

Optimisasi Ekonomi dan Lingkungan untuk Perencanaan Portofolio Pembangkitan di Regional Sumatera

Widodo W. Purwanto¹⁾, Muhammad Aminuddin Isnain²⁾

^{1),2)}Departemen Teknik Kimia, Universitas Indonesia
Kampus UI Depok 16424
Email : widodo@che.ui.ac.id

Abstrak. Dalam penelitian ini, dikembangkan model optimisasi untuk mendapatkan portofolio pembangkitan di regional Sumatera hingga tahun 2026 yang mempertimbangkan emisi dan biaya. Optimisasi dilakukan dengan meminimalisasi biaya produksi yang didalamnya termasuk biaya emisi CO₂ yang dihasilkan oleh pembangkit. Emisi CO₂ dihitung dengan menggunakan faktor emisi per pembangkit dengan rentang biaya CO₂ yang divariasikan. Optimasi dijalankan dengan dua skenario yaitu skenario tanpa mempertimbangkan emisi dan skenario dengan memperimbangkan emisi. Hasil dari optimisasi menunjukkan terdapat perbedaan bauran batubara dibandingkan dengan RUPTL 2017-2026 yaitu sebesar 58% (skenario tanpa mempertimbangkan emisi) dan 42,3% (skenario mempertimbangkan emisi). Untuk tingkat emisi, terdapat perbedaan sebesar 5% (skenario tanpa mempertimbangkan emisi) dan 13% (skenario mempertimbangkan emisi) dibandingkan dengan RUPTL 2017-2026. Dari studi ini juga disimpulkan tarif CO₂ per ton yang optimum sebesar 15,5 USD/ton.

Kata kunci: Optimisasi, sistem kelistrikan Sumatera, emisi CO₂.

1. Pendahuluan

Energi listrik memiliki dampak yang sangat besar dalam hal pembangunan pada bidang ekonomi dan sosial di Indonesia khususnya untuk daerah Sumatera. Tantangan utama dalam hal pemenuhan kebutuhan energi listrik tersebut adalah untuk memastikan bahwa energi listrik tersebut memadai, terjangkau dan handal dalam rangka pembangunan pada bidang ekonomi dan sosial. Permintaan energi listrik diprediksi akan terus tumbuh dengan rata-rata 7,1% per tahun [1]. Fenomena ini sering terjadi pada negara – negara berkembang termasuk Indonesia. Untuk memastikan ketersediaan energi listrik yang terjangkau dengan mempertimbangkan aspek lingkungan menjadi isu penting untuk menentukan skenario pengembangan energi di Sumatera. Energi terbarukan akan memainkan peran penting di masa depan sebagai sumber energi listrik menggantikan energi fosil di Sumatera.

Penelitian ini mengembangkan optimisasi dengan meminimalisasi biaya pembangkitan termasuk didalamnya biaya emisi CO₂ yang dihasilkan oleh pembangkit, dengan ruang lingkup wilayah Sumatera. Skenario yang digunakan adalah tanpa mempertimbangkan emisi dan mempertimbangkan emisi CO₂. Data input yang digunakan untuk simulasi ini berdasarkan dengan RUPTL PLN pada tahun 2017 – 2026 dengan tujuan mendapatkan portofolio bauran energi pembangkit di regional Sumatera.

Rasio elektrifikasi di Sumatera saat ini mencapai 90,51%. Dalam konteks Supply dan Demand, kondisi pembangkitan pada Sistem Sumatera didominasi oleh pembangkit berbahan bakar batubara, karena sumber daya batubara yang banyak terdapat di Sumatera. Pada sisi lain tingkat ketergantungan terhadap pemakaian Bahan Bakar Minyak (BBM) terus menurun seiring dengan pertumbuhan pembangkit non BBM. Komposisi produksi listrik per jenis energi primer di Sumatera diproyeksikan pada tahun 2026 akan menjadi 42,1% batubara, 18,5% Gas (termasuk LNG), 17,0% tenaga air, 21,1% panas bumi, 0% BBM dan 1,2% bahan bakar lainnya. Porsi pembangkit EBT di Sumatera akan meningkat dari 20,2% tahun 2017 menjadi 39,3% tahun 2026 [2].

