

Analisis Penjadwalan Unit-Unit Pembangkit Listrik Dengan Menggunakan Metode *Unit Decommitment* (PT.PLN Wilayah Riau)

Oleh:

Zulfatri Aini

Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Sains dan Teknologi
Universitas Islam Negeri Sultan Syarif Kasim-Riau.
Email : zulfatri_aini@yahoo.com

Intisari

Besarnya kebutuhan energi listrik oleh masyarakat di wilayah Riau sehingga PT. PLN Persero Sektor Pembangkitan sebagai perusahaan listrik nasional dituntut untuk selalu menjaga ketersediaan, kesinambungan, kuantitas dan kualitas energi listrik yang baik serta harga yang terjangkau. Untuk memenuhi kebutuhan masyarakat akan listrik tersebut, PT. PLN Persero Sektor Pembangkitan akan membuat rencana operasi sistem tenaga listrik jangka pendek yaitu penjadwalan operasi unit-unit pembangkit listrik dengan tujuan menekan biaya bahan bakar seminimal mungkin. Dimana dalam sistem pengoperasian tenaga listrik, biaya bahan bakar merupakan biaya yang paling besar yaitu 60% dari biaya operasi keseluruhan.

Penjadwalan operasi unit-unit pembangkit merupakan penentuan kombinasi unit-unit pembangkit yang hidup dan mati untuk memenuhi kebutuhan beban sistem pada suatu periode tertentu. Metode *Unit Decommitment* digunakan untuk menyelesaikan masalah penjadwalan operasi unit-unit pembangkit listrik, dimana pada kondisi awal semua pembangkit dianggap beroperasi pada tiap jamnya sehingga sistem memiliki *supply* yang berlebih akibatnya hasil operasi sistem tidak ekonomis oleh sebab itu beberapa unit harus dipertimbangkan untuk dimatikan pada periode tertentu.

Berdasarkan perhitungan dan hasil analisis penjadwalan operasi pada hari senin 12 Desember 2011 diperoleh penghematan total biaya operasi bila dibandingkan dengan penjadwalan pada PT. PLN (Persero) Sektor Pembangkitan Pekanbaru yaitu sebesar Rp. 1.112.722.573,3297 (32,8%). Dari hasil perhitungan diatas dapat disimpulkan bahwa penjadwalan operasi unit-unit pembangkit listrik dengan metode *Unit Decommitment* dapat memberikan penjadwalan yang efisien dan efektif dalam menekan biaya operasi pembangkit listrik.

Kata Kunci : Penjadwalan Unit-Unit Pembangkit, *Unit Decommitment*

1. Pendahuluan

Untuk memenuhi kebutuhan masyarakat akan energi listrik, tentu dalam pengoperasian sistem tenaga listrik akan ditemukan berbagai macam hambatan yang dapat menimbulkan penurunan kualitas serta kelangsungan penyaluran pantas antara biaya yang dikeluarkan oleh perusahaan listrik untuk memproduksi daya listrik dengan biaya yang harus dibayar oleh pelanggan. Salah satu rencana operasi sistem tenaga listrik jangka pendek yaitu penjadwalan operasi unit pembangkit yang merupakan penentuan kombinasi unit-unit pembangkit (*Unit Commitment*) yang bekerja dan tidak perlu bekerja untuk memenuhi kebutuhan beban sistem pada suatu periode tertentu agar didapat biaya bahan bakar yang seminimal mungkin. Untuk menganalisis penjadwalan operasi unit-unit pembangkit listrik

daya listrik ke pelanggan. Untuk mengatasi hambatan tersebut perusahaan penyedia daya listrik akan membuat rencana operasi sistem tenaga listrik jangka pendek yang digunakan untuk pengoperasian sistem yang efisien hingga dapat menjamin hubungan yang dikhususkan di wilayah Riau dengan menggunakan metode *Unit Decommitment*. Adapun parameter yang akan dibahas adalah penjadwalan dari kombinasi unit-unit pembangkit listrik dan analisis biaya operasi dari seluruh pembangkit tenaga listrik.

