

OPTIMISASI PENJADWALAN EKONOMIS PADA UNIT PEMBANGKIT PLTG DI PLTGU PT INDONESIA POWER TAMBAK LOROK MENGGUNAKAN *SIMULATED ANNEALING ALGORITHM*

Muhammad Ghiffari Ramadhani^{*)}, Susatyo Handoko, Karnoto

Departemen Teknik Elektro, Universitas Diponegoro
Jl. Prof. Sudharto, SH, Kampus UNDIP Tembalang, Semarang 50275, Indonesia

^{*)E-mail:} didan.ghifari@gmail.com

Abstrak

Energi listrik merupakan kebutuhan primer yang sudah sangat melekat pada penduduk urban. Penggunaan bahan bakar sebagai pembangkit energi listrik menyumbang biaya terbesar dalam hal pengoperasian pembangkitan. Perlunya penjadwalan ekonomis penggunaan bahan bakar dibutuhkan guna meminimalisasi biaya pembangkitan. Untuk mendapatkan pengoperasian pembangkit yang optimal diperlukan adanya penjadwalan operasi pembangkit. Simulated Annealing Algorithm (SAA) diusulkan sebagai metode penjadwalan ekonomis pembangkit pada Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG) di Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap (PLTGU) Tambak Lorok. Metode SAA merupakan metode pencarian yang terinspirasi dari proses penguatan suatu bahan dengan menaikkan lalu menurunkan suhu bahan tersebut secara bertahap. Untuk melihat performa dari simulasi SAA maka metode ini dibandingkan dengan metode Lagrange Multiplier sebagai validasi. Hasil simulasi optimisasi dengan SAA menunjukkan performa yang baik dengan hasil simulasi identic dengan metode Lagrange Multiplier, sedangkan dalam keadaan operasi sistem dan keadaan diskret tidak memiliki perbedaan yang signifikan. Berdasarkan hasil simulasi dengan dua metode operasi berbeda menggunakan algoritma SA, didapatkan bahwa pada metode operasi diskret didapat rata-rata penghematan biaya sebesar 1916,316 \$/jam dan pada metode operasi sistem algoritma SA didapat rata-rata penghematan biaya sebesar 1915,768 \$/jam yang menandakan bahwa operasi pembangkit yang optimal sudah didapat.

Kata kunci: Penjadwalan ekonomis, SAA, biaya pembangkitan

Abstract

Electrical energy is a primary need which is related to the urban society. The usage of fuel as electric generation contributing a huge amount of cost. The needs of economic dispatch in using fuel is needed to minimize the fuel cost. In order to obtain an optimal operation of the plant, the economic dispatch is required. Simulated Annealing Algorithm (SAA) is proposed as an economic dispatch method for Gas Power Plant (PLTG) in Gas and Steam Power Plant (PLTGU) Tambak Lorok. The SAA is a method inspired by an annealing process to strengthen a material by rising up the temperature then decreasing it gradually. To see the performance of the SAA simulation, this method is compared with Lagrange Multiplier method as validation. The simulation shows a good performance, as the results of SAA is identic with Lagrange Multiplier method, and there is no significant difference in system operation and discrete condition. The results of the simulation with two different operation methods using SA algorithm are obtained with an average savings of the cost as much as 1916,316 \$/h in discrete method and 1915,768 \$/h in system operation method which indicates that optimal operation of the plant is achieved.

Keywords: Economic dispatch, SAA, generation cost

1. Pendahuluan

Energi listrik merupakan kebutuhan primer yang sudah sangat meerkat pada penduduk urban. Penggunaan alat elektronik seperti computer serta laptop membutuhkan energi listrik supaya dapat diaktifkan. Energi listrik didapat dari pembangkitan pada suatu pembangkit energi listrik dengan mengubah energi primer yang diantaranya gas,

menjadi energi mekanik untuk menggerakkan turbin, menyebabkan generator yang terkopel dengan turbin akan ikut bergerak sehingga terbentuk energi listrik. Penggunaan sumber daya energi seperti gas yang tidak dapat diperbaharui membuat pemakaiannya harus digunakan seminim mungkin. Dari sisi pembangkitan, penggunaan bahan bakar seperti gas, merupakan komponen penyumbang biaya terbesar dari suatu

pembangkit [1], sehingga penggunaannya harus diefisienkan untuk mengurangi biaya produksi menggunakan Teknik optimisasi.

Salah satu teknik solusi untuk menyelesaikan permasalahan optimisasi yaitu dengan menggunakan teknik *Simulated Annealing Algorithm*. Algoritma ini terinspirasi dari analogi proses penguatan suatu bahan padat dengan pemanasan dan pendinginan secara bertahap. Penelitian mengenai penerapan SAA pada sistem tenaga listrik telah dilakukan untuk optimisasi *economic load dispatch* [2] - [5].

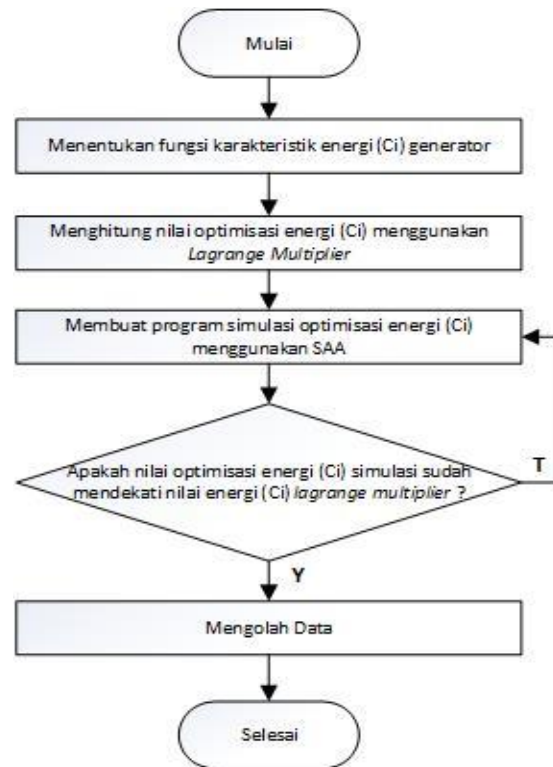
Pembahasan optimisasi yang diangkat oleh penulis dilakukan di PLTGU Tambak Lorok. Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap (PLTGU) Tambak Lorok merupakan salah satu pembangkit yang menyuplai kebutuhan tenaga listrik di sistem Jawa-Bali. PLTGU Tambak Lorok memiliki 3 unit PLTG pada blok 1 dan 3 unit PLTG pada blok 2 serta mempunyai fungsi karakteristik bahan bakar yang berbeda. Pada saat ini kebutuhan operasi PLTGU memanfaatkan gas alam yang dihargai Dolar Amerika Serikat (US\$). Pada penelitian sebelumnya digunakan metode optimisasi *Ant Colony Optimization* (ACOr) [6], *Flower Pollination Algorithm* (FPA) [7] dan *Improved Whale Optimization Algorithm* (IWOA) [8] sebagai solusi dari masalah penjadwalan ekonomis pada unit Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG) di PLTGU Tambak Lorok. Dalam penelitian ini dibahas penjadwalan ekonomis menggunakan metode *Simulated Annealing Algorithm* (SAA) pada unit PLTG di PLTGU blok 1 dan blok 2 dengan daya keluaran generator yang terhubung pada satu bus utama yang sama. Hasil dari penelitian ini adalah kombinasi daya yang dibangkitkan oleh tiap-tiap generator dan biaya pembangkitan yang ekonomis serta dibandingkan metode Iterasi Lambda (*Lagrange Multiplier*) dengan perhitungan manual. Metode ini dibandingkan hasilnya pada tiga unit GTG yang beroperasi secara diskret untuk membuktikan validitas dari metode SAA.