Learning Concept

Biaya pembangkit energi terbarukan adalah salah satu faktor penting yang mempengaruhi skala pengembangan pembangkit energi terbarukan. Model kurva belajar digunakan untuk menggambarkan hubungan antara kapasitas terpasang kumulatif dan biaya investasi unit [3].

Model tersebut mengaitkan tahap komersialisasi suatu produk atau teknologi dengan harga satuan produk. Tahap komersialisasi produk yang lebih tinggi menghasilkan harga produk yang lebih rendah. Tingkat komersialisasi produk diukur dengan jumlah produksi kumulatif. Dalam hal teknologi pembangkit listrik, itu diukur dengan kapasitas terpasang kumulatif.

Model kurva pembelajaran, baik yang klasik maupun yang dimodifikasi, telah banyak digunakan untuk memprediksi belanja modal unit teknologi pembangkit listrik. Cong (2013) menggunakan model untuk optimisasi pembangkit listrik dalam perspektif untuk memaksimalkan pemanfaatan energi terbarukan dalam sistem listrik China. Model yang digunakan ditulis dalam persamaan matematika sebagai berikut:

$$C(t) = C(0) \times N(t)^\phi \quad 1$$

Dimana

- $C(t)$: Biaya investasi pada tahun t (\$/MW)
 $C(0)$: Biaya investasi pada tahun dasar (\$/MW)
 $N(t)$: rasio dari kumulatif kapasitas terpasang pada tahun t dan tahun dasar
 ϕ : koefisien elastisitas untuk biaya unit investasi

Koefisien elastisitas ϕ dapat dihitung dari data *Progress Rate* (PR) or *learning rate* (LR). *Progress rate* dan *learning rate* dapat didefinisikan sebagai berikut:

$$PR = 2^\phi \quad 2$$

$$LR = 1 - 2^\phi \quad 3$$

PR adalah persentase sisa harga setelah kumulatif kapasitas terpasang di tahun t mencapai dua kali lipat dibandingkan tahun dasar. Sementara itu LR adalah persentase penurunan harga unit setelah kumulatif kapasitas terpasang naik dua kali lipat dibandingkan tahun dasar. *Learning rate* yang digunakan pada studi ini dirangkum pada Tabel 1

Tabel 6 *Learning Rate* Pembangkit [4,5]

No	Jenis Pembangkit	<i>Learning Rate</i>
1	PLTU	8,3%
2	PLTG	15%
3	PLTD	-
4	PLTA	1,4%
5	PLTP	5%

Biaya Pembangkitan

Biaya pembangkitan dihitung dengan mempertimbangkan belanja modal (Capex), biaya operasi dan pemeliharaan (O&M), dan biaya bahan bakar (jika ada) untuk pembangkit listrik baru sementara untuk pembangkit listrik yang ada, Capex dianggap sudah terbayar (*pay-off*).

$$f1 = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I (1+r)^{-t} (G_{it}^{new} CE_{it}^{new} + G_{it}^{ext} CE_{it}^{ext}) \quad 4$$

$$CE_{it}^{new} = \left(\frac{[C_{it}^{new} CRF_i] + O_{fixed,it}}{8760 CF_{it}} \right) + O_{var,it} + F_{it} \varepsilon_{it} \quad 5$$

$$CE_{it}^{ext} = \frac{O_{fixed,it}}{8760 CF_{it}} + O_{var,it} + F_{it} \varepsilon_{it} \quad 6$$

$$CRF = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \quad 7$$

Dimana :

- t : Tahun
- i : Jenis teknologi pembangkit
- T, I : Jumlah tahun dan teknologi
- r : *Discounted rate*
- new : Pembangkit listrik baru
- ext : Pembangkit listrik terpasang
- CE : Biaya pembangkitan listrik (\$/kWh)
- C : Biaya modal pembangkit listrik yang telah disesuaikan (\$/MW)
- O : Biaya operasi dan pemeliharaan (\$/MW.tahun untuk fixed dan \$/MWh untuk variable)
- F : Biaya bahan bakar untuk pembangkit listrik (\$/MWh)
- ε : *Heat rate* per efisiensi pembangkit (MWh_t/MWh_e)
- G : Energi listrik yang dihasilkan (MWh)
- CF : *Capacity factor*.

