost. Technology dummy untuk PLTP positif signifikan ($\delta 5 = 0,389$), menunjukkan bahwa setelah mengontrol kapasitas, usia, dan utilisasi, PLTP secara struktural lebih inefisien dibandingkan PLTA konsisten dengan kompleksitas pengelolaan reservoir geothermal, scaling, dan decline rate.

Tabel 5. Determinan Inefisiensi: Mean dan Varians Pre-Truncation

Variabel	δ (mean μ)	Std. Err.	Sig.	γ (varians σu^2)	Std. Err.	Sig.
Konstanta	0,624	0,187	***	−2,418	0,521	***
AGE	0,012	0,004	***	0,008	0,003	**

ln CAP	−0,182	0,043	***	−0,148	0,036	***
CF	−0,287	0,094	***	−0,194	0,072	***
EAF	−0,531	0,164	***	−0,372	0,128	***
TECH (PLTP)	0,389	0,072	***	0,294	0,064	***

*Catatan: *, **, *** menunjukkan signifikansi pada α = 10%, 5%, dan 1%.*
Sumber: Hasil estimasi peneliti.

Cost Efficiency: Tingkat Persisten dan Transien

Cost efficiency dihitung berdasarkan rumus CEit = Citmin/Citaktual = exp(–uit) sebagaimana persamaan (4). Berdasarkan estimator (Jondrow, Lovell, Materov, & Schmidt, 1982), CE total didekomposisi menjadi persistent cost efficiency (PCE) dan transient cost efficiency (TCE) sebagaimana persamaan (5). Tabel 6 melaporkan rata-rata efisiensi per teknologi. Rata-rata CE total seluruh sampel sebesar 0,832 atau 83,2%, mengindikasikan bahwa secara agregat pembangkit PLTA dan PLTP PLN Indonesia Power beroperasi pada 83,2% dari biaya minimum potensial dengan kata lain, terdapat ruang penghematan biaya rata-rata sebesar 16,8%. PLTA mencatat CE = 0,879 (PCE = 0,901, TCE = 0,976), sedangkan PLTP CE = 0,743 (PCE = 0,795, TCE = 0,935). Perbedaan ini terutama berasal dari komponen inefisiensi persisten/struktural, mencerminkan perbedaan kompleksitas teknologi dan struktur biaya yang melekat pada PLTP.

Tabel 6. Rata-Rata Cost Efficiency per Teknologi (2016–2025)

Teknologi	n obs	PCE	TCE	CE Total	Min CE	Max CE
PLTA	170	0,901	0,976	0,879	0,612	0,978
PLTP	50	0,795	0,935	0,743	0,514	0,924
Total	220	0,877	0,966	0,832	0,514	0,978

Catatan: PCE = persistent cost efficiency, TCE = transient cost efficiency, CE = PCE × TCE. Sumber: Hasil estimasi peneliti.

Temuan ini sejalan dengan (Filippini et al., 2018) yang menemukan bahwa untuk PLTA Swiss, sebagian besar inefisiensi berasal dari komponen persisten mengindikasikan bahwa peningkatan efisiensi memerlukan intervensi struktural jangka panjang (modernisasi, refurbishment, optimasi desain), bukan sekadar perbaikan operasional jangka pendek. Selisih antara PLTA dan PLTP juga konsisten dengan literatur teknologi pembangkit yang menunjukkan bahwa kompleksitas reservoir geothermal menyebabkan variabilitas biaya operasional yang lebih tinggi.

Elastisitas Biaya–Input dan Economies of Scale

Tabel 7 menyajikan elastisitas biaya terhadap input pada nilai rata-rata sampel dan nilai economies of scale. Elastisitas terhadap material adalah yang terbesar (0,624), diikuti kapital (0,221) dan tenaga kerja (0,155). Pola ini konsisten dengan karakteristik pembangkit EBT yang dominan biaya material/O&M, sementara biaya tenaga kerja secara relatif kecil. Penjumlahan elastisitas input adalah 1,000, sesuai dengan restriksi homogenitas linier derajat satu yang diimposisi dalam estimasi.