2. Metode

2.1. Metode Penelitian

Penelitian ini dilaksanakan dalam beberapa tahap. Pada Gambar 1 dapat dilihat langkah-langkah metode penelitian.. Pada tahap awal dilakukan penentuan fungsi karakteristik tiap unit pembangkit berdasarkan rata-rata keluaran energi terhadap daya yang dihasilkan menggunakan regresi polinomial. Setelah didapat persamaan fungsi karakteristik generator, menghitung nilai optimisasi yang didapat dari metode *Lagrange Multiplier*. Kemudian membuat program simulasi *economic dispatch* dengan metode SAA. Setelah itu dilakukan perbandingan metode SAA dengan metode pembanding perhitungan *Lagrange Multiplier* yang dilakukan pada generator blok 2. Jika hasil telah sesuai dan mendekati dilanjutkan ke tahap berikutnya yaitu mengolah data. Jika hasil masih

belum sesuai dan tidak mendekati dilakukan perbaikan pada program simulasi.



Gambar 1. Diagram Alir Penelitian.

Pada Gambar 1 dapat dilihat langkah-langkah metode penelitian. Pada tahap awal dilakukan penentuan fungsi karakteristik energi (Ci) yang dibutuhkan tiap unit pembangkit berdasarkan rata-rata keluaran energi terhadap daya yang dihasilkan menggunakan regresi polinomial. Setelah didapat persamaan fungsi karakteristik generator, menghitung nilai optimisasi energi (Ci) yang didapat dari metode *Lagrange Multiplier*. Kemudian membuat program simulasi optimisasi energi (Ci) dengan SAA. Setelah itu dilakukan perbandingan optimisasi energi (Ci) pada SAA dengan metode pembanding perhitungan *Lagrange Multiplier* yang dilakukan pada generator blok 2. Jika hasil telah mendekati dilanjutkan ke tahap berikutnya yaitu mengolah data. Jika hasil masih tidak mendekati dilakukan perbaikan pada program simulasi.

Pada tahap pengolahan data dilakukan simulasi optimisasi unit pembangkit yang dikerjakan dengan dua metode operasi berbeda yaitu secara diskret dan secara operasi sistem. Secara operasi sistem berarti pembangkit listrik beroperasi secara terus menerus setelah dinyalakan sesuai dengan berubahnya permintaan daya dan berdasarkan konsumsi energi yang paling kecil, sedangkan secara diskret hanya melihat konsumsi energi yang paling kecil dan tidak memperhitungkan kondisi operasi. Kemudian hasil dari optimisasi SAA secara diskret dan secara operasi sistem dibandingkan dengan data pembebanan PLTGU

Tambak Lorok dan dianalisis berdasarkan konsumsi energi dan total biayanya.

2.2. Perancangan Sistem

Secara umum fungsi tujuan dari program simulasi ini adalah penjadwalan pendistribusian beban optimal pada masing-masing unit pembangkit PLTG di PLTGU Tambak Lorok untuk permintaan daya tertentu dengan mempertimbangkan batasan dari masing-masing generator itu sendiri sehingga permintaan daya dapat dipenuhi dengan biaya pembangkitan yang seminimal mungkin. Fungsi tujuan dari optimisasi *economic dispatch* ini dinyatakan dalam fungsi biaya bahan bakar dari unit pembangkit yang sesuai dengan Persamaan 1 :

$$C_i = \alpha_i + \beta_i P_i + \gamma_i P_i^2 \quad (1)$$

dimana

- C_i = biaya bahan bakar unit generator (\$/jam)
- P_i = daya yang dihasilkan (MW)
- $\alpha_i, \beta_i, \gamma_i$ = konstanta

Dengan fungsi batasan dari optimisasi *economic dispatch* ini dinyatakan pada persamaan 2 berikut:

$$P_{i(min)} \leq P_i \leq P_{i(max)} \quad i = 1, \dots, n_g \quad (2)$$

Dimana

- $P_{i(min)}$ = batasan minimal daya pembangkit (MW)
- $P_{i(max)}$ = batasan maksimal daya pembangkit (MW)
- i = indeks unit generator

Generator dari setiap unit pembangkit harus membangkitkan daya tidak melebihi nilai maksimumnya serta tidak boleh dioperasikan untuk membangkitkan daya dibawah nilai minimumnya seperti dinyatakan pada Tabel 1.