Emisi CO₂

Emisi CO₂ dihitung oleh faktor emisi (EF) dikalikan dengan listrik yang dihasilkan untuk setiap teknologi pembangkit listrik. Faktor emisi diambil dari faktor emisi LCA sehingga emisi yang dihitung adalah faktor emisi bersih.

$$f2 = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I EF_i (G_{it}^{new} + G_{it}^{ext}) * PCO_2 \quad 8$$

Optimisasi

Optimisasi dilakukan dengan meminimalkan fungsi objektif secara bersamaan dengan cara mengubah emisi yang dihasilkan pembangkit menjadi biaya produksi listrik.

$$\min z = f_1 + f_2 \quad 9$$

Dimana z merupakan total biaya pembangkit listrik.

Batasan Kebutuhan dan Ketersediaan

Total listrik yang dihasilkan oleh semua jenis pembangkit listrik harus memenuhi permintaan (memperhitungkan kerugian dengan penggunaan dan transmisi & distribusi sendiri) pada tahun tersebut:

$$\sum_{i=1}^I (G_{it}^{new} + G_{it}^{ext}) \geq D_t \quad 10$$

Batasan terhadap energi terbarukan

Pengembangan potensi sumber energi terbarukan (Rs) terbatas kapasitasnya yang dapat memasok permintaan di sistem kelistrikan regional Sumatera setiap tahunnya dan tidak dapat memenuhi seluruh permintaan yang ada di sistem kelistrikan regional Sumatera.

$$G_{i(RE)t}^{new} + G_{i(RE)t}^{ext} \leq 8760CF_{i(RE)t,RE}Rs_{i(RE)} \quad 11$$

Pada model optimisasi potensi sumber energi terbarukan yang dapat memenuhi permintaan sistem regional Sumatera akan dibatasi berdasarkan potensi sumber energi terbarukan setiap tahunnya sesuai RUPTL 2017-2026 sebagaimana ditampilkan pada Tabel 7 berikut.

Tabel 7 Batasan Sumber Energi Terbarukan

Tahun	PLTA (MW)	PLTP (MW)
2017	66	205
2018	66	205
2019	136	345
2020	179	536
2021	734	641
2022	779	696
2023	910	1.091
2024	997	1.286
2025	2.054	1.890
2026	2.054	1.890

Batasan Capacity Factor Pembangkit

Setiap tipe pembangkit memiliki kemampuan yang berbeda dalam memenuhi beban di sistem kelistrikan. PLTU dan PLTP mempunyai *ramping rate* yang rendah sehingga tidak dapat beroperasi sebagai *load follower* ataupun *peaker*. Sementara PLTG dan PLTA mempunyai *ramping rate* yang tinggi dan dapat mengejar fluktuasi beban dengan cepat sehingga akan dioperasikan sebagai *load follower* dan *peaker*. PLTU dan PLTP akan beroperasi untuk memenuhi beban dasar. Pola operasi pembangkit pada simulasi ini akan dibatasi dengan persentase *Capacity Factor* sebagai berikut;

Tabel 8 Batasan Capacity Factor

Jenis Pembangkit	Teknologi	Capacity Factor %
PLTU	Ultra-Super Critical	73
	Super Critical	73
	Sub Critical	73
PLTG	PLT Gas -Uap	60
	PLT Mesin – Gas	60
PLTD	Diesel	60
PLTA	Hidro Electric Power Plant	53
	Micro Hidro Power Plant	53
PLTP	PLTP	90

Batasan Terhadap Pembangkit Listrik Eksisting

Karena kapasitas yang ada memberikan biaya listrik yang lebih rendah, sehingga kapasitas yang ada harus dibatasi. Listrik yang dihasilkan oleh pabrik yang ada tidak boleh melebihi kapasitas saat ini