2. Metodologi Penelitian

Metode yang dipakai dalam penelitian ini ada tiga yaitu :

1. Studi Literatur

Referensi yang dipakai dikumpulkan dari buku-buku dan paper dari internet yang berkaitan

dengan judul dan pendekatan metode *Unit Decommitment* terhadap sistem penjadwalan operasi unit pembangkit listrik.

2. Observasi Lapangan

Peninjauan secara langsung ke lapangan yaitu PT. PLN Persero Sektor Pembangkitan Pekanbaru dimana data-data yang dikumpulkan berupa data parameter unit pembangkit, data operasi unit pembangkit dan data beban harian.

3. Analisa Data

Menganalisis data-data yang telah diperoleh melalui pendekatan dan langkah-langkah perhitungan dengan menggunakan metode *Unit Decommitment*.

penjadwalan pembangkit yang berbeda dapat memberikan biaya operasi yang berbeda pula tergantung karakteristik masing-masing unit pembangkit yang dioperasikan.

Permasalahan yang dihadapi pada jadwal kerja terdiri dari dua masalah yang saling berkaitan yaitu :

1. *Unit Commitment*
2. *Economic Dispatch*

b. Karakteristik *Input-Output* Pembangkit

Input pada suatu pembangkit *thermal* adalah bahan bakar yang dinyatakan dalam satuan liter/jam atau BTU/jam dan *output* dari pembangkit tersebut berupa besar daya yang dinyatakan dalam Megawatt (MW).

$$H_i = \alpha_i + \beta_i P_i + \gamma_i P_i^2$$

Dengan :

H_i : *input* bahan bakar pembangkit *thermal* ke- i (liter/jam)

P_i : *output* pembangkit *thermal* ke- i (MW)

$\alpha_i, \beta_i, \gamma_i$: konstanta *input-output* pembangkit *thermal* ke- i

c. Efisiensi Unit Pembangkit

Efisiensi merupakan perbandingan antara besarnya daya yang dibangkitkan dengan masukan yang diberikan. Rumus efisiensi unit pembangkit ialah :

$$\eta = \frac{E}{I}$$

Satuan efisiensi dinyatakan dalam %.

Jika boiler dalam keadaan di *shutdown* maka unit pembangkit dalam keadaan cadangan dingin, ada dua pendekatan dalam perhitungan biaya *star-up* yaitu :

Dalam pendekatan eksponensial, biaya *star-up* ditentukan sebagai berikut :

$$C = C_2 \times [1 - e^{-C_1/T}]$$

Pada pendekatan linier biaya *star-up* diasumsikan linier dengan persamaan sebagai berikut :

$$C = C_1 T$$

3. Landasan Teori

a. Optimasi Unit Pembangkit Tenaga Listrik

Dalam sistem pengoperasian tenaga listrik tentunya tidak terlepas dari biaya operasi yang terdiri atas biaya pembelian tenaga listrik, biaya pegawai, biaya bahan bakar dan material operasi. Biaya bahan bakar merupakan biaya yang paling besar, untuk PT. PLN memerlukan biaya bahan bakar kira-kira 60% dari biaya operasi secara keseluruhan. (Djiteng, 1990).

Untuk menekan biaya operasi tenaga listrik terutama biaya bahan bakar maka diperlukan sistem operasi ekonomis. Konfigurasi pembebanan atau

d. Karakteristik perbandingan *input-output* (*Heat Rate*)

Karakteristik perbandingan *input-output* merupakan karakteristik yang menggambarkan perbandingan antara masukan dan keluaran. *Heat rate* dirumuskan :

$$HR = \frac{E}{P} \text{ (Btu/MWjam)}$$

e. *Shutdown Rule*

Shutdown dilakukan dengan tujuan agar unit pembangkit yang tidak efisien dapat mengalihkan bebannya pada pembangkit lain yang lebih efisien. Dalam melakukan *shutdown* harus memperhatikan beberapa hal yaitu *down time minimum* dan *up time*.