Tabel 1. Batasan PLTG Tambak Lorok

Generator	Batas Bawah (MW)	Batas Atas (MW)
GTG 1.1	30	109
GTG 1.2	30	109
GTG 1.3	30	109
GTG 2.1	30	109
GTG 2.2	30	109
GTG 2.3	30	109

2.3. Pemodelan Unit-Unit Pembangkit

Berikut merupakan pemodelan unit-unit pembangkit GTG 1.1, GTG 1.2, GTG 1.3, GTG 2.1, GTG 2.2 dan GTG 2.3 pada PLTG di PLTGU PT Indonesia Power Tambak Lorok

yang di plot kedalam grafik fungsi kuadratis keluaran energi (MMBTU/jam) terhadap daya (MW).

a. Unit GTG 1.1

Grafik fungsi kuadratis karakteristik pembangkit Unit 1.1 dapat dilihat pada Gambar 2. Persamaan karakteristik pembangkit unit 1.1 adalah

$$C_{11} = 326,43 + 8,3344P + 0,0094P^2$$

b. Unit GTG 1.2

Grafik fungsi kuadratis karakteristik pembangkit Unit 1.2 dapat dilihat pada Gambar 3. Persamaan karakteristik pembangkit unit 1.2 adalah

$$C_{12} = 352,94 + 7,984P + 0,0128P^2$$

c. Unit GTG 1.3

Grafik fungsi kuadratis karakteristik pembangkit Unit 1.3 dapat dilihat pada Gambar 4. Persamaan karakteristik pembangkit unit 1.3 adalah

$$C_{13} = 223,35 + 6,1106P + 0,0078P^2$$

d. Unit GTG 2.1

Grafik fungsi kuadratis karakteristik pembangkit Unit 2.1 dapat dilihat pada Gambar 5. Persamaan karakteristik pembangkit unit 2.1 adalah

$$C_{21} = 298,44 + 9,0663P + 0,005P^2$$

e. Unit GTG 2.2

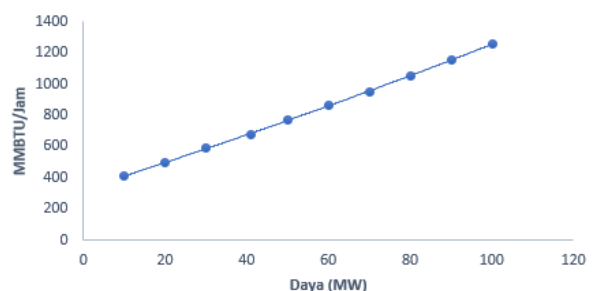
Grafik fungsi kuadratis karakteristik pembangkit Unit 2.2 dapat dilihat pada Gambar 6. Persamaan karakteristik pembangkit unit 2.2 adalah

$$C_{22} = 317,63 + 8,2875P + 0,0075P^2$$

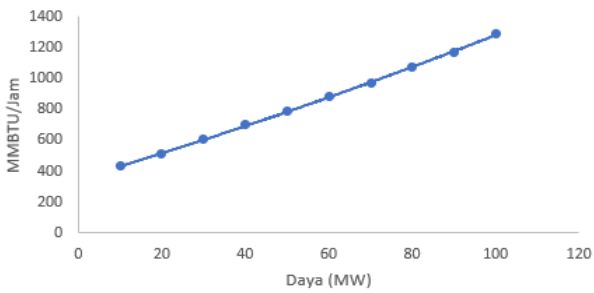
f. Unit GTG 2.3

Grafik fungsi kuadratis karakteristik pembangkit Unit 2.3 dapat dilihat pada Gambar 7. Persamaan karakteristik pembangkit unit 2.3 adalah

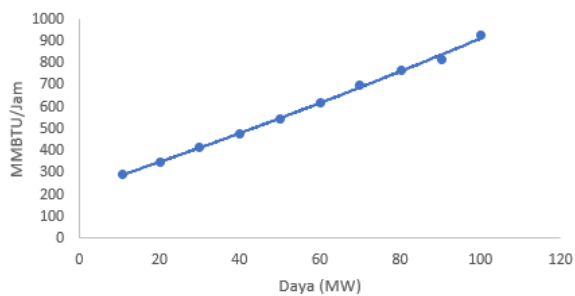
$$C_{23} = 289,26 + 8,9351P + 0,0033P^2$$



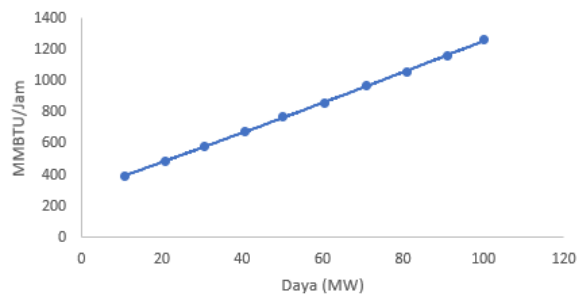
Gambar 2. Grafik karakteristik pembangkit unit 1.1



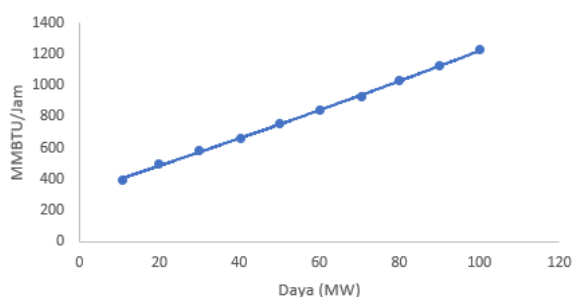
Gambar 3. Grafik karakteristik pembangkit unit 1.2



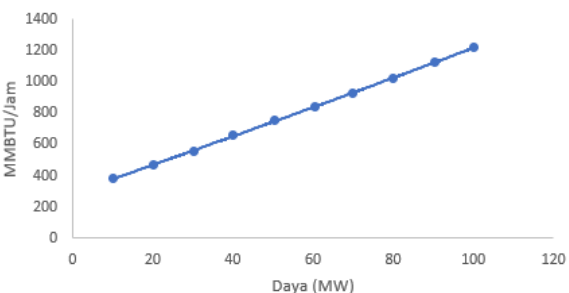
Gambar 4. Grafik karakteristik pembangkit unit 1.3