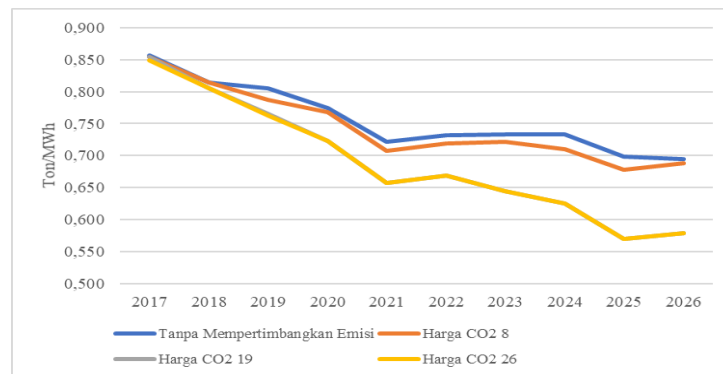
$$G_{it}^{ext} \leq 8760CF_{it}P_{it}^{ext} \quad 12$$

$$CF_{it} \geq CF_{i(t+1)} \quad 13$$

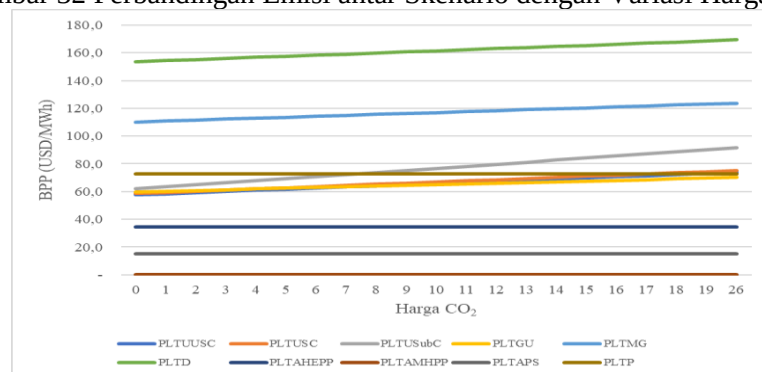
2. Pembahasan

Dalam penelitian ini digunakan 2 skenario, yaitu skenario tanpa mempertimbangkan emisi yang berarti hanya memperhitungkan biaya terendah dalam pemilihan pembangkit dan skenario mempertimbangkan emisi CO₂ yang mempertimbangkan biaya emisi kedalam biaya produksi pembangkit listrik dimana digunakan variasi harga CO₂ pada rentang 1 hingga 26 USD/ton.

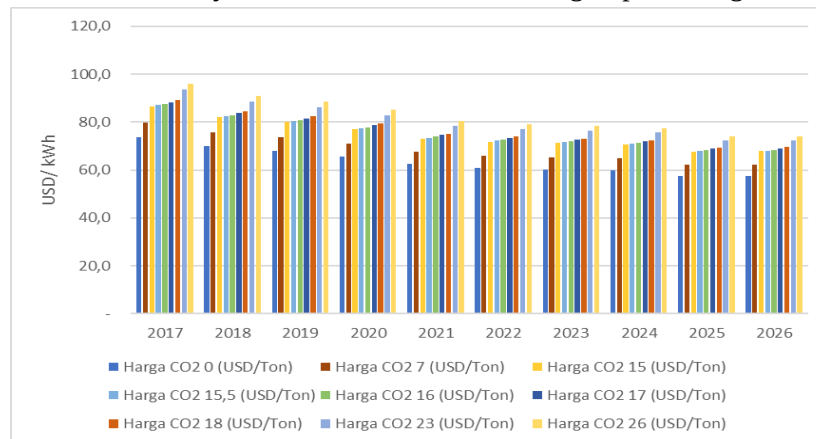
Hasil optimisasi menunjukkan perubahan emisi yang signifikan pada harga emisi CO₂ sebesar 8, 19 dan 26 USD/ton. Dari sisi emisi, terlihat penurunan emisi rata-rata yang signifikan dari skenario tanpa mempertimbangkan emisi dengan skenario mempertimbangkan emisi dengan harga CO₂ 19 dan 26 USD/ton. Penurunan emisi rata-rata pada tahun 2026 sebesar 17% pada harga CO₂ 19 dan 26 USD/ton sedangkan pada harga CO₂ 8 USD/ton hanya terjadi penurunan emisi rata-rata sebesar 1% saja.