f. Biaya Transisi (*Star-up*)

Biaya transisi merupakan biaya yang dibutuhkan untuk menghidupkan unit pembangkit sebagai akibat dari perubahan status unit pembangkit dari keadaan *OFF* ke *ON*. Pada unit pembangkit tenaga uap terdapat dua bentuk biaya transisi yaitu :

- Unit Cadangan Panas

Jika boiler dipertahankan pada temperatur dan tekanan operasinya maka unit pembangkit dalam bentuk cadangan panas. Secara matematis yaitu :

$$C(P_i) = \alpha_i P_i^2 + \beta_i P_i + c_i$$

- Unit Cadangan Dingin

g. *Unit Commitment*

Penjadwalan pembangkit (*Unit Commitment*) ini menentukan mana unit pembangkit yang *commit* (*ON*) dan unit mana yang *OFF* dalam melayani beban sistem selama periode waktu tertentu dengan memperhatikan kondisi optimal ekonomi dan memenuhi batasan-batasan teknis dalam pengoperasian pembangkit di dalam sistem tenaga.

Constraint Pada *Unit Commitment* :

1. Cadangan berputar (*Spinning Reserve*)

2. Unit *Thermal Constraint : Minimum Up Time* dan *Minimum Down Time*
3. Unit *Hidro Constraint*
4. *Must Run Unit*
5. *Fuel Constraint*

h. Metode Unit Decommitment

Pada Tahun 1990-an, Chaoan Li menemukan metode *unit commitment* baru berdasarkan pada prosedur *decommitment*. Metode *Unit Decommitment* merupakan penentuan pembangkit yang dijadwal untuk dilakukan *shutdown* agar diperoleh nilai yang lebih ekonomis, dimana pada kondisi awal semua pembangkit dianggap beroperasi pada tiap jamnya. Sehingga sistem memiliki *supply* yang berlebih yang mengakibatkan hasil operasi sistem tidak ekonomis.

Untuk mengatasi permasalahan ini maka beberapa unit harus dipertimbangkan untuk dimatikan. Proses penentuan pembangkit yang *dishutdown* dilakukan dengan memperhatikan *indeks relative saving cost* terbesar dari unit pembangkit yang akan beroperasi.

1. Fungsi Objektif dan Fungsi Kendala

Fungsi objektif adalah suatu fungsi yang ingin dicapai, Secara matematis fungsi objektif ditulis sebagai berikut :

$$TCST = \text{Min}(\sum_t \sum_i (C_{it}(P_{it}) \times U_{it} + S_{it}(X_{i,t-1}, U_{it}, U_{i,t-1}))$$

Sedangkan fungsi kendala (*constraint*) dinyatakan dengan persamaan :

$$\sum_t P_{it} \times U_{it} - D_t = 0$$

$$t = 1, 2, 3, \dots, T$$

$$P_i \text{ min} \leq P_i \leq P_i \text{ ma}$$

$$EXSt = \sum_j R_{jt} \times U_{jt} - D_t - R_t^{res} \geq 0$$

Secara matematis fungsi biaya yang akan dicapai adalah sebagai berikut:

$$C_{it}(P) = aP_{it}^2 + bP_{it} +$$

$$S_{it}(X_{i,t-1}, U_{it}, U_{i,t-1}) = \text{rurbest}_i + \text{boilest}_i \times [1 - e^{-\alpha X_{i,t-1}}]$$

Untuk lebih memudahkan dalam mendapatkan unit mana yang harus dilakukan *shutdown* maka unit tersebut harus memenuhi fungsi kendala (*constraint*) pada persamaan :

$$EXS_i = \sum_j R_{jt} \times U_{jt} + R_{it} \times U_{it} - D_t - R_t^{res} \geq 0$$