Gambar 5. Grafik karakteristik pembangkit unit 2.1



Gambar 6. Grafik karakteristik pembangkit unit 2.2



Gambar 7. Grafik karakteristik pembangkit unit 2.3

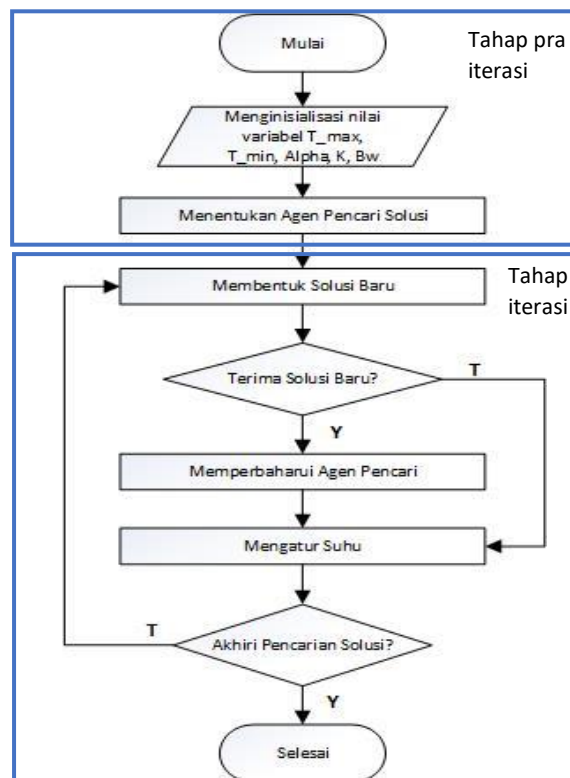
Dari perhitungan diatas maka pada pusat pembangkit listrik PLTGU Tambak Lorok blok 1 dan blok 2 yang terdiri dari masing-masing tiga unit pembangkit tenaga gas, mempunyai karakteristik sebagai berikut:

1. Unit 1.1
 $C_{11} = 326,43 + 8,3344P + 0,0094P^2$
2. Unit 1.2
 $C_{12} = 352,94 + 7,984P + 0,0128$
3. Unit 1.3
 $C_{13} = 223,35 + 6,1106P + 0,0078P^2$
4. Unit 2.1
 $C_{21} = 298,44 + 9,0663P + 0,005P^2$
5. Unit 2.2
 $C_{22} = 317,63 + 8,2875P + 0,0075P^2$
6. Unit 2.3
 $C_{23} = 289,26 + 8,9351P + 0,0033P^2$

Konversi dari total energi ke total biaya mengikuti nilai standar rata-rata *supplier* gas PT Indonesia Power Tambak Lorok Semarang yaitu 1 MMBTU= US\$7.

2.4. Perancangan Optimisasi Menggunakan Algoritma SAA

Metode optimisasi untuk penjadwalan ekonomis pada Penelitian ini adalah *Simulated Annealing Algorithm* (SAA). Pada Gambar 8 memperlihatkan diagram alir metode optimisasi SAA dengan tahap pra iterasi dan tahap iterasi.



Gambar 8. Diagram alir optimisasi penjadwalan Generator dengan SAA.

Berikut penjelasan dari diagram alir optimisasi penjadwalan generator pada Gambar 8 yang terdiri dari dua tahap yaitu:

a. Tahap pra-iterasi SAA

Tahap pra-iterasi adalah tahapan yang dilakukan sebelum di mulainya proses iterasi SAA. Pada tahap pra-iterasi algoritma dimulai dengan mendeklarasikan parameter SAA yaitu:

$$T_{\max} = 1000$$

$$T_{\min} = 0,001$$

$$\text{Alpha} = 0,9$$

$$K = 12$$

$$Bw = 25$$

Selanjutnya mendeklarasikan nilai fitness yang diambil dari persamaan karakteristik masing-masing unit pembangkit. Kemudian menentukan agen pencari terbaik berdasarkan posisi yang menghasilkan fitness terbaik.

b. Tahap iterasi SAA

Pada tahap ini terjadi looping utama dari SAA. Tahap ini dimulai dengan membentuk solusi baru dan menyesuaikan solusi tersebut sesuai dengan batasannya. Kemudian memperbaharui agen pencari dengan solusi baru tersebut jika didapat nilai fitness terbaik dari fitness sebelumnya. Simulasi akan selesai setelah mencapai konvergensi atau mencapai iterasi maksimum.

3. Hasil dan Analisa

3.1. Perbandingan Metode SAA dengan Metode Lagrange Multiplier

Perbandingan metode SAA dengan Metode Lagrange Metode Lagrange Multiplier ini dilakukan untuk mengetahui keakuratan program yang telah dibuat sudah berjalan sesuai dengan perhitungan secara manual. Keberhasilan program diukur dari kemampuannya untuk menganalisis pendistribusian beban yang optimal sehingga daya yang dibangkitkan pada masing-masing unit memenuhi batas yang telah ditentukan dan juga energi yang dihemat dari pendistribusian beban mencapai nilai maksimum.

3.1.1. Perbandingan SAA dengan Lagrange Multiplier

Berikut adalah contoh perhitungan metode *Lagrange Multiplier* pada blok 2 untuk permintaan daya 230 MW:

Diasumsikan $\lambda = 9,5$

Untuk iterasi pertama $P_{2.1}$, $P_{2.2}$ dan $P_{2.3}$ adalah

$$P_{2.1}^{(1)} = \frac{9,5 - 9,0663}{0,01} = 43,370$$

$$P_{2.2}^{(1)} = \frac{9,5 - 8,2875}{0,015} = 80,833$$

$$P_{2.3}^{(1)} = \frac{9,5 - 8,9351}{0,0066} = 85,591$$

$$\Delta P^{(1)} = 230 - (43,370 + 80,833 + 85,591) = 20,206$$

Maka perubahan lambda dihasilkan

$$\Delta\lambda^{(1)} = \frac{20,206}{\frac{1}{0,01} + \frac{1}{0,015} + \frac{1}{0,0066}} = 0,064$$

Kemudian nilai λ baru adalah

$$\lambda^{(2)} = 9,5 + 0,064 = 9,564$$

Dilanjutkan pada proses iterasi ke-2

$$P_{2.1}^{(2)} = \frac{9,564 - 9,0663}{0,01} = 49,720$$

$$P_{2.2}^{(2)} = \frac{9,564 - 8,2875}{0,015} = 85,067$$

$$P_{2.3}^{(2)} = \frac{9,564 - 8,9351}{0,0066} = 95,213$$

$$\Delta P^{(2)} = 230 - (49,720 + 85,067 + 95,213) = 0$$

Maka perubahan lamda dihasilkan

$$\Delta\lambda^{(2)} = \frac{0}{\frac{1}{0,01} + \frac{1}{0,015} + \frac{1}{0,0066}} = 0$$

$\Delta P^{(2)} = 0$, dan $\Delta\lambda^{(2)} = 0$ maka proses iterasi telah selesai. Dihasilkan kombinasi generator dan lamda sebagai berikut

$$P_{2.1} = 49,720 \text{ MW}$$

$$P_{2.2} = 85,067 \text{ MW}$$

$$P_{2.3} = 95,213 \text{ MW}$$

$$\lambda = 9,564 \frac{\text{MMBTU}}{\text{MWh}}$$

Energi masing-masing unit generator adalah

$$C_{2.1} = 298,44 + 9,0663(49,720) + 0,005(49,720)^2 = 761,580$$

$$C_{2.2} = 317,63 + 8,2875(85,067) + 0,0075(85,067)^2 = 1076,895$$

$$C_{2.3} = 298,26 + 8,9351(95,213) + 0,0033(95,213)^2 = 1169,911$$

Energi total pada saat permintaan daya 230 MW adalah

$$C_{Ttotal} = C_1 + C_2 + C_3 = 3008,386 \text{ MMBTU/h}$$

Hasil pengujian simulasi dari metode SAA dan metode *Lagrange Multiplier* menghasilkan daya keluaran dan energi total untuk tiga pembangkit pada blok 2 yang dapat dilihat pada Tabel 2 dan Tabel 3.