Gambar 32 Perbandingan Emisi antar Skenario dengan Variasi Harga CO₂



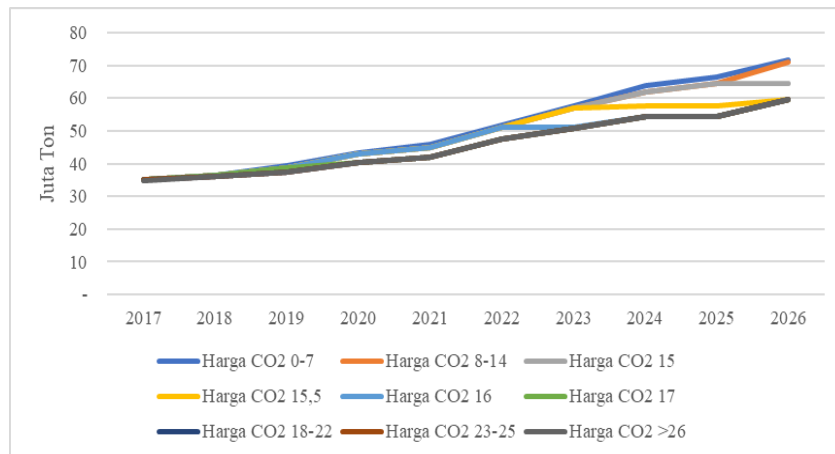
Gambar 33 Biaya Total Produksi Per Pembangkit pada Harga CO₂



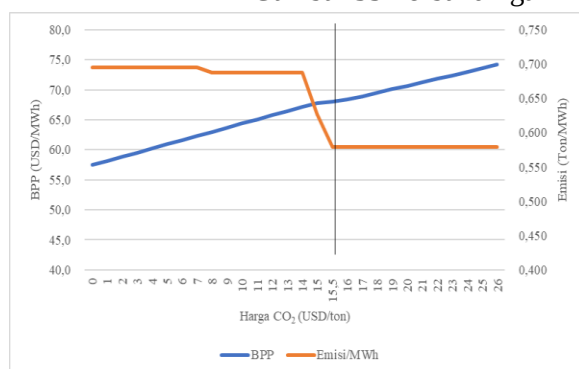
Gambar 34 Biaya Rata-Rata Produksi Listrik pada Harga CO₂ Tertentu

Total biaya produksi pembangkit listrik per MWh vs harga CO₂ hasil optimisasi dapat dilihat pada Gambar 33 dan Gambar 34 Berdasarkan skenario biaya produksi pembangkit paling murah dihasilkan oleh skenario bauran energi tanpa biaya emisi CO₂ yaitu sebesar 73,8 USD/MWh pada tahun 2017 dan 57,5 USD/MWh pada 2026 karena sebagian besar kebutuhan demand listrik dipasok oleh PLTU dan PLTA yang memiliki biaya produksi yang rendah. Semakin tinggi biaya emisi CO₂ akan menyebabkan total biaya produksi pembangkit yang semakin tinggi karena demand akan mulai beralih dipasok oleh Energi Baru Terbarukan dan Gas yang biaya pembangkitannya relatif lebih tinggi dibandingkan PLTU. Pembangkit Listrik Energi Baru Terbarukan dan Gas dapat terserap maksimal untuk memasok beban diperoleh pada biaya emisi CO₂ sebesar 26 USD/ton dan mengakibatkan biaya produksi pembangkit sistem Sumatera tertinggi pada 96,1 dan 74,2 USD/MWh pada tahun 2017 dan 2026 secara berurutan. Total biaya produksi pembangkit meningkat secara signifikan dari tahun 2017 sampai dengan 2026 karena peningkatan beban kelistrikan yang pesat pada periode tahun tersebut. Namun rata-rata biaya produksi kelistrikan menunjukkan tren yang berbeda. Dari tahun 2017 sampai 2026, biaya produksi rata-rata hanya meningkat tipis karena kenaikan porsi pembangkit bahan bakar fosil dimana harga bahan bakar meningkat.