2. Kriteria Proses Decommitment

Penentuan kriteria dapat dilakukan dengan menentukan indeks TCSTO_i dan TCSTI_i

sebagai fungsi objektif dari persamaan 3.1 sebelum dan sesudah *decommitment* untuk unit i :

$$TCSTO_i = \sum_t \sum_i (C_{it}(P_{it}) \times U_{it} + S_{it}(X_{i,t-1}, U_{it}, U_{i,t-1}))$$

$$TCSTI_i =$$

$$\frac{\sum_t \sum_j (C_{jt}(P_{jt}) \times U_{jt} + S_{jt}(X_{j,t-1}, U_{jt}, U_{j,t-1})) -$$

$$1(C_{it}(P_{it}) \times U_{it} + S_{it}(X_{i,t-1}, U_{it}, U_{i,t-1}))}{\sum_t (C_{it}(P_{it}) \times U_{it} + S_{it}(X_{i,t-1}, U_{it}, U_{i,t-1}))}$$

kemudian tentukan total biaya yang diselamatkan apabila proses *decommitment* dilakukan pada unit i, yaitu :

$$TSCST_i = TCSTO_i - TCSTI_i$$

Penentuan nilai TSCST_i digunakan untuk mencari nilai *relatif saving cost* dari setiap unit pembangkit listrik dengan membandingkan nilai TSCST_i dengan nilai *decommitment unit spinning capacity*. Secara matematis ditulis sebagai berikut :

$$RSCST_i = TSCST_i / DUSC_i$$

i. Langkah-Langkah Analisis Penjadwalan Sistem dengan Pendekatan Unit Decommitment

Langkah-langkah yang harus dilakukan untuk menentukan penjadwalan sistem dengan pendekatan *Unit Decommitment* :

1. Sistem diawali dengan semua unit pembangkit listrik hidup (*ON*) tanpa melanggar minimum *up-time* dan minimum *down-time*.
2. Mengerjakan *economic dispatch* untuk menentukan daya yang dibangkitkan dan biaya operasi dari masing-masing unit pembangkit listrik.
3. Menghitung *excess spinning capacity* (EXS) berdasarkan persamaan 2.24
4. Menyelesaikan subproblem (Pi) dengan menggunakan prosedur *Unit Decommitment* untuk mendapatkan penjadwalan seluruh unit pembangkit listrik pada periode sekarang.
5. Menghitung *relatif saving cost* dari masing-masing unit pembangkit listrik sebagai dasar untuk proses *decommitting* unit pembangkit listrik.
6. Membandingkan *relatif saving cost* dari masing-masing unit pembangkit listrik, kemudian memilih unit pembangkit listrik yang memiliki *relatif saving cost* terbesar untuk dimatikan (*OFF*) agar mendapatkan nilai *excess spinning capacity* (EXS) sekecil mungkin pada iterasi sekarang.
7. Mendapatkan hasil penyelesaian dari subproblem (Pi).

8.Perbaharui penjadwalan unit pembangkit dan hitung biaya yang diselamatkan dari proses *decommitment* pada periode sekarang.

9.Penjadwalan pembangkit untuk memenuhi kebutuhan beban pada jam selanjutnya kembali ke step 3 dan ulangi lagi step 3 – step 8. (Chao-an Li, 1997)

4. Analisis Penjadwalan Operasi Unit-Unit Pembangkit Listrik Di Wilayah Riau

1) Menghitung Konstanta α , β dan γ

Penghitungan konstanta α , β , dan γ pada masing-masing unit pembangkit bertujuan untuk menentukan pemakaian bahan bakar per jam pada masing-masing unit pembangkit, sehingga bisa diketahui total biaya operasi dari masing-masing unit pembangkit listrik. Berikut contoh perhitungan pada PLTG Teluk Lembu unit 2 :b PLTG Teluk Lembu unit 2