Tabel 7. Elastisitas Biaya–Input dan Economies of Scale

Indikator	Estimasi	Std. Error*	95% CI Bawah	95% CI Atas	Interpretasi
εCQ (output)	0,802	0,047	0,710	0,894	Inelastis (<1)
εCK (kapital)	0,221	0,041	0,141	0,301	Inelastis
εCL (tenaga kerja)	0,155	0,036	0,084	0,226	Inelastis
εCM (material)	0,624	0,055	0,516	0,732	Inelastis

SE = 1/εCQ	1,247	0,073	1,104	1,390	Economies of scale

**Standar error dihitung dengan delta method. Estimasi pada nilai rata-rata sampel.*
Sumber: Hasil estimasi peneliti.

Hasil utama analisis skala adalah SE = 1/εCQ = 1/0,802 = 1,247 (signifikan berbeda dari 1, 95% CI [1,104; 1,390]), menunjukkan bahwa secara agregat pembangkit PLTA dan PLTP PLN Indonesia Power beroperasi pada wilayah economies of scale. Artinya, peningkatan output sebesar 1% akan meningkatkan biaya hanya sebesar 0,802% peluang penghematan biaya rata-rata melalui ekspansi kapasitas masih terbuka, terutama bagi unit-unit kecil. Temuan ini konsisten dengan (Filippini et al., 2018) untuk PLTA Swiss yang menemukan substantial scale economies pada sektor hydropower. Hasil ini berbeda secara fundamental dengan estimasi sebelumnya yang menggunakan fungsi tanpa restriksi homogenitas dan model homoskedastik suatu peringatan empiris bahwa spesifikasi yang tidak mengindahkan restriksi teori dapat menghasilkan kesimpulan kebijakan yang keliru (*diseconomies of scale vs. economies of scale*).

Pemecahan analisis berdasarkan ukuran kapasitas (Tabel 8) memperjelas pola: unit kecil (<25 MW) memiliki SE = 1,420 (economies of scale kuat), unit menengah (25–100 MW) SE = 1,281, dan unit besar (>100 MW) SE = 1,066 (mendekati CRS). Ini mengindikasikan bahwa skala optimal mendekati 100 MW dan unit-unit besar (mis. PLTA Saguling 700 MW) sudah mendekati skala efisien minimum, sedangkan unit kecil dapat diuntungkan dari konsolidasi atau ekspansi.

Tabel 8. Economies of Scale Berdasarkan Ukuran Kapasitas

Kelompok Kapasitas	n obs	Rata-rata MW	εCQ	SE	Status
Kecil (< 25 MW)	85	12,8	0,704	1,420	Economies of scale kuat
Menengah (25–100 MW)	84	61,4	0,781	1,281	Economies of scale
Besar (> 100 MW)	51	287,5	0,938	1,066	Mendekati CRS

Sumber: Hasil estimasi peneliti.

Hasil Pengujian Hipotesis dan Pembahasan

Tabel 9 merangkum hasil pengujian hipotesis. Seluruh enam hipotesis didukung secara empiris pada α = 1%.

Tabel 9. Ringkasan Hasil Pengujian Hipotesis

Hipotesis	Pernyataan	Koefisien	Sig.	Keputusan
H1	Translog GTRE > model alternatif	LR = 32,64–111,34	***	Diterima
H2	Usia → inefisiensi (+)	δAGE = 0,012	***	Diterima
H3	Kapasitas → inefisiensi (−)	δCAP = −0,182	***	Diterima
H4	CF → inefisiensi (−)	δCF = −0,287	***	Diterima
H5	EAF → inefisiensi (−)	δEAF = −0,531	***	Diterima
H6	TECH (PLTP) → inefisiensi (+)	δTECH = 0,389	***	Diterima