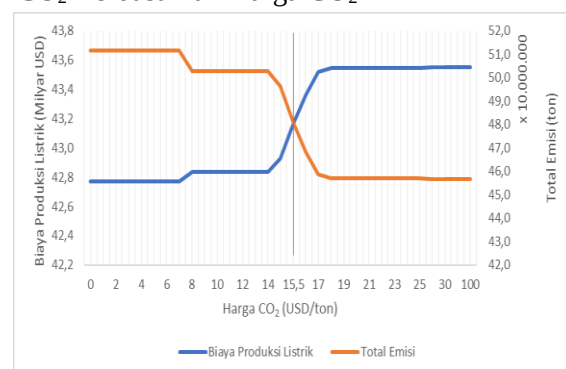
Pada studi ini meningkatnya biaya emisi CO₂ tidak membuat biaya produksi pembangkit rata-rata meningkat secara signifikan. Dengan menurunkan emisi CO₂ sebanyak 17% akan berpengaruh pada naiknya biaya rata-rata produksi pembangkit sebesar 30% seperti pada Gambar 35.



Gambar 35 Perbandingan Emisi CO₂ Berdasarkan Harga CO₂



Gambar 36 Perbandingan Biaya Produksi dengan Emisi CO₂/kWh



Gambar 37 Perbandingan Total Emisi dengan Total Biaya Produksi Listrik

Biaya emisi CO₂ yang paling optimal berdasarkan hasil studi ini terjadi pada nilai 15,5 USD/Ton CO₂ yang dihasilkan pembangkit. Pada nilai ini didapatkan emisi/MWh yang rendah sebesar 0,579 dengan biaya produksi pembangkit (BPP) listrik (total) sebesar 68,1 USD/MWh seperti yang terlihat pada Gambar 36 dan Gambar 37 diatas.

3. Kesimpulan

- Pada skenario mempertimbangkan emisi diperoleh portofolio bauran energi dengan biaya produksi paling efisien dan tingkat emisi CO₂ dari pembangkit dicapai pada biaya emisi CO₂ 15,5 USD/Ton yang menghasilkan BPP pada tahun 2026 sebesar 68,1 USD/MWh dan tingkat emisi CO₂ sebesar 0,579 juta ton/MWh.
- Hasil optimisasi diperoleh penurunan CO₂ sebesar 17% dibandingkan skenario tanpa mempertimbangkan emisi, sementara disisi lainnya mengakibatkan kenaikan biaya produksi pembangkit sebesar 30% pada sistem kelistrikan Sumatera.
- Perbandingan hasil simulasi dengan RUPTL 2017-2026 diperoleh bahwa pada harga CO₂ sebesar 15,5 USD/ton memiliki emisi yang lebih rendah sebesar 20% pada tahun 2026 dibandingkan dengan RUPTL 2017-2026 namun memiliki harga yang lebih tinggi sebesar 13%.
- Pada skenario tanpa mempertimbangkan emisi, bauran energi yang diperoleh dari hasil simulasi tidak berbeda signifikan dengan bauran energi RUPTL dimana pada tahun 2026 selisih tingkat emisi hanya lebih rendah 4% dan BPP lebih rendah 5%.

Daftar Pustaka

- [1]. Gandolphe, Sylvie Cornot. *Indonesia's Electricity demand and the Coal Sector*. Oxford Institute for Energy Studies, Mar. 2017.
- [2]. PLN. *Rencana usaha penyediaan tenaga listrik PT PLN (Persero) 2017-2026*. Jakarta: PT. PLN (Persero). 2017
- [3]. R.-G. Cong. *An optimization model for renewable energy generation and its application in China: A perspective of maximum utilization*. Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 17, pp. 94–103, Jan. 2013
- [4]. Rubin, Edward S., Inês ML Azevedo, Paulina Jaramillo, and Sonia Yeh. *A Review of Learning Rates for Electricity Supply Technologies*. Energy Policy 86, pp. 198-218, 2015.
- [5]. IEA. *Technology Roadmap: Geothermal Heat and Power*. Paris: OECD Publishing, 2011