Tabel 4.1 Data Operasi PLTG unit 2

Daya (x)	Konsumsi Bahan Bakar (y)
139,5 KW	97,342 L
180,7 KW	113,5 L
205,2 KW	125,796 L

Sumber : PT. PLN Persero Sektor Pembangkitan Pekanbaru (2011)

Nilai-nilai pada tabel tersebut disubstitusikan pada persamaan 2.1 sehingga menjadi :

$$97,342 = \alpha + \beta(139,5) + \gamma(19460,25)$$

$$113,5 = \alpha + \beta(180,7) + \gamma(32652,49)$$

$$125,796 = \alpha + \beta(205,2) + \gamma(42107,4)$$

Kemudian persamaan diatas menjadi :

$$28,454 = \beta 65,7 + \gamma 22646,75$$

$$12,296 = \beta 24,5 + \gamma 9454,55$$

Lalu salah satu variable dari masing-masing persamaan di atas disamakan sehingga dihasilkan nilai konstanta :

$$-4,499 = -\gamma 2691,4$$

$$\gamma = 0,00167$$

Untuk mencari nilai konstanta β , substitusikan nilai γ ke dalam persamaan diatas:

$$28,454 = \beta 65,7 + \gamma 22646,75$$

$$\beta = -0,1425$$

Sedangkan untuk menentukan nilai konstanta :

$$97,342 = \alpha + \beta(139,5) + \gamma(19460,25)$$

$$\alpha = 84,722$$

Apabila konstanta α , β dan γ didapat, lalu substitusikan konstanta tersebut pada persamaan 2.1 untuk menentukan pemakaian bahan bakar PLTG unit 2 dengan daya mampu maksimum sebesar 15,3 MW.

$$H_i = 84,722 - 0,1425 P + 0,00167 P^2$$

$$H_i = 82,93265 \text{ L/jam}$$

Setelah didapatkan pemakaian bahan bakar, lalu substitusikan pada persamaan 3.7 maka bisa diketahui biaya operasional per jam yaitu :

$$\text{Biaya Operasional/jam} = \text{Rp.}656.735,362/\text{jam}$$

Biaya operasi penuh PLTG unit 2 selama 24 jam dengan mensubstitusikan pada persamaan 3.8 adalah :

$$\text{Biaya Operasional} = \text{Rp.}15.761.648,688$$

Berikut tabel biaya operasi dari seluruh unit pembangkit listrik di wilayah Riau :

Unit Pembangkit	Biaya Operasi/Jam	Biaya Operasi
PLTA Kota Panjang Unit 1	Rp.190.000	Rp.4.560.000
PLTA Kota Panjang Unit 2	Rp.190.000	Rp.4.560.000
PLTA Kota Panjang Unit 3	Rp.190.000	Rp.4.560.000
PLTD Teluk Lembu	Rp.134.010,753	Rp.3.216.258,072
PLTD PT. SEWATAMA	Rp.3.433.825,0936	Rp.82.411.802,2464
PLTD Sewa PT. BGP GI Teluk Lembu	Rp.42.031.992,8523	Rp.1.008.767.828,4552
PLTD Sewa PT. BGP GI Pumama	Rp.2.786.912,731	Rp.66.885.905,544
PLTG Teluk Lembu Unit 1	Rp.889.854,3951	Rp.21.356.505,4824
PLTG Teluk Lembu Unit 2	Rp.656.735,362	Rp.15.761.648,688
PLTG Teluk Lembu Unit 3	Rp.61.626.101,686	Rp.1.479.026.440,464
PLTG RIAU POWER	Rp.118.308.287,52	Rp.2.839.398.900,40
Jumlah	Rp.230.437.720,393	Rp.5.530.505.289,352