Tabel 2. Hasil perhitungan lagrange multiplier

Daya (MW)	Lagrange			Total Energi (MMBTU/jam)
	GTG2.1 (MW)	GTG2.2 (MW)	GTG2.3 (MW)	
230	49,720	85,067	95,213	3.008,386
265	62,448	93,552	109	3.345,086
300	83,448	107,552	109	3.687,939

Tabel 3. Hasil simulasi SAA

Daya (MW)	SAA			Total Energi (MMBTU/jam)
	GTG2.1 (MW)	GTG2.2 (MW)	GTG2.3 (MW)	
230	49,772	85,023	95,205	3.008,386
265	62,328	93,672	109	3.345,086
270	83,376	107,624	109	3.687,939

Dapat dilihat Tabel 2 dan Tabel 3 menunjukkan hasil daya keluaran dan energi dari metode SAA dan metode Lagrange Multiplier untuk PLTGU pada blok 2. Dapat dilihat hasil perbandingan simulasi antara metode optimisasi SAA dengan metode optimisasi Lagrange Multiplier memiliki jumlah energi yang sama dengan masing-masing permintaan daya yang sama dan konfigurasi generator yang tidak jauh berbeda. Dengan demikian metode optimisasi SAA merupakan metode yang dapat digunakan untuk solusi dari permasalahan economic dispatch pada sistem tenaga listrik.

3.2. Hasil Simulasi SAA

Pada sub bab ini akan membahas pengoperasian pembangkit yang optimal dan memperhatikan batas minimum dan maksimum kapasitas generator dan dibandingkan dengan hasil metode SAA secara diskret yang hanya memperhatikan batas minimum dan maksimum kapasitas generator tanpa memperhatikan operasi sistem. Operasi sistem berarti pembangkit listrik beroperasi secara kontinu setelah dinyalakan sesuai dengan bertambahnya permintaan daya dan berdasarkan konsumsi energi yang paling kecil.

3.2.1. Hasil simulasi SAA secara diskret

Tabel 6 menunjukkan hasil penjadwalan ekonomis unit PLTG di PLTGU Tambak Lorok yang hanya memperhatikan batas minimum dan maksimum kapasitas generator tanpa memperhatikan operasi sistem. Simulasi SAA secara diskret dilakukan pada data pembebanan satu hari tanggal 28 Septemver 2017. Konversi dari total energi ke total biaya mengikuti nilai standar rata-rata supplier gas PT Indonesia Power Tambak Lorok Semarang yaitu 1 MMBTU= US\$7.

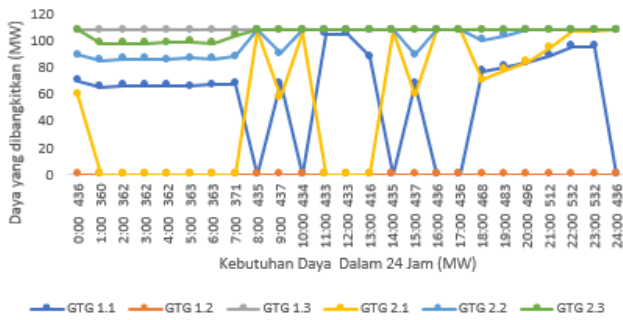
Tabel 6. Data Pembebanan PLTGU Tambak Lorok

Jam	Daya (MW)	GTG 1.1 (MW)	GTG 1.2 (MW)	GTG 1.3 (MW)	GTG 2.1 (MW)	GTG 2.2 (MW)	GTG 2.3 (MW)	Energi (MMBTU /Jam)	Blaya (\$/Jam)
0:00	439	80	91	91	100	76	0	5338,771	37371,394
1:00	360	0	91	91	99	76	0	4295,510	30068,569
2:00	362	0	91	91	99	79	0	4313,779	30196,450
3:00	362	0	91	91	82	79	0	4313,779	30196,450
4:00	362	0	91	91	101	79	0	4313,779	30196,450
5:00	363	0	91	91	101	79	0	4323,860	30267,019
6:00	363	0	91	91	101	79	0	4323,860	30267,019
7:00	371	8	91	91	101	79	0	4717,567	33022,966
8:00	435	80	91	91	101	79	0	5301,902	37113,313
9:00	437	83	91	91	101	71	0	5321,420	37249,942
10:00	434	83	91	89	101	71	0	5296,320	37074,239
11:00	433	83	91	89	101	71	0	5286,259	37003,810
12:00	433	83	91	89	101	71	0	5286,259	37003,810
13:00	416	83	91	89	101	71	0	5116,746	35817,225
14:00	435	83	91	89	101	71	0	5306,391	37144,738
15:00	437	84	91	90	101	71	0	5323,802	37266,615
16:00	436	83	91	90	101	71	0	5313,898	37197,285
17:00	438	83	91	90	101	71	0	5313,898	37197,285
18:00	468	83	91	91	101	71	31	5890,840	41235,878
19:00	483	83	91	91	101	71	46	6028,678	42200,744
20:00	496	83	91	91	101	71	59	6149,339	43045,970
21:00	512	82	90	91	102	71	76	6298,704	44090,927
22:00	532	82	90	91	102	71	96	6488,758	45421,305
23:00	532	82	90	91	102	71	96	6488,758	45421,305
24:00	436	82	90	91	102	71	0	5311,315	37179,208