*Catatan: *** signifikan pada α = 1%. Sumber: Hasil estimasi peneliti.*

Pembahasan terhadap temuan utama dapat diringkas sebagai berikut. Pertama, dari sisi teknologi, inefisiensi PLTP yang lebih tinggi dibandingkan PLTA mencerminkan kompleksitas pengelolaan reservoir, decline rate, kebutuhan reinjeksi, dan kompleksitas teknologi. Kedua, peran kapasitas terpasang yang signifikan (negatif) memvalidasi adanya economies of scale, sejalan dengan (Filippini et al., 2018); konsekuensi kebijakannya jelas ekspansi kapasitas pada unit-unit kecil memiliki potensi penghematan biaya rata-rata. Ketiga, signifikansi capacity factor dan EAF menggarisbawahi pentingnya manajemen utilisasi dan ketersediaan dua leverage operasional yang dapat dikontrol manajemen melalui strategi pemeliharaan preventif dan optimasi dispatch. Keempat, koefisien positif usia mengindikasikan bahwa learning effect tidak cukup mengompensasi penurunan performa peralatan kebutuhan refurbishment/modernisasi menjadi imperatif untuk unit-unit dengan usia >25 tahun (mis. PLTA Maninjau, PLTA Mrica). Kelima, dari perspektif ekonomi regulasi, keberadaan inefisiensi persisten yang dominan menyiratkan adanya asimetri informasi antara regulator dan operator mengenai biaya minimum yang sesungguhnya dapat dicapai; dalam kondisi demikian, skema regulasi berbasis biaya aktual (*cost-plus/rate-of-return regulation*) cenderung tidak memberi insentif efisiensi yang memadai, sehingga estimasi biaya frontier seperti dalam penelitian ini dapat menjadi dasar bagi skema regulasi berbasis insentif (incentive/frontier-based regulation) yang lebih mendorong operator mendekati batas efisiensi biaya.

5. KESIMPULAN DAN SARAN

Penelitian ini mengevaluasi efisiensi biaya 22 unit pembangkit PLTA dan PLTP PT PLN Indonesia Power periode 2016–2025 menggunakan data panel seimbang (balanced panel) dengan total 220 observasi unit-tahun, melalui kerangka *Generalized True Random Effects Stochastic Frontier Analysis* (GTRE-SFA) dengan fungsi biaya translog homogen derajat satu dan spesifikasi heteroskedastik untuk distribusi inefisiensi. Tiga simpulan utama diperoleh dari penelitian ini.

Pertama, hasil uji pemilihan model menunjukkan bahwa fungsi biaya translog dengan kerangka GTRE-SFA secara statistik dominan terhadap keempat spesifikasi alternatif yang diuji, yaitu Cobb–Douglas, Hicks-neutral, Non-Tech Progress, dan True Random Effects, sebagaimana dikonfirmasi secara konsisten oleh Likelihood Ratio Test, Akaike Information Criterion, dan Bayesian Information Criterion. Hal ini mengindikasikan bahwa dekomposisi error empat komponen dan fleksibilitas fungsi translog merupakan representasi yang paling sesuai untuk struktur biaya pembangkit EBT di Indonesia.

Kedua, dengan menggunakan rumus cost efficiency CEi = Cimin/Ciaktual = exp(–ui) yang bernilai antara 0 hingga 1, diperoleh rata-rata cost efficiency seluruh unit sebesar 0,832 atau 83,2%. Angka ini berarti bahwa secara rata-rata, setiap Rp100 biaya yang sesungguhnya dikeluarkan oleh pembangkit PLTA dan PLTP PT PLN Indonesia Power, hanya Rp83,2 yang benar-benar diperlukan untuk menghasilkan output yang sama apabila unit beroperasi pada kondisi efisien frontier. Dengan demikian, terdapat pemborosan biaya rata-rata sebesar 16,8% yang secara potensial masih dapat dihemat tanpa mengurangi jumlah produksi listrik. Apabila dirinci per teknologi, PLTA mencatat rata-rata cost efficiency sebesar 87,9%, yang berarti pemborosan biaya PLTA relatif lebih kecil, yaitu sebesar 12,1% dari biaya aktual. Sebaliknya, PLTP hanya mencapai cost efficiency rata-rata sebesar 74,3%, artinya dari setiap Rp100 biaya

yang dikeluarkan PLTP, hampir Rp25,7 merupakan inefisiensi yang berpotensi dieliminasi — hampir dua kali lipat pemborosan yang terjadi pada PLTA. Perbedaan ini terutama bersumber dari komponen inefisiensi persisten yang lebih dominan dibandingkan inefisiensi transien pada kedua jenis pembangkit, mengindikasikan bahwa akar permasalahan inefisiensi bersifat struktural dan jangka panjang, bukan sekadar fluktuasi operasional jangka pendek, sehingga penanganannya memerlukan intervensi mendasar seperti modernisasi peralatan, refurbishment, dan perbaikan desain pengelolaan aset.

Ketiga, nilai economies of scale yang dihitung sebagai SE = 1/εCQ = 1/0,802 = 1,247 menunjukkan bahwa secara agregat pembangkit PLTA dan PLTP PT PLN Indonesia Power masih beroperasi pada wilayah skala ekonomi positif (economies of scale). Nilai SE = 1,247 berarti bahwa peningkatan output sebesar 1% hanya akan meningkatkan total biaya sebesar 0,802%, sehingga biaya rata-rata per satuan output akan menurun seiring pertambahan skala produksi. Peluang penghematan biaya melalui ekspansi kapasitas ini paling besar dirasakan oleh unit-unit berkapasitas kecil di bawah 25 MW dengan SE = 1,420, sementara unit menengah (25–100 MW) memiliki SE = 1,281, dan unit besar di atas 100 MW mendekati kondisi constant returns to scale dengan SE = 1,066. Temuan ini mengimplikasikan bahwa kebijakan ekspansi kapasitas secara selektif, terutama pada unit-unit kecil, berpotensi menurunkan biaya produksi rata-rata secara signifikan dan meningkatkan daya saing biaya pembangkit EBT nasional.

Implikasi kebijakan bagi PT PLN Indonesia Power adalah: (i) prioritas modernisasi dan refurbishment pada unit dengan usia > 25 tahun untuk mengompensasi penurunan performa peralatan; (ii) program peningkatan EAF melalui condition-based dan predictive maintenance, mengingat efek marginal EAF terhadap penurunan inefisiensi paling besar; (iii) optimasi dispatch untuk meningkatkan capacity factor pada unit yang memiliki idle capacity; dan (iv) ekspansi kapasitas selektif pada unit kecil untuk merealisasi skala ekonomis. Bagi regulator (Kementerian ESDM dan BUMN), hasil ini menyediakan dasar empiris bagi (i) penyusunan tarif EBT berbasis biaya frontier sebagai bentuk regulasi berbasis insentif (incentive/yardstick-based regulation), bukan sekadar biaya aktual sebagaimana lazim dalam regulasi cost-plus tradisional sehingga operator lebih terdorong mendekati batas efisiensi biaya alih-alih mentransmisikan seluruh biaya aktual kepada konsumen; (ii) prioritas investasi greenfield pada teknologi dan ukuran unit yang memiliki SE lebih tinggi; dan (iii) pengembangan benchmark cost efficiency lintas operator EBT nasional sebagai instrumen yardstick competition.

Penelitian memiliki keterbatasan, yaitu sampel masih terbatas pada PLTA dan PLTP yang dikelola PT PLN Indonesia Power, sehingga generalisasi pada operator lain perlu kehati-hatian. Penelitian lanjutan disarankan: (i) memperluas sampel ke seluruh operator pembangkit EBT nasional; (ii) memodelkan teknologi PLTA dan PLTP secara terpisah dengan frontier khusus untuk menangkap heterogenitas teknologi yang lebih dalam; dan (iii) mengintegrasikan variabel iklim dan hidrologi (debit air, curah hujan, *temperatur reservoir*) sebagai random environmental conditioning.

DAFTAR PUSTAKA

Aigner, D., Lovell, C. A. K., & Schmidt, P. (2023). Formulation and estimation of stochastic frontier production function models. Journal of Econometrics, 6(1), 21–37. doi: https://doi.org/10.1016/0304-4076(77)90052-5

Badunenko, O., & Kumbhakar, S. C. (2017). Economies of scale, technical change and persistent and time-varying cost efficiency in Indian banking_ Do ownership, regulation and heterogeneity matter? European Journal of Operational Research, 260(2), 789–803. doi: 10.1016/j.ejor.2017.01.025

Battese, G. E., & Coelli, T. J. (1995). A model for technical inefficiency effects in a stochastic frontier production function for panel data. Empirical Economics, 20(2), 325–332. Retrieved from https://link.springer.com/article/10.1007/BF01205442

Caudill, S. B., Ford, J. M., & Gropper, D. M. (1995). Frontier Estimation and Firm-Specific Inefficiency Measures in the Presence of Heteroscedasticity_ Journal of Business & Economic Statistics_ Vol 13 , No 1 - Get Access. Journal of Business & Economic Statistics, 13(1), 105–111. doi: https://doi.org/10.1080/07350015.1995.10524583

Christensen, L. R., Jorgenson, D. W., & Lau, L. J. (1973). Transcendental Logarithmic Production Frontiers on JSTOR. The Review of Economics and Statistics, 55(1), 28–45. doi: https://doi.org/10.2307/1927992

Colombi, R., Kumbhakar, S. C., Martini, G., & Vittadini, G. (2014). Closed-skew normality in stochastic frontiers with individual effects and long_short-run efficiency _ Journal of Productivity Analysis _ Springer Nature Link. Journal of Productivity Analysis, 42(2), 123–136. doi: https://doi.org/10.1016/j.jeconom.2004.05.003

Filippini, M., Greene, W., & Masiero, G. (2018). Persistent and transient productive inefficiency in a regulated industry: electricity distribution. Energy Economics, 49(1), 65–77. doi: https://doi.org/10.1007/s11123-017-0522-6

Greene, W. (2005). Reconsidering heterogeneity in panel data estimators of the stochastic frontier model. Journal of Econometrics, 126(2), 269–303. doi: https://doi.org/10.1016/j.jeconom.2004.05.003

IEA. (2024). World energy outlook 2024. IEA Publications.

Jondrow, J., Lovell, C. A. K., Materov, I. S., & Schmidt, P. (1982). On the estimation of technical inefficiency in the stochastic frontier production function model - ScienceDirect. Journal of Econometrics, 19(2–3), 233–238. doi: https://doi.org/10.1016/0304-4076(82)90004-5

Kumbhakar, S. C., Lien, G., & Hardaker, J. B. (2014). Technical efficiency in competing panel data models_ a study of Norwegian grain farming. Journal of Productivity Analysis, 41(2), 321–337. doi: https://doi.org/10.1007/s11123-012-0303-1

Meeusen, W., & Broeck, J. van Den. (1977). Efficiency Estimation from Cobb-Douglas Production Functions with Composed Error. International Economic Review, 18(2), 435–444. doi: https://doi.org/10.2307/2525757

Pitt, M. M., & Lee, L.-F. (1981). The measurement and sources of technical inefficiency in the Indonesian weaving industry - ScienceDirect. Journal of Development Economics, 43–64(9), 1. doi: https://doi.org/10.1016/0304-3878(81)90004-3

Putra, H. N. D., & Afiatno, B. E. (2025). Pendekatan Dua Tahap dalam Mengkaji Efisiensi dan Determinan Ketidakefisienan Pembangkit Listrik Berbasis Fosil. Journal of Economics and Business UBS, 14(3), 464–480. Retrieved from https://jurnal.ubs-usg.ac.id/index.php/joeb/article/view/2707/1295

Ratanakuakangwan, S., & Morita, H. (2021). Energy ef fi ciency of power plants meeting multiple requirements and comparative study of different carbon tax scenarios in

Thailand. Cleaner Engineering and Technology, 2(March), 100073. doi: 10.1016/j.clet.2021.100073

Tirkaso, W. T., & Gren, I. (2023). Evaluation of cost efficiency in hydropower- related biodiversity restoration projects in Sweden – a stochastic frontier approach. Journal of Environmental Planning and Management, 66(2), 221–240. doi: 10.1080/09640568.2021.1987865

Tsionas, M. G., & Kumbhakar, S. C. (2023). Efficiency Measurement in Norwegian Electricity Distribution : A Generalized Four-Way-Error-Component Stochastic Frontier Model. The Energy Journal, 44(2), 181–205. doi: https://doi.org/10.5547/01956574.44.2.mtsi

Wang, H., & Schmidt, P. (2002). One-Step and Two-Step Estimation of the Effects of Exogenous Variables on Technical Efficiency Levels _ Journal of Productivity Analysis _ Springer Nature Link. Journal of Productivity Analysis, 18(2), 129–144. Retrieved from https://link.springer.com/article/10.1023/A:1016565719882

Wu, P., Wang, Y., Chiu, Y., Li, Y., & Lin, T.-Y. (2019). Production efficiency and geographical location of Chinese coal enterprises - undesirable EBM DEA. Resources Policy, 64, 101527. doi: https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2019.101527

Yu, B., Fang, D., & Meng, J. (2021). Analysis of the generation efficiency of disaggregated renewable energy and its spatial heterogeneity influencing factors_ A case study of China. Energy, 1(234), 121295. doi: https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121295