Teluk Lembu unit 1 :

$$TCST0_i = \sum_t \sum_i [C_{it}(P_{it}^0) \times U_{it}^0 + S_{it}(X_{it-1}^0, U_{it}^0, U_{it-1}^0)]$$

$$TCST0_i = \text{Rp.}5.530.505.289,352$$

$$TCST1_i = \sum_t \sum_j \neq i [C_{it}(P_{it}^1) \times U_{it}^1 + S_{it}(X_{it-1}^1, U_{it}^1, U_{it-1}^1)] - \sum_t [C_{it}(P_{it}^0) \times U_{it}^0 + S_{it}(X_{it-1}^0, U_{it}^0, U_{it-1}^0)]$$

$$TCST1_i = \text{Rp.}5.509.148.789,8696$$

$$TSCST_i = TCST0_i - TCST1_i$$

$TSCST_i = Rp.21.356.505,4824$

4. $DUSC_i = 336 MW/jam$

5. $RSCST_i = Rp.63.561,03/MW$

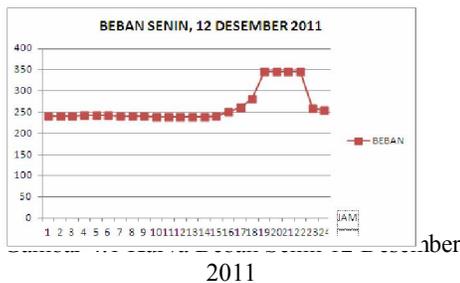
Berikut tabel nilai *relatif saving cost* dari seluruh unit pembangkit :

No	Unit Pembangkit	RSCST _i (Rp/MW)	DUSC _i (MW)
1	PLTG RIAU POWER	7.903.025,22	359,28
2	PLTG Teluk Lembu Unit 3	3.299.041,85	448,32
3	PLTD PT. BGP GI Teluk Lembu	1.050.799,82	960
4	PLTD PT.BGP GI Purnama	92.897	720
5	PLTD PT. SEWATAMA	90.363,82	912
6	PLTG Teluk Lembu Unit 1	63.561,03	336
7	PLTG Teluk Lembu Unit 2	42.923,88	367,2
8	PLTD Teluk Lembu	24.365,6	132
9	PLTA Kota Panjang Unit 1	5.000	912
10	PLTA Kota Panjang Unit 2	5.000	912
11	PLTA Kota Panjang Unit 3	5.000	912

saving cost yang paling besar, sehingga pembangkit ini menjadi prioritas dalam pemilihan pembangkit yang akan di *shutdown*.

3) Analisis Penjadwalan Operasi Unit-Unit Pembangkit Listrik Dengan Pendekatan *Unit Decommitment*

Pembuatan penjadwalan operasi unit-unit pembangkit listrik di Wilayah Riau menggunakan sample data pembebanan pembangkit berdasarkan pemakaian beban yang tercatat pada data PT. PLN yaitu tanggal 12 Desember 2011.



Pada awal penjadwalan sistem diawali dengan semua unit pembangkit listrik hidup (*ON*) tanpa melanggar *minimum up-time* dan *minimum down-time*. Dengan hidupnya seluruh unit pembangkit akan menghasilkan jumlah daya (*system spinning capacity*) sebesar 290,45 MW sedangkan kebutuhan beban pada jam 01.00 sebesar 240,5 MW, sehingga sistem akan

memiliki cadangan berputar sebesar 49,95 MW. Hal ini akan membuat sistem tidak ekonomis, untuk itu beberapa unit pembangkit harus di *shutdown* berdasarkan nilai *relatif saving cost* terbesar agar didapatkan nilai *Excess Spining Reserve* (EXS) sekecil mungkin. Berikut ini hasil penjadwalan operasi unit-unit pembangkit listrik diwilayah Riau berdasarkan algoritma *Unit Decommitment* :

Tabel 4.10 Penjadwalan Operasi Unit-Unit Pembangkit Listrik Diwilayah Riau

Jam	Beban (MW)	Jadwal Operasi Unit	EXS (MW)	Penghematan Rp/Jam
01.00	240,5	1 1 1 1 1 1 1 1 0 1 0 0	2,3	180.824.243,601
02.00	241,3	1 1 1 1 1 1 1 1 0 1 0 0	1,5	180.824.243,601
03.00	241,7	1 1 1 1 1 1 1 1 0 1 0 0	1,1	180.824.243,601
04.00	242,2	1 1 1 1 1 1 1 1 0 1 0 0	0,6	180.824.243,601
05.00	242,2	1 1 1 1 1 1 1 1 0 1 0 0	0,6	180.824.243,601
06.00	242,2	1 1 1 1 1 1 1 1 0 1 0 0	0,6	180.824.243,601
07.00	240,2	1 1 1 1 1 1 1 1 0 1 0 0	2,6	180.824.243,601
08.00	240,1	1 1 1 1 1 1 1 1 0 1 0 0	2,7	180.824.243,601
09.00	240,1	1 1 1 1 1 1 1 1 0 1 0 0	2,7	180.824.243,601
10.00	239,5	1 1 1 1 1 1 1 1 0 1 0 0	3,3	180.824.243,601
11.00	239,5	1 1 1 1 1 1 1 1 0 1 0 0	3,3	180.824.243,601
12.00	239,5	1 1 1 1 1 1 1 1 0 1 0 0	3,3	180.824.243,601
13.00	239,5	1 1 1 1 1 1 1 1 0 1 0 0	3,3	180.824.243,601
14.00	239,3	1 1 1 1 1 1 1 1 0 1 0 0	3,3	180.824.243,601
15.00	240,1	1 1 1 1 1 1 1 1 0 1 0 0	2,7	180.824.243,601
16.00	250,5	1 1 1 0 1 1 1 1 1 1 0 0	0,8	180.068.399,959
17.00	260,7	1 1 1 0 1 1 1 1 1 1 1 0	9,28	118.442.298,273
18.00	280,4	1 1 1 0 1 1 1 1 1 1 1 1	4,55	134.010,753
19.00	346,3	1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1	- 55,85	-
20.00	346,5	1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1	- 56,05	-
21.00	345,2	1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1	- 54,75	-
22.00	345,1	1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1	- 54,65	-
23.00	259,8	1 1 1 1 1 1 1 1 0 1 1 0	1,68	119.198.141,915
24.00	257,6	1 1 1 1 1 1 1 1 0 1 1 0	3,88	119.198.141,915
Total				3.249.404.646,831

pembangkit pada hari senin 12 Desember 2011, bisa dilihat unit-unit pembangkit yang mengalami *shutdown* pada tabel berikut ini :

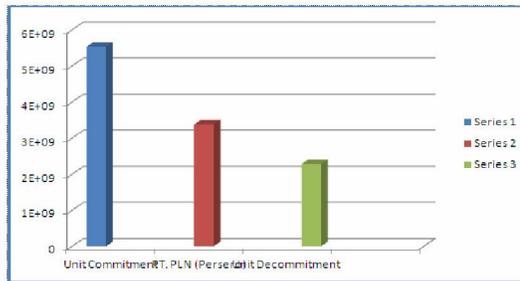
Tabel 4.11 Unit Pembangkit yang di *Shutdown* pada Senin, 12 Desember 2011

Hari/Tanggal	Unit	Periode/Waktu	Keterangan
Senin,	PLTD Teluk Lembu	15.00 – 18.00	3 Jam (<i>Shutdown</i>)
	PLTG Teluk Lembu Unit 1	00.00 – 15.00	17 Jam (<i>Shutdown</i>)
12 Desember 2011	PLTG Teluk Lembu Unit 3	22.00 – 24.00	2 Jam (<i>Shutdown</i>)
	PLTG RIAU POWER	00.00 – 16.00	16 Jam (<i>Shutdown</i>)
	PLTG RIAU POWER	00.00 – 17.00	19 Jam (<i>Shutdown</i>)
		22.00 – 24.00	3 Jam (<i>Shutdown</i>)

seluruh unit pembangkit selama 24 jam akan turun, berikut tabel penurunan total biaya operasi seluruh pembangkit :

Tabel 4.13 Perbandingan Biaya Operasional

Metode penjadwalan	Total Biaya Operasi Senin, 12 Desember 2011
Unit Commitment	Rp. 5.530.505.289,3520
PT. PLN (Persero)	Rp. 3.381.625.029,6
Unit Decommitment	Rp. 2.281.100.642,6003



Gambar 4.3 Grafik Perbandingan Total Biaya Operasional

Berdasarkan tabel 4.13 dihasilkan penghematan biaya operasi unit pembangkit sebesar Rp. 1.112.722.573,3297 (32,8 %). Penghematan ini didapat dari selisih total biaya operasi penjadwalan pada PT. PLN dengan total biaya operasi setelah penjadwalan dengan metode *Unit Decommitment*.

5. Kesimpulan dan Saran

a. Kesimpulan

1. Hasil analisis dapat memberikan penjadwalan yang efisien dan efektif.
2. Hasil analisis penjadwalan memberikan penurunan biaya total operasi sebesar 32,5 % yaitu Rp. 1.100.524.386,9997 jika dibandingkan dengan total biaya operasi dari penjadwalan pada PT. PLN.
3. Dapat dilakukan proses *shutdown* pada 4 unit pembangkit yaitu PLTD Teluk Lembu selama 3 jam, PLTG Teluk Lembu unit 1 selama 17 jam, PLTG Teluk Lembu unit 3 selama 16 jam dan PLTG RIAU POWER selama 19 jam.

4.

b. Saran

Untuk penelitian selanjutnya dapat menggunakan metode *Modified Unit Decommitment* dan pembagian beban tiap pembangkit, karena sistem kelistrikan di Riau akan memiliki cadangan perputaran yang berlebih (*surplus*) dengan dibangunnya unit pembangkit yang baru yaitu PLTG Duri 200 MW dan PLTU Dumai 2×150 MW.

DAFTAR PUSTAKA

A. J. Wood, B. F. Wollenberg, "Power Generation Operation, and Control", Second edition, New York: John Wiley & Sons, 1996.

Andriawan, Aris H, "Penggunaan Metode Modified Unit Decommitment (MUD) Untuk Penjadwalan Unit-Unit Pembangkit Pada Sistem Kelistrikan Jawa Bali" Laporan Tesis Jurusan Teknik Elektro ITS, Surabaya, 2009

Chao-an Li, et al, "A Robust Unit Commitment Algorithm For Hydro-Thermal Optimization", *IEEE Transaction on Power System*, Pacific Gas and Electric Company, San Francisco, 1997

Chao-an Li, Raymond B. Johnson, "A New Unit Commitment Method" *IEEE Transaction on Power System*, Vol. 12, No. 1, San Fransisco California, 1997

Claudia, Greif, "Short-Term Scheduling Of Electric Power Systems Under Minimum Load Condition", *IEEE Transaction on Power System*, Vol. 14, No. 1, February 1999

Djiteng, Marsudi, "Operasi System Tenaga Listrik", Balai Penerbit & Humas ISTN, Jakarta, 1990.

Grainger, J J and Stevenson, W D. Jr. "Power System Analysis", Tata McGraw Hill.inc, New Delhi, 1994

Manuaba, Kadek Amerta Yasa, "Pengaruh Penjadwalan Operasi Unit Pembangkit Thermal Dengan Menggunakan Metode Dekomitmen Terhadap Total Biaya Pembangkitan", Sharati Vol. 15 No. 1, Januari 2008

PT. PLN Persero Sektor Pembangkitan Pekanbaru, 2011

Tseng, chung-Li, et al, "A Unit Decommitment Method in Power System Scheduling" Department of Industrial Engineering and Operations Research, University of California at Berkeley, 1997