Tabel 7. Hasil simulasi SAA secara diskret unit PLTG Tambak Lorok

Jam	Daya (MW)	GTG 1.1 (MW)	GTG 1.2 (MW)	GTG 1.3 (MW)	GTG 2.1 (MW)	GTG 2.2 (MW)	GTG 2.3 (MW)	Energi (MMBTU /Jam)	Blaya (\$/Jam)
0:00	439	70,86	0	109	59,94	90,19	109	5234,696	36642,870
1:00	360	66,00	0	109	0	86,08	98,91	4191,526	29340,684
2:00	362	67,03	0	109	0	87,09	98,87	4210,697	29474,882
3:00	362	67,24	0	109	0	87,00	98,75	4210,699	29474,892
4:00	362	67,09	0	109	0	86,68	99,22	4210,697	29474,879
5:00	363	66,74	0	109	0	87,49	99,76	4220,290	29542,032
6:00	363	67,68	0	109	0	87,22	99,09	4220,295	29542,064
7:00	371	68,35	0	109	0	88,87	104,7	4297,162	30080,132
8:00	435	0	0	109	108	109	109	4930,466	34513,261
9:00	437	69,14	0	109	58,53	91,32	109	5215,381	36507,670
10:00	434	0	0	109	107	109	109	4920,325	34442,272
11:00	433	106	0	109	0	109	109	4910,040	34370,281
12:00	433	106	0	109	0	109	109	4910,040	34370,281
13:00	416	89	0	109	0	109	109	4737,194	33160,361
14:00	435	0	0	109	108	109	109	4930,466	34513,261
15:00	437	68,49	0	109	60,28	90,22	109	5215,415	36507,903
16:00	436	0	0	109	109	109	109	4940,617	34584,320
17:00	438	0	0	109	109	109	109	4940,617	34584,320
18:00	468	77,79	0	109	71,21	100,9	109	5516,696	38616,871
19:00	483	81,27	0	109	78,81	104,9	109	5664,049	39648,340
20:00	496	84,10	0	109	84,89	109	109	5792,592	40548,142
21:00	512	89,66	0	109	95,33	109	109	5952,073	41664,512
22:00	532	96,71	0	109	108,2	109	109	6153,775	43076,425
23:00	532	96,59	0	109	108,4	109	109	6153,775	43076,424
24:00	436	0	0	109	109	109	109	4940,617	34584,320

Berdasarkan hasil simulasi SAA operasi diskret pada Tabel 7 terdapat perbedaan terhadap data pembebanan Tabel 6 PLTGU Tambak Lorok. Seperti pada pembebanan 439 MW dimana pada data pembebanan komposisi generator yang menyala secara berurutan dari generator 1.1 yaitu 80, 91, 91, 101, 76 MW dengan energi sebesar 5338,771 MMBTU/jam. Sedangkan pada operasi diskret komposisi generator yang menyala secara berurutan dari generator 1.1 yaitu 70,865; 0; 109; 59,942; 90,193; 109 MW dengan energi sebesar 5234,696 MMBTU/jam. Berdasarkan Tabel 7 dapat dibuat grafik operasi seperti pada Gambar 9.



Gambar 9. Grafik operasi generator dengan metode optimisasi SAA diskret

Gambar 9 menunjukkan grafik operasi generator dengan metode optimisasi SAA secara operasi sistem. Dapat dilihat pada data pembebanan 4 generator yaitu 328 MW sampai 436 MW generator aktif adalah GTG 1.3, GTG 2.3, GTG 2.2 dan GTG 1.1. Pada data pembebanan 5 generator yaitu 437 MW sampai 545 MW generator yang aktif adalah GTG 1.3, GTG 2.3, GTG 2.2, GTG 1.1 dan GTG 2.1. Pada pembebanan 6 generator tidak terjadi dikarenakan permintaan pembebanan tidak pernah melebihi 545 MW.

3.2.2. Hasil simulasi SAA secara operasi sistem

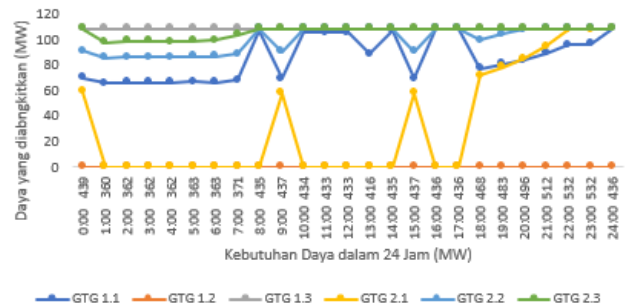
Tabel 8 menunjukkan penjadwalan ekonomis unit PLTG di PLTGU Tambak Lorok yang memperhatikan batas minimum dan maksimum kapasitas generator serta memperhatikan operasi sistem. Operasi sistem berarti pembangkit listrik beroperasi kontinu setelah dinyalakan dengan bertambahnya permintaan daya dan berdasarkan konsumsi energi yang paling kecil. Simulasi SAA secara operasi sistem dilakukan dengan pembebanan pada PLTGU Tambak Lorok seperti yang tertera pada Tabel 8.

Berdasarkan hasil simulasi SAA operasi sistem pada Tabel 8 terdapat perbedaan terhadap data pembebanan Tabel 6 PLTGU Tambak Lorok. Seperti pada pembebanan 439 MW dimana pada data pembebanan komposisi generator yang menyala secara berurutan dari generator 1.1 yaitu 80, 91, 91, 101, 76 MW dengan energi sebesar 5338,771 MMBTU/jam. Sedangkan pada operasi sistem komposisi generator yang menyala secara berurutan dari generator 1.1 yaitu 70,214; 0; 109; 59,197; 91,589; 109 MW dengan energi sebesar 5234,681 MMBTU/jam. Berdasarkan Tabel 8 dapat dibuat grafik operasi seperti pada Gambar 10.

Gambar 10 menunjukkan grafik operasi generator dengan metode optimisasi SAA secara operasi sistem. Dapat dilihat pada data pembebanan 4 generator yaitu 328 MW sampai 436 MW generator aktif adalah GTG 1.3, GTG 2.3, GTG 2.2 dan GTG 1.1. Pada data pembebanan 5 generator yaitu 437 MW sampai 545 MW generator yang aktif adalah GTG 1.3, GTG 2.3, GTG 2.2, GTG 1.1 dan GTG 2.1. Pada pembebanan 6 generator tidak terjadi dikarenakan permintaan pembebanan tidak pernah melebihi 545 MW.

Tabel 8. Hasil simulasi SAA secara operasi sistem unit PLTG Tambak Lorok

Jam	Daya (MW)	GTG 1.1 (MW)	GTG 1.2 (MW)	GTG 1.3 (MW)	GTG 2.1 (MW)	GTG 2.2 (MW)	GTG 2.3 (MW)	Energi (MMBTU/jam)	Biaya (\$/Jam)
0:00	439	70,214	0	109	59,197	91,589	109	5234,681	36642,768
1:00	360	66,424	0	109	0	86,362	98,214	4191,522	29340,656
2:00	362	66,754	0	109	0	86,994	99,252	4210,696	29474,873
3:00	362	66,608	0	109	0	86,839	99,553	4210,697	29474,877
4:00	362	66,938	0	109	0	86,969	99,103	4210,696	29474,875
5:00	363	67,288	0	109	0	87,072	99,644	4220,289	29542,025
6:00	363	67,039	0	109	0	87,142	99,814	4220,288	29542,019
7:00	371	68,516	0	109	0	89,156	104,328	4297,160	30080,123
8:00	435	108	0	109	0	109	109	4930,732	34515,125
9:00	437	69,978	0	109	58,165	90,857	109	5215,373	36507,612
10:00	434	107	0	109	0	109	109	4920,377	34442,638
11:00	433	106	0	109	0	109	109	4910,040	34370,281
12:00	433	106	0	109	0	109	109	4910,040	34370,281
13:00	416	89	0	109	0	109	109	4737,194	33160,361
14:00	435	108	0	109	0	109	109	4930,732	34515,125
15:00	437	69,871	0	109	58,361	90,768	109	5215,373	36507,611
16:00	436	109	0	109	0	109	109	4941,106	34587,745
17:00	438	109	0	109	0	109	109	4941,106	34587,745
18:00	468	77,409	0	109	72,484	100,107	109	5516,683	38616,780
19:00	483	81,126	0	109	79,026	104,854	109	5664,047	39648,332
20:00	496	84,321	0	109	85,281	108,398	109	5792,591	40548,140
21:00	512	89,752	0	109	95,243	109	109	5952,073	41664,513
22:00	532	96,452	0	109	108,548	109	109	6153,775	43076,426
23:00	532	96,747	0	109	108,253	109	109	6153,775	43076,426
24:00	436	109	0	109	109	109	109	4941,106	34587,745



Gambar 10. Grafik operasi generator dengan metode optimisasi SAA operasi sistem.

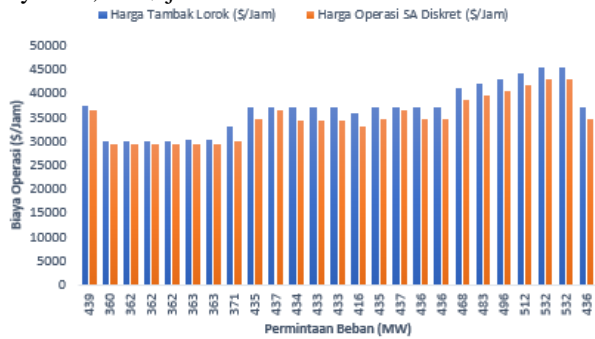
3.3. Hasil Perbandingan Biaya Operasi Metode SAA Dengan Data Pembebanan PLTGU Tambak Lorok

Perbandingan biaya operasi dilakukan antara biaya metode SAA operasi diskret terhadap biaya SAA operasi pembebanan PLTGU Tambak Lorok, dan juga perbandingan antara biaya metode operasi sistem terhadap biaya operasi pembebanan PLTGU Tambak Lorok .

3.3.1. Perbandingan Biaya SAA Operasi Diskret dan Pembebanan PLTGU Tambak Lorok

Perbandingan biaya bahan bakar dalam \$/jam antara SAA operasi diskret dengan biaya pembebanan PLTGU Tambak Lorok ditunjukkan oleh Tabel 9.

Dari Tabel 9 dan Gambar 11 dapat dilihat bahwa untuk seluruh pembebanan, biaya operasi hasil optimisasi menggunakan metode SAA pada operasi diskret lebih hemat dari biaya operasi pembebanan PLTGU Tambak Lorok. Penghematan rata-rata yang diperoleh sebesar 1916,316 \$/jam. Selisih biaya terbesar pada pembebanan 371 MW dengan selisih biaya 2942,834 \$/jam dan selisih biaya terkecil pada pembebanan 362 MW dengan selisih biaya 721,557 \$/jam.



Gambar 11. Grafik operasi generator dengan metode optimisasi SAA diskret.

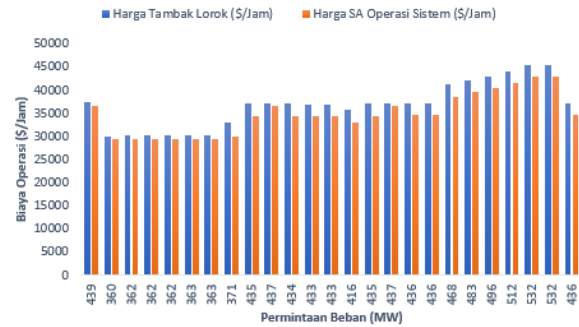
Tabel 9. Perbandingan Biaya SAA Operasi Diskret dan Pembebanan PLTGU Tambak Lorok

Jam	Daya (MW)	Harga Tambak Lorok (\$/Jam)	Harga Operasi Diskret (\$/Jam)	Selisih (\$/Jam)
0:00	439	37371,394	36642,870	728,523
1:00	360	30068,569	29340,684	727,885
2:00	362	30196,450	29474,882	721,567
3:00	362	30196,450	29474,892	721,557
4:00	362	30196,450	29474,879	721,570
5:00	363	30267,019	29542,032	724,987
6:00	363	30267,019	29542,064	724,955
7:00	371	33022,966	30080,132	2942,834
8:00	435	37113,313	34513,261	2600,052
9:00	437	37249,942	36507,670	742,272
10:00	434	37074,239	34442,272	2631,967
11:00	433	37003,810	34370,281	2633,528
12:00	433	37003,810	34370,281	2633,528
13:00	416	35817,225	33160,361	2656,864
14:00	435	37144,738	34513,261	2631,477
15:00	437	37266,615	36507,903	758,711
16:00	436	37197,285	34584,320	2612,966
17:00	438	37197,285	34584,320	2612,966
18:00	468	41235,878	38616,871	2619,007
19:00	483	42200,744	39648,340	2552,404
20:00	496	43045,370	40548,142	2497,227
21:00	512	44090,927	41664,512	2426,414
22:00	532	45421,305	43076,425	2344,879
23:00	532	45421,305	43076,424	2344,881
24:00	436	37179,208	34584,320	2594,888
Rata-rata				1916,316

3.3.2. Perbandingan Biaya SAA Operasi Sistem dan Pembebanan PLTGU Tambak Lorok

Perbandingan biaya bahan bakar dalam \$/jam antara SAA operasi sistem dengan biaya pembebanan PLTGU Tambak Lorok ditunjukkan oleh Tabel 10.

Dari Tabel 10 dan Gambar 12 dapat dilihat bahwa untuk seluruh pembebanan, biaya operasi hasil optimisasi menggunakan metode SAA pada operasi sistem lebih hemat dari biaya operasi pembebanan PLTGU Tambak Lorok. Penghematan rata-rata yang diperoleh sebesar 1915,768 \$/jam. Selisih biaya terbesar pada pembebanan 371 MW dengan selisih biaya 2942,843 \$/jam dan selisih biaya terkecil pada pembebanan 362 MW dengan selisih biaya 721,576 \$/jam.



Gambar 12. Grafik operasi generator dengan metode optimisasi SAA operasi sistem.

Tabel 10. Perbandingan Biaya SAA Operasi Sistem dan Pembebanan PLTGU Tambak Lorok

Jam	Daya (MW)	Harga Tambak Lorok (\$/Jam)	Harga Operasi Sistem (\$/Jam)	Selisih (\$/Jam)
0:00	439	37371,394	36642,768	728,626
1:00	360	30068,569	29340,656	727,913
2:00	362	30196,450	29474,873	721,576
3:00	362	30196,450	29474,874	721,575
4:00	362	30196,450	29474,875	721,575
5:00	363	30267,019	29542,025	724,993
6:00	363	30267,019	29542,019	724,999
7:00	371	33022,966	30080,123	2942,843
8:00	435	37113,313	34515,125	2598,187
9:00	437	37249,942	36507,612	742,330
10:00	434	37074,239	34442,638	2631,601
11:00	433	37003,810	34370,281	2633,528
12:00	433	37003,810	34370,281	2633,528
13:00	416	35817,225	33160,361	2656,864
14:00	435	37144,738	34515,125	2629,612
15:00	437	37266,615	36507,611	759,003
16:00	436	37197,285	34587,745	2609,541
17:00	438	37197,285	34587,745	2609,541
18:00	468	41235,878	38616,780	2619,098
19:00	483	42200,744	39648,332	2552,412
20:00	496	43045,370	40548,140	2497,230
21:00	512	44090,927	41664,513	2426,414
22:00	532	45421,305	43076,426	2344,879
23:00	532	45421,305	43076,426	2344,878
24:00	436	37179,208	34587,745	2591,463
Rata-rata				1915,768

4. Kesimpulan

Dari hasil pengujian, metode optimisasi SAA dapat digunakan untuk menyelesaikan permasalahan penjadwalan ekonomis unit pembangkit PLTG di PLTGU

Tambak Lorok. Ini dapat dilihat dari hasil perbandingan metode optimisasi SAA dengan *Lagrange Multiplier* pada percobaan permintaan daya 230 MW, 265 MW dan 300 MW memiliki total energi yang sama sebesar 3008,386 MMBTU/jam, 3345,086 MMBTU/jam, 3687,939 MMBTU/jam. Perbandingan biaya operasi optimisasi penjadwalan ekonomis dengan metode SAA operasi diskret lebih hemat dibandingkan dengan biaya operasi pembebanan PLTGU Tambak Lorok dengan rata – rata penghematan sebesar 1916,316 \$/jam, selisih biaya terbesar pada pembebanan 371 MW dengan selisih biaya 2942,834 \$/jam dan selisih biaya terkecil pada pembebanan 362 MW dengan selisih biaya 721,557 \$/jam. perbandingan biaya operasi optimisasi penjadwalan ekonomis metode SAA operasi sistem lebih hemat dibandingkan dengan biaya operasi pembebanan PLTGU Tambak Lorok dengan rata – rata penghematan sebesar 1915,768 \$/jam, selisih biaya terbesar pada pembebanan 371 MW dengan selisih biaya 2942,843 \$/jam dan selisih biaya terkecil pada pembebanan 362 MW dengan selisih biaya 721,576 \$/jam.

Penelitian ini dapat dikembangkan dengan mempertimbangkan daya yang dihasilkan pada Turbin Uap (STG) dan mempertimbangkan rugi – rugi pada jaringan transmisi.

Referensi

- [1]. D. Marsudi, *Pembangkitan Energi Listrik*. Jakarta: Erlangga, 2011.
- [2]. K. P. Wong and C. C. Fung, "Simulated Annealing Based Economic Dispatch Algorithm," *IEE PROCEEDINGS-C*, vol. 140, no. 6, pp. 509–515, 1993.
- [3]. K. P. Wong, "Solving Power System Optimization Problems Using Simulated Annealing," *Elsevier*, vol. 8, no. 6, pp. 665–670, 1996.
- [4]. M. Venkatesh and R. Raghutu, "Economic Load Dispatch Using Simulated Annealing Algorithm," *Int. Res. J. Eng. Technol.*, vol. 2, no. 3, pp. 1961–1964, 2015.
- [5]. K. K. Vishwakarma, "Simulated Annealing Based Optimization for Solving Large Scale Economic Load Dispatch Problems," *Int. J. Eng. Res. Technol.*, vol. 1, no. 3, pp. 1–8, 2012.
- [6]. I. D. Alber and S. Handoko, "Metode Koloni Semut Pada Domain Kontinu Untuk Optimisasi Penjadwalan Ekonomis Unit Pembangkit PLTG di PLTGU PT Indonesia Power Tambak Lorok," pp. 1–8, 2016.
- [7]. F. J. Foreman and S. Handoko, "Optimisasi Economic Dispatch Pada Unit Pembangkit PLTG di PLTGU PT Indonesia Power Tambak Lorok Menggunakan Flower Pollination Algorithm," pp. 1–8, 2016.
- [8]. Y. Anastra, D. Wijaya, B. Winardi, and A. Nugroho, "Optimisasi Penjadwalan Ekonomis Pada Unit Pembangkit PLTG di PLTGU PT Indonesia Power Tambak Lorok Menggunakan Metode Improved Whale Optimization Algorithm," pp. 1–11, 2017.