



DISERTASI TE-143597

KETERLIBATAN EMISI PEMBANGKIT DALAM ALIRAN DAYA OPTIMAL PADA SISTEM TENAGA LISTRIK

Ignatius Riyadi Mardiyanto
NRP. 07111260010012

PROMOTOR:
Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, M.T.

CO-PROMOTOR:
Dr. Ir. Hermagasantos Zein, M.Sc.

PROGRAM DOKTOR
DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO
FAKULTAS TEKNOLOGI ELEKTRO
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA
2018



DISERTASI TE-143597

KETERLIBATAN EMISI PEMBANGKIT DALAM ALIRAN DAYA OPTIMAL PADA SISTEM TENAGA LISTRIK

Ignatius Riyadi Mardiyanto
NRP. 07111260010012

PROMOTOR:
Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, M.T.

CO-PROMOTOR:
Dr. Ir. Hermagasantos Zein, M.Sc.

PROGRAM DOKTOR
DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO
FAKULTAS TEKNOLOGI ELEKTRO
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA
2018

LEMBAR PENGESAHAN DISERTASI

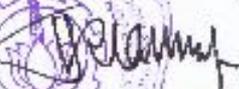
Disertasi disusun untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar
Doktor (Dr.)
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh:
Ignatius Riyadi Mardiyanto
NRP. 07111260010012

Tanggal Ujian : 22 Februari 2018
Periode Wisuda : September 2018

Disetujui oleh:

1. Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, M.T. (Promotor)
NIP. 1964041990021001
2. Dr. Ir. Hermasasangs Zein, M.Sc. (Co-Promotor)
NIP. 195907111989031001
3. Prof. Ir. H. Oroseno Penangsang, M.Sc., Ph.D. (Penguji)
NIP. 194907151974121001
4. Prof. Dr. Mohamad Isa Irawan, M.T. (Penguji)
NIP. 196312251989031001
5. Dr. Ir. Muhammad Nurdin (Penguji)
NIP. 195402221980031003
6. Dr. Rony Seto Wibowo, S.T., M.T. (Penguji)
NIP. 197411292000121001

Dekan Fakultas Teknologi Elektro:

Dr. Tri Arief Sarjono, S.T., M.T.
NIP. 19700221995121001

Halaman sengaja dikosongkan

PERNYATAAN KEASLIAN DISERTASI

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Disertasi saya dengan judul:

“Keterlibatan Emisi Pembangkit dalam Aliran Daya Optimal pada Sistem Tenaga Listrik”

Adalah benar benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka. Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, Maret 2018

Ignatius Riyadi Mardiyanto
NRP: 07111260010012

Halaman sengaja dikosongkan

KATA PENGANTAR

Segala puji dan syukur penulis panjatkan ke hadirat Tuhan Yang Maha Esa atas limpahan berkat, kasih dan anugerah-Nya, penulis dapat menyelesaikan disertasi dengan judul “Keterlibatan Emisi Pembangkit dalam Aliran Daya Optimal pada Sistem Tenaga Listrik” dibawah bimbingan Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, M.T dan bimbingan Dr. Ir. Hermagasantos Zein, M.Sc, merupakan laporan hasil penelitian yang telah penulis selesaikan di Laboratorium Simulasi Sistem Tenaga Listrik (*Power System Simulation Laboratory-PSSL*). Pembuatan disertasi ini ditujukan sebagai salah satu syarat yang harus dipenuhi untuk menuntaskan studi sebagai mahasiswa S3 Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Elektro, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya.

Pada kesempatan ini, penulis juga ingin mengucapkan terima kasih kepada pihak-pihak yang telah membantu dalam menyelesaikan Tugas Akhir ini. Untuk itu, penulis mengucapkan terimakasih kepada:

1. Bapak Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, M.T. dan Bapak Dr. Ir. Hermagasantos Zein, M.Sc., atas segala bimbingan, wejangan, perhatian, kesabaran, arahan, dukungan dan bantuan selama pengerjaan Disertasi. Teriring juga rasa bangga, rasa hormat, apresiasi dan doa, semoga Allah mencatat sebagai amal jariyah bagi beliau para pembimbing.
2. Bapak Prof. Ir. Ontoseno Panangsang, M.Sc., Ph.D., Bapak Prof. Dr. Mohammad Isa Irawan, M.T., Bapak Dr. Rony Seto Wibowo, S.T., M.T., dan Bapak Dr. Ir. Muhammad Nurdin selaku tim dosen penguji yang telah memberikan evaluasi, koreksi, saran dan masukan yang sangat bermanfaat untuk penyempurnaan penulisan buku disertasi ini. Teriring pula doa, semoga Allah mencatat sebagai amal jariyah bagi tim dosen penguji.
3. Dekan Fakultas Teknologi Elektro, Ketua Departemen Teknik Elektro beserta jajarannya yang telah memberikan dukungan administrasi dan fasilitas hingga penulis berhasil menyelesaikan studi program Doktor ini
4. Kedua orang tua kandung, keluarga besar Bachtiar Abdullah maupun mertua dari penulis yang senantiasa tak pernah lelah memberikan dukungan dari segi apapun kepada penulis dan tak henti-hentinya berdoa demi keberhasilan penulis.
5. Istri saya tercinta Esterlina, anak-anakku Bimo, Marsel dan Daniel, terima kasih atas segala kasih sayang, perhatian, dan dukungan selama pengerjaan Disertasi.
6. Dosen Departemen Teknik Elektro ITS yang telah banyak memberikan materi, bersedia berbagi ilmu pengetahuan dan pengalaman berguna kepada penulis.
7. Sahabat-sahabat di Laboratorium Simulasi Sistem Tenaga Listrik yang selalu membantu penulis saat kesusahan.
8. Sahabat-sahabatku Dosen Teknik Konversi Energi dan teman-teman di Politeknik Negeri Bandung, terima kasih atas dukungannya.
9. Seluruh teman-teman Teknik Elektro ITS yang tidak dapat penulis sebutkan satu per satu, yang telah memberi semangat dan menulis cerita dengan penulis selama penulis disini.

Akhirnya, penulis menyadari bahwa dalam penulisan Disertasi ini masih jauh dari sempurna. Oleh karena itu, penulis sangat terbuka oleh saran dan masukan agar penulis dapat menghasilkan karya yang lebih baik di masa mendatang.

Surabaya, Maret 2018

Penulis.

RINGKASAN

Keterlibatan Emisi Pembangkit dalam Aliran Daya Optimal pada Sistem Tenaga Listrik

Oleh: Ignatius Riyadi Mardiyanto

NIM: 07111260010012

Promotor: Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, M.T.

Co-Promotor: Dr. Ir. Hermagasantos Zein, M.Sc.

Pada penggunaan bahan bakar, selain didapatkan energi sebagai hasil proses yang diharapkan, juga menghasilkan emisi gas $\text{CO}_{2\text{ekivalen}}$ (CO_{2e}) karena proses pembakaran bahan bakar tersebut. Emisi CO_{2e} ini seringkali disebut sebagai emisi gas rumah kaca (GRK). Pada penelitian ini dilakukan studi optimasi aliran daya melibatkan emisi GRK dengan fungsi objektif berupa nilai biaya energi dari penggunaan bahan bakar dan biaya kompensasi emisi GRK menjadi satu persamaan diferensial kuadratik untuk setiap pembangkit listrik.

Fungsi objektif dari optimasi aliran daya tersebut di atas menggunakan pendekatan stoikiometri pada reaksi pembakaran. Sehingga didapat hubungan antara bahan bakar yang dikonversi menjadi energi listrik dan emisi GRK. Untuk mendapatkan biaya energi sebagai fungsi objektif dapat dicari dengan mengalikan banyaknya pemakaian bahan bakar terhadap harga bahan bakar, dan biaya emisi GRK didapat dengan mengalikan banyaknya emisi dengan harga kompensasi emisi GRK. Pada perhitungan ini, harga bahan bakar pada satu rentang waktu pendek harian diasumsikan tetap, demikian pula dengan biaya kompensasi emisi GRK diasumsikan tetap.

Kemampuan konversi energi pada pembangkit listrik berubah terhadap daya yang dihasilkan. Kemampuan konversi energi ini dilihat sebagai fungsi performansi pembangkit listrik dan biasanya juga disebut sebagai fungsi *heat rate* pembangkit. Nilai *heat rate* terbaik adalah pada nilai *heat rate* terendah. Pada nilai daya kecil *heat rate* bernilai relatif besar jika dibandingkan dengan pada daya nominal, kemudian menurun sampai daya nominal dan naik lagi setelah daya nominal. Nilai *heat rate* terbaik ada pada nilai daya nominalnya. Pendekatan fungsi *heat rate* linier pada rentang daya tertentu dapat digunakan untuk membuat model fungsi kuadratik dari model biaya energi yang ramah lingkungan. Pendekatan ini digunakan untuk membuat fungsi objektif biaya energi dan biaya emisi menjadi persamaan diferensial kuadratik dengan variabel berupa daya ter kirim. Dengan menggunakan pendekatan stoikiometri dan dengan pendekatan *heat rate* linier serta harga bahan bakar dan harga kompensasi emisi tetap, maka parameter fungsi biaya bahan bakar

dan fungsi biaya kompensasi emisi dapat disatukan menjadi fungsi kuadratik biaya energi yang melibatkan emisi GRK, atau disingkat sebagai fungsi biaya energi.

Model fungsi kuadratik dapat didekati dengan *range* daya keluaran yang berbeda, yakni menggunakan batasan daya nominal dan atau batasan kapabilitas daya pembangkit. Kedua pendekatan menghasilkan parameter kuadratik γ yang berbeda. Pendekatan pada rentang daya minimum sampai pada daya nominal menghasilkan fungsi deterministik kuadratik dengan γ negatif. Pendekatan pada rentang daya dari daya minimum sampai kapabilitas daya menghasilkan fungsi deterministik kuadratik dengan parameter γ positif. Simulasi dengan fungsi objektif biaya energi pada sistem *hydrothermal* dengan daya pembangkit listrik tenaga *hydro* (PLTA) 10 % dari total daya sistem kelistrikan, dan menggunakan harga kompensasi emisi sebesar 10 % dari harga bahan bakar serta menggunakan model kuadratik dan batasan daya masing masing pembangkit pada daya nominal, menggunakan *optimal power flow* didapatkan hasil simulasi biaya energi karena biaya kompensasi emisi GRK tersebut yakni biaya energi menjadi naik sekitar 23 %.

Selain fungsi biaya energi dengan variabel berupa daya listrik, pembangkit listrik ketika *start-up* juga telah menggunakan bahan bakar dan mengeluarkan emisi GRK, sehingga model biaya pemakaian energi primer dan biaya kompensasi emisi dibagi menjadi 2 bagian besar. Yakni, pertama adalah model biaya pemakaian energi primer dan biaya emisi sebelum pembangkit listrik mengirimkan daya ke jaringan yang dikenal sebagai biaya *start-up*. Kedua adalah model biaya ketika pembangkit listrik telah mengirim daya ke jaringan yang pada penelitian ini disebut sebagai model biaya energi. Biaya *start-up* dapat dikelompokkan berdasarkan waktu keluar dari sistem yakni pendekatan status pembangkit yang berkaitan dengan jenis *start-up*. Sehingga variabel biaya energi mengikutkan biaya jenis *start-up* menjadi terdiri dari dua variabel yakni variabel diskrit (biner) dan variabel kantinyu.

Biaya *start-up* dapat dikelompokkan berdasarkan lamanya waktu ketika pembangkit telah keluar dari sistem kelistrikan, yakni *cold start*, *warm start* dan *hot start*. Pada periode tinjauan harian seperti pada penjadwalan pembangkit listrik, model biaya *start-up* dikelompokkan menurut jenis *start-up*, yakni *hot start*, *very hot start*. Pada penelitian ini jenis *start-up* pada penjadwalan harian dikelompokkan menjadi 3 jenis yakni *hot start*, *very hot start*. Model berdasarkan jenis biaya *start-up* pada penelitian ini mempunyai variabel fungsi biner berupa status pembangkit listrik. Nilai biaya pemakaian energi *start-up* berdasarkan lamanya status keluar dari sistem ditentukan dengan pengelompokan jenis *start-up* tersebut. *Very very hot start* berbiaya paling murah karena pembangkit listrik masih sangat panas, *very hot start* lebih mahal beberapa kali karena pembangkit mulai menurun suhunya dan *hot start* jauh lebih mahal karena harus memanaskan mesin cukup lama.

Penerapan model biaya energi pada penelitian ini dilakukan pada penjadwalan harian sistem kelistrikan *hydrothermal*. Pada sistem *hydrothermal* diketahui bahwa sistem kelistrikan disokong oleh dua jenis pembangkit listrik, yakni PLTA dan pembangkit listrik tenaga *thermal* (PLT-*Thermal*). PLTA diketahui energi primernya bergantung pada kecukupan persediaan air pada periode tertentu. Pada musim kemarau kecukupan persediaan air terbatas, sehingga perlu dilakukan maksimasi persediaan air. Sedangkan pada PLT-*Thermal* dengan persediaan energi primer bahan bakar dianggap tak terbatas, tetapi harga bahan bakar dan harga kompensasi emisi GRK mempunyai biaya yang relatif mahal jika dibandingkan terhadap biaya energi primer PLTA, maka perlu dilakukan minimasi biaya energi sehingga penjadwalan harian menjadi murah dan selalu dapat memenuhi permintaan beban dengan baik. Dua jenis fungsi objektif tersebut pada penelitian ini dilakukan pemisahan dalam optimasinya berdasarkan batasan yang berbeda. Algoritma pemisahan pada penelitian ini disebut algoritma *multistage*.

Langkah-langkah penjadwalan pada algoritma *multistage* disimulasikan dalam durasi pendek harian, dengan urutan optimasi pertama adalah langkah maksimasi penggunaan air pada PLTA. Langkah pertama ini mendapatkan daya aktif setiap unit PLTA pada setiap jam selama 24 jam. Langkah kedua adalah penentuan status PLT-*Thermal* dengan minimasi biaya energi dan jenis *start-up* dari setiap pembangkit. Hasil langkah kedua ini adalah status dari setiap PLT *Thermal* pada setiap jam selama 24 jam dari penjadwalan harian. Langkah ketiga adalah menentukan besar daya yang dibangkitkan dari setiap pembangkit listrik yang telah terpilih (berstatus 1) pada langkah sebelumnya dan batasan maksimal daya pada setiap unit PLTA pada setiap jam-nya serta dengan memperhatikan batasan sistem kelistrikan. Menentukan besarnya daya pada setiap jam dilakukan dengan menggunakan *optimal power flow* (OPF) yakni dengan fungsi objektif minimasi biaya energi, karena bentuk fungsi sudah deterministik maka metoda numerik dengan *interior point* dapat digunakan pada langkah ini. Minimasi biaya energi dengan OPF dilakukan pada setiap jam dari penjadwalan harian. Langkah keempat adalah menghitung biaya energi dengan memperhatikan biaya *start-up* dan biaya pengiriman daya ke sistem kelistrikan dengan memasukkan daya yang dihasilkan dari OPF. Hasil perhitungan penjadwalan harian sistem *hydrothermal* dengan memperhatikan jenis *start-up* setiap pembangkit, yakni jika dibandingkan dengan menggunakan metoda optimasi yang lain, dalam hal ini optimasi dengan *de-commitment unit interior point solver* (DU-IPS) dioptimasi pada rentang waktu selama 24 jam, ternyata algoritma *multistage* menghasilkan biaya energi harian lebih hemat sekitar 2 % dan daya rerata selama satu hari lebih rendah sekitar 1 %.

Kata kunci: emisi CO₂, *heatrate* pembangkit, biaya bahan bakar dan emisi, bahan bakar campuran, model matematik, *multistage algoritm*.

Halaman sengaja dikosongkan

ABSTRACTS

An involvement of Power Plant Emissions in Optimal Power Flow for Power System

By: Ignatius Riyadi Mardiyanto

NIM: 07111260010012

Promotor: Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, M.T.

Co-Promotor: Dr. Ir. Hermagasantos Zein, M.Sc.

In the use of fuel other than energy obtained as the result of the expected process, also produces CO₂-equivalent gas emissions (CO_{2e}) that is due to the combustion process of these fuels. These CO_{2e} emissions are often referred to as greenhouse gas (GHG) emissions. In this research, a power-optimization study involving GHG emission with objective function is the primary energy cost of fuel combined with the cost of GHG emission compensation into a quadratic differential equation.

The objective function of the power flow optimization above-mentioned uses a stoichiometric approach to the combustion reaction. So we get the relationship between fuel that is converted into electrical energy and GHG emission. To obtain energy costs as an objective function can be sought by multiplying the amount of fuel used for fuel prices, and GHG emission costs obtained by multiplying the number of emissions at the price of GHG emission compensation. In this calculation, the fuel price at a short time span is assumed to be fixed, as is the cost of GHG emission compensation assumed to be fixed too.

The power conversion for the power plant changes with the power generated. This energy conversion is seen as a performance function of a power plant and is also commonly referred to as a power plant heat rate function. The best heat rate is at the lowest heat rate. At the value of small power production then the heat rate is relatively large when compared to the nominal power. Then the value of the heat rate decreases to nominal power generation and rises again after nominal power. Thus, the best heat rate value is at its nominal power value. The linear heat rate approximation approach to a given power production range can be used to create a quadratic function model of the environmentally friendly energy cost

model. This approach is used to make objective function of energy cost and emission cost into a quadratic differential equation with variable is electric power. Using the stoichiometric approach and with the linear heat rate approach as well as fuel prices and fixed emission compensation prices, the fuel cost function parameters and the emission compensation cost function can be composed into a quadratic energy cost function.

Quadratic function models can be approximated by different output power ranges, using nominal power constraints and/or power plant capability constraints. Both approaches produce different quadratic parameters. The approach to the minimum power range up to nominal power produces a quadratic deterministic function with γ negative. The approach of the power range from minimum power to its power capability produces a quadratic deterministic function with γ positive. Simulation with the objective function of energy cost in a hydrothermal system with hydropower is 10% of the total power, and then use the price value of emission compensation 10% of the fuel price and use the quadratic model with the power limits of each plant at nominal of power, simulation results obtained of energy cost because the cost of GHG emission compensation that cost is increased by 23%.

In addition to the energy cost function with variables is electric power, power plants at start-up also have used fuel and emitted GHG emissions, so the primary energy cost model and the cost of emission compensation are divided into 2 major sections. Namely, first is the model of the cost of primary energy use and the cost of emissions, namely before the power plant sends power to a grid known as start-up costs. The second is the cost model when the power plant has sent power to the grid which in this study referred to as the energy cost model. Start-up costs can be grouped based on time of the shutting down from the grid ie the power plant status approach related to the start-up type. So the energy cost variable includes the startup type cost consisting of two variables ie discrete (binary) and continuous variables.

Start-up costs when based on the length of time when the power plant has exited from the electrical system, it can be grouped into cold start, warm start and hot start. In daily review periods such as power plant scheduling, the start-up cost model is grouped by start-up type, ie hot start, very hot start. In this study type of

start-up on the daily scheduling grouped into 3 types of hot start-up, that are hot start, very hot start and very very hot start. The model based on the type of start-up cost in this study has a variable binary function in the form of power plant status. The cost value of start-up energy consumption based on the length of the exit status from the system is determined by the grouping of the start-up type. Very very hot start the cheapest cost because the power plant is still very hot, very hot start more expensive several times because the plant starts to decrease its temperature and hot start is much more expensive because it must heat the machine long enough.

The application of energy cost model in this research is done on daily scheduling of hydrothermal electrical system. In the hydrothermal system, it is known that the electrical system is supported by two types of power plants, namely hydropower and thermal power plant. The hydropower plant is known that its primary energy depends on the adequacy of water supply for a certain period. In the dry season the adequacy of water supply is limited, so there is a need to maximize water supply. While the thermal power plant with primary fuel energy inventory is considered unlimited, but the price of fuel and GHG emission compensation prices have a relatively expensive cost when compared to the primary energy cost of hydropower, it is necessary to minimize energy costs so that daily scheduling so that it becomes cheap and can always meet the load demand. The two types of objective functions in this study are separated in their optimization based on different constraints. The separation algorithm in this research is called multistage algorithm.

The scheduling steps on the multistage algorithm are simulated in daily short duration, with the first optimization sequence being the maximization step of water use on hydropower. This first step gets active power of each hydropower unit every hour for 24 hours. The second step is the determination of thermal power plant status with the minimization of energy cost and the start-up type of each plant. The result of this second step is the status of each thermal power plant at every hour for 24 hours from daily scheduling. The third step is to determine the amount of power generated from each of the selected power plants (the status is 1) in the previous step and the maximum power limit on each hydropower unit at each hour and with due regard to the electrical system constraints. Determine the amount of

power at each hour is done by using optimal power flow (OPF) ie with objective function minimization of energy costs because the form of the function has been deterministic then the numerical method with the interior point can be used in this step. Minimization of energy costs with OPF is done at every hour of daily scheduling. The fourth step is to calculate energy costs by taking into account the start-up costs and the cost of delivering power to the electrical system by entering the power generated from the OPF. The results of daily hydrothermal system scheduling calculation by considering the start-up type of each plant, ie, when compared with other optimization methods, in this case optimization with the de-commitment unit of interior point solver (DU-IPS) for 24 hours, it turns out the multistage algorithm produces daily energy costs more sparingly about 2% and average power for one day is lower by about 1%.

Keywords: CO₂ emissions, power plant heat rates, fuel and emissions costs, mixed fuel, mathematical models, and multistage algorithms.

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN DISERTASI.....	Error! Bookmark not defined.
PERNYATAAN KEASLIAN DISERTASI	iii
KATA PENGANTAR.....	v
RINGKASAN	vii
ABSTRACTS.....	xi
DAFTAR ISI.....	xv
DAFTAR GAMBAR.....	xix
DAFTAR TABEL	xxi
BAB 1. PENDAHULUAN.....	1-1
1.1 Latar Belakang	1-1
1.2 Perumusan Masalah	1-5
1.3 Tujuan dan Manfaat Penelitian	1-10
1.4 Batasan Penelitian.....	1-12
1.5 Kontribusi dan Signifikansi Penelitian	1-13
1.6 <i>Fishbone</i> Penelitian.....	1-14
1.7 Metodologi Penelitian.....	1-16
1.8 Sistematika Penulisan	1-21
BAB 2. TINJAUAN PUSTAKA.....	2-23
2.1 Pola Beban dan Rencana Operasi Sistem Kelistrikan.....	2-24
2.2 Studi Optimasi Aliran Daya.....	2-27
2.3 Emisi Gas Rumah Kaca Pada Sistem Kelistrikan	2-30

2.4	Model Biaya Energi pada Optimasi Sistem Tenaga Listrik	2-32
2.4.1	Model Biaya Bahan Bakar	2-32
2.4.2	Model Biaya Bahan Bakar dan Emisi Pembangkit	2-33
2.5	Keterkaitan Biaya Bahan Bakar dan <i>Heat Rate</i>	2-33
2.6	Penjadwalan Pembangkit pada Sistem Kelistrikan	2-37
BAB 3. PENGEMBANGAN MODEL BIAYA ENERGI.....		3-39
3.1	Rumusan Permasalahan Model Fungsi Biaya Energi	3-39
3.2	Gambaran Model Fungsi Biaya Energi	3-40
3.3	Pengembangan Model Biaya Energi Ramah Lingkungan.....	3-41
3.3.1	Formulasi Model dan Pemecahan Masalah.....	3-41
3.4	Penggabungan Parameter Biaya Bahan Bakar dan Emisi	3-42
3.4.1	Model Fungsi Biaya Energi pada PLT <i>Thermal</i>	3-49
3.4.2	Model Fungsi Biaya Energi Pembangkit Listrik Tenaga <i>Hydro</i>	3-50
3.4.3	Parameter Model Fungsi Biaya Energi Ramah Lingkungan.....	3-51
3.5	Verifikasi Komponen Model Biaya Energi.....	3-53
3.5.1	Studi Literatur Kurva <i>Heat Rate</i> Terhadap Beban	3-53
3.5.2	Penelusuran Studi Kasus Fungsi <i>Heat Rate</i> terhadap Beban	3-55
3.5.3	Perbandingan Model Fungsi <i>Input Output</i> terhadap Data <i>Riel</i>	3-56
BAB 4. FORMULASI DAN ALGORITMA PENJADWALAN <i>HYDROTHERMAL</i>		4-63
4.1	Rumusan Permasalahan Optimasi Biaya Energi	4-63
4.2	Model Biaya Jenis <i>Start-up</i> Pembangkit Listrik	4-64
4.2.1	Biaya <i>Start-up</i> Pembangkit Listrik.....	4-65
4.2.2	Model Biaya Energi Memperhitungkan Biaya <i>Start-up</i>	4-68

4.3	Uraian Permasalahan OPF pada Penjadwalan <i>Hydrothermal</i>	4-68
4.3.1	Uraian Permasalahan Maksimasi Penggunaan Air	4-69
4.3.2	Uraian Permasalahan Status PLT <i>Thermal</i>	4-72
4.3.3	Permasalahan Minimasi Biaya Energi dengan <i>Start-up</i>	4-74
4.4	Formulasi Penjadwalan Harian Sistem <i>Hydrothermal</i>	4-78
4.4.1	Fungsi Objektif Penjadwalan <i>Hydrothermal</i> melibatkan <i>Start-up</i>	4-79
4.4.2	Fungsi Objektif dan Batasan dari Penjadwalan <i>Hydrothermal</i>	4-79
4.5	Algoritma <i>Multistage</i> pada Penjadwalan Sistem <i>Hydrothermal</i>	4-81
4.5.1	Algoritma <i>Multistage</i> untuk Penjadwalan <i>Hydrothermal</i>	4-83
4.5.2	Langkah Maksimasi Penggunaan Air Waduk.....	4-85
4.5.3	Langkah Penentuan Status Pembangkit <i>Thermal</i>	4-87
4.5.4	Langkah Penentuan Aliran Daya Optimal	4-88
4.5.5	Algoritma <i>Multistage</i> melibatkan Jenis <i>Start-up</i>	4-90
BAB 5. SIMULASI DAN PEMBAHASAN		5-95
5.1	Data Studi Kasus Sistem <i>Hydrothermal</i>	5-97
5.2	Simulasi & Pembahasan Hasil OPF Biaya Energi.....	5-103
5.2.1	Data Pembangkit dan Beban Sistem Kelistrikan	5-103
5.2.2	Hasil Perhitungan Parameter Fungsi Biaya Energi.....	5-105
5.2.3	Model Biaya Energi pada Pembangkit Listrik.....	5-106
5.2.4	Hasil Optimasi Biaya Energi Ramah Lingkungan	5-108
5.2.5	Pembahasan Pengembangan Model Fungsi Biaya Energi	5-113
5.2.6	Minimasi Aliran Daya Optimal pada Kelompok <i>Heat Rate</i>	5-113
5.2.7	Pembahasan Pengembangan Biaya Energi Ramah Lingkungan.....	5-114
5.2.8	Pembahasan Hasil <i>OPF</i> Minimasi Biaya Energi Melibatkan Emisi....	5-117

5.3	Simulasi OPF dengan <i>Multistage</i> dan Pembahasan Hasil	5-121
5.3.1	Data Penggunaan Air Waduk untuk Pembangkitan Listrik	5-122
5.3.2	Hasil Simulasi Maksimasi Penggunaan Air Waduk.....	5-123
5.3.3	Perhitungan Parameter Fungsi Biaya Energi Ramah Lingkungan	5-129
5.3.4	Minimasi Biaya Energi Ramah Lingkungan	5-131
5.3.5	Pembahasan Hasil Simulasi dengan Algoritma <i>Multistage</i>	5-134
5.4	Hasil Optimasi <i>Multistage</i> Biaya Energi dengan <i>Start-up</i>	5-139
5.4.1	Hasil Perhitungan Parameter Biaya Energi dan Biaya <i>Start-up</i>	5-140
5.4.2	Hasil Langkah Maksimasi Penggunaan Air Setiap Unit PLTA	5-142
5.4.3	Hasil Langkah Minimasi Fungsi Biaya Energi & <i>Start-up</i>	5-143
5.4.4	Hasil Langkah Penentuan Status Pembangkit Listrik	5-144
5.4.5	Hasil Langkah <i>Optimal Power Flow</i> melibatkan Biaya <i>Start-up</i>	5-146
5.4.6	Pembahasan Hasil Minimasi Biaya Energi dan Biaya <i>Start-up</i>	5-151
BAB 6. KESIMPULAN DAN SARAN		6-155
6.1	Kesimpulan	6-155
6.2	Saran.....	6-156
DAFTAR PUSTAKA		6-157
LAMPIRAN 1. JURNAL INTERNASIONAL (Terindeks: SCOPUS)		- 1 -
LAMPIRAN 2: DAFTAR RIWAYAT HIDUP		- 3 -

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1-1 Pembuatan Disertasi menggunakan <i>Fish Bone</i>	1-15
Gambar 2-1 Perubahan <i>Heat rate</i> Pembangkit terhadap perubahan beban, ref [52]	2-34
Gambar 3-1 Kurva biaya energi menggunakan model <i>heat rate</i> linier.....	3-52
Gambar 3-2 Fungsi polinomial <i>heat rate</i> terhadap perubahan beban.	3-54
Gambar 3-3 Grafik kurva <i>fitting</i> dari pendekatan <i>heat rate</i> kuadratik.....	3-54
Gambar 3-4 Grafik fungsi <i>heat rate</i> linier	3-55
Gambar 3-5 Fungsi <i>heat rate</i> pembangkit pada PLTU Banten 1 Suralaya unit 8	3-56
Gambar 3-6 Kurva input output (Kelompok-1) dari model <i>heat rate</i> linier	3-59
Gambar 3-7 Kurva <i>input output</i> (Kelompok-2) dari model <i>heat rate</i> linier	3-59
Gambar 3-8 Kurva input output dari model <i>heat rate</i> linier	3-61
Gambar 4-1 <i>Flowchart</i> optimasi status PLTA rencana operasi 24 jam	4-87
Gambar 4-2 <i>Flowchart</i> optimasi status PLT <i>Thermal</i> rencana operasi 24 jam	4-90
Gambar 4-3 <i>Flowchart</i> penjadwalan <i>hydrothermal</i> dengan <i>start-up</i>	4-93
Gambar 5-1 <i>Single line</i> diagram sistem kelistrikan <i>hydrothermal</i> (studi kasus)	5-98

Halaman sengaja dikosongkan

DAFTAR TABEL

Tabel 2-1 Perubahan <i>heat rate</i> pembangkit listrik ^[55]	2-34
Tabel 3-1 Komponen penyusun parameter fungsi biaya energi ramah lingkungan.....	3-52
Tabel 3-2 Data fungsi performansi pembangkit PLTU Banten 1 Suralaya ^[68]	3-55
Tabel 3-3 Data [69] <i>Input Output</i> dan Hasil Estimasi Model	3-57
Tabel 3-4 Input Output Estimasi Model berdasarkan Kelompok <i>Heat Rate</i>	3-58
Tabel 3-5 Input Output Estimasi Model berdasarkan <i>Heat Rate</i> Linier	3-61
Tabel 5-1 Data saluran antar bus pada sistem kelistrikan (sebagai studi kasus).....	5-99
Tabel 5-2 Data Beban <i>Grid</i> (MW dan MVA) 8 jam paruh waktu pertama	5-100
Tabel 5-3 Data beban <i>Grid</i> (MW dan MVA) 8 jam paruh waktu kedua	5-100
Tabel 5-4 Data beban <i>grid</i> (dalam MW dan MVA) 8 jam paruh waktu ketiga	5-101
Tabel 5-5 Data dari Pembangkit Listrik pensuplai Sistem Kelistrikan.....	5-101
Tabel 5-6 Data komponen untuk menghitung parameter komponen biaya	5-102
Tabel 5-7 Data (<i>dummy</i>) komponen penyusun biaya energi.....	5-104
Tabel 5-8 Data beban listrik (<i>dummy</i>).....	5-104
Tabel 5-9 Parameter biaya energi dengan dan tanpa CO ₂ e (sampai nominal).....	5-106
Tabel 5-10 Parameter biaya energi dengan dan tanpa CO ₂ e (sampai kapabilitas).....	5-106
Tabel 5-11 Optimasi Model HR Linier (γ negatif, Pnom) dengan biaya GRK	5-109
Tabel 5-12 Optimasi Model HR Linier (γ positif, Pcap) dengan biaya GRK.....	5-110
Tabel 5-13 Perbandingan model HR linier (γ negatif) dengan HR linier (γ positif)....	5-110
Tabel 5-14 Hasil Optimasi Model HR Linier (γ negatif, Pnom) tanpa GRK.....	5-111
Tabel 5-15 Perbandingan model HR linier (γ negatif) dengan dan tanpa GRK.	5-111
Tabel 5-16 Hasil Optimasi Model HR Linier (γ pos, Pcap) tanpa GRK.....	5-112

Tabel 5-17 Perbandingan model HR linier (γ positif) dengan dan tanpa emisi GRK..	5-112
Tabel 5-18 Hasil optimisasi unit PLTA pada waduk atas (musim kemarau).....	5-124
Tabel 5-19 Hasil optimisasi unit PLTA pada waduk bawah (musim kemarau).....	5-125
Tabel 5-20 Hasil optimisasi unit PLTA pada waduk atas (musim penghujan).....	5-127
Tabel 5-21 Hasil optimisasi unit PLTA pada waduk atas (musim penghujan).....	5-128
Tabel 5-22 Parameter Biaya Energi dan Komponen Utama Penyusunnya.....	5-130
Tabel 5-23 Hasil minimasi biaya energi pada musim kemarau	5-132
Tabel 5-24 Hasil simulasi minimasi biaya energi pada musim penghujan	5-133
Tabel 5-25 Hasil simulasi biaya energi per jam dan biaya energi per kWh.....	5-134
Tabel 5-26 Data (dummy) untuk simulasi OPF melibatkan <i>start-up</i>	5-139
Tabel 5-27 Data parameter biaya energi dari pembangkit listrik	5-141
Tabel 5-28 Hasil Langkah Maksimasi Penggunaan Air Waduk Atas	5-142
Tabel 5-29 Hasil Langkah Maksimasi Penggunaan Air Waduk Bawah	5-143
Tabel 5-30 Hasil langkah penentuan status dengan algoritma <i>multistage</i>	5-145
Tabel 5-31 Hasil langkah <i>OPF</i> dengan algoritma <i>multistage</i>	5-147
Tabel 5-32 Daya listrik dengan metoda <i>DU-IPS</i>	5-149
Tabel 5-33 Daya dan biaya energi hasil optimasi <i>Multistage</i> dan <i>DU-IPS</i>	5-150

BAB 1. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Bahan bakar fosil sebagai sumber energi utama untuk pembangkit listrik sudah semakin langka. Bahan bakar fosil ini dapat berbentuk gas, cair atau padatan. Karena sumber energi dari fosil tersebut jumlahnya terbatas dan tak dapat diperbaharui, maka dapat dipastikan bahwa biaya pengadaan dari mulai eksplorasi, eksploitasi, pemurnian jika diperlukan, sampai distribusi dan penggunaan maka makin lama menjadi makin tinggi nilai biayanya.

Bahan bakar fosil dapat dikonversi oleh pembangkit listrik menjadi energi listrik dengan melakukan proses pembakaran untuk menghasilkan energi *thermal*, kemudian energi *thermal* tersebut dikonversi menjadi gerak putar pada *runner* turbin, selanjutnya menggunakan generator listrik gerakan *runner* turbin ini dikonversi untuk menghasilkan energi listrik. Pada proses pembakaran, disamping dihasilkan energi panas pada proses konversi dari bahan bakar pada ruang bakar pembangkit listrik juga dihasilkan gas buang dan material lain sebagai emisi dari pembangkit listrik. Salah satu emisi hasil pembakaran bahan bakar adalah emisi gas rumah kaca (GRK), tidak terkecuali pada proses konversi bahan bakar fosil menjadi listrik pada pembangkit listrik.

Kesadaran masyarakat dunia mengenai adanya bahaya emisi GRK terhadap lingkungan semakin hari semakin menguat, hal ini ditandai dengan telah dibentuknya berbagai protokol untuk perlindungan lingkungan. Protokol tersebut adalah sebagai kesepakatan bersama antar negara dalam upaya proteksi emisi untuk mengurangi pengaruh negatifnya terhadap lingkungan. Selain protokol untuk memproteksi emisi terhadap kelestarian lingkungan, juga berbagai regulasi untuk proteksi terhadap lingkungan juga telah diterapkan oleh suatu pemerintahan. Hal ini diperlihatkan pada referensi [1] s-d [4].

Protokol untuk pengurangan emisi yang banyak diadopsi oleh negara adalah protokol Kyoto. Negara Indonesia menggunakan protokol Kyoto ini untuk regulasi emisi gas rumah kaca [1]. Protokol ini adalah protokol tentang pengurangan emisi GRK karena berbagai aktivitas manusia. Regulasi untuk pengurangan emisi dalam bentuk rencana aksi pengurangan emisi GRK juga telah dibuat, hal ini diperlihatkan

pada referensi [2]. Pedoman praktis pengurangan emisi gas rumah kaca juga telah diundangkan, dapat ditelusuri pada referensi [3]. Pemantauan pelaksanaan juga telah dilakukan dengan terbitnya kurva biaya pengurangan gas rumah kaca [4]. Gas rumah kaca adalah gas emisi yang ditengarai sebagai penyebab pemanasan global. Gas rumah kaca adalah gas karbon dioksida (CO₂) dan gas yang setara dengan karbon dioksida (CO₂e) yang salah satunya terbentuk karena proses pembakaran bahan bakar untuk menghasilkan energi *thermal*. Energi *thermal* ini pada pembangkitan listrik adalah salah satu tahapan proses konversi energi dari bahan bakar untuk menjadi energi listrik.

Regulasi-regulasi dan standar tentang pengelolaan energi dengan emisinya telah banyak diperbaharui. Persyaratan untuk membangkitkan energi listrik harus memperhatikan nilai emisi sebagai gas buang ke lingkungan, telah menjadi semakin ketat untuk dilaksanakan. Standar internasional seperti ISO 14000 dan turunannya yang berisi mengenai pengelolaan lingkungan, yang didalamnya termasuk mengenai penggunaan energi sebagai kontributor besar emisi ke lingkungan, telah menjadi rujukan berbagai negara untuk diterapkan pada wilayahnya [5].

Mengenai permasalahan emisi pada sektor pembangkitan energi listrik ini, dikatakan oleh Dewan Nasional Perubahan Iklim bahwa pemakaian tenaga listrik di Indonesia karena proses modernisasi dari tahun 2005 sampai tahun 2030 diperkirakan akan meningkat menjadi 8 kali lipat, data tahun 2005 adalah sekitar 120 TWh. Menurut referensi [1], perkiraan akan peningkatan emisi CO₂ ekuivalen (CO₂e) sebesar 7 kali lipatnya, yakni dari data tahun 2005 adalah sekitar 110 MtCO₂e. Dengan demikian kontribusi peningkatan emisi CO₂e karena peningkatan proses konversi energi menjadi listrik ini sudah sepatutnya menjadi perhatian.

Studi tentang pengelolaan energi dan emisi telah banyak dituliskan dalam penelitian, antara lain diperlihatkan pada referensi [10], [11], [20] s-d [25]. Salah satu teknik pengendalian emisi CO₂ pada kajian sistem kelistrikan adalah dengan melakukan „*fuel mixing*“ yakni dengan mengaktifkan berbagai jenis pembangkit listrik sehingga biaya kelistrikan dapat ditekan seminimal mungkin dengan tanpa mengabaikan batasan emisi yang terdapat pada sistem kelistrikan yang dikelola secara terintegrasi. Sistem kelistrikan terintegrasi ini adalah sistem kelistrikan yang kegiatannya dikendalikan oleh suatu pusat kendali sistem kelistrikan. Teknik *fuel*

mixing ini dapat dilaksanakan misalnya dengan melakukan penjadwalan setiap pembangkit listrik untuk masuk ke sistem kelistrikan dengan ‘prioritas’ pada pembangkit listrik yang paling ramah lingkungan atau pembangkit listrik yang mempunyai performa paling terbaik dengan biaya konversi energi paling rendah.

Menggunakan kaidah yang telah dirilis dalam protokol Kyoto maupun aturan-aturan lain yang berhubungan dengan kesadaran tentang pentingnya mencegah pemanasan global, dapat dilakukan pemakaian standar bersama yang disebut sebagai Mekanisme Pembangunan Bersih atau *Clean Development Mechanism (CDM)*. Beberapa negara telah melakukan upaya perbaikan kualitas untuk mengecilkan emisi pada sektor energi ini, salah satu yang ada di Indonesia adalah dengan adanya ketentuan PROPER oleh kementerian lingkungan hidup untuk pengelolaan *green* energi pada industri. Tidak terkecuali pada sektor kelistrikan khususnya pada pusat listrik juga telah diberlakukan PROPER untuk mengelola energi secara *green* [6].

Dengan adanya regulasi tersebut di atas, beberapa teknik pengurangan emisi telah dilakukan oleh para pemasok energi sehingga dapat mencapai nilai *green* atau paling tidak menuju pada nilai *green* energi. Pada sektor eksplorasi dan eksploitasi sumber energi fosil di Indonesia juga telah berupaya menuju *green* energi. Pada sektor ini seperti pada industri minyak dan gas dapat dilihat upaya ini seperti telah dipakainya standar penurunan intensitas CO₂ sebagai *benckmarking* pengelolaan energi bersih dan standar *green* energinya.

Salah satu pemikiran awal pada penelitian ini adalah mendapatkan suatu model, dan atau metoda ataupun algoritma tentang pengelolaan optimal pada sistem kelistrikan yang berwawasan lingkungan. Gambaran awal tentang model yang dikembangkan adalah menggunakan fungsi biaya kelistrikan yang termasuk didalamnya adalah biaya emisi GRK yang telah diberlakukan sebagai regulasi berupa protokol lingkungan oleh suatu negara. Sehingga dengan model tersebut dapat dilakukan upaya minimasi nilainya. Model yang diminimasi ini diharapkan secara otomatis juga sejalan dengan mengecilkan nilai emisi yang dilepaskan ke lingkungan. Atau dengan kata lain, setelah didapat model biaya berwawasan lingkungan maka dapat dibuat suatu algoritma optimasi agar model dapat bernilai minimal sehingga dapat diharapkan tercapainya suatu pengelolaan operasi sistem

kelistrikan yang optimal dengan didalamnya mencakup adanya upaya teknis berupa kesadaran adanya standar *green* energi pada suatu negara.

Teknik pengelolaan operasi sistem kelistrikan tersebut dapat dilakukan dengan menggunakan teknik optimasi pada sistem kelistrikan sedemikian hingga biaya kelistrikan menjadi minimal, yakni dengan memperhatikan biaya bahan bakar sebagai komponen biaya kelistrikan dan ditambah dengan emisi GRK termasuk dalam komponen biaya tersebut. Teknik pengelolaan ini adalah berupa tatacara mengelola sistem kelistrikan sedemikian sehingga sumber energi *mix*-nya dapat dikelola sedemikian sehingga *losses* saluran dan juga biaya energi dari setiap unit pembangkit listrik menjadi optimal, serta secara sistem kelistrikan maka nilai emisinya selalu dibawah persyaratan emisi yang diijinkan.

Pendekatan teknis dalam mengelola penggunaan energi listrik untuk mendapatkan nilai terbaik telah banyak diusulkan sebagai suatu metoda dan atau algoritma optimasi sistem kelistrikan. Studi tentang optimasi pengoperasian energi listrik yang ramah lingkungan telah dan masih banyak dilakukan. Berbagai metoda optimasi untuk menghasilkan nilai terbaik dari pengelolaan sistem kelistrikan telah diusulkan. Buku-buku, makalah dan kertas kerja hasil penelitian telah banyak dipublikasikan. Metoda optimasi numerik dan artifisial juga telah dibukukan, buku mengenai hal tersebut dapat ditelusuri pada referensi [9] s-d [12]. Dari berbagai buku, makalah, jurnal yang ditelusuri menggunakan media *online* diketemukan bahwa pengembangan penelitian pada bidang optimasi lebih difokuskan pada berbagai metoda mempersingkat waktu dan akurasi untuk mendapatkan hasil dari optimasi terbaik. Dalam buku yang dibuat oleh Soliman [10] diketahui bahwa dalam formulasi optimasi dibutuhkan beberapa *point* yang harus disiapkan untuk melakukan optimasi tersebut sehingga hasilnya menjadi yang terbaik, yakni: 1. *Choosing design variabels (control and state variabels)*, 2. *Formulating constraints*, 3. *Formulating objective functions*, 4. *Setting up variabel limits*, 5. *Choosing an algorithm to solve the problem*, 6. *Solving the problem to obtain the optimal solution*.

Penelitian ini dilakukan dengan menggunakan kaidah yang dituliskan oleh Soliman tersebut di atas. Yakni dengan menentukan model fungsi objektif dengan variabel fungsi yang sesuai dengan keperluan optimasi, menentukan batasan fungsi

dengan batasan variabel yang tidak boleh dilewati. Kemudian menentukan metoda optimasi dan membuat algoritma untuk menghasilkan solusi optimal.

Menggunakan pernyataan Soliman tersebut di atas, dapat dikatakan bahwa pengelompokan untuk optimasi terdiri dari dua kelompok besar yakni pertama tentang pembuatan model dan kemudian menentukan metoda atau algoritma optimasi sehingga didapatkan hasil optimasi terbaik sesuai dengan model yang telah ditentukan. Atau dengan kata lain dapat dikatakan bahwa permasalahan optimasi adalah pada tatacara melakukan identifikasi permasalahan yang tepat, dan tatacara memecahkan permasalahan dengan cepat, tepat dan akurat.

1.2 Perumusan Masalah

Short run marginal cost (SRMC), sebagai fungsi biaya operasi sistem kelistrikan secara numerik dengan rentang tinjauan singkat hanya dipengaruhi oleh biaya yang timbul akibat penggunaan *fuel-mix* saja. Dewasa ini, pembangkit-pembangkit listrik yang menggunakan bahan bakar fosil yang juga sebagai penghasil emisi terhadap lingkungan terutama emisi gas rumah kaca, emisi tersebut juga mulai dimasukkan sebagai fungsi biaya. Emisi ini berkontribusi pada pemanasan global sehingga pembangkit listrik yang mengeluarkan emisi CO_{2e} sebagai gas rumah kaca menjadi dapat dikenakan biaya kompensasi terhadap lingkungan. Biaya ini dibebankan pada pembangkit listrik yang bersangkutan sehingga emisi tersebut menjadi mempengaruhi biaya produksi energi listrik secara keseluruhan. Dengan kesadaran tentang efek dari emisi CO_{2e} sebagai gas rumah kaca yakni menghadapi isu pemanasan global yang menyebabkan menurunnya kualitas lingkungan hidup dan ditengarai pula sebagai penyebab naiknya permukaan air laut, maka emisi tersebut tidak dapat diabaikan.

Pada penelitian ini dilakukan kajian mengenai model biaya energi yang dikaitkan dengan biaya kompensasi emisi gas rumah kaca, pada pembangkit listrik dan kaitannya terhadap biaya operasi sistem kelistrikan. Selanjutnya model ini digunakan sebagai objektif fungsi optimasi biaya kelistrikan. Peneliti meninjau kembali model fungsi biaya pembangkit listrik dengan melalui pendekatan performa atau fungsi performansi dari pembangkit listrik. Yakni sedemikian sehingga fungsi biaya pada optimasi sistem kelistrikan dapat diikuti juga fungsi

biaya emisinya, khususnya emisi GRK yang telah ada regulasinya. Fungsi performansi pembangkit listrik ini selain dapat mewakili fungsi biaya energi yang menggambarkan dari banyaknya bahan bakar yang terpakai untuk menghasilkan energi listrik, juga mewakili emisi gas rumah kaca akibat proses pembakaran bahan bakar tersebut. Dengan fungsi performansi tersebut, dimungkinkan untuk dapat digambarkan banyaknya gas CO₂e yang terbentuk akibat pembakaran bahan bakar. Sehingga dapat dikatakan bahwa model fungsi biaya energi pada pembangkit listrik karena proses konversi bahan bakar menjadi listrik, dapat dibuat dengan menggunakan pendekatan fungsi performansi pembangkit listrik.

Model fungsi biaya energi pada pembangkit listrik yang dikembangkan ini adalah gabungan dari fungsi biaya bahan bakar sebagai sumber energi primer dan fungsi biaya emisi sebagai akibat langsung dari proses konversi energi primer tersebut menjadi listrik. Penggabungan model biaya bahan bakar dan biaya emisi terutama emisi GRK dilakukan dengan menguraikan komponen-komponen penyusun parameter penting dari fungsi biaya energi dari pembangkit listrik yang ditinjau. Model fungsi matematika tersebut digambarkan sebagai model fungsi deterministik dengan disertakan komponen-komponen penyusun parameter penting dari model fungsinya. Model fungsi deterministik diusulkan sebagai fungsi biaya energi pada sistem kelistrikan karena persamaan fungsi deterministik tersebut dapat mudah dicarikan solusinya, yakni misalnya dengan menggunakan metoda optimasi numerik seperti metode *interior point* yang mempunyai akurasi sangat baik dan kecepatan tinggi dalam mendapatkan hasil optimasi pada fungsi deterministik. Dengan didapkannya model fungsi deterministik yang terdiri dari gabungan fungsi biaya bahan bakar dan fungsi biaya kompensasi emisi GRK, maka fungsi objektif dari optimasi sistem kelistrikan menjadi tetap berbentuk fungsi objektif tunggal.

Studi tentang fungsi biaya pada sistem kelistrikan, kebanyakan dilakukan dengan memakai pendekatan kurva *fitting* dari *input-output* biaya energi pada pembangkit listrik, tanpa mengikutkan biaya emisi akibat proses konversi energi menjadi listrik. Pada kajian berbagai pustaka, pendekatan lain yang menggunakan fungsi performansi pembangkit untuk dijadikan fungsi biaya energi yang digabungkan dengan fungsi biaya emisi seringkali memperlihatkan sebagai fungsi kuadratis digabung dengan fungsi eksponensial, tanpa memperlihatkan muasal dari

nilai parameter-parameter fungsi tersebut. Pengembangan model biaya energi dari pembangkit listrik pada penelitian ini dilakukan dengan mencari komponen-komponen penyusun parameter yang menjadikan fungsi berbentuk deterministik.

Fungsi performansi pembangkit sebagai suatu fungsi energi dari bahan bakar dan fungsi emisi hasil pembakaran bahan bakar, biasanya dikemukakan pada bidang kajian audit energi yang dikaitkan dengan kajian lingkungan. Audit energi tersebut sifatnya adalah menyorot masa lalu dari pengelolaan energi pada suatu produksi yang lebih ramah terhadap lingkungan, salah satunya adalah produksi energi listrik terhadap intensitas karbon sebagai eksisnya, yakni kajian audit ini adalah untuk memperbaiki kualitas dari pengelolaan keenergian di masa mendatang, juga terhadap kualitas lingkungan. Dengan diketahuinya performansi pembangkit oleh bidang kajian audit energi pada pembangkit listrik, dapat dilakukan perbaikan-perbaikan tatacara operasi dari subsistem pembangkit listrik agar secara sistem pembangkit tersebut menjadi lebih baik lagi operasinya. Juga pada skala lebih besar, yakni pada sistem kelistrikan dapat dilakukan perbaikan pengelolaan dengan mencari solusi perbaikan pengelolaan energi listrik dengan memilih prioritas pembangkit listrik berbiaya murah dengan tidak melupakan penurunan nilai emisi CO₂e sehingga secara sistem kelistrikan maka pengelolaan dan perencanaan operasi-nya menjadi dapat dipandang sebagai lebih *green*.

Memanfaatkan pengetahuan bidang audit energi tentang performansi pembangkit listrik tersebut, kiranya dapat digunakan sebagai pengembangan model fungsi biaya operasi sistem kelistrikan. Yakni, fungsi performansi pembangkit listrik dapat dijadikan rujukan untuk mengembangkan fungsi objektif dari optimasi biaya sistem kelistrikan, dengan tanpa mengabaikan emisi CO₂e sebagai akibat pengkonversian energi dari bahan bakar menjadi listrik. Dengan fungsi performansi pembangkit listrik maka selain fungsi biaya bahan bakar, juga dapat dimasukkan emisi sebagai fungsi biaya kelistrikan. Karena pembangkit listrik dengan performansi yang baik dapat diharapkan bahwa kemampuan konversi bahan bakar menjadi listrik menjadi baik pula dan akibatnya emisi gas rumah kaca yang ditimbulkan menjadi makin sedikit, demikian sebaliknya.

Karena pergerakan beban pada tiap bus pada sistem kelistrikan dari waktu ke waktu dan kemampuan jaringan yang terbatas maka menuntut penyesuaian

jumlah daya listrik yang harus disetorkan oleh setiap bus pembangkit listrik kepada jaringan sistem kelistrikan untuk melayani beban pada tiap bus pada sistem kelistrikan tersebut. Kajian aliran daya optimal dengan biaya pembangkitan energi sebagai fungsi objektif maka mengetahui daya yang harus dibangkitkan dan status setiap pembangkit listrik pada setiap tik waktu yang ditinjau menjadi penting untuk didapatkan. Pada kajian penjadwalan pembangkit listrik pada durasi waktu tertentu, dapat diharapkan untuk mengetahui daya yang seharusnya dibangkitkan dan status dari setiap pembangkit listrik dari tik waktu ke waktu dalam suatu *schedule* yang ditentukan. Gabungan economic dispatch dengan unit decommitment, optimasi aliran daya dan fungsi biaya energi yang dikembangkan serta menggunakan pendekatan fungsi performansi pembangkit listrik yang telah disebutkan sebelumnya dapat digunakan untuk mendapatkan nilai biaya energi terbaik.

Secara keseluruhan berdasarkan uraian di atas, dapat dikatakan bahwa permasalahan optimasi sistem kelistrikan dapat dipecahkan dengan melakukan tiga *point* utama optimasi. Yakni *point* pertama adalah melakukan kajian model fungsi biaya energi pada sistem kelistrikan. Model ini adalah berupa fungsi objektif yang selanjutnya dapat dioptimasi. *Point* kedua adalah mencari batasan-batasan yang melingkupi fungsi objektif tersebut. Atau dengan kata lain, *point* kedua adalah menentukan batasan berlakunya fungsi objektif pada sistem kelistrikan yang ditinjau. Selanjutnya setelah didapat model matematika dan batasan sistem maka *point* ketiga adalah menentukan metoda ataupun algoritma optimasi, dengan metoda optimasi yang tepat maka didapatkan solusi optimal.

Pada penelitian ini, langkah pertama adalah membuat atau mengembangkan model fungsi biaya energi pada sistem kelistrikan yang menyertakan biaya kompensasi emisi GRK sehingga lebih ramah lingkungan sebagai sebuah fungsi objektif dan dengan meninjau pula batasan sistem kelistrikan yang membatasi model tersebut. Pengembangan model tersebut adalah dengan melakukan pendekatan melalui perhitungan *heat rate* linier pada rentang daya tertentu sebagai fungsi performansi pembangkit listrik yang ditinjau, sehingga didapatkan fungsi biaya energi sebagai fungsi objektif optimasi. Fungsi biaya ini adalah berupa fungsi biaya energi pembangkitan listrik sebagai fungsi biaya bahan bakar dan biaya emisi gas rumah kaca yang timbul karena proses konversi energi bahan bakar pada

pembangkit listrik menjadi listrik. Model fungsi biaya bahan bakar untuk membangkitkan listrik dengan memperhatikan nilai emisi GRK tersebut apabila dioptimasi dengan melakukan minimasi fungsi objektif dapat diharapkan menjadi lebih ramah lingkungan. Optimasi dilakukan dengan memperhatikan batasan sistem kelistrikan yang sedang ditinjau. Penentuan batasan sistem kelistrikan dilakukan dengan mencari data sistem kelistrikan. Sehingga langkah kedua adalah dengan melakukan pencarian data yang diperlukan untuk menyusun model dan mencari data kelistrikan yang ditinjau untuk menentukan batasan dari optimasi. Optimasi dapat dilakukan dengan membuat algoritma yang sesuai dengan model dan batasan yang telah dikenali.

Langkah selanjutnya, apabila telah didapatkannya model fungsi biaya energi sebagai sebuah fungsi objektif berbentuk fungsi deterministik dan didapatkan batasan fungsi objektif, adalah membuat algoritma optimasi dengan memanfaatkan metoda optimasi numerik yang telah ada. Pada penelitian ini adalah menggunakan metoda *interior point*.

Pada studi kasus sistem kelistrikan *hydrothermal*, diketahui bahwa pembangkit *hydro* bergantung pada musim dan lebih ramah lingkungan. Sehingga apabila persediaan melimpah pada pembangkit listrik tenaga *hydro* selalu menjadi prioritas untuk melayani sistem kelistrikan. Tetapi pada kondisi kekurangan air maka pembangkit ini tidak selalu dapat melayani sistem, atau dengan kata lain pembangkit listrik tenaga *hydro* ini pada saat musim kemarau maka tidak lagi menjadi menjadi pelayan beban utama. Pemilihan pembangkit listrik tenaga *hydro* yang siap masuk sistem pada musim kemarau dapat dilakukan dengan menerapkan penjadwalan pembangkit listrik. Penjadwalan pembangkit listrik dapat dilakukan dengan mengembangkan algoritma penjadwalan berbasis beban harian pada sistem *hydrothermal*. Pengembangan algoritma untuk penjadwalan dapat dilakukan dengan menggunakan metoda optimasi artifisial. Algoritma artifisial diantaranya adalah *genetic algorithm* maupun *evolutionary algorithm*.

Pendekatan numerik maupun artifisial selanjutnya digunakan yakni dengan menggabungkan kedua jenis metoda tersebut untuk menjadi suatu algoritma untuk memecahkan permasalahan yang diketemukan. Teknik penggabungan kedua metoda tersebut dilakukan dengan algoritma bertingkat yang sesuai terhadap model

yang ditinjau, dalam hal ini adalah sistem kelistrikan *hydrothermal*. Studi kasus optimasi sistem kelistrikan yang ramah lingkungan ini dilakukan dengan memanfaatkan model yang telah dikembangkan dan juga menggunakan algoritma gabungan dari metoda yang telah ada kemudian dikembangkan menjadi algoritma gabungan. Pada penelitian ini dibuat algoritma penggabungan dari metoda optimasi numerik dan metoda optimasi artifisial menjadi algoritma *multistage*.

1.3 Tujuan dan Manfaat Penelitian

Menggunakan perumusan permasalahan seperti telah disebutkan di atas, maka tujuan umum penelitian ini adalah membuat model fungsi biaya energi yang lebih ramah lingkungan dengan memperhitungkan biaya kompensasi emisi GRK sebagai sebuah fungsi objektif pada sistem kelistrikan dengan menentukan variabel dan komponen-komponen penyusun parameter penting dari fungsi biaya tersebut. Fungsi biaya energi tersebut didekati dengan menggunakan pendekatan fungsi deterministik kuadratik, agar mudah dilakukan optimasi dengan menggunakan pendekatan numerik maupun artifisial. Penjabaran komponen penyusun parameter penting dari fungsi biaya energi tersebut dilakukan dengan:

1. menggunakan pendekatan fungsi *heat rate* linier dengan rentang daya tertentu sebagai fungsi performansi pembangkit listrik yang termasuk didalam fungsi tersebut selain biaya bahan bakar adalah biaya emisi gas rumah kaca untuk pembangkit listrik tenaga *thermal* berbahan bakar fosil,
2. menggunakan pendekatan fungsi efisiensi pembangkit sebagai gambaran performansi pembangkit untuk pembangkit listrik tenaga *hydro*,
3. digunakan pendekatan stoikiometri dari proses pembakaran bahan bakar sebagai penghasil energi primer pada pembangkit listrik tenaga uap, untuk mendapatkan parameter biaya energi dalam suatu fungsi objektif tunggal berbentuk deterministik untuk setiap jenis pembangkit listrik.

Setelah didapatkan fungsi biaya energi yang melibatkan biaya kompensasi emisi GRK sebagai suatu fungsi deterministik, yakni ketika sistem kelistrikan digunakan untuk melayani beban, selanjutnya fungsi biaya energi tersebut digunakan sebagai fungsi objektif dari optimasi pada studi kasus penjadwalan sistem kelistrikan *hydrothermal*. Optimasi dilakukan setelah mendapatkan data

komponen-komponen penyusun parameter dan penyusun batasan fungsi, yakni dengan mencari data sistem kelistrikan yang ditinjau. Batasan fungsi tersebut adalah batasan yang dapat timbul karena batasan pada pembangkit listrik seperti batasan daya terendah dan daya tertinggi pembangkit listrik serta data pada jaringan sistem kelistrikan.

Dengan demikian manfaat penelitian ini dapat dikatakan diantaranya adalah

1. didapatkannya model fungsi biaya energi pada sistem kelistrikan yang ramah lingkungan sebagai sebuah fungsi deterministik untuk setiap jenis pembangkit listrik, yang didalamnya termasuk biaya kompensasi emisi GRK pada pembangkit listrik tenaga *thermal* berbahan bakar fosil,
2. didapatkannya fungsi biaya energi pada pembangkit listrik, selanjutnya akan dapat digunakan sebagai model fungsi objektif untuk melakukan simulasi optimasi aliran daya pada sistem kelistrikan,
3. didapatkan gambaran hasil optimasi sistem kelistrikan dengan dan tanpa emisi GRK sebagai fungsi biaya energi pada setiap pembangkit listrik yang ditinjau,
4. didapatkannya pijakan untuk melakukan pengembangan model lebih lanjut, yakni sebagai gambaran awal adalah dengan didapatkannya variabel fungsi biaya energi pada pembangkit listrik ketika beroperasi melayani beban dan ketika belum melayani beban ternyata variabelnya berbeda.

Jadi dapat dikatakan bahwa manfaat penelitian ini utamanya adalah mendapatkan model fungsi biaya energi ramah lingkungan dengan melibatkan biaya kompensasi emisi GRK sebagai sebuah fungsi berbentuk deterministik kuadratik. Pengembangan fungsi biaya energi lebih lanjut dapat dilakukan setelah diketahuinya fungsi tersebut.

Manfaat selanjutnya adalah ketika meninjau sistem kelistrikan besar, sistem tersebut biasanya pada sistem pembangkitan energi listriknya diketahui terdiri dari pembangkit terbarukan yang ramah lingkungan dan pembangkit fosil yang menghasilkan emisi. Optimasi energi *mix* dari energi primer yang berbeda pada sistem kelistrikan, pada sistem yang menggunakan energi fosil dan energi *hydro* lebih dikenal sebagai sistem *hydrothermal*. Sistem *hydrothermal* tersebut apabila ditinjau pada musim kemarau akan ditemukan adanya kelangkaan pasokan air. Kelangkaan air pada pembangkit listrik tenaga *hydro* yang mensuplai sistem

kelistrikan memerlukan metoda optimasi yang sesuai. Sehingga, pengembangan metoda ataupun algoritma optimasi untuk penjadwalan pembangkit listrik sistem *hydrothermal* karena keterbatasan pasokan air juga dikembangkan pada penelitian ini. Pengembangan algoritma untuk mendapatkan nilai optimal pada sistem *hydrothermal* dengan kelangkaan air merupakan manfaat penelitian selanjutnya.

Teknik utama yang digunakan untuk mengurangi biaya kelistrikan adalah menggunakan metoda optimasi dengan fungsi objektif berupa fungsi biaya bahan bakar dan fungsi biaya emisi. Yakni minimasi biaya pembangkit listrik dan penjadwalan pembangkit listrik yang siap melayani beban. Karena biaya energi kelistrikan minimal ini termasuk di dalamnya biaya emisi GRK maka secara otomatis dapat diharapkan emisi GRK tersebut didapatkan nilai emisi minimal.

Jadi dapat dikatakan bahwa tujuan khusus penelitian ini adalah

1. Membuat model fungsi biaya energi pada sistem kelistrikan yang ramah lingkungan sebagai single objective function berupa fungsi deterministik, dan dengan batasan-batasan berlakunya model yang dikembangkan,
2. Membuat dan mengembangkan algoritma optimasi untuk diterapkan pada penjadwalan sistem *hydrothermal* jangka pendek harian pada kondisi kelangkaan pasokan air pada pembangkit listrik tenaga *hydro*.

Dengan model dan algoritma optimasi yang dibuat tersebut kemudian dilakukan simulasi model dan dianalisis hasilnya. Pengembangan model dapat dilakukan untuk mempertajam model yang pertama dibuat, sehingga pengembangan algoritma dapat dilakukan merujuk pada model yang telah dikembangkan tersebut.

1.4 Batasan Penelitian

Batasan penelitian pada pengembangan model adalah pada fungsi biaya emisi hanya menitikberatkan pada emisi CO_{2e} sebagai GRK yang emisinya berhubungan langsung dengan performansi pembangkit listrik. Penentuan jenis emisi GRK ini didasarkan pada protokol Kyoto yang telah diakui dan diratifikasi oleh banyak negara. Untuk emisi yang lain seperti emisi SO_x yang tidak termasuk dalam GRK serta emisi partikulat padat tidak dikembangkan pada penelitian ini. Batasan lainnya adalah iterasi perhitungan optimasi dilakukan dalam durasi tiap jam, dengan perubahan beban yang digambarkan oleh prakiraan beban harian,

yakni penjadwalan biaya optimal sistem kelistrikan *hydrothermal* yang dikembangkan algoritmanya adalah penjadwalan selama 24 jam rencana operasi.

Batasan simulasi penelitian juga dilakukan pada nilai daya tertinggi setiap pembangkit listrik yang dilakukan optimasi aliran dayanya. Yakni daya tertinggi yang digunakan adalah daya nominalnya. Pembatasan daya ini dimaksudkan sebagai batasan optimasi yakni diberlakukan pada semua pembangkit dengan *heat rate* yang apabila daya dinaikkan maka pembangkit makin efisien, hal ini ditandai dengan nilai *heat rate* yang makin kecil atau model *heat rate* pembangkit listrik terhadap daya yang disalurkan bergradien negatif. Jadi simulasi optimasi daya dilakukan pada sistem dengan nilai daya dengan nilai kelompok *heat rate* ‘terbaik’ sehingga dapat diharapkan selalu pada kondisi ramah lingkungan.

Pengembangan model dan algoritma simulasi dilakukan pada satu tingkat analisis yakni hanya pada hasil pembuatan model dan algoritma optimasi yang telah dikembangkan tanpa merujuk pada hasil pengembangan model pada kasus lain. Batasan penelitian pada pengembangan model setelah dapat diketahuinya setiap komponen model adalah identifikasi biaya *start-up* berdasarkan jenis *start-up*. Belum dilakukan pengembangan model biaya *ramp rate* sehingga *ramp rate* termasuk batasan penelitian. Sehingga algoritma yang dikembangkan lebih lanjut pada penelitian ini adalah berupa algoritma aliran daya optimal untuk penjadwalan sistem *hydrothermal* harian dengan hanya memperhitungkan jenis biaya *start-up*.

1.5 Kontribusi dan Signifikansi Penelitian

Salah satu kontribusi dari penelitian ini adalah didapatkannya penggabungan parameter-parameter pada fungsi bahan bakar dan fungsi emisi GRK menjadi parameter fungsi biaya energi, sehingga fungsi biaya menjadi berbentuk fungsi deterministik kuadratik. Penggabungan parameter fungsi ini menggunakan pendekatan fungsi performansi atau fungsi *heat rate* linier dengan gradien tertentu pada rentang daya tertentu. Komponen-komponen penyusun parameter dari fungsi biaya energi tersebut didapatkan dari pendekatan fungsi performansi atau fungsi *heat rate* linier ini. Dengan didapatkannya komponen penyusun parameter dari fungsi biaya energi melibatkan biaya kompensasi emisi GRK maka dapat dilakukan perubahan parameter model sesuai ketersediaan data operasi dengan lebih mudah.

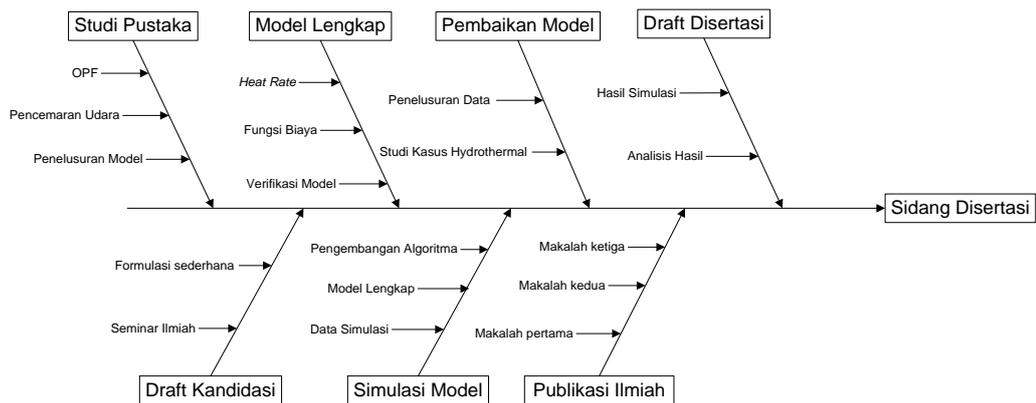
Dengan fungsi objektif berbentuk fungsi deterministik kuadratik maka dapat dilakukan optimasi aliran daya pada sistem kelistrikan menggunakan metoda numerik seperti *interior point*. *Interior point* dipilih karena handal cepat dan akurat.

Kontribusi lainnya adalah didapatkannya algoritma optimasi rencana penjadwalan atau penjadwalan pembangkit listrik dengan keterbatasan pasokan air pada sistem kelistrikan *hydrothermal*. Pada sistem *hydrothermal*, pembangkit listrik tenaga air (PLTA) mempunyai biaya energi yang sangat jauh lebih murah dari pembangkit listrik tenaga *thermal* (PLT *Thermal*) tetapi mempunyai keterbatasan pada penyediaan energi primernya. Sehingga maksimasi penggunaan air perlu dilakukan. PLT-*Thermal* mempunyai biaya energi yang mahal jika dibanding dengan biaya energi pada PLTA sehingga perlu dilakukan minimasi biaya energi untuk mendapatkan biaya energi terbaik pada suatu nilai daya yang diminta oleh setiap bus beban dengan tanpa melanggar batasan pembangkit maupun batasan sistem kelistrikan pada setiap jam dari rencana penjadwalan harian sistem *hydrothermal*. Dengan kata lain, fungsi objektif dari penjadwalan harian sistem kelistrikan *hydrothermal* terdiri dari dua fungsi objektif yakni maksimasi penggunaan air pada PLTA dan minimasi biaya energi pada PLT *Thermal*. Algoritma *multistage* diusulkan untuk menjawab permasalahan penjadwalan harian sistem *hydrothermal* yang mempunyai fungsi objektif seperti tersebut.

Dengan melalui penelitian ini diharapkan untuk dapat diketahui gambaran biaya sistem kelistrikan *hydrothermal* yang lebih ramah lingkungan. Penentuan ramah lingkungan dalam hal ini didekati dengan melakukan minimasi biaya energi yang didalamnya termasuk biaya emisi GRK, yakni selain biaya bahan bakar sebagai biaya energi primernya. Karena performansi pembangkit listrik digunakan sebagai basis model fungsi objektif optimasi sistem kelistrikan ramah lingkungan, maka dapat diharapkan bahwa maksimasi penggunaan air dan minimasi biaya energi ketika melakukan penjadwalan pembangkit listrik adalah identik dengan melakukan pemilihan pembangkit listrik dengan performansi terbaik yang paling ramah lingkungan ketika sistem kelistrikan sedang melayani beban.

1.6 Fishbone Penelitian

Secara *fishbone* rencana penelitian ini digambarkan sebagai berikut.



Gambar 1-1 Pembuatan Disertasi menggunakan *Fish Bone*

Dari Gambar 1-1 tersebut dapat diperlihatkan bahwa pertama dilakukan studi pustaka untuk mengetahui gambaran tentang *OPF* secara umum, pengaruh sistem kelistrikan terhadap pencemaran udara dan pemelusuran model *SMRC* dalam sistem kelistrikan. Makalah untuk seminar nasional didasarkan pada penelusuran pustaka ini. Formulasi awal dari model fungsi biaya kelistrikan juga didapatkan dari penelusuran pustaka tersebut. Model fungsi pembangkit listrik berdasarkan fungsi performansi juga didapatkan dari penelusuran pustaka dan penulisan makalah seminar nasional tersebut.

Model lengkap ditelusuri dengan menggunakan fungsi performansi atau fungsi *heat rate* pembangkit listrik yang melayani sistem kelistrikan *hydrothermal*. Fungsi biaya energi didapatkan dengan mendasarkan pada fungsi performansi pembangkit listrik. Verifikasi model dilakukan dengan mendasarkan pada penggunaan data performansi pembangkit listrik.

Dengan model fungsi biaya energi sebagai *single objective function* dibuat data sampel untuk simulasi dan dilakukan simulasi model dengan penjadwalan pembangkit listrik pada suatu sistem kelistrikan. Dengan membandingkan hasil optimasi dengan melakukan simulasi fungsi biaya bahan bakar dan fungsi biaya energi ramah lingkungan maka dapat diketahui pengaruh harga emisi terhadap biaya energi pada sistem kelistrikan *hydrothermal*. Hasil simulasi dibuat makalah untuk jurnal internasional bereputasi.

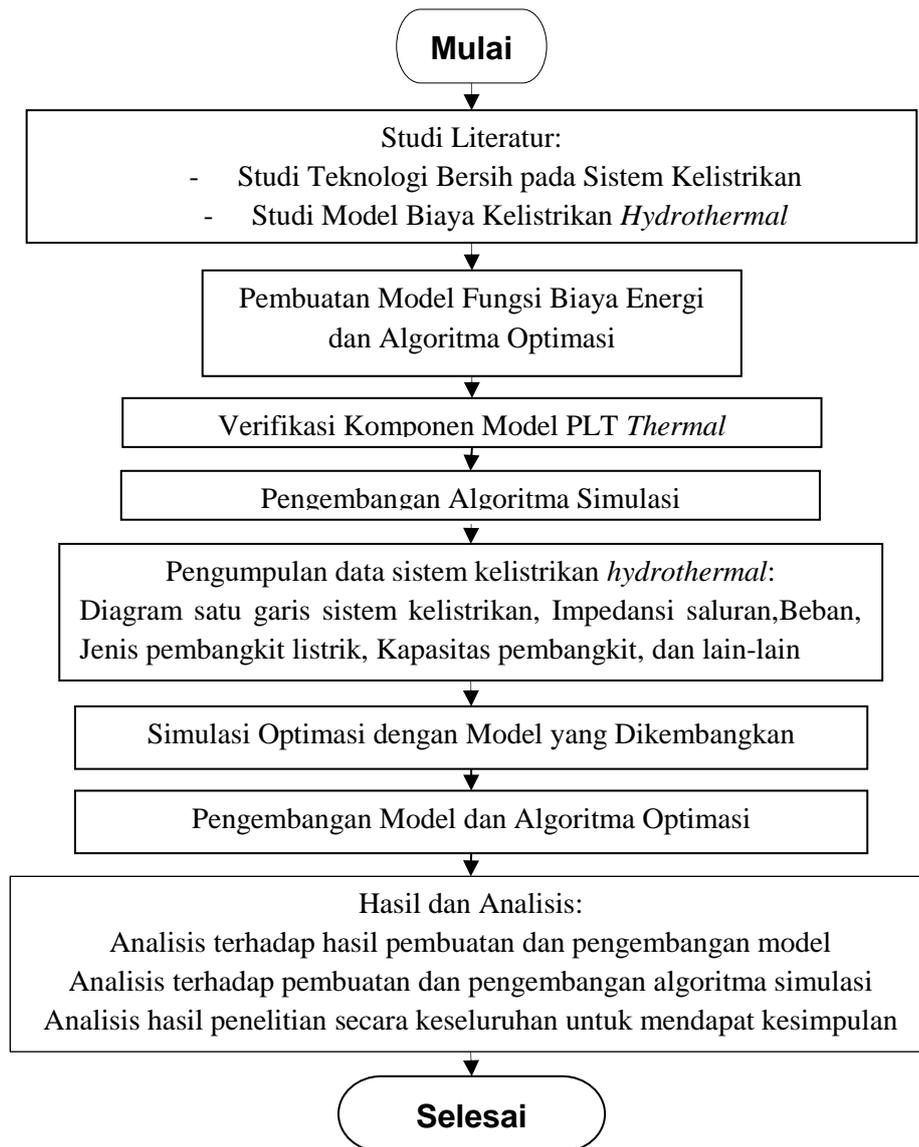
Jurnal internasional kedua dibuat dengan memperbaiki algoritma simulasi, yakni dengan menambahkan pengetahuan bahwa pembangkit listrik tenaga air (PLTA) atau *hydro power plant (HPP)* ternyata operasionalnya dipengaruhi oleh

musim dan dari hasil simulasi pertama diketahui bahwa PLTA karena ramah lingkungan dan harga bahan bakunya murah maka selalu terpilih sebagai kandidat utama penyokong sistem. Tetapi pada musim kemarau PLTA kekurangan air sebagai sumber energinya sehingga perlu dilakukan maksimasi penggunaan airnya. Algoritma simulasi penjadwalan sistem *hydrothermal* pada daerah dua musim, selanjutnya dibuat sebagai jurnal kedua tersebut.

Pengembangan model dilakukan dengan menambahkan biaya berdasarkan jenis *start-up* pada biaya energi. Pengembangan model dengan menyertakan biaya *start-up* tersebut memerlukan algoritma simulasi yang sesuai. Pengembangan algoritma dilakukan berdasarkan model yang diajukan. Makalah jurnal internasional ketiga dibuat pada tahap pengembangan ini. Disertasi dibuat menggunakan hasil dari ketiga makalah tersebut dengan judul Keterlibatan Emisi Pembangkit dalam Aliran Daya Optimal pada Sistem Tenaga Listrik.

1.7 Metodologi Penelitian

Penelitian ini dimulai dengan melakukan langkah-langkah sebagai berikut. Yakni tentang pengembangan model dan algoritma optimasi, verifikasi model, simulasi optimasi dan analisis hasil penelitian. Studi *literature* dilakukan untuk mendapatkan gambaran karya ilmiah sejenis yang sedang dibahas peneliti lain. Studi *literature* juga digunakan untuk mendapatkan dasar teori dari penelitian ini.



Gambar 1-1 Aliran Penelitian

Pembuatan model dimulai dengan melakukan studi *literature* tentang biaya kelistrikan secara umum. Pembuatan model biaya energi berwawasan lingkungan dalam hal ini adalah model tentang biaya bahan bakar dan biaya emisi GRK sebagai fungsi objektif suatu optimasi. Model biaya energi ini didasarkan pada pemikiran bahwa reaksi pembakaran secara stoikiometri terdiri dari bahan bakar yang direaksikan terhadap oksigen di udara dengan hasil adalah berupa energi *thermal* dan gas emisi hasil reaksi pembakaran. Gas emisi hasil reaksi pembakaran ini yang telah diregulasi adalah emisi GRK dengan komponen utamanya adalah CO₂. Sehingga model biaya energi yang dikembangkan adalah model biaya energi pada

rencana operasi jangka pendek dengan komponen biaya adalah biaya bahan bakar dan emisi GRK sebagai komponen biaya yang berkaitan langsung dengan proses konversi energi primer dari bahan bakar menjadi energi listrik.

Sistem kelistrikan skala besar pada umumnya terdiri dari pembangkit listrik tenaga *thermal* dan pembangkit listrik tenaga *hydro*. Studi *literature* dilakukan untuk mendapatkan gambaran sistem kelistrikan yang mempunyai dua macam pembangkit listrik tersebut. Yakni pembangkit listrik tenaga *thermal* sebagai pembangkit yang menghasilkan emisi GRK, dan pembangkit listrik tenaga *hydro* yang proses konversinya ramah lingkungan. Model fungsi biaya energi dengan memperhitungkan biaya emisi dari kedua jenis pembangkit listrik ini selanjutnya dikembangkan. Dari studi *literature* diketahui bahwa pendekatan yang cukup baik untuk menggambarkan model biaya energi pada proses pengkonversian energi adalah menggunakan pendekatan *heat rate* pembangkit listrik sebagai fungsi performansi pembangkit listrik. Fungsi performansi pada PLTA diperlihatkan dengan menggunakan kurva efisiensi pembangkit, hal ini sedikit berbeda dengan pembangkit tenaga *thermal* yang menggunakan pendekatan *heat rate*. Namun demikian, keduanya merupakan gambaran dari performansi pembangkit listrik. Karenanya, model biaya energi yang dikembangkan selanjutnya didekati dengan menggunakan fungsi performansi sebagai *heat rate* pembangkit listrik tenaga *thermal*, dan performansi sebagai efisiensi untuk pembangkit listrik tenaga *hydro*.

Verifikasi model biaya energi ramah lingkungan pada sistem kelistrikan dilakukan dengan menggunakan pendekatan tidak langsung, yakni dengan menggunakan data performansi pembangkit tenaga *thermal*. Pendekatan model juga diverifikasi dengan membandingkan model yang dikembangkan dengan data penggunaan energi primer (BTU/jam) dalam membangkitkan daya listrik [69]. Performansi atau *heat rate* untuk pembangkit listrik tenaga *thermal* dipilih karena energi listrik dan emisi GRK yang dihasilkan oleh pembangkit listrik tersebut sangat dipengaruhi oleh performansi pembangkit yang ditinjau. Sehingga apabila diketahui performansi dari pembangkit listrik yang ditinjau maka dapat diperkirakan kebutuhan biaya energi dalam setiap nilai daya yang dikeluarkan dalam waktu yang ditinjau.

Langkah selanjutnya adalah pengumpulan data seperti data gambaran sistem kelistrikan yang dijadikan contoh kasus, data komponen penyusun biaya energi pada pembangkit listrik, dan data variabel penting pada sistem kelistrikan. Data ini digunakan untuk membangun model biaya energi pada operasi sistem kelistrikan. Selain data sistem kelistrikan juga dilakukan pembuatan data *dummy* atau data rekaan. Data rekaan ini dimaksudkan untuk mendapatkan gambaran bentuk model biaya energi yang telah dibuat. Data rekaan lain yang dibuat adalah data tentang beban pada sistem kelistrikan yang ditinjau. Pembuatan data beban jaringan secara rekaan tersebut dilakukan dengan mengandaikan bahwa beban terdiri dari tiga jenis, yakni beban dasar, beban *follower* dan beban puncak. Beban ditinjau secara harian atau durasi 24 jam rencana operasi sistem kelistrikan.

Simulasi diawali dengan membuat algoritma optimasi. Langkah penentuan algoritma simulasi dilakukan setelah mendapatkan gambaran model biaya energi yang ramah lingkungan tersebut. Algoritma simulasi yang pertama dilakukan adalah algoritma simulasi untuk mengetahui pengaruh adanya biaya emisi GRK dan tidak adanya biaya emisi terhadap operasi sistem kelistrikan dalam durasi pendek.

Langkah selanjutnya adalah melakukan simulasi. Simulasi ini pertama-tama dilakukan dengan mencari kecukupan daya pembangkit dan apabila daya dari pembangkit diperkirakan telah memenuhi permintaan daya dari beban beserta *losses* jaringan, maka pembangkit yang mempunyai biaya energi mahal dikeluarkan dari sistem kelistrikan. Dengan kata lain, pertama-tama simulasi dilakukan untuk menentukan status dari setiap unit pembangkit dalam setiap jam rencana operasi. Sehingga dapat dikatakan bahwa model biaya energi digunakan sebagai fungsi objektif optimasi. Setelah mendapatkan status setiap pembangkit pada tiap jam rencana operasi maka selanjutnya dilakukan perhitungan aliran daya optimal. Aliran daya optimal tersebut dilakukan dengan memperhitungkan batasan atau batasan yang berlaku pada sistem kelistrikan,

Optimasi aliran daya dilakukan dengan fungsi objektif biaya minimal konversi energi untuk menjadi listrik dan dengan batasan optimasi berupa batasan sistem kelistrikan. Batasan optimasi aliran daya dirumuskan dengan menggunakan batasan kelistrikan pada pembangkit listrik maupun batasan pada grid dari sistem kelistrikan dari studi kasus. Dengan menggunakan data studi kasus yang didapat,

maka didapatkan parameter penting dari fungsi objektif dan juga batasan optimasi aliran daya sehingga optimasi dapat dilakukan. Batasan pembangkit dibuat dengan memperhatikan model biaya energi yang digunakan, dalam hal ini misalnya untuk model dengan biaya energi menggunakan batasan daya nominal maka batasan yang digunakan pada simulasi dari daya pembangkit adalah daya nominal dari setiap pembangkit listrik yang telah dibuat modelnya tersebut.

Langkah hasil dan analisis adalah langkah untuk mendapatkan gambaran spesifik dari hasil yang diharapkan dan kemungkinan untuk pengembangan lebih lanjut dari penelitian. Yakni, hasil optimasi aliran daya dilakukan analisis untuk mendapatkan gambaran hasil algoritma optimasi dan model yang diajukan. Hasil analisis ini dapat berupa pengembangan lebih lanjut model dan metode optimasi.

Pengembangan model dimaksudkan untuk mendapatkan perbaikan model sehingga diharapkan menjadi makin mendekati perilaku sistem sebenarnya. Pengembangan algoritma optimasi aliran daya untuk simulasi dimaksudkan untuk mendapatkan gambaran pemecahan masalah ketika model berkembang menjadi lebih kompleks karena semakin mendekati kondisi riil.

Pengembangan model pada penelitian ini dibatasi hanya dalam dua langkah yakni pengembangan model biaya energi tanpa *start-up* pembangkit. Pengembangan model ini dimaksudkan untuk meninjau penjadwalan pembangkit listrik dalam melayani sistem kelistrikan *hydrothermal* pada wilayah dua musim. Pengembangan model ini lebih menekankan pada model biaya operasi ketika pembangkit melayani permintaan beban. Kemudian pengembangan model dilakukan dengan memasukkan biaya *start-up*. Biaya *start-up* hanya ditinjau pada kondisi pembangkit listrik masih siap beroperasi, yakni pada kondisi *hot start*.

Dari pembuatan model dan pengembangan model didapatkan tiga kajian simulasi, yakni kajian simulasi optimasi biaya kelistrikan tanpa memperhitungkan biaya emisi GRK dan jika biaya emisi dimasukkan pada fungsi objektif. Kajian kedua adalah kajian simulasi untuk penjadwalan sistem *hydrothermal* pada kondisi daerah dua musim. Kajian ketiga adalah pengaruh jenis *start-up* pada penjadwalan pembangkit listrik pada sistem *hydrothermal*. Analisis hasil dilakukan pada masing-masing hasil kajian tersebut, selanjutnya dapat dibuat kesimpulan dan saran.

1.8 Sistematika Penulisan

Secara garis besar, isi dari disertasi ini dapat dijelaskan sebagai berikut:

- BAB 1 Berisi tentang pendahuluan, serta tujuan dari disertasi
- BAB 2 Dimulai dengan pendahuluan yang berisi tentang pengertian umum biaya kelistrikan, baik biaya jangka panjang untuk perencanaan pengadaan pembangkit maupun biaya operasi jangka pendek. Kemudian dilanjutkan tentang gambaran biaya operasi sistem kelistrikan ramah lingkungan, dan studi optimasi aliran daya serta tinjauan model biaya kelistrikan yang ramah lingkungan.
- BAB 3 Mengulas tentang metodologi dan pengembangan model. Pengembangan model ini adalah pengembangan model biaya sistem kelistrikan yang ramah lingkungan yakni pengembangan model sistem kelistrikan dengan pendekatan deterministic dengan menggabungkan biaya bahan bakar dan biaya emisi. Pengembangan model dilakukan dengan menguraikan komponen-komponen penyusun parameter penting dari model yang dikembangkan.
- BAB 4 Formulasi permasalahan untuk penjadwalan harian pada sistem *hydrothermal* dengan melibatkan biaya jenis *startup* pembangkit listrik tenaga *thermal* dimasukkan pada bab ini. Setelah tergambar formulasi permasalahan yang dikembangkan, pada Bab 5 selanjutnya dibuat algoritma pemecahan masalah.
- BAB 5 Dimulai dengan melakukan pengumpulan data, penentuan parameter penting dari model yang dikembangkan dengan memasukkan data penyusun parameter tersebut. Dan selanjutnya dilakukan simulasi dari model dan algoritma yang telah dibuat untuk dianalisis. Setiap jenjang hasil simulasi selanjutnya digunakan untuk melakukan perbaikan model maupun perbaikan metoda dan dilakukan analisis.
- BAB 6 Gambaran kesimpulan umum dari penelitian ini serta saran dan diskusi untuk penelitian lebih lanjut.

Halaman sengaja dikosongkan

BAB 2. TINJAUAN PUSTAKA

Penelusuran pustaka untuk model sistem kelistrikan yang dikembangkan ini dimulai dengan tinjauan umum pemodelan biaya kelistrikan. Tinjauan umum dimaksudkan untuk dapat menggambarkan perbedaan studi biaya energi pada optimasi aliran daya sistem kelistrikan sebagai studi perioda jangka pendek, dan dengan studi biaya pembangkitan energi listrik pada sistem kelistrikan secara umum sebagai studi perioda jangka panjang.

Studi kelistrikan jangka panjang secara umum mendasarkan pada tinjauan umum mengenai optimasi biaya pada sistem kelistrikan seperti dijelaskan pada referensi [28] s-d [34]. Pada referensi tersebut dikatakan bahwa optimasi biaya sistem kelistrikan adalah optimasi terhadap seluruh komponen biaya yang timbul untuk menghasilkan listrik sehingga daya beban sistem kelistrikan yang diminta oleh konsumen terlayani. Yakni, dapat dikatakan bahwa optimasi biaya sistem kelistrikan adalah optimasi seluruh biaya yang timbul karena pembangkitan listrik sedemikian sehingga secara keseluruhan sistem kelistrikan bekerja untuk memenuhi daya sesuai permintaan daya beban dari pelanggan dan *losses* yang menyertainya dengan berdasarkan pada nilai biaya minimal. Berdasarkan pendapat yang berkembang tentang biaya kelistrikan secara umum, dapat dikatakan bahwa biaya yang timbul untuk menghasilkan listrik secara terus-menerus pada suatu sistem kelistrikan adalah meliputi biaya investasi, biaya operasional dan *maintenance*, biaya energi dan biaya emisi pada pembangkit, serta biaya jaringan.

Studi kelistrikan pada jangka pendek mendasarkan pada pemenuhan daya beban dari waktu ke waktu pada perioda pendek oleh sistem kelistrikan dengan biaya energi seminimal mungkin. Atau dengan kata lain, studi pustaka untuk biaya energi biasanya dikaitkan dengan studi aliran daya, yakni dengan studi tentang optimasi aliran daya, referensi [14] s-d [19].

Studi biaya energi pada era sekarang dengan makin sadarnya pengaruh emisi terhadap lingkungan, maka studi biaya energi ini dilanjutkan dengan studi tentang emisi pada sistem kelistrikan, referensi [20] sampai [25]. Penelusuran dengan studi biaya energi dengan emisinya didapatkan bahwa biaya energi ini bergantung pada model biaya yang sedianya dioptimasi. Sehingga dilakukan

penelusuran kembali mengenai model biaya energi pada sistem kelistrikan yang telah banyak digunakan dalam optimasi sistem kelistrikan. Penelusuran tentang optimasi biaya energi ini dimaksudkan untuk mengetahui tatacara peneliti lain dalam menggabungkan biaya bahan bakar dan biaya emisi dalam suatu model biaya energi sebagai suatu persamaan matematika, referensi [50] sampai [55]. Referensi [28] dan [30] memperlihatkan bahwa optimasi aliran daya pada sistem kelistrikan yang ramah lingkungan adalah optimasi yang juga memperhitungkan emisi oleh setiap pembangkit listrik ketika pembangkit listrik tersebut melayani daya beban dari waktu ke waktu dengan rentang waktu tertentu pada sistem kelistrikan.

2.1 Pola Beban dan Rencana Operasi Sistem Kelistrikan

Berdasarkan pada tinjauan waktu, analisis mengenai studi aliran daya optimal pada sistem kelistrikan dapat dikelompokkan pada tinjauan sesaat, pada tiap jam operasi, tinjauan jangka pendek harian, periode mingguan, periode bulanan, maupun jangka panjang tahunan dan periode perencanaan pengadaan pembangkit listrik baru. Peninjauan berdasarkan jangka waktu ini secara lebih general dapat dikelompokkan dalam periode jangka panjang dan periode jangka pendek. Periode jangka panjang biasanya digunakan untuk menentukan kelayakan suatu sistem kelistrikan dalam melayani beban maupun perencanaan penentuan harga listrik pada jangka waktu tertentu pada sistem kelistrikan. Sedangkan periode pendek lebih ditekankan pada analisis kestabilan sistem, dan pada pelayanan terhadap daya beban dengan fungsi objektif selalu bernilai optimal. Pelayanan daya beban oleh sistem kelistrikan dari waktu ke waktu dalam periode pendek tersebut dapat berupa studi aliran daya optimal pada satu tik waktu misalnya dalam setiap jam rencana operasi, pada rencana penjadwalan harian atau rencana penjadwalan mingguan maupun bulanan. Waktu tinjauan ini biasanya didasarkan pada pola beban yang berulang dalam bentuk kurva yang khas bergantung pada periode waktu yang ditinjau. Pada tinjauan tulisan ini periode waktu yang ditinjau adalah periode waktu harian, atau biasanya peninjauan rencana penjadwalan harian.

Kemudian, berdasarkan pada referensi [8] sampai [12] dapat dikatakan bahwa dalam meninjau optimasi sistem kelistrikan ada dua hal yang patut diperhatikan. Yakni, pertama adalah mengenai model matematika dari sistem

kelistrikan yang ditinjau. Kedua adalah metoda optimasi yang digunakan untuk menghasilkan nilai optimal dari model yang ditinjau. Karena tinjauan khusus pada disertasi ini adalah mengenai studi aliran daya yang ramah lingkungan pada suatu sistem kelistrikan yang terintegrasi, maka model sistem kelistrikan yang ditinjau pada tulisan ini adalah model fungsi biaya energi sebagai biaya bahan bakar dengan mempertimbangkan biaya emisi suatu pembangkitan listrik. Studi kasus yang dilakukan adalah pada sistem kelistrikan *hydrothermal* pada durasi waktu harian sebagai satu perioda perubahan beban harian. Referensi untuk menggambarkan keterkaitan antara emisi dan bahan bakar serta performansi pembangkit listrik dalam melayani beban dapat ditelusuri dari mulai [43] sampai [66].

Sesuai referensi [42], dikatakan bahwa pada kondisi rencana operasi jangka pendek karena fungsi ditinjau dalam durasi waktu yang pendek yakni yang berkaitan dengan permintaan dan pemenuhan daya beban pada suatu perioda operasi, maka beberapa variabel lainnya dapat dianggap tetap. Rencana operasi jangka pendek tersebut dimaksudkan untuk dapat mengetahui nilai minimum dari pembiayaan suatu rencana operasi pembangkit listrik dalam memproduksi daya listrik pada perioda waktu tertentu. Jadi pada rencana operasi jangka pendek ini, variabel yang berpengaruh adalah berupa perubahan permintaan daya beban terhadap perubahan biaya yang harus dikeluarkan untuk pembelian bahan bakar dan perubahan biaya emisi akibat proses produksi listrik.

Dari referensi [65] dan [66] diketahui bahwa kebutuhan daya beban pada sistem kelistrikan mempengaruhi banyaknya pemakaian energi primer yang dikonversi menjadi listrik oleh setiap pembangkit listrik. Banyaknya pemakaian energi primer tersebut bergantung pada kurva performansi pembangkit listrik yang sedang aktif melayani beban pada sistem kelistrikan. Menurut referensi [14] sampai [20], dapat dikatakan sebagai tinjauan untuk mendapatkan aliran daya optimal dengan menentukan daya yang harus dibangkitkan oleh setiap pembangkit listrik dari waktu ke waktu pada perioda waktu tertentu.

Tinjauan rencana operasi jangka pendek harian pembangkit listrik, dapat didasarkan pada pendekatan *short run marginal cost (SRMC)*. Komponen variabel biaya akibat berubahnya permintaan beban pada pembangkit listrik dalam terminologi *SRMC* ditentukan oleh biaya pemakaian bahan bakar dan biaya

kompensasi lingkungan karena emisi pembakaran. Besarnya daya yang dibangkitkan untuk memenuhi permintaan beban pada suatu tinjauan waktu tertentu mempengaruhi banyaknya bahan bakar yang digunakan, banyaknya bahan bakar menghasilkan emisi yang bergantung pada jumlah bahan bakar yang dibakar pada waktu yang ditinjau tersebut. *Marginal cost* ini bervariasi sesuai dengan besarnya permintaan daya pada beban dari waktu ke waktu. Sehingga perhitungan *SRMC* menggunakan daya dan durasi waktu sebagai variabel perhitungan biaya energi.

Pernyataan lain tentang *SRMC* oleh Tasman [34], pada '*Fuel resource, new entry and generation costs in the NEM*', dikatakan bahwa kapasitas daya pembangkit listrik pada tinjauan waktu tertentu dibuat tetap maka faktor kapasitas pembangkit tidak perlu diikutkan dalam perhitungan; sedangkan emisi seperti halnya bahan bakar, karena berubah terhadap permintaan daya beban maka diikutsertakan dalam model perhitungan *marginal cost*. Sehingga biaya operasi jangka pendek berdasarkan pada *marginal cost* adalah menekankan pada dua komponen biaya yakni biaya pemakaian bahan bakar dan biaya emisi akibat peroperasinya pembangkit listrik pada durasi waktu tertentu. Perhitungan biaya ini ditinjau mulai dari pembangkit listrik *start-up* dan selama pembangkit beroperasi menghasilkan listrik pada periode yang ditinjau. Kedua komponen biaya pada tinjauan jangka pendek tersebut dapat disebut sebagai komponen biaya pembangkitan energi listrik pada suatu rencana operasi jangka pendek, atau disingkat sebagai komponen biaya energi atau biaya energi.

Dari uraian tersebut di atas dapat dikatakan bahwa pada tinjauan jangka pendek setiap jam dalam periode pola beban harian maka komponen yang berpengaruh pada perhitungan adalah biaya energi. Biaya energi tersebut pada pembangkit listrik mencakup biaya energi primer bahan bakar dan biaya emisi gas rumah kaca (GRK). Biaya energi primer tersebut adalah biaya pengadaan energi primer (seperti: BBM, batubara, gas, nuklir, uap untuk PLTP dan air untuk PLTA). Dan biaya emisi GRK dan biaya kompensasi lingkungan karena efek gas rumah kaca. Penambahan biaya kompensasi lingkungan ini sejalan dengan tujuan nasional sistem kelistrikan, lihat referensi [5] tentang kriteria ramah lingkungan pada industri proses.

Pada dasawarsa ini, menurut referensi [5] dikatakan bahwa tujuan nasional untuk sistem kelistrikan ditambahkan dengan kriteria ramah lingkungan. Kriteria ini secara implisit dapat ditelusuri pada protokol mengenai lingkungan oleh suatu Negara atau Pemerintahan seperti Protokol Kyoto tahun 2004. Protokol Kyoto sesuai referensi [1] adalah protokol mengenai masalah gas rumah kaca yang berdampak pada memburuknya kualitas lingkungan khususnya dengan memanasnya suhu bumi. Sehingga kompensasi akibat emisi terhadap lingkungan karena aktivitas pembangkitan listrik dikategorikan sebagai bagian dari biaya energi. Dengan demikian maka minimasi biaya energi juga dapat dikatakan sebagai kegiatan operasi pembangkitan listrik dalam upaya pelayanan beban yang lebih ramah lingkungan.

Dari penjelasan di atas maka dapat dikatakan bahwa rencana operasi sistem kelistrikan jangka pendek pada pola beban harian dapat dilakukan dengan mencari nilai optimal dari variabel biaya energi. Variabel biaya energi dari kumpulan pembangkit listrik yang menyokong suatu sistem kelistrikan dioptimasi pada batas-batas operasi sistem kelistrikan yang diperbolehkan sehingga menghasilkan nilai minimal. Optimasi rencana operasi jangka pendek harian ini dapat dilakukan dengan melakukan minimasi biaya energi dari waktu ke waktu pada perioda satu hari rencana operasi. Rencana operasi optimal dalam perioda harian ini biasa disebut sebagai penjadwalan sistem kelistrikan, lihat referensi [59] sampai [64]. Optimasi dengan melakukan minimasi biaya dari waktu ke waktu pada sistem kelistrikan, menurut Khotari & Dillon [8], Soliman [10] maupaun Momoh [51] dapat dilakukan dengan melakukan perhitungan aliran daya optimal atau *optimal power flow (OPF)* dengan mendasarkan pada fungsi objektif berupa biaya energi pada setiap waktu tinjauan.

2.2 Studi Optimasi Aliran Daya

Optimal power flow telah dikembangkan dari tahun 1960-an atau lebih tepatnya oleh Carpentier's seperti dijelaskan pada referensi [9], yakni optimasi aliran daya ini ditujukan untuk mengatasi permasalahan optimasi sistem kelistrikan yang sangat besar dan kompleks dengan waktu tinjauan yang singkat. Pada buku yang dikembangkan oleh Momoh [51] dijelaskan bahwa *OPF* dapat didekati

dengan menggunakan metode *fuel cost optimization*. Optimasi ini dimaksudkan untuk mengatasi permasalahan perencanaan operasi sistem kelistrikan dengan model fungsi *piecewise linier*, *quadratic*, *cubic*, maupun *piecewise quadratic*.

Jizhong Zhu [9] menjelaskan bahwa secara umum permasalahan *OPF* adalah untuk mendapatkan *setting* optimal pada sistem jaringan listrik dengan tatacara mengoptimasi fungsi objektif yang dapat berupa: fungsi biaya total pembangkit, *losses* jaringan, emisi pada unit pembangkit, *load shedding*, dan juga keterbatasan perangkat operasi. Jadi studi aliran daya optimal dapat dikatakan bukan hanya meninjau pada perolehan daya yang terbaik dalam melayani beban, tetapi juga dapat ditinjau sebagai studi tentang mendapatkan biaya total yang nilainya minimal dalam pelayanan sistem kelistrikan kepada konsumen.

Soliman [10] menjelaskan tentang objektif dari *OPF* antara lain adalah meminimasi kehilangan daya aktif pada saluran transmisi, minimasi biaya bahan bakar pembangkit, maksimasi reaktif *power reverse* margin, minimasi reaktif *power losses* pada transmisi, minimasi index emisi dan juga dapat dilakukan untuk maksimasi margin pada index sekuriti. Pendekatan model fungsi objektif yang dikemukakan oleh Soliman tersebut untuk *OPF* pada perhitungan minimasi biaya bahan bakar adalah merupakan fungsi non linier kuadratis. Menurut Soliman, penggunaan *OPF* dengan fungsi objektif berupa index emisi merupakan salah satu dari tiga strategi untuk mengurangi emisi udara, yakni dua lainnya adalah strategi penambahan perangkat pengurang polutan, dan strategi menukar bahan bakar kepada bahan bakar yang rendah polusi.

Buku yang lain seperti *Power Sistem Optimization* oleh Khotari [8], yang membahas tentang *OPF* untuk meminimalkan biaya operasi juga memperlihatkan objektif dengan model fungsi kuadratik pula. Diperlihatkan oleh beberapa referensi antara lain referensi [9], [10] dan [51] bahwa fungsi objektif tersebut ternyata variabel fungsinya adalah berupa daya aktif pembangkit pada sistem kelistrikan. Jadi variabel fungsi objektifnya adalah daya yang mengalir dari setiap pembangkit menuju kepada setiap beban pada sistem kelistrikan. Atau dengan kata lain *optimal power flow* adalah tatacara tentang mengelola daya dari pembangkit listrik yang disalurkan ke beban pada konsumen dengan nilai yang selalu dijaga optimal.

Algoritma optimasi untuk menghasilkan solusi optimum dalam menghitung fungsi biaya energi berbentuk fungsi deterministik sebagai fungsi objektif dapat dilakukan dengan pendekatan metoda numerik seperti metoda *interior point*, referensi [16] dan [67]. Dari referensi [67] diketahui bahwa metode *interior point* ini dikembangkan oleh Karmakar yang didasarkan pada *projective transformations* untuk memecahkan masalah optimasi dengan hasil jauh lebih cepat dari metoda numerik. Fungsi objektif deterministik pada persoalan sistem kelistrikan dapat dipecahkan dengan metoda *interior point* ini dengan baik dan cepat. Sehingga model yang dikembangkan pada penelitian ini adalah melakukan pengembangan dengan melakukan penggabungan parameter terhadap biaya bahan bakar dan biaya emisi sebagai fungsi berbentuk fungsi deterministik. Penggabungan parameter dari fungsi biaya bahan bakar dan fungsi biaya emisi ini dilakukan dengan menggunakan pendekatan fungsi *heat rate*, yang dijabarkan pada bab selanjutnya. Sehingga optimasi fungsi biaya bahan bakar dan biaya emisi dapat dilakukan dengan tetap menggunakan fungsi objektif tunggal. Fungsi objektif pada penelitian ini dinamakan sebagai model fungsi biaya energi.

Model *interior point* juga telah dikembangkan lebih lanjut dengan berbagai langkah seperti *interior point primal dual*, dilanjutkan dengan langkah prediktor korektor. Langkah-langkah tersebut memperpendek jumlah iterasi yang berkonsekuensi menjadikan pemecahan permasalahan simulasi optimasi sistem kelistrikan skala besar komputasinya makin cepat. Zein [67] merekomendasikan langkah untuk mempercepat waktu komputasi dengan menggunakan langkah reduksi. Langkah reduksi ini dilakukan dengan hanya mempertimbangkan batasan-batasan pertidaksamaan yang terlanggar saja pada persoalan optimasi. Langkah optimasi ini didahului dengan menggunakan langkah awal berupa langkah dengan mencari solusi *economic dispatch*. Dan dilanjutkan dengan melakukan langkah perhitungan optimasi aliran daya untuk mengetahui batasan yang dilanggar. Batasan yang dilanggar ini selanjutnya digunakan dalam perhitungan optimasi. Sampai didapatkan semua batasan yang dilanggar dan dimasukkan dalam perhitungan optimasi aliran daya. Langkah optimasi dengan reduksi langkah ini dapat memperpendek waktu komputasi.

Dengan menggunakan algoritma *interior point* tersebut menjadi dapat memecahkan permasalahan aliran daya optimal pada sistem kelistrikan yang ditinjau. Pada pengembangan permasalahan biaya energi ternyata tidak semuanya didekati dengan menggunakan fungsi deterministik, pada pendekatan fungsi biaya seperti biaya pembangkitan energi listrik ketika pembangkit listrik sedang *start-up*, lihat referensi [66]. Biaya bahan bakar dan emisi untuk *start-up* bergantung pada jenis dari *start-up*, seperti *cold start*, *warm start* dan *hot start*. Biaya energi untuk *start-up* ini dengan demikian tidak mempunyai variabel daya dibangkitkan, yakni bergantung pada jenis *start-up*. Untuk melakukan optimasi dengan fungsi biner seperti ini, algoritma yang efektif digunakan adalah algoritma artifisial seperti algoritma genetik, PSO atau algoritma artifisial lainnya. Program aplikasi *spreadsheet* telah juga dilengkapi dengan perangkat algoritma artifisial dan klasik dengan kemampuan terbatas. Pada *spreadsheet solver* telah dilengkapi dengan algoritma optimasi seperti algoritma *evolutionary*, metoda *LP simplex* dan algoritma *GRG Nonlinier*, lihat referensi [76]. Metoda seperti *GRG Nonlinier* pada *spreadsheet solver* juga dapat digunakan untuk mendapatkan hasil optimal. Pada penelitian ini dikembangkan pula metoda optimasi gabungan untuk dapat memecahkan permasalahan optimasi biaya energi dengan melibatkan biaya berdasarkan jenis *start-up*.

2.3 Emisi Gas Rumah Kaca Pada Sistem Kelistrikan

Penelusuran emisi gas rumah kaca pada pembangkit listrik dapat dilakukan menggunakan buku seperti *Fundamentals of Combustion Processes* [44], atau buku yang sejenis [45]. Yakni proses konversi bahan bakar ke listrik ini adalah dengan menelusuri proses pengkonversian bahan bakar berunsur utama karbon (C) dengan melalui proses pembakaran pada ruang bakar seperti pada ruang *furnace* boiler sehingga menghasilkan energi dalam jumlah tertentu dan dihasilkan karbon dioksida (CO₂) sebagai emisi produk pembakaran. Atau dalam notasi lain, dapat dituliskan sebagai berikut.

Bahan bakar (C) + Peng-oksidasi (O₂) → Hasil pembakaran (CO₂) + Energi (*kcal/kg*).

Yakni, bahan bakar dengan komponen karbon jika dibakar atau dioksidasi maka menghasilkan karbon dioksida dan energi *thermal*.

Hasil penelusuran tentang pembakaran bahan bakar fosil [46], diketahui bahwa hasil pembakaran disebut emisi hasil pembakaran (CO₂). Emisi hasil proses pembakaran bahan bakar fosil ini dilepaskan ke udara dan ditengarai sebagai penyebab terjadinya efek gas rumah kaca. Gas rumah kaca ditengarai menyebabkan memanasnya suhu bumi karena terjebaknya sinar matahari pada atmosfer. Karena efek rumah kaca menyebabkan meningkatnya suhu bumi maka emisi hasil pembakaran bahan bakar karbon perlu dikendalikan jumlahnya.

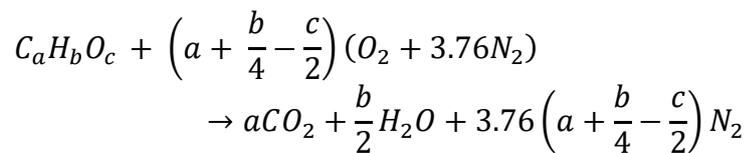
Karena sifatnya sebagai gas rumah kaca, maka emisi hasil pembakaran tersebut harus dikendalikan sehingga nilainya seminimal mungkin. Emisi hasil proses pembakaran ini dalam hubungannya dengan lingkungan dapat dikatakan sebagai biaya lingkungan. Dengan demikian dapat dikatakan bahwa emisi gas rumah kaca dikategorikan sebagai biaya langsung akibat pembangkitan energi listrik menggunakan proses pembakaran. Biaya emisi sebagai biaya langsung pembangkit tenaga listrik adalah karena besarnya biaya emisi berkaitan langsung dengan jumlah energi yang direncanakan dikonversi menjadi listrik.

Dari proses pembakaran juga dapat dikatakan bahwa energi primer untuk mendapatkan energi listrik dilakukan melalui proses pembakaran bahan bakar pada mesin konversi energi. Bahan bakar tersebut jika ditinjau dari sisi pembangkit listrik pengadaannya merupakan suatu bentuk biaya yang harus dikeluarkan, karena bahan bakar dibeli dengan harga tertentu. Banyaknya kebutuhan bahan bakar untuk menghasilkan listrik bergantung pada beban, sehingga biaya bahan bakar juga dapat dikatakan sebagai biaya langsung yang bergantung pada kebutuhan daya yang harus dibangkitkan oleh pembangkit listrik.

Selanjutnya dapat dikatakan bahwa seperti halnya biaya emisi gas rumah kaca, maka biaya bahan bakar adalah merupakan biaya langsung pada proses konversi pada pembangkit listrik dari energi primer menjadi energi listrik. Jadi pada sistem kelistrikan, pembangkit listrik yang terdapat pada sistem kelistrikan untuk melayani beban mempunyai dua komponen biaya langsung yang besarnya bergantung pada kebutuhan daya beban. Yakni kedua biaya langsung tersebut adalah pertama biaya bahan bakar dan kedua biaya emisi gas rumah kaca. Kedua

komponen biaya langsung tersebut berkaitan dengan proses konversi energi primer menjadi energi listrik.

Perhitungan banyaknya emisi gas rumah kaca pada proses konversi energi primer menjadi energi listrik dapat ditunjukkan menggunakan pendekatan *stoichiometry*. Dari hasil penelusuran tentang proses pembakaran bahan bakar padat, diketahui bahwa komposisi bahan bakar tersebut adalah $C_aH_bO_c$. Menurut McAllister [44] secara *stoichiometry* untuk pembakaran bahan bakar, dapat dituliskan sebagai berikut.



Jadi berdasarkan buku McAllister di atas, dapat dikatakan bahwa pembakaran bahan bakar padat yang komposisinya terdiri dari a bahan C, b bahan H, dan c bahan O akan menghasilkan a bahan CO_2 , $\frac{b}{2}$ bahan H_2O , dan $3.76\left(a + \frac{b}{4} - \frac{c}{2}\right)$ bahan N_2 . Sehingga pada emisi gas rumah kaca, dapat dikatakan bahwa satu mol bahan C menghasilkan satu mol CO_2 . Dengan kata lain dapat dikatakan bahwa untuk setiap pembakaran satu mol bahan bakar maka pembangkit listrik menghasilkan satu mol gas rumah kaca.

2.4 Model Biaya Energi pada Optimasi Sistem Tenaga Listrik

2.4.1 Model Biaya Bahan Bakar

Dari penjelasan sub-bab sebelumnya telah diketahui bahwa energi yang dihasilkan sebanding dengan sejumlah bahan bakar yang digunakan pada proses pembangkitan energi listrik. Energi listrik adalah sebanding dengan sejumlah bahan bakar yang digunakan, energi listrik yang dikonsumsi oleh beban dapat dilihat sebagai daya beban tiap satuan waktu yang ditinjau. Dengan kata lain dapat dikatakan bahwa jumlah bahan bakar yang digunakan adalah sebanding dengan permintaan daya pada beban.

Dari pernyataan tersebut di atas, selanjutnya dapat ditelusuri hubungan antara konsumsi bahan bakar terhadap daya listrik yang dihasilkan oleh pembangkit listrik. Sehingga fungsi persamaan matematis tentang hubungan antara daya listrik

yang disalurkan ke sistem terhadap biaya pembelian bahan bakar menjadi dapat ditelusuri. Dari referensi seperti Khotari [8], Soliman [10] maupun Momoh [51], fungsi objektif dari fungsi biaya bahan bakar adalah merupakan fungsi matematis yang variabelnya berupa daya generator, diperlihatkan seperti persamaan berikut.

$$f(x) = \sum_{i=1}^{N_G} (\alpha_i + \beta_i P_{Gi} + \gamma_i P_{Gi}^2) \quad 2-1$$

Persamaan di atas menggambarkan bahwa secara matematis biaya bahan bakar ($f(x)$) adalah merupakan fungsi kuadratis terhadap daya (P_{Gi}) yang disalurkan ke beban, dengan α , β , dan γ adalah parameter biaya pembangkit listrik yang ditinjau. Sehingga untuk mendapatkan biaya terendah dari sejumlah pembangkit yang melayani beban, maka dapat dilakukan minimasi nilai biaya bahan bakar pada pembangkit listrik.

2.4.2 Model Biaya Bahan Bakar dan Emisi Pembangkit

Kemudian dari buku oleh Khotari [8] tahun 2003, diperlihatkan bahwa objektif fungsi biaya bahan bakar adalah berupa minimasi fungsi kuadratis. Buku Soliman [10] tahun 2012, selain fungsi kuadratis ditambahkan dengan tambahan fungsi eksponensial seperti berikut ini.

$$f(x) = \sum_{i=1}^{N_G} 10^{-2} (\alpha_i + \beta_i P_{Gi} + \gamma_i P_{Gi}^2) + \zeta_i \exp(\lambda_i P_{Gi}) \quad 2-2$$

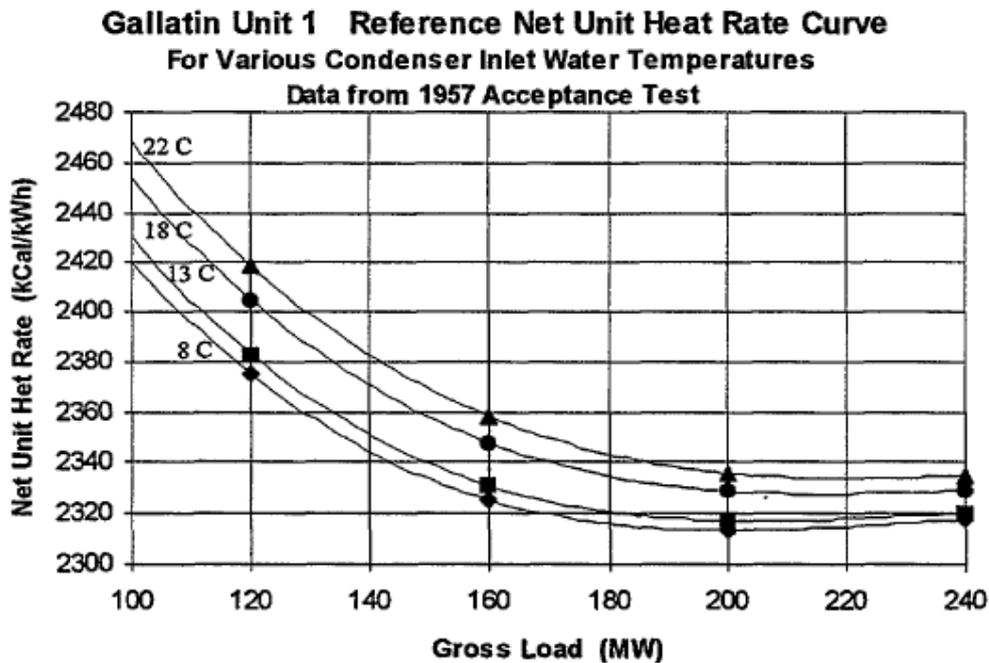
Dengan α , β , γ , dan ζ , λ adalah koefisien parameter biaya dari bahan bakar, dan koefisien emisi pembangkit. Pembahasan asal usul koefisien parameter ini tidak dijelaskan lebih lanjut pada buku-buku tersebut. Dari gambaran ini masih terlihat bahwa biaya emisi merupakan fungsi eksponensial, sedangkan fungsi biaya bahan bakar adalah fungsi kuadratik.

2.5 Keterkaitan Biaya Bahan Bakar dan *Heat Rate*

Pemakaian bahan bakar untuk dikonversi menjadi energi listrik bergantung pada teknologi pembangkit yang digunakan. Teknologi konversi dari bahan bakar sebagai energi primer menjadi listrik direpresentasikan dengan istilah *heat rate* pembangkit listrik. *Heat rate* ini adalah sebagai parameter pengukur energi *input* terhadap energi listrik hasil konversi oleh teknologi pembangkit listrik. *Heat rate* diperlihatkan sebagai kemampuan mesin konversi energi primer (satuan: kCal)

untuk menjadi listrik (satuan: kWh) sebagai *output*, dengan satuan biasanya adalah kcal/kWh. Sehingga dapat dikatakan bahwa apabila *heat rate* suatu mesin konversi energi makin kecil maka teknologi dari mesin konversi energi tersebut dapat dikatakan makin baik. Parameter ini juga seringkali disebut sebagai parameter performansi pembangkit listrik tenaga *thermal*. Dengan kata lain, performansi dari pembangkit listrik dikatakan makin baik apabila nilai *heat rate* makin kecil.

Heat rate pembangkit listrik tidak bernilai tetap pada berbagai kondisi daya yang dibangkitkan. Referensi [52] tentang *heat rate* memperlihatkan bahwa *heat rate* pembangkit berubah terhadap daya yang dibangkitkan oleh pembangkit tersebut. Gambar dari referensi [52] tentang pembangkit dengan daya nominal 240 MW berikut, memperlihatkan contoh perubahan *NUHR* (*Net Unit Heat Rate*) atau *NPHR* (*Net Plant Heat Rate*) terhadap perubahan beban dan perbedaan suhu condenser pada pembangkit listrik tenaga *thermal* berbahan bakar padat. Gambaran tersebut memperlihatkan bahwa pembangkit listrik mempunyai performansi yang makin baik apabila dioperasikan pada nilai mendekati daya nominalnya.



Gambar 2-1 Perubahan *Heat rate* Pembangkit terhadap perubahan beban, ref [52]

Tabel 2-1 Perubahan *heat rate* pembangkit listrik [55]

Beban	MW	350	300	200	100
Heat Consumption	GJ/h	2731.15	2366.70	1637.80	908.90
Heat Rate	kJ/kWh	7803.3	7889.0	8189.0	9089.0
Efisiensi	%	46.13	45.63	43.96	39.61

Dari Gambar 2-1 tersebut dapat diperlihatkan bahwa *heat rate* pembangkit listrik makin kecil jika daya yang dihasilkan makin naik. Ini berarti bahwa perbandingan konsumsi bahan bakar terhadap energi listrik yang dihasilkan makin kecil jika pembangkit tersebut menghasilkan daya makin mendekati daya nominal. Dalam buku yang ditulis oleh Gill [55] tentang *Power Plant Performansi* diperlihatkan pada Tabel 2-1, yakni hubungan antara *heat rate* dengan daya yang disalurkan oleh pembangkit listrik, bahwa *heat rate* makin besar apabila daya beban makin mengecil.

Hubungan *heat rate* terhadap beban dari pembangkit listrik adalah seperti diperlihatkan pada Tabel 2-1 di atas. Terlihat bahwa pada beban semakin kecil maka *heat rate* menjadi bernilai makin besar. Pada Tabel 2-1 tersebut juga terlihat bahwa efisiensi berbanding terbalik dengan *heat rate*. Yakni pada beban makin kecil maka efisiensi pembangkit listrik juga makin kecil. Sehingga dapat dikatakan pula bahwa pembangkit listrik makin baik performansinya apabila dibebani pada nilai beban nominal. Tabel *heat rate* terhadap daya beban pembangkit listrik tersebut apabila dibuat pendekatan grafik maka didapatkan suatu fungsi yang menggambarkan hubungan antara beban terhadap *heat rate* pembangkit listrik.

Grafik *heat rate* pembangkit listrik tenaga *thermal* seperti diperlihatkan pada Gambar 2-1 dapat didekati dengan kurva berbentuk kurva kuadratis. Hal ini bersesuaian dengan kurva biaya bahan bakar dari setiap unit pembangkit listrik. Dengan demikian dapat dikatakan bahwa *heat rate* merupakan parameter penting dari suatu tinjauan biaya bahan bakar pembangkit.

Pada perencanaan operasi sistem kelistrikan apabila ditinjau dari biaya yang harus dikeluarkan pada rencana operasi jangka pendek harian adalah bergantung pada nilai biaya energi dari pembangkitan energi listrik dari pembangkit listrik. Biaya energi ini bergantung pada banyaknya bahan bakar yang dikonsumsi. Pada pemodelan biaya energi setelah tahun 2000, lihat referensi [8] sampai [10], emisi pada kelompok kedua model pembiayaan ini telah dimasukkan sebagai fungsi tujuan. Diketahui bahwa emisi gas rumah kaca untuk pembakaran sempurna, besarnya adalah sebanding dengan setiap mol pembakaran bahan bakar dengan kandungan unsur utama karbon.

Pada tinjauan operasi yang singkat, misal pada rencana operasi harian (24 jam), fungsi biaya yang sangat dominan adalah fungsi biaya energi. Biaya energi ini terdiri atas biaya bahan bakar dan biaya emisi hasil pembakaran bahan bakar.

Kemudian dari referensi yang ditulis oleh Mc Allister [44], diketahui bahwa secara *stoichiometry* banyaknya energi yang dihasilkan pada pembakaran sempurna bahan bakar dengan unsur utama karbon (C) menghasilkan CO₂ dan energi hasil proses pembakaran. Banyaknya energi dan CO₂ ini nilainya bergantung pada banyaknya bahan bakar yang dibakar. Karena konsumsi bahan bakar menggunakan pendekatan stoikiometri adalah sebanding dengan banyaknya emisi CO₂ hasil pembakaran, maka biaya emisi GRK dapat ditentukan dengan pendekatan persamaan *stoichiometry* pembakaran tersebut. Selanjutnya dapat dikatakan bahwa banyaknya emisi adalah sebanding dengan banyaknya bahan bakar yang digunakan.

Selanjutnya, berdasarkan pada studi yang dilakukan oleh *United States Tennessee Valley Authority* [52] dapat diperlihatkan bahwa *heat rate* pembangkit makin kecil jika daya yang dibangkitkan makin mendekati daya nominal. Perubahan *heat rate* ini menandakan perubahan konsumsi bahan bakar, yakni perbandingan konsumsi bahan bakar terhadap energi listriknya. Dalam hal ini dapat dikatakan bahwa emisi CO₂ bergantung pula pada *heat rate* pembangkit listrik, makin kecil *heat rate* maka dapat diharapkan makin kecil emisi GRK.

Dengan demikian, model fungsi biaya bahan bakar dan fungsi biaya emisi GRK dapat dilakukan penggabungan fungsinya dengan mengkorelasikan hubungan biaya energi tersebut dengan *heat rate* pembangkit listrik yang ditinjau. Atau model fungsi biaya energi sebagai fungsi biaya konversi energi pada operasi sistem kelistrikan pada tinjauan singkat (*SRMC*) dapat dilakukan dengan menggunakan pendekatan fungsi *heat rate* pembangkit listrik. Sehingga model biaya bahan bakar dan model biaya emisi dapat diharapkan dapat disederhanakan menjadi model biaya energi ketika membangkitkan daya listrik dalam rentang waktu tertentu oleh pembangkit listrik yang ditinjau. Model biaya energi ini merupakan model fungsi dengan parameter penting berupa nilai performansi pembangkit yang ditinjau. Dengan diketahuinya model fungsi biaya energi dan model ini selanjutnya dijadikan sebagai fungsi objektif optimasi.

Optimasi aliran daya dengan melakukan optimalisasi biaya pada suatu rencana operasi sistem kelistrikan jangka pendek dapat dilakukan dengan minimasi biaya energi. Hal ini dapat dilakukan dengan memilih pembangkit listrik untuk membangkitkan daya listrik sesuai dengan perhitungan minimasi biaya dan dengan memenuhi syarat setiap kriteria kelistrikan pada sistem kelistrikan yang ditinjau. Teknik pemilihan pembangkit listrik yang dipilih untuk masuk ke sistem kelistrikan adalah dengan melakukan penjadwalan pembangkit listrik, contoh makalah tentang ini adalah yang ditulis oleh Moorthy [59]. Moorthy menggambarkan tentang tatacara mendapatkan biaya minimal dengan melakukan penjadwalan pembangkit listrik yang disiapkan untuk masuk ke sistem kelistrikan pada rentang waktu tertentu harian (24 jam) rencana operasi.

2.6 Penjadwalan Pembangkit pada Sistem Kelistrikan

Sistem kelistrikan besar biasanya disokong oleh berbagai macam pembangkit listrik. Pembangkit listrik tersebut biasanya dikelompokkan menjadi 3 kelompok besar yakni pembangkit listrik tenaga air (*hydro*), pembangkit listrik tenaga *thermal* dan pembangkit listrik tenaga nuklir. Tetapi pada pembahasan umum, biasanya pembangkit listrik penyokong sistem kelistrikan dapat dikelompokkan menjadi dua yang utama yakni pembangkit listrik tenaga *hydro* dan pembangkit listrik tenaga *thermal*. Dari referensi [61] sampai [64], dikatakan bahwa pengelompokan ini disebut sebagai sistem kelistrikan *hydrothermal*.

Untuk mendapatkan biaya energi ramah lingkungan dengan nilai minimal pada sistem kelistrikan *hydrothermal* dalam tinjauan jangka pendek, dapat dilakukan dengan penjadwalan pembangkit listrik. Penjadwalan pembangkit ini dimaksudkan untuk menentukan unit pembangkit listrik yang dapat diterima sebagai pelayan beban sistem kelistrikan dari waktu ke waktu pada tinjauan yang ditentukan. Unit-unit yang telah disiapkan untuk melayani beban tersebut selanjutnya ditentukan besarnya nilai daya yang harus dibangkitkan pada setiap jam rencana operasi sistem kelistrikan. Penentuan nilai daya tiap unit dilakukan dengan optimasi aliran daya, dengan fungsi objektif yang ditentukan dan dengan memperhatikan batasan jaringan maupun batasan setiap unitnya.

Penjadwalan pembangkit listrik dapat dilakukan dengan tujuan mendapatkan nilai biaya energi minimum pada setiap unit pembangkit listrik dari waktu ke waktu. Biaya energi minimum ini dapat diartikan sebagai mempunyai emisi yang terendah pada suatu nilai beban yang sedang dilayani. Penjadwalan pembangkit dimaksudkan untuk mendapatkan nilai total biaya operasi sistem kelistrikan minimum, seperti diperlihatkan oleh Necaev [60].

Pembangkit yang melayani sistem kelistrikan skala besar biasanya terdiri dari pembangkit listrik tenaga *hydro* dan pembangkit listrik tenaga *thermal*. Sistem dengan pembangkit listrik tenaga *hydro* dan pembangkit listrik tenaga *thermal* ini disebut sebagai sistem *hydrothermal*. Penjadwalan pembangkit listrik pada sistem *hydrothermal* dapat dilakukan dengan berbagai metoda optimasi, seperti metoda *bender decomposition accelerating* oleh Wilferdo [61]. Pada intinya penjadwalan pada sistem kelistrikan *hydrothermal* ini dimaksudkan untuk mendapatkan nilai minimal sesuai dengan fungsi objektifnya dengan memilih pembangkit yang disiapkan untuk melayani beban dari waktu ke waktu pada perioda tertentu. Metoda penjadwalan untuk melakukan optimasi biaya agar mendapatkan biaya minimal dalam sistem kelistrikan telah banyak tuliskan dalam makalah, sebagai contoh oleh Thang [62] menggunakan metoda *Modified Cuckoo Search Algorithm*, oleh Khandualo [63] menggunakan metoda *Evolutionary Programming*, dan oleh Chang [64] dengan pendekatan berbasis algoritma genetika.

BAB 3. PENGEMBANGAN MODEL BIAYA ENERGI

Penjadwalan harian optimal pada sistem kelistrikan yang melibatkan pembangkit listrik tenaga *hydro* dan pembangkit listrik tenaga *thermal*, dewasa ini telah melibatkan biaya kompensasi emisi karena efek pembakaran bahan bakar selain biaya energi primer dari bahan bakar tersebut. Pembangkit listrik tenaga *thermal* perkaitan dengan proses konversi energi primer dari bahan bakar menjadi listrik juga mengeluarkan emisi gas sebagai efek sampingnya.

Dari studi pustaka bab sebelumnya, diketahui bahwa salah satu teknik untuk mendapatkan daya optimal adalah dengan melakukan minimasi biaya bahan bakar sebagai fungsi objektifnya. Dari hasil studi pustaka juga diketahui bahwa minimasi biaya emisi juga dapat dijadikan sebagai fungsi objektif. Pada algoritma numerik untuk perhitungan aliran daya optimal, fungsi objektif dirumuskan sebagai fungsi deterministik. Fungsi objektif deterministik juga didekati dengan menggunakan model fungsi kuadrat.

Perhitungan optimasi aliran daya dengan fungsi objektif biaya bahan bakar dan biaya emisi menimbulkan permasalahan fungsi multi objektif. Permasalahan fungsi multi objektif seringkali menyebabkan waktu perhitungan optimasi biaya menjadi lebih lambat. Pada penelitian ini fungsi objektif biaya bahan bakar dan biaya kompensasi emisi terhadap lingkungan parameter pentingnya digabungkan dalam satu fungsi objektif deterministik kuadrat dengan variabel berupa daya listrik yang dikirimkan ke sistem kelistrikan.

3.1 Rumusan Permasalahan Model Fungsi Biaya Energi

Dari studi pustaka telah teridentifikasi bahwa model biaya pembangkit sebagai fungsi objektif dirumuskan secara terpisah antara biaya bahan bakar dan biaya kompensasi emisi gas rumah kaca. Terpisahnya fungsi biaya ini menimbulkan permasalahan optimasi menjadi fungsi multi objektif. Pada pendekatan lain, parameter penting dari biaya bahan bakar dan biaya emisi masih terpisah.

Pada penelitian ini dilakukan pengembangan model untuk menggabungkan parameter penting dari fungsi biaya bahan bakar dan fungsi biaya kompensasi emisi GRK dalam satu model fungsi deterministik kuadrat. Sehingga fungsi objektif

biaya energi pada permasalahan optimasi aliran daya untuk penjadwalan harian pada sistem *hydrothermal* menjadi fungsi satu berbentuk deterministik orde dua.

3.2 Gambaran Model Fungsi Biaya Energi

Dari tinjauan pustaka seperti dituliskan oleh Soliman [9], diketahui bahwa optimasi sistem kelistrikan yang ramah lingkungan dapat dikembangkan dengan mendasarkan pada dua hal utama. Yakni, pertama tentang pengembangan model fungsi objektif yang dioptimasi. Dalam hal ini, model yang dikembangkan adalah model sistem kelistrikan yang ramah lingkungan. Yang kedua adalah pengembangan metoda yang tepat sehingga model dapat dioptimasi sesuai dengan tujuan yang diinginkan.

Model sistem kelistrikan yang ramah lingkungan berdasarkan studi stoikiometri oleh Mc Allister [44] dan atau Weber [45] dapat dijabarkan bahwa untuk mendapatkan energi listrik yang berasal dari bahan bakar fosil maka proses konversi energinya juga menghasilkan emisi GRK. Sehingga dapat dikatakan bahwa energi listrik yang dihasilkan merupakan fungsi dari banyaknya bahan bakar yang dikonversi menjadi listrik, dan juga merupakan fungsi dari banyaknya emisi GRK yang dihasilkan dari proses konversi energi primer menjadi listrik tersebut.

Studi *literature* Gill [55] tentang model fungsi memperlihatkan bahwa banyaknya emisi GRK dan bahan bakar pada pembangkit listrik bergantung pada performansi pembangkit listrik tersebut. Dari studi *literature* tersebut juga diperlihatkan bahwa performansi pembangkit listrik ternyata berubah terhadap daya yang dihasilkan. Yakni, apabila daya makin mendekati nominal maka pembangkit listrik menjadi makin efisien atau *heat rate* pembangkit listrik menjadi makin kecil. Sehingga dapat dikatakan bahwa biaya energi ternyata bergantung pada seberapa besar daya yang dibangkitkan oleh mesin pengkonversi energi tersebut.

Studi *literature* tentang metoda optimasi Lee [11] atau Soliman [9] memperlihatkan bahwa metoda optimasi dikelompokkan menjadi dua macam metoda, yakni metoda optimasi artifisial dan metoda optimasi numerik. Sehingga, pengembangan model dan pengembangan metoda agar sesuai dengan tujuan menjadi penting untuk dilakukan. Pengembangan model sebagai fungsi objektif

optimasi sistem kelistrikan yang ramah lingkungan diuraikan pada penjabaran berikut ini.

3.3 Pengembangan Model Biaya Energi Ramah Lingkungan

Berdasarkan pada studi pustaka dan landasan teoritis yang telah dijelaskan dimuka, maka model biaya sistem kelistrikan yang dikembangkan mendasarkan prinsip *allowable cost* dan mendasarkan pada studi-studi terdahulu yakni biaya pada sistem kelistrikan dapat dikelompokkan menjadi kelompok biaya modal atau biaya kapital, biaya operasi dan perawatan selain biaya bahanbaku, dan biaya bahanbaku yang dikonversi menjadi listrik. Karena model ini ditujukan pada perencanaan operasi jangka pendek, metoda *SRMC* digunakan untuk menjabarkan model tersebut. Yakni operasi sistem yang ditinjau dalam perioda waktu yang singkat maka komponen biaya selain biaya konversi energi dapat dipandang sebagai bernilai tetap.

Berdasarkan keterangan tersebut di atas, maka pendekatan *SRMC* hanya menyoroti biaya konversi energi sebagai suatu variabel yang berubah dalam durasi waktu pendek, misal setiap jam rencana operasi pada periode harian. Diketahui bahwa energi yang diminta oleh konsumen dalam bentuk daya listrik, maka variabel model dibuat dengan mendasarkan pada variabel fungsi daya (P) oleh konsumen tersebut, yakni variabel fungsi biaya ($f(x)$) dengan (x) adalah berupa daya listrik (P) yang dibangkitkan oleh unit pembangkit listrik yang ditinjau.

3.3.1 Formulasi Model dan Pemecahan Masalah

Permasalahan optimasi sistem kelistrikan pada dewasa ini selain pada segi penghematan biaya juga pada keharusan ramah lingkungan, diantaranya adalah dengan memenuhi standar emisi gas rumah kaca. Untuk itu, ada dua permasalahan optimasi yang dikembangkan yakni penghematan biaya operasional dan juga ramah lingkungan dalam operasi sistem kelistrikan.

Dua permasalahan tersebut keduanya merupakan fungsi dari variabel daya listrik yang disalurkan ke beban. Yakni, besarnya daya listrik yang dibangkitkan untuk memenuhi permintaan beban mempengaruhi besarnya biaya kelistrikan. Dan

besarnya daya tersebut juga mempengaruhi emisi GRK yang dilepaskan ke lingkungan. Telah ditelusuri lebih lanjut bahwa kedua permasalahan operasional sistem kelistrikan tersebut berhubungan dengan *heat rate* dari pembangkit. Yakni, karena biaya operasional pembangkitan daya listrik berhubungan dengan besarnya biaya bahan bakar untuk membangkitkan daya listrik. Dan bahan bakar yang dikonversi menjadi energi listrik berkaitan dengan emisi CO₂ sebagai GRK. Kemudian, kemampuan konversi energi berkaitan dengan performansi pembangkit. Performansi pembangkit listrik ini diperlihatkan dalam bentuk fungsi *heat rate*. Jadi melakukan optimasi aliran daya dengan fungsi objektif berupa minimasi biaya energi primer bahan bakar adalah merupakan variabel kunci untuk mendapatkan biaya pemakaian bahan bakar minimum dan biaya emisi GRK minimum pula.

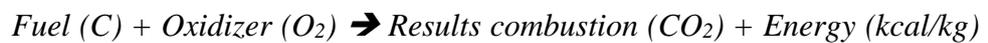
Biaya energi dan emisi GRK pada sistem kelistrikan agar bernilai minimum dapat juga diartikan sebagai mencari biaya agar daya yang disalurkan untuk memenuhi beban bernilai minimum. Dapat juga diartikan bahwa mencari nilai daya setiap pembangkit listrik yang melayani beban dengan mempertimbangkan *losses* dari jaringan listrik, sehingga daya yang harus dibangkitkan oleh setiap pembangkit pada jaringan listrik menjadi makin mendekati daya yang dibutuhkan oleh beban. Selanjutnya, untuk mendapatkan biaya energi minimum adalah dengan mencari nilai *heat rate* optimum pada setiap unit pembangkit listrik yang ditinjau. Yakni untuk setiap daya yang disalurkan dari setiap pembangkit listrik yang diminta melayani beban melalui saluran adalah sesuai dengan kriteria *losses* terendah.

3.4 Penggabungan Parameter Biaya Bahan Bakar dan Emisi

Biaya energi dengan memasukkan biaya kompensasi emisi GRK selain biaya pemakaian bahan bakar pada penelitian ini disebut sebagai biaya energi yang ramah lingkungan atau juga disingkat sebagai biaya energi saja. Pengembangan model biaya energi yang lebih ramah lingkungan ini menggunakan pendekatan persamaan deterministik yang diturunkan berdasarkan pada reaksi pembakaran bahan bakar dengan oksigen secara stoikiometrik. Pendekatan stoikiometri digunakan karena energi listrik dan emisi gas rumah kaca adalah hasil proses konversi energi dari energi primer bahan bakar pada pembangkit listrik. Penjabaran

persamaan dan tatacara berfikir untuk mengetahui fungsi biaya energi tersebut diuraikan dalam penjelasan berikut ini.

Model fungsi biaya energi tersebut di atas adalah penggabungan dua fungsi biaya tentang pengkonversian energi primer dari bahan bakar untuk menjadi energi listrik, yakni biaya akibat penggunaan bahan bakar untuk membangkitkan energi listrik dan biaya kompensasi emisi GRK ke lingkungan akibat proses konversi energi primer menjadi listrik. Fungsi biaya energi ini mendasarkan pada pernyataan tentang proses pembakaran bahan bakar dengan unsur utama karbon untuk menjadi energi dengan emisi gas karbon dioksida, yang ditulis pada buku termodinamika seperti referensi Weber [56] dan atau Zou [57], yang pernyataan singkatnya adalah sebagai berikut.



Dari pernyataan tersebut dapat dikatakan bahwa pada suatu proses pembakaran bahan bakar dengan unsur utama karbon selain didapat energi *thermal* sebagai hasil pembakaran, juga menimbulkan emisi berupa gas karbon dioksida sebagai hasil proses pembakaran. Karbon dioksida ini adalah gas rumah kaca (GRK) yang pembangkitannya menurut protokol Kyoto dikenai biaya kompensasi emisi GRK.

Kemudian dihubungkan dengan fungsi performansi atau average *heat rate* pembangkit listrik terhadap proses konversi energi primer dan energi hasil konversi maka dapat dikatakan bahwa laju pemakaian bahan bakar yang digunakan untuk membangkitkan energi listrik nilainya adalah sebanding. *Heat rate* pembangkit listrik adalah perbandingan antara banyaknya energi primer bahan bakar yang dibakar pada pembangkit listrik pada satuan waktu tertentu terhadap produksi energi listrik yang dihasilkan tersebut. Dalam pernyataan umum dapat dikatakan bahwa *power plant Heat Rate (HR)* adalah sebanding dengan banyaknya pemakaian *heat input* dari pembangkit (Q_{fuel}) pada setiap jam dibandingkan dengan daya output (P_o) pembangkit listrik [70]. Sehingga secara matematis dapat dikatakan bahwa *Plant Heat Rate* adalah sebagai berikut.

$$HR = \frac{Q_{fuel}}{P_o} \quad 3-1$$

Heat rate dapat juga dikatakan sebagai perbandingan energi input terhadap energi yang diproduksi oleh suatu pembangkit listrik. Atau dengan kata lain jika

diinginkan produksi energi listrik makin besar maka bahan bakar yang dibutuhkan makin banyak. Persamaan matematis dari *heat rate* pembangkit listrik adalah sebagai berikut.

$$HR = \frac{CV_{fuel} \times Fuel (consumption)}{E_{prod}} \quad 3-2$$

Persamaan 3-1 tersebut menggambarkan bahwa energi produksi (E_{prod}) suatu mesin pembangkit listrik, bergantung pada banyaknya bahan bakar ($Fuel$) dan nilai kalor yang terkandung pada bahan bakar (CV_{fuel}) juga bergantung pada kemampuan atau *performansi* (HR) mesin pengkonversi energi primer menjadi energi listrik. Atau dengan kata lain, kemampuan produksi energi (E_{prod}) ini bergantung pada *performansi* dari pembangkit listrik yang digambarkan sebagai *heat rate* (HR) pembangkit listrik dan bahan bakar ($Fuel$) yang dikonsumsi.

Telah diketahui bahwa *heat rate* pembangkit listrik nilainya berubah terhadap nilai beban pembangkit listrik tersebut, lihat referensi [52] dan [55]. Hubungan antara perubahan *heat rate* untuk menjadi fungsi biaya energi telah dikembangkan oleh peneliti. Penjabaran model fungsi biaya energi ini, hasilnya telah dipublikasikan oleh peneliti dalam makalah jurnal internasional *Telkonnika* (tahun vol 15 no 4, Des 2017) dengan judul “*Combining Parameters of Fuel and Greenhouse Gas Costs as Single Objective Function for Optimization of Power Flow*”. Berikut adalah penjabaran kembali dari makalah tersebut.

Menggunakan pernyataan tentang keterkaitan *performansi* pembangkit listrik sebagai *heat rate* atau $HR \left(\frac{kcal}{kWh} \right)$ dengan produksi energi listrik $E_{prod}(kWh)$ dan bahan bakar $Fuel (kg)$ yang digunakan untuk produksi tersebut, seperti diperlihatkan pada persamaan 3-2. Kemudian dilakukan manipulasi formulasi persamaan, maka formulasi produksi pemakaian bahan bakar ($Fuel$) terhadap produksi energi dan *gross plant heat rate* ($GPHR$ atau HR) dapat dituliskan sebagai berikut.

$$Fuel = \frac{1}{CV_{fuel}} \times HR \times E_{prod} \quad 3-3$$

dengan $CV_{fuel} \left(\frac{kcal}{kg} \right)$ adalah nilai kalor dari bahan bakar. Dengan kata lain, banyaknya bahan bakar yang dikonsumsi untuk memproduksi energi listrik adalah sebanding dengan produksi energi yang direncanakan. Kesebandingan tersebut bergantung pada nilai *heat rate* setiap pembangkit listrik ditinjau, dalam hal ini adalah *GPHR*.

Dari persamaan tentang energi listrik dan daya listrik, diketahui bahwa pada suatu tik waktu tertentu produksi energi listrik maka produksi energi listrik dapat ditinjau sebagai perkalian daya listrik yang dibangkitkan oleh pembangkit listrik $P_T(kW)$ terhadap waktu yang ditinjau. Pada penelitian ini tik waktu tertentu tersebut nilainya adalah dalam setiap jam (h). Maka persamaan produksi energi dapat diwakili dengan daya *gross* pembangkitan listrik dikalikan dengan waktu ketika daya tersebut sedang ditinjau,

$$E_{prod} = P_T \times time . \quad 3-4$$

Menggunakan persamaan 3-3 dan 3-4 maka didapat persamaan laju pemakaian bahan bakar pada setiap jam operasi $\left(\frac{Fuel(kg)}{time(h)} \right)$ atau disebut juga laju konsumsi bahan bakar $Q_{fuel} \left(\frac{kg}{h} \right) = \left(\frac{Fuel(kg)}{time(h)} \right)$ adalah sebagai berikut.

$$Q_{fuel} = \frac{1}{CV_{fuel}} \times P_T \times HR \quad 3-5$$

dengan $P_T (kW)$ adalah daya kotor (*a gross power*) yang dibangkitkan oleh generator pada pembangkit listrik yang ditinjau.

Biaya bahan bakar selanjutnya dapat dihitung berdasarkan pada laju konsumsi bahan bakar dikalikan dengan harga bahan bakar (ρ_{fuel}). Dalam persamaan matematika dapat dituliskan sebagai berikut.

$$Cost_{fuel} = \rho_{fuel} \times Q_{fuel} \quad 3-6$$

Sehingga biaya bahan bakar pada setiap jam rencana operasi pada nilai daya yang dibangkitkan oleh generator (P_T), dapat dituliskan sebagai berikut.

$$Cost_{fuel} = \frac{\rho_{fuel}}{CV_{fuel}} \times HR \times P_T \quad 3-7$$

Heat rate (HR) yang ditinjau adalah *a gross heat rate*, yakni mengacu pada energi primer total yang dibangkitkan menjadi energi listrik. Kemudian, daya listrik total *gross* yang dibangkitkan (P_T) terdiri dari daya untuk keperluan sendiri atau *auxiliary power* (P_{aux}), and daya (P) dari pembangkit listrik yang ditinjau yang dikirimkan pada *grid*. Dalam persamaan matematis, daya total adalah penjumlahan dari daya untuk keperluan sendiri dan daya yang dikirimkan ke *grid*. Persamaannya adalah seperti berikut.

$$P_T = P_{aux} + P \quad 3-8$$

Daya *auxiliary* (P_{aux}) pada kondisi pembangkitan energi minimum disimbolkan sebagai ($P_{aux(min)}$). Daya *auxiliary* dari kondisi minimum tersebut akan meningkat dengan gradien (K_0) yang nilainya seiring dengan nilai dari daya (P) yang dikirimkan ke *grid*. Sehingga persamaan daya *auxiliary* terhadap daya listrik yang dibangkitkan apabila didekati dengan persamaan linier sebagai berikut.

$$P_{aux} = P_{aux(min)} + K_0 \times P \quad 3-9$$

Selanjutnya, dengan memakai persamaan 3-8 dan 3-9, dapat dituliskan persamaan daya total yang dikeluarkan generator listrik (P_T) adalah sebagai berikut.

$$P_T = P_{aux(min)} + K_1 \times P \quad 3-10$$

dengan $K_1 = 1 + K_0$ adalah suatu konstanta. 3-11

Menurut hasil penelusuran [52] dan [55], *heat rate* pembangkit listrik makin baik apabila mendekati daya nominalnya. *Heat rate* makin kecil tersebut menandakan bahwa pembangkit listrik makin efisien apabila bekerja pada daya nominalnya. Juga dapat dikatakan bahwa *heat rate* tersebut makin kecil nilainya apabila daya keluaran pembangkit listrik makin besar mendekati daya nominalnya. Mengecilnya *heat rate* tersebut dapat didekati dengan fungsi linier, kuadratik maupun polinomial berderajat 3.

Pada pendekatan ini digunakan fungsi *heat rate* dalam bentuk fungsi linier, verifikasi dilakukan di sub-bab setelah ini. Pendekatan ini dilakukan dengan alasan bahwa manuver pemakaian daya minimal adalah dimulai dari nilai daya 50 % dari

daya nominalnya sampai pada daya nominal pembangkit. Dengan perubahan daya di atas 50 % diharapkan masih cukup valid apabila digunakan fungsi *heat rate* linier. Gradien dari *heat rate* (K_2) yang nilainya adalah sebagai berikut.

$$K_2 = \frac{HR_{nom} - HR_{min}}{P_{nom} - P_{min}} \quad 3-12$$

Dengan (HR_{nom}) adalah *heat rate* pada daya listrik nominal (P_{nom}) dan (HR_{min}) adalah *heat rate* pada daya pembangkit listrik minimum (P_{min}).

Fungsi *heat rate* terhadap daya yang dibangkitkan selanjutnya dapat dituliskan sebagai berikut.

$$HR = HR_{min} + (K_2 \times (P - P_{min})) \quad 3-13$$

Dengan parameter K_2 adalah suatu konstanta yang nilainya bergantung pada *heat rate* minimum dan nominal, serta daya minimum dan daya nominal dari pembangkit listrik yang sedang ditinjau. Selanjutnya, persamaan tentang biaya bahan bakar seperti pada persamaan (3-7) dan digabungkan dengan persamaan daya generator (3-10) dan persamaan *gross heat rate* (3-13), maka didapatkan persamaan biaya energi terhadap daya sebagai berikut.

$$Cost_{fuel} = \frac{\rho_{fuel}}{CV_{fuel}} \times [HR_{min} + (K_2 \times (P - P_{min}))] \times (P_{aux(min)} + K_1 \times P) \quad 3-14$$

Persamaan biaya bahan bakar tersebut selanjutnya dapat dituliskan:

$$Cost_{fuel} = \left(\frac{\rho_{fuel}}{CV_{fuel}} \right) \times (K_3 + K_1 \times P) \times [HR'_{min} + (K_2 \times P)] \quad 3-15$$

dengan K_3 adalah daya *auxiliary* minimum ($P_{aux(min)}$),

$$\text{dan } HR'_{min} = HR_{min} - K_2 \times P_{min}. \quad 3-16$$

Dengan demikian, dalam bentuk persamaan kuadrat maka fungsi biaya bahan bakar dapat dituliskan menjadi persamaan berikut.

$$Cost_{fuel} = \left(\frac{\rho_{fuel}}{CV_{fuel}} \right) \times HR'_{min} \times \left[K_3 + \left(\frac{K_3 K_2}{HR'_{min}} + K_1 \right) \times P + \left(\frac{K_1 K_2}{HR'_{min}} \right) \times P^2 \right] \quad 3-17$$

Selanjutnya, dengan menggunakan persamaan laju konsumsi bahan bakar $Q_{fuel} \left(\frac{kg}{h} \right)$ dan dengan menggunakan pendekatan stoikiometri serta banyaknya kandungan unsur karbon pada bahan bakar yang digunakan $C_{fuel}(\%)$ maka dapat dibuat persamaan laju produksi karbon dioksida. Laju produksi karbon dioksida $Q_{CO_2} \left(\frac{kg}{h} \right)$ dengan menggunakan pendekatan pembakaran sempurna pada pendekatan stoikiometri selanjutnya dapat dituliskan sebagai berikut.

$$Q_{CO_2} = \frac{44}{12} \times C_{fuel} \times Q_{fuel} \quad 3-18$$

Dengan angka $\frac{44}{12}$ adalah perbandingan molar atom karbon dioksida hasil reaksi pembakaran terhadap atom karbon.

Emisi polutan gas rumah kaca lainnya, dengan menggunakan protokol Kyoto tentang kesetaraan polutan penyebab gas rumah kaca, yakni tentang nitrous oksida (N_2O) diketahui bahwa nitrous oksida nilai GRKnya adalah setara dengan $310 \times CO_2$. Juga diketahui bahwa nitrous oksida pada proses pembakaran ternyata bergantung pada temperature dari ruang bakar boiler dan banyaknya nitrogen pada setiap kilogram bahan bakar. Kemudian apabila fraksi nitrogen oksida $\epsilon_{N_2O}(\%)$ dapat ditentukan. Maka persamaan tentang laju nitrous oksida $Q_{N_2O} \left(\frac{kg}{h} \right)$ dapat dihitung menggunakan persamaan berikut.

$$Q_{CO_{2e}(N_2O)} = \frac{44}{14} \times \epsilon_{N_2O} \times N_{fuel} \times 310 \times Q_{fuel} \quad 3-19$$

Emisi gas rumah kaca yang lain adalah CH_4 yang tidak terbakar yang terbang ke lingkungan yakni apabila pembangkit listrik menggunakan gas sebagai energi primernya. Persamaan laju emisi gas rumah kaca $Q_{CO_{2e}(CH_4)}$ akibat CH_4 yang tidak terbakar berdasarkan fraksi (ϵ_{CH_4}) adalah sebagai berikut.

$$Q_{CO_{2e}(CH_4)} = \epsilon_{CH_4} \times CH_{4(fuel)} \times 21 \times Q_{fuel} \quad 3-20$$

Biaya energi adalah biaya yang disebabkan oleh konsumsi bahan bakar ditambah dengan biaya yang harus dikeluarkan untuk kompensasi emisi yang diproduksi karena proses konversi energi primer menjadi listrik. Biaya energi ini bergantung pada harga bahan bakar setiap satuan massa $\rho_{fuel} \left(\frac{Rp}{kg} \right)$, demikian pula biaya emisi

gas rumah kaca $\rho_{em} \left(\frac{Rp}{kg} \right)$ akan mempunyai satuan sama. Kemudian, menggunakan persamaan-persamaan dan asumsi yang telah diuraikan sebelumnya, yakni persamaan laju pemakaian bahan bakar dan laju produksi emisi pada proses konversi energi primer menjadi energi listrik adalah pada kondisi pembakaran sempurna sesuai dengan kaidah stoikiometri. Maka model matematika untuk biaya energi $Cost_E \left(\frac{Rp}{h} \right)$ dapat didekati dengan persamaan berikut.

$$Cost_E = \left[\rho_{fuel} + \rho_{em} \times \left(\frac{44}{12} \times C_{fuel} + \frac{44}{14} \times 310 \times \varepsilon_{N_2O} \times N_{fuel} + \varepsilon_{CH_4} \times CH_{4(fuel)} \times 21 \right) \right] \times Q_{fuel} \quad 3-21$$

Dengan menggunakan persamaan 3-5, maka persamaan biaya energi selanjutnya dapat dituliskan sebagai berikut.

$$Cost_E = K \times HR \times P_T \quad 3-22$$

yakni K adalah $\left[\rho_{fuel} + \rho_{em} \times \left(\frac{44}{12} \times C_{fuel} + \frac{44}{14} \times 310 \times \varepsilon_{N_2O} \times N_{fuel} + \varepsilon_{CH_4} \times CH_{4(fuel)} \times 21 \right) \right] \times \frac{1}{CV_{fuel}}$ 3-23

Persamaan 3-23 tersebut selanjutnya dengan menggunakan analogi yang sama, maka dapat dituliskan kembali menjadi persamaan kuadratis dari biaya energi dengan mengikutkan biaya emisi gas rumah kaca. Persamaan kuadratis tersebut adalah seperti pada persamaan 3-24.

3.4.1 Model Fungsi Biaya Energi pada PLT *Thermal*

Persamaan 3-20 dapat dituliskan menjadi persamaan kuadrat dari fungsi biaya PLT-*Thermal* dengan variabel berupa daya dibangkitkan.

$$Cost_E = K \times HR'_{min} \times \left[K_3 + \left(\frac{K_3 K_2}{HR'_{min}} + K_1 \right) \times P + \left(\frac{K_1 K_2}{HR'_{min}} \right) \times P^2 \right] \quad 3-24$$

Persamaan 2-24 adalah persamaan biaya energi dengan melibatkan biaya emisi gas rumah kaca. Pelibatan biaya emisi gas rumah kaca dan biaya bahan bakarnya diperlihatkan oleh parameter K pada persamaan tersebut.

Kemudian, parameter $(K \times HR'_{min})$ menandakan nilai parameter biaya spesifik setiap unit pembangkit yang sedang ditinjau. Pada penelitian ini, parameter biaya spesifik ini bergantung pada kelompok (*group*) dari *heat rate* setiap pembangkit listrik yang ditinjau. Penggunaan rentang daya dari kelompok *heat rate*

ini menggunakan ciri-ciri tertentu yang dijelaskan pada sub-bab selanjutnya, yakni sub-bab 3.5.3. Pengelompokkan rentang daya dengan ciri-ciri *heat rate* tertentu tersebut selanjutnya akan dihitung nilai optimalnya dengan menggunakan teknik aliran daya optimal.

3.4.2 Model Fungsi Biaya Energi Pembangkit Listrik Tenaga *Hydro*

Pembangkit listrik tenaga *hydro*, ketika membangkitkan listrik dari energi primernya tidak menghasilkan emisi gas rumah kaca. Energi *hydro* mengkonversi energi listrik dari potensial air yang digunakan untuk memutar turbin. Sehingga persamaan untuk biaya emisi gas rumah kaca pada pembangkit listrik tenaga *hydro* sama dengan nol.

Dengan cara yang sama seperti pada pencarian fungsi energi pembangkit listrik tenaga *thermal* maka fungsi biaya energi $Cost_{Hyd}$ pada pembangkit listrik tenaga *hydro* dapat dituliskan sebagai berikut.

$$Cost_{Hyd} = \rho_{hyd} \times \frac{1}{\tau \times g \times H} \times HR_{hyd} \times P_T \quad 3-25$$

dengan ρ_{hyd} adalah retribusi air dari pemerintah lokal (Rp/m^3), HR_{hyd} adalah fungsi performansi pembangkit listrik tenaga *hydro* ($ton.m^2/detik^2.kWh$), τ adalah rapat massa air (ton/m^3) yang energi potensial gravitasinya dikonversi menjadi energi listrik, g adalah percepatan gravitasi ($m/detik^2$), dan H adalah *nett head* (m) dari pembangkit listrik tenaga *hydro* yang ditinjau.

Fungsi HR_{hyd} pada persamaan 3-25 adalah fungsi yang dapat didekati dengan fungsi linier pada kelompok rentang tertentu. Fungsi tersebut adalah kebalikan dari fungsi efisiensi dari pembangkit *hydro*. Efisiensi dari pembangkit listrik tenaga air adalah berbentuk fungsi kuadratis. Pada rentang daya sampai daya rating-nya atau daya nominal-nya, mempunyai gradien efisiensi naik. Seringkali pada rentang daya minimal pembangkitan kontinyu sampai rentang daya nominal dapat didekati dengan fungsi linier. Selanjutnya pada rentang daya nominal sampai kapabilitas dayanya, efisiensi pembangkit listrik tenaga *hydro* mempunyai gradien efisiensi turun. Kemudian dengan menggunakan pendekatan HR_{hyd} sebagai fungsi

linier, dengan cara yang sama seperti persamaan 3-5 sampai persamaan 3-20 dapat dibuat fungsi kuadratis dari biaya energi pada pembangkit listrik tenaga air.

Emisi gas rumah kaca pada pembangkit listrik tenaga *hydro* dapat terjadi pada waduk, lihat referensi [71] dan [72]. Emisi GRK ini terjadi bukan pada proses konversi energinya tetapi lebih pada aktivitas mikroorganisme pada waduk yang menyebabkan terjadinya gas karbon dioksida (CO₂) dan gas methane (CH₄). Gas penghasil emisi rumah kaca tersebut diakibatkan salah satunya adalah oleh aktivitas manusia. Dan juga makin tua umur waduk dikatakan makin banyak gas CO₂ maupun CH₄ yang dihasilkan oleh waduk. Daerah tropik juga termasuk yang menghasilkan gas emisi rumah kaca tersebut. Karena tidak terkait langsung pada proses konversi energi, pada penelitian ini gas rumah kaca tersebut tidak dikaitkan pada perhitungan optimasi aliran daya melibatkan emisi GRK.

3.4.3 Parameter Model Fungsi Biaya Energi Ramah Lingkungan

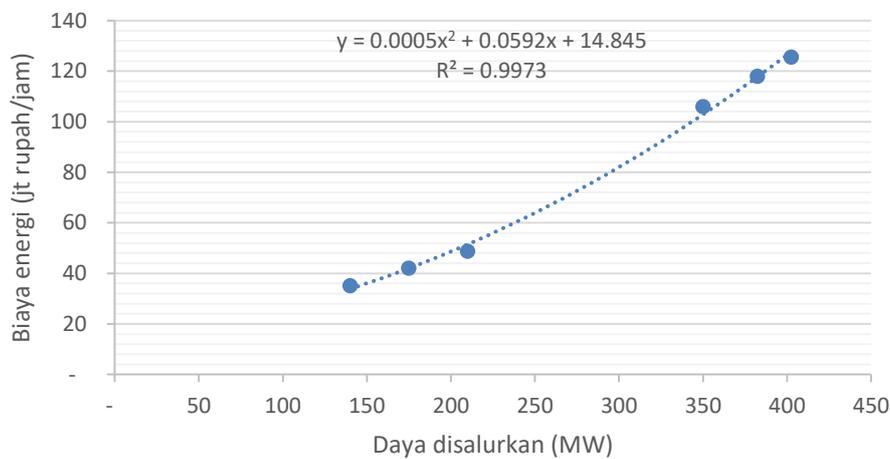
Pada pendekatan praktis pada penelitian ini, fungsi *heat rate* adalah menggunakan pendekatan linier. Pendekatan linier ini keuntungannya adalah dalam mendapatkan fungsi *heat rate* cukup dengan mendapatkan beberapa nilai *heat rate* yakni misalnya pada nilai *heat rate* pada daya minimum terbaik misalnya yakni nilai daya 50% dari daya nominal, nilai *heat rate* pada daya nominal dan nilai *heat rate* pada kapabilitas daya setiap pembangkit listrik.

Nilai *heat rate* tersebut dapat dicari ketika pembangkit listrik yang ditinjau dioperasikan dengan nilai daya mendekati nilai-nilai yang dimaksud. Sehingga pembacaan titik ukur untuk mendapatkan data dari nilai *heat rate* dapat dilakukan dengan lebih mudah. Yakni apabila peralatan ukur yang melekat pada pembangkit mencukupi maka dimungkinkan tanpa melakukan kegiatan khusus pengukuran performansi pembangkit. Dengan menggunakan persamaan 3-23 dan 3-24 maka dapat dibuat persamaan umum untuk fungsi biaya energi untuk mengoperasikan pembangkit listrik yang menyokong sistem kelistrikan *hydrothermal* diperlihatkan pada persamaan 3-26, sebagai berikut.

$$f(P) = \alpha + \beta \cdot P + \gamma \cdot P^2 \quad 3-26$$

Tabel 3-1 Komponen penyusun parameter fungsi biaya energi ramah lingkungan

Notasi	Thermal Power Plant	Hydro Power Plant
α	$= \delta \times K_3$	$= \left(\rho_{hyd} \times \frac{HR'_{min}}{\tau \times g \times H} \right) K_3,$
β	$= \delta \times \left(\frac{K_3 K_2}{HR'_{min}} + K_1 \right)$	$= \rho_{hyd} \times \left(\frac{K_3 HR'_{min} + K_1}{\tau \times g \times H} \right)$
γ	$= \delta \times (K_1 K_2)$	$= \rho_{hyd} \times \left(\frac{K_1 K_2}{\tau \times g \times H} \right)$
δ	$= \left[\rho_{fuel} + \rho_{em} \times \left(\frac{44}{12} \times C_{fuel} + \frac{44}{14} \times \varepsilon_{N_2O} \times N_{fuel} \times 310 + \varepsilon_{CH_4} \times CH_{4(fuel)} \times 21 \right) \right] \times \frac{HR'_{min}}{CV_{fuel}}$	
K_1	$= 1 + K_0$	
K_2	$= \frac{HR_{nom} - HR_{min}}{P_{nom} - P_{min}}$	
K_3	$= P_{aux(min)}$	
HR'_{min}	$= HR_{min} - K_2 \times P_{min}$	



Gambar 3-1 Kurva biaya energi menggunakan model *heat rate* linier

Contoh hasil penentuan parameter penting dengan pendekatan *heat rate* linier berdasarkan pendekatan persamaan 3.36 dan Tabel 3-1 digambarkan pada Gambar 3-1. Gambar 3-1 adalah pendekatan menggunakan model kurva *fitting* pada dua kelompok *heat rate* yakni pada nilai daya dibangkitkan 50 % sampai rating daya nominal (dalam hal ini 350 MW) dan *heat rate* naik pada daya di atas ratingnya sampai daya pada kapabilitasnya (pada contoh adalah 400 MW). Kemudian dihitung biaya energinya dan dibuat kurva biaya terhadap dayanya. Dengan data pendekatan kurva *fitting* dengan nilai determinansi di atas 99.5 % diambil parameter dari pendekatan *heat rate* linier dua kelompok *heat rate*, yakni pada data *heat rate* di atas rating daya nominal dan di bawah rating daya nominal setiap unit pembangkit listrik. Nilai determinansi 99.5% tersebut dimaksudkan

untuk mendekati parameter hasil kurva *fitting* cukup dekat yakni dengan nilai biaya tidak terlalu jauh dari nilai biaya yang sesungguhnya.

Nilai determinansi sebesar 99.5 % dapat dianggap sangat baik karena berarti penyimpangan tertinggi adalah pada nilai 0.5 % dari nilai yang hasil pengukuran riil. Dengan pendekatan *heat rate* linier ini diharapkan cukup memadai untuk mengevaluasi kurva biaya energi dengan berbasiskan data di lapangan tanpa menggunakan data kommissioning pembangkit listrik. Sehingga *engineer* di lapangan dapat menggambarkan perkiraan biaya energi yang ramah lingkungan dengan mendasarkan pada data nilai dari *heat rate* pembangkit dalam batasan data di lapangan. Data praktis tentang *heat rate* linier pada beberapa kelompok gradien *heat rate*, dapat diharapkan lebih realistis untuk melakukan kajian fungsi performansi setiap pembangkit listrik. Dengan fungsi performansi tersebut maka gambaran fungsi biaya dari pembangkit dapat diamati dalam periode tertentu.

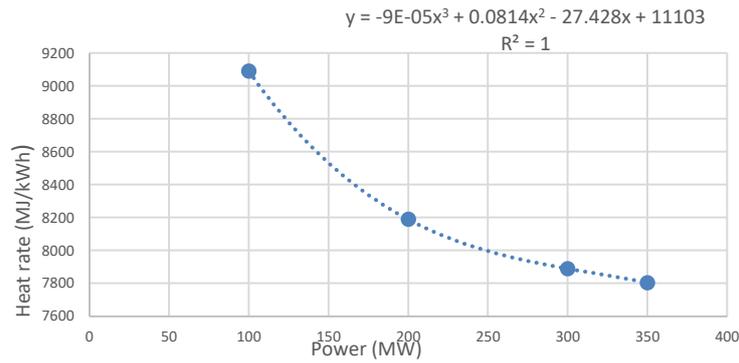
3.5 Verifikasi Komponen Model Biaya Energi

Verifikasi model fungsi biaya energi yang dilakukan adalah dengan menekankan pada: masih dapat atau tidaknya pendekatan fungsi performansi pembangkit listrik ditinjau sebagai berbentuk fungsi linier. Apabila pendekatan fungsi *heat rate* linier dapat diterima maka fungsi kuadrat dari model fungsi biaya energi tersebut dapat diterima, demikian sebaliknya.

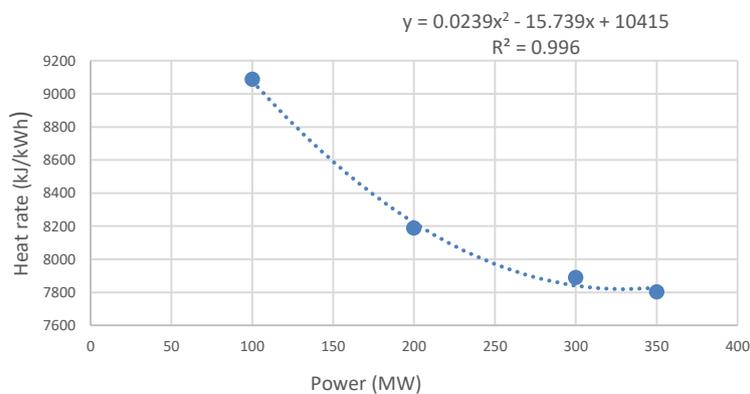
3.5.1 Studi Literatur Kurva *Heat Rate* Terhadap Beban

Dari *literature* yang ditulis oleh Gill [55] ditunjukkan hubungan antara daya yang dihasilkan untuk melayani beban terhadap *heat rate* pembangkit listrik tenaga *thermal*, diperlihatkan pada Tabel 2-1. Selanjutnya dengan menggunakan tabel tersebut dapat dibuat kurva fungsi *heat rate* terhadap perubahan beban pembangkit.

Mencari persamaan matematis deterministik fungsi *heat rate* pembangkit listrik dapat dilakukan dengan pendekatan kurva *fitting* terhadap *plotting* data tentang *heat rate* yang telah ada, yakni pada referensi [55] di atas. Pendekatan dengan kurva *fitting* fungsi *polynomial* derajat 3 menggunakan *spreadsheet excel* mendapatkan gambaran fungsi dan parameter-nya seperti Gambar 3-1 sampai Gambar 3-3.



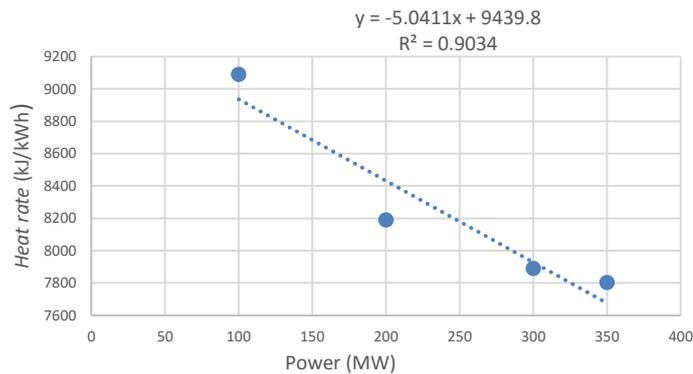
Gambar 3-2 Fungsi polinomial *heat rate* terhadap perubahan beban.



Gambar 3-3 Grafik kurva *fitting* dari pendekatan *heat rate* kuadratik

Gambar 3-1 memperlihatkan bahwa apabila kurva *fitting* untuk perubahan *heat rate* terhadap daya beban pada data Tabel 2-1 dilakukan menggunakan fungsi *polynomial* derajat 3, maka koefisien determinasi ternyata bernilai 1. Dengan kata lain persamaan hasil pendekatan kurva *fitting* tersebut mempunyai nilai sempurna.

Selanjutnya, apabila data *heat rate* terhadap daya beban tersebut dilakukan pada fungsi *polynomial* derajat 2, ternyata hasilnya adalah seperti Gambar 3-3. Persamaan kurva *fitting* derajat 2 mendapatkan bahwa fungsi kuadratis mempunyai koefisien determinasi masih mendekati sempurna dengan nilai 0.996. Sehingga hasil kurva *fitting* tersebut masih dikatakan sangat baik. Kurva *fitting* dapat dicobakan untuk fungsi linier yakni dengan pendekatan linier hubungan *heat rate* pembangkit listrik terhadap beban untuk mendukung persamaan biaya energi pada sistem kelistrikan, hasilnya adalah seperti diperlihatkan pada Gambar 3-4.



Gambar 3-4 Grafik fungsi *heat rate* linier

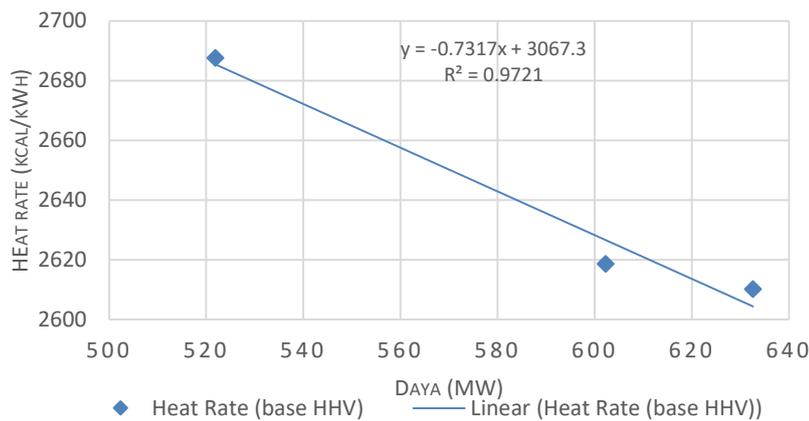
Tabel 3-2 Data fungsi performansi pembangkit PLTU Banten 1 Suralaya^[68]

PARAMETER	SATUAN	PERFORMANCE TEST 7	22-JUL 16	09 AGUS-16	15 SEPT-16
		JULI 2011			
		TMCR	632.61	602.27	521.86
COAL					
COAL FLOW	t/hr	344,48	343,79	311,26	318,91
HHV	kcal/kg	4.077,22	4.803	5.067,00	4.398,00
LHV	kcal/kg	3.738,42	4.455,61	4.720,38	4.042,86
Heat Rate	kcal/kWh	2247	2610	2619	2688

Persamaan kurva *fitting* pada Gambar 3-4 menunjukkan bahwa koefisien determinasinya mempunyai nilai 0.9034. Koefisien determinansi tersebut lebih dari 0.8 yang dapat diartikan sebagai masih dapat diterima dengan kategori baik. Dengan demikian pemakaian pendekatan fungsi *heat rate* linier masih dapat dilakukan dengan kategori koefisien deteminansi fungsi baik dan fungsi *heat rate* linier tersebut dapat diterima sebagai suatu pendekatan. Pengembangan model fungsi *heat rate* linier untuk mendapatkan fungsi biaya energi kuadratik yang mendekati riil dilakukan dengan menggunakan pengelompokan *range* daya pada gradien *heat rate* tertentu, yakni pada gradien *heat rate* negatif dan gradien positif. Gradien *heat rate* positif terjadi terjadi pada terjadi di pada nilai di atas *rating* dayanya.

3.5.2 Penelusuran Studi Kasus Fungsi *Heat Rate* terhadap Beban

Pencarian data untuk verifikasi bentuk model *heat rate* linier dilakukan dengan melakukan penelusuran data performansi pembangkit pada salah satu unit pembangkit listrik di wilayah sistem kelistrikan yang direncanakan untuk studi kasus. Penelusuran data fungsi performansi pembangkit tenaga listrik yang ada, yakni data performansi unit 8 PLTU Banten 1 Suralaya [68] seperti pada Tabel 3-2.



Gambar 3-5 Fungsi *heat rate* pembangkit pada PLTU Banten 1 Suralaya unit 8

Kurva *fitting* menggunakan fungsi linier terhadap data PLTU Banten 1 Suralaya unit 8 tersebut digambarkan pada Gambar 3-5. Fungsi *heat rate* dengan kurva *fitting* linier didapatkan koefisien determinasi yang masih sangat baik yakni bernilai lebih dari 90 % atau 0.9721.

Dari kedua contoh studi dengan kurva *fitting* pada 2 data performansi pembangkit listrik tersebut di atas, hasil verifikasi data selanjutnya dapat dikatakan bahwa pendekatan linier untuk fungsi *heat rate* masih dapat dilakukan. Dengan demikian, model fungsi biaya energi dapat dilakukan menggunakan pendekatan kuadratis seperti pada persamaan 3-2. Dan tabel tentang komponen-komponen pendukung diperolehnya nilai parameter penting dari fungsi biaya energi pada pengoperasian pembangkit listrik dalam menyokong permintaan beban sistem kelistrikan yang diperlihatkan pada Tabel 3-1 dapat digunakan.

3.5.3 Perbandingan Model Fungsi *Input Output* terhadap Data *Riel*

Data fungsi *input output* pembangkit listrik didapatkan dari referensi [69], diketahui bahwa pada pembangkit Hunter Point 3. Pada Tabel 3-3 diperlihatkan bahwa perbandingan hasil pendekatan model *heat rate* linier dengan gradien positif dengan rentang daya *output* dari 50 MW sampai 107 MW terhadap data *input* pembangkit listrik tersebut berupa laju pemakaian energi primer dari bahan bakar (BTU/hr) dalam menghasilkan daya *output* pada nilai tertentu (MW), ternyata mempunyai selisih perhitungan dengan penyimpangan terjauh sekitar 1.6 %.

Tabel 3-3 Data [69] *Input Output* dan Hasil Estimasi Model

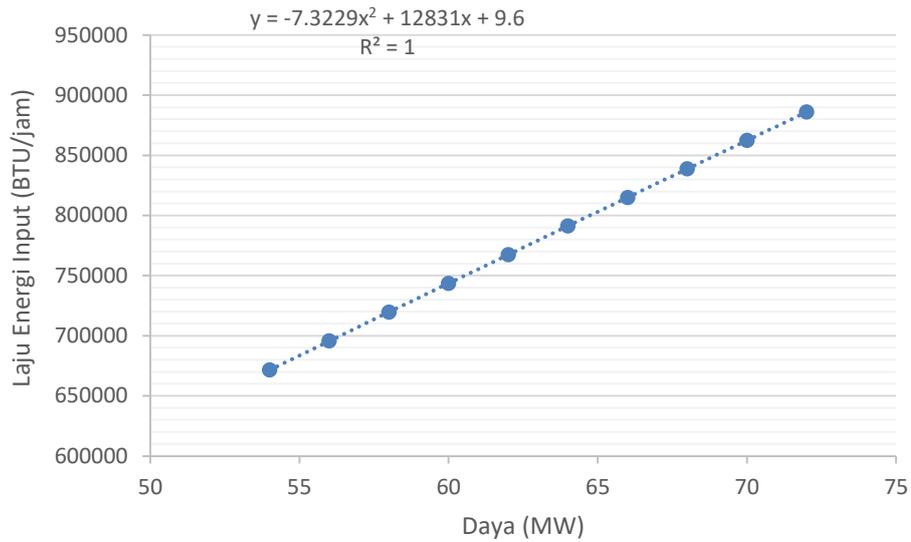
Data Riel Houter Point 3 [69]			Estimasi (Model)		
Cap	Input	Heat rate	Cap	Input	Selisih
MW	BTU/hr	BTU/kWh	MW	BTU/hr	%
54	671531	12436	54	671531	0.0%
56	694589	12403	56	696746	0.3%
58	717836	12376	58	721985	0.6%
60	741271	12355	60	747248	0.8%
62	764895	12337	62	772536	1.0%
64	788709	12324	64	797849	1.2%
66	812714	12314	66	823186	1.3%
68	836911	12308	68	848547	1.4%
70	861300	12304	70	873933	1.5%
72	885881	12304	72	899344	1.5%
74	910625	12306	74	924779	1.6%
76	935625	12311	76	950238	1.6%
78	960789	12318	78	975722	1.6%
80	986149	12327	80	1001231	1.5%
82	1011704	12338	82	1026764	1.5%
84	1037457	12351	84	1052321	1.4%
86	1063408	12365	86	1077903	1.4%
88	1089556	12381	88	1103510	1.3%
90	1115904	12399	90	1129141	1.2%
92	1142452	12418	92	1154797	1.1%
94	1169200	12438	94	1180477	1.0%
96	1196149	12460	96	1206181	0.8%
98	1223300	12483	98	1231910	0.7%
100	1250653	12507	100	1257664	0.6%
102	1278210	12531	102	1283442	0.4%
104	1305970	12557	104	1309244	0.3%
107	1347994	12598	107	1347994	0.0%

Apabila model *heat rate* dikelompokkan pada nilai tertentu, yakni menjadi dua kelompok model dengan gradien negatif mempunyai rentang daya dari 50 MW sampai 72 MW adalah Kelompok-1, kemudian gradien positif pada Kelompok-2 adalah pada rentang daya 74 MW sampai 107 MW; maka dapat dikatakan bahwa model linier dan data riel mempunyai selisih hasil perhitungan yang makin kecil. Pada Tabel 3-4 diperlihatkan bahwa selisih hasil perhitungan adalah menjadi sekitar 0.4 %, dari yang semula dengan rentang daya dari 50% sampai kapabilitas daya adalah di 1.6 % seperti diperlihatkan pada Tabel 3-3.

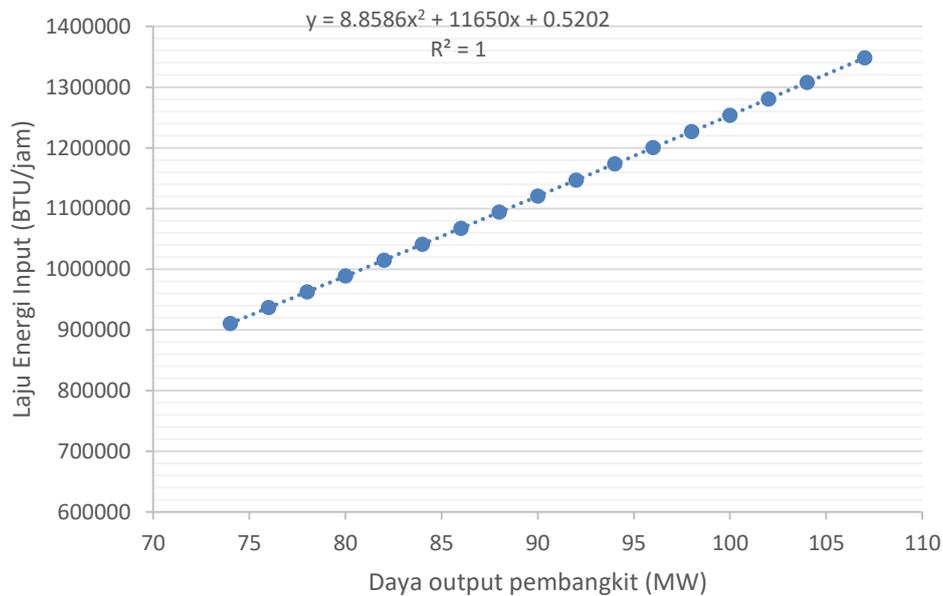
Hasil perhitungan dalam model *heat rate* linier untuk Kelompok-1 yakni pada rentang daya keluaran 50 MW sampai 72 MW dari pembangkit listrik Hunter Point 3 [69], digambarkan pada Gambar 3-6. Gambar tersebut memperlihatkan bahwa kurva pemakaian bahan bakar pada rentang daya 50 MW sampai 72 MW merupakan model kuadratis dengan parameter γ bernilai negatif. Berbeda dengan pada rentang daya 74 MW sampai 107 MW, mempunyai nilai parameter γ dari fungsi kuadratis bernilai positif, hal ini terlihat pada Gambar 3-7.

Tabel 3-4 Input Output Estimasi Model berdasarkan Kelompok *Heat Rate*

Kelompok berdasarkan heat rate	Cap	Input (riel)	Heat rate	Cap	Input (HR linier)	Selisih
	MW	BTU/hr	BTU/kWh	MW	BTU/hr	%
Kelompok-1	54	671531	12436	54	671531	0.0%
	56	694589	12403	56	695582	0.1%
	58	717836	12376	58	719575	0.2%
	60	741271	12355	60	743508	0.3%
	62	764895	12337	62	767384	0.3%
	64	788709	12324	64	791200	0.3%
	66	812714	12314	66	814958	0.3%
	68	836911	12308	68	838658	0.2%
	70	861300	12304	70	862299	0.1%
	72	885881	12304	72	885881	0.0%
	Kelompok-2	74	910625	12306	74	910625
76		935625	12311	76	936583	0.1%
78		960789	12318	78	962612	0.2%
80		986149	12327	80	988712	0.3%
82		1011704	12338	82	1014882	0.3%
84		1037457	12351	84	1041124	0.4%
86		1063408	12365	86	1067436	0.4%
88		1089556	12381	88	1093819	0.4%
90		1115904	12399	90	1120273	0.4%
92		1142452	12418	92	1146798	0.4%
94		1169200	12438	94	1173394	0.4%
96		1196149	12460	96	1200061	0.3%
98		1223300	12483	98	1226798	0.3%
100		1250653	12507	100	1253607	0.2%
102		1278210	12531	102	1280486	0.2%
104	1305970	12557	104	1307436	0.1%	
107	1347994	12598	107	1347994	0.0%	



Gambar 3-6 Kurva input output (Kelompok-1) dari model *heat rate* linier



Gambar 3-7 Kurva *input output* (Kelompok-2) dari model *heat rate* linier

Dari penjelasan mengenai pengelompokan fungsi *heat rate* linier berdasarkan bentuk kurvanya, maka dapat dilakukan pendekatan berdasarkan gradien *heat rate* dengan renye tertentu. Dari fungsi performansi dapat diketahui bahwa fungsi *heat rate* biasanya bernilai makin kecil sampai daya tertentu yakni sampai pada daya nominal. Nilai nominal ini juga sering disebut sebagai *rating* daya pembangkit listrik. Kemudian, pada nilai daya di atas nilai *rating*-nya maka *heat rate* membesar. Pada nilai daya dibawah 50% yakni dari misalnya 15 % sampai

50 % dari daya nominal biayanya kurva *heat rate* menurun dengan cukup tajam. Pengelompokan secara umum dapat dilakukan menjadi 3 kelompok kurva *heat rate* yakni kelompok 15 % sampai 50 % daya nominal, kelompok 50 % sampai 100% daya nominal dan kelompok di atas daya nominal sampai kapabilitas daya yang dibangkitkan [73]. Pada contoh ini, rentang daya dari 50 % sampai kapabilitas dayanya dibagi menjadi 2 kelompok. Dari Gambar 3-6 dan Gambar 3-7 dapat dituliskan bahwa fungsi pembangkit listrik tersebut terdiri dari gabungan dua fungsi sebagai berikut.

$$F(P) = \begin{cases} 9.6 + 12831 P - 7.3229 P^2; & \text{untuk } 72 \text{ MW} \leq P \leq 50 \text{ MW} \\ 0.5202 + 11650 P + 8.8586 P^2; & \text{untuk } 72 \text{ MW} < P \leq 107 \text{ MW} \end{cases} \quad 3-27$$

Gabungan dari hasil *heat rate* linier dengan gradien negatif dan gradien positif pada data hasil estimasi yang dituangkan dalam Tabel 2-1, selanjutnya dengan kurva *fitting* dapat dicari bentuk kurvanya seperti Gambar 3-8. Dengan fungsi kuadratis hasil model dengan HR linier gabungan kedua data estimasi adalah sebagai berikut.

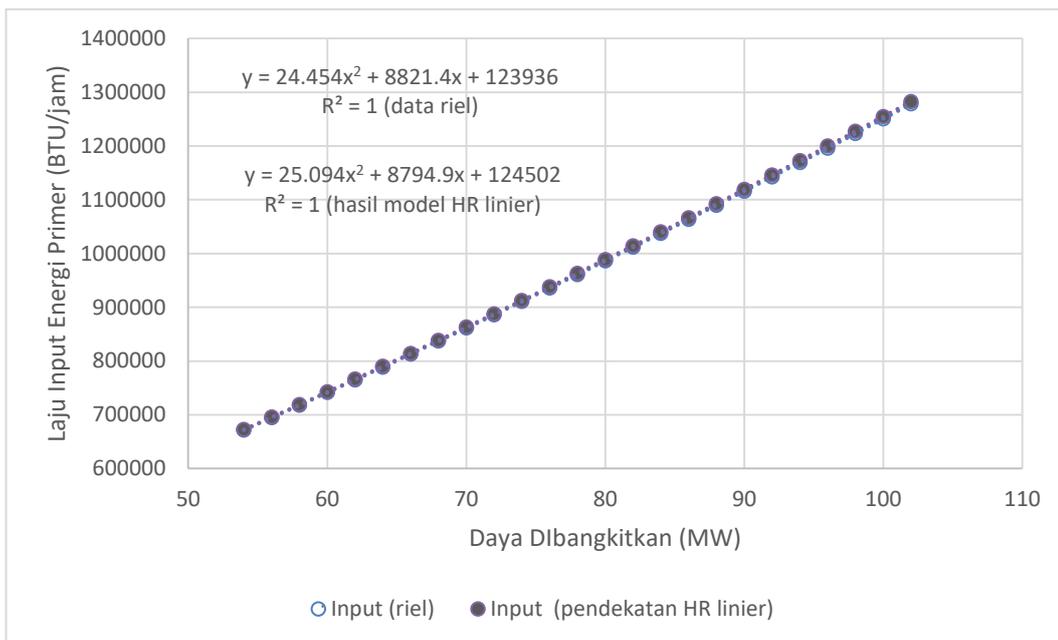
$$F(P) = 124502 + 8794.9 P + 25.094 P^2, \text{ untuk } 50 \text{ MW} \leq P \leq 107 \text{ MW} \quad 3-28$$

Kemudian, hasil kurva *fitting* untuk data riel adalah persamaan berikut.

$$F(P) = 123936 + 8821.4 P + 24.454 P^2, \text{ untuk } 50 \text{ MW} \leq P \leq 107 \text{ MW} \quad 3-29$$

Gambaran hasil kurva *fitting* selengkapnya dapat dilihat pada Gambar 3-8.

Menggunakan pendekatan *heat rate* linier dengan persamaan 3-28 dan kemudian dibuat hasil persamaan tersebut untuk mendapatkan data *input-output* hasil estimasi kurva *fitting*, hasilnya adalah seperti Tabel 3-5. Pada tabel tersebut juga memperlihatkan bahwa selisih hasil estimasi menggunakan *heat rate* linier maka didapat selisih nilai tertinggi adalah 0.36 % terhadap nilai *input-output* riel dari data pembangkit. Sehingga dapat dikatakan bahwa pendekatan memakai *heat rate* linier memakai kelompok *heat rate* dengan gradien dan rentang daya yang sesuai dapat digunakan.



Gambar 3-8 Kurva input output dari model *heat rate* linier

Tabel 3-5 Input Output Estimasi Model berdasarkan *Heat Rate* Linier

Cap MW	Input (riel) BTU/hr	Heat rate BTU/kWh	Cap MW	Input (HR linier) BTU/hr	Selisih %
54	671531	12436	54	672601	0.16%
56	694589	12403	56	695711	0.16%
58	717836	12376	58	719022	0.17%
60	741271	12355	60	742534	0.17%
62	764895	12337	62	766247	0.18%
64	788709	12324	64	790161	0.18%
66	812714	12314	66	814275	0.19%
68	836911	12308	68	838590	0.20%
70	861300	12304	70	863106	0.21%
72	885881	12304	72	887822	0.22%
74	910625	12306	74	912739	0.23%
76	935625	12311	76	937857	0.24%
78	960789	12318	78	963176	0.25%
80	986149	12327	80	988696	0.26%
82	1011704	12338	82	1014416	0.27%
84	1037457	12351	84	1040337	0.28%
86	1063408	12365	86	1066459	0.29%
88	1089556	12381	88	1092781	0.30%
90	1115904	12399	90	1119304	0.30%
92	1142452	12418	92	1146028	0.31%
94	1169200	12438	94	1172953	0.32%
96	1196149	12460	96	1200079	0.33%
98	1223300	12483	98	1227405	0.34%
100	1250653	12507	100	1254932	0.34%
102	1278210	12531	102	1282660	0.35%
104	1305970	12557	104	1310588	0.35%
107	1347994	12598	107	1352858	0.36%

Makin tua umur pembangkit maka *rating* daya nominalnya juga tergradasi untuk cenderung mengecil, referensi [75]. Misalnya pada tahun pertama dan kedua

pembangkit dioperasikan maka nilai *heat rate* minimum adalah sama dengan nilai *heat rate* rencangan. Kemampuan pembangkit paling baik adalah pada nilai *heat rate* minimum, titik daya dari kurva *heat rate* yang bernilai minimum tersebut biasanya disebut sebagai daya nominal pembangkit listrik. Kemudian misalnya pada tahun ke 3 maka *heat rate* minimal tersebut secara keseluruhan juga membesar nilainya. Dengan demikian pengelompokan kurva *heat rate* secara linier dapat dilakukan berdasarkan pergeseran nilai nominal terkini dari *heat rate*. Yakni nilai daya nominal dapat diikuti dengan meninjau *heat rate* terendah pada rentang daya disekitar nilai nominal yang lama.

Pada simulasi yang dilakukan ini, nilai parameter daya terhadap *heat rate* yang digunakan adalah 50 % sampai dengan daya nominal dan dari nominal sampai kapabilitas dayanya. Asumsi yang digunakan dalam simulasi adalah berupa kurva linier dengan *heat rate* menurun dengan gradien negatif kemudian digabung dengan gradien *heat rate* positif dari rentang daya nominal sampai kapabilitas atau kemampuan maksimum pembangkit listrik dalam menghasilkan daya dengan aman. Untuk nilai *heat rate* mengecil ini, pada contoh kasus yang diperlihatkan pada Tabel 3-4 adalah termasuk pada Kolompok-1, dengan nilai selisih pada Kelompok-1 tersebut adalah sekitar 0.3 % dari *input-output* rielya. Kemudian pada gradien *heat rete* positif termasuk dalam Kelompok 2 dari Tabel 3-4 dengan selisih 0.4 %. Gabungan dari *heat rate* gradien negatif dan gradien positif, diperlihatkan pada Tabel 3-5 dengan selisih tertinggi adalah 0.4 %. Pendekatan ini relatif mudah dilakukan karena datanya lebih mudah didapatkan di lapangan, sebagai contoh adalah referensi [68].

BAB 4. FORMULASI DAN ALGORITMA PENJADWALAN *HYDROTHERMAL*

Model biaya energi yang ramah lingkungan dikembangkan dengan menggunakan pendekatan fungsi *heat rate* linier pada *range* daya tertentu. *Range* daya tersebut dikelompokkan dengan pendekatan *heat rate* linier, dan menghasilkan bentuk fungsi tunggal kuadratik orde dua yang di dalam-nya sudah termasuk biaya bahan bakar dan biaya kompensasi emisi GRK. Model fungsi biaya energi ini dapat dibuat dengan mencari data komponen penyusun parameter-nya. Parameter penyusun model biaya energi dapat disesuaikan dengan mudah dengan memasukkan komponen yang sesuai, lihat Tabel 3-1. Model biaya energi pada pengembangan model persamaan 3-26, diketahui mempunyai variabel berupa daya pembangkit yang dikirimkan kepada sistem kelistrikan.

Biaya energi selain mempunyai variabel daya keluaran pembangkit yang dikirim pada sistem kelistrikan, juga mempunyai biaya energi yang tidak bergantung pada daya keluaran pembangkit. Biaya energi tersebut berupa biaya *start-up* pembangkit listrik.

Untuk mengetahui pengaruh biaya kompensasi emisi GRK terhadap kenaikan biaya energi perlu dilakukan perhitungan optimasi aliran daya. Berdasarkan model biaya energi deterministik kuadratik dapat dilakukan optimasi aliran daya optimal dengan menggunakan algoritma numerik *interior point*.

4.1 Rumusan Permasalahan Optimasi Biaya Energi

Formulasi permasalahan optimasi biaya energi berdasarkan pada uraian sebelumnya dapat dijabarkan sebagai berikut. Model fungsi biaya energi yang berkaitan dengan variabel berupa daya keluaran setiap unit pembangkit dalam melayani beban telah dikembangkan dan dirumuskan seperti pada persamaan 3-26 dan parameter pentingnya dituliskan pada Tabel 3-1.

Permasalahan selanjutnya terjadi karena adanya biaya energi yang tidak berkaitan dengan variabel daya keluaran pembangkit. Pengembangan model biaya energi dilakukan berkaitan dengan permasalahan adanya biaya yang tidak berkaitan

dengan daya keluaran pembangkit. Biaya tersebut pada permasalahan penjadwalan harian sistem kelistrikan *hydrothermal* adalah adanya biaya jenis *start-up* pembangkit listrik. Sehingga pengembangan model biaya energi pada pembangkit listrik secara lebih umum perlu dilakukan.

Kemudian setelah pengembangan biaya energi yang berkaitan dengan variabel daya dan jenis *start-up* pembangkit listrik. Permasalahan selanjutnya yang muncul adalah mengenai algoritma optimasi aliran daya pada penjadwalan harian sistem kelistrikan *hydrothermal*. Pengembangan formulasi biaya energi yang melibatkan variabel daya dan variabel jenis *start-up* pembangkit listrik Sehingga formulasi permasalahan penjadwalan harian sistem kelistrikan dapat dijabarkan.

4.2 Model Biaya Jenis *Start-up* Pembangkit Listrik

Pada pengoperasian pembangkit listrik perioda pendek harian, fungsi biaya yang ditinjau adalah fungsi biaya energi. Biaya energi ini mempengaruhi penjadwalan pembangkit yang masuk ke sistem kelistrikan, lihat Wilfredo [6], Thang [62], Kandualo [63] dan Hong [64]. Pembangkit yang paling murah didahulukan masuk ke sistem kelistrikan, sedangkan pembangkit yang lebih mahal masuk setelahnya yakni apabila keperluan daya beban belum terpenuhi.

Pada operasi pelayanan beban oleh pembangkit listrik apabila ditelusuri lebih lanjut diketahui bahwa biaya energi terdiri dari biaya ketika pembangkit listrik mulai di *start-up*, *ramp-up* turbin sampai generator sinkron pada sistem kelistrikan, *ramp rate* pembangkit listrik sampai daya minimum pelayanan beban, mode operasi pelayanan beban, mode pembangkit lepas sinkron dari sistem kelistrikan, dan pembangkit mulai di *shutdown*. Hitungan biaya energi secara lengkap pada setiap tahapan operasi dapat ditelusuri terdiri dari biaya mulai *start-up* sampai *shutdown*. *Start-up* pembangkit bila dirinci lebih lanjut terdiri dari *cold start*, *warm start* dan *hot start*, lihat Parsons [65]. Operasi harian pada pembangkit tenaga uap berada pada kondisi *warm start* dan *hot start*. Pada penelitian ini penelusuran biaya energi dilakukan hanya pada kondisi *hot start* dan operasi permintaan daya oleh sistem kelistrikan. Pada penelitian ini, operasi *run-up* sampai sinkron dan mode *ramp rate* menuju nilai keluaran yang diinginkan, belum dihasukkan dalam model.

Dari biaya energi ketika start-up dan berbeban, diketahui bahwa biaya operasi permintaan beban nilainya bergantung pada daya yang dipasok oleh pembangkit listrik ke sistem tenaga listrik, sedangkan biaya *start-up* pada perhitungan ini nilainya bergantung pada lamanya waktu pembangkit listrik mulai start sampai pembangkit listrik melayani permintaan daya oleh sistem kelistrikan. Karena ketika *start-up* belum ada daya listrik yang dihasilkan, tetapi energi primer *input* telah digunakan maka biaya *start-up* tidak dapat dilihat berdasarkan pada daya *output* listriknya. Biaya *start-up* dihitung berdasarkan lamanya waktu *start-up* sampai pembangkit listrik sinkron ke grid pada sistem kelistrikan.

4.2.1 Biaya Start-up Pembangkit Listrik

Berdasarkan pada lamanya waktu, *start-up* pembangkit menurut Parsons [65] dapat dikelompokkan menjadi 3 jenis *start-up* yakni *cold start*, *warm start* dan *hot start*. Pengelompokan *start-up* ini menurut Sarkar [66] adalah dengan menggunakan indikator panas metal dari bahan metal turbin. Pada tulisan ini dengan merujuk pada referensi tentang operasional pembangkit listrik tenaga uap, untuk *cold start* adalah apabila panas metal dalam turbin turun lebih dari 40% dari panas normalnya yakni untuk turbin besar adalah sudah kurang dari 200 °C. *Warm start* adalah ketika panas metal dalam turbin masih antara 40% sampai dengan 80 %, yakni apabila *temperature* tersebut masih di atas 200 °C tetapi tidak sampai 400 °C. Dan *hot start* adalah apabila panas metal dari bagian dalam bahan turbin masih di atas 80 % atau pada turbin besar masih di atas 400 °C. Untuk turbin yang mensuplai daya listrik besar, panas metal di atas 400 °C adalah apabila pembangkit listrik tenaga uap keluar dari sistem kelistrikan sekitar 8 sampai 12 jam.

Pada peninjauan operasi sistem kelistrikan durasi pendek, yakni ketika peninjauan dilakukan dalam jangka waktu 24 jam operasi, dan ketika pembangkit yang melayani sistem terbatas maka pemilihan pembangkit untuk melayani sistem bergantung pada biaya *start-up*. Pada peninjauan jangka pendek ini, lebih menguntungkan apabila peninjauan *start* uap didasarkan pada kesiapan *premove* dalam memutar generator. Biaya *premove* tersebut didasarkan pada energi *input* ketika mulai dari ketika *burner* mulai dinyalakan untuk memanaskan air pada Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) sampai ketika uap dengan tekanan dan

temperature tertentu telah memutar turbin pada putaran *rating*-nya, tegangan dan sudut fasa sesuai dengan frekuensi sistem atau telah sinkron ke *grid*.

Peninjauan berdasarkan waktu *start-up* ini selanjutnya hanya dilakukan untuk *start-up* PLTU, dan Pembangkit Listrik Tenaga Gas Uap (PLTGU). Karena pembangkit listrik yang lain pada sistem *hydrothermal* waktu *start-up* berdurasi cukup pendek. Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA) dan Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG) mempunyai durasi waktu *start-up* yang pendek apabila dibandingkan dengan PLTU dan PLTGU sehingga *start-up* pada pembangkit ini dianggap sebagai selalu dalam kondisi *hot start*. Sedangkan Pembangkit Listrik Tenaga Nuklir (PLTN) tidak ditinjau dalam sistem *hydrothermal*.

Pada peninjauan 24 jam operasi dan kondisi kesiapan *premer* PLTU dan PLTGU untuk melayani beban, kondisi *start-up* mesin biasanya lebih banyak dilihat sebagai dalam kondisi *hot-start*. Apabila ditinjau pada kesiapan *premer* dalam hal ini boiler pada PLTU atau HRSG pembangkit PLTGU pada jangka waktu 24 jam rencana operasi, diusulkan disini bahwa kondisi *start-up* adalah ketika kondisi *hot start* dan *very hot start* dan *very very hot start*. *Very very hot start* ini dalam mode lebih lengkap lebih mewakili kondisi *ramp rate*, tetapi dalam mode ini digunakan istilah *very very hot start*. Kondisi ini tidak ditinjau sebagai *ramp rate* sehingga perhitungan biaya energinya tidak dimasukkan pada fungsi biaya berbentuk fungsi kuadratis.

Pada kebutuhan simulasi ini, yakni pada tinjauan harian sistem kelistrikan bahwa apabila pembangkit listrik tenaga uap untuk setiap harinya tetap mensuplai daya ke *grid* pada sistem kelistrikan, maka jenis *start-up* pada setiap unit pembangkit listrik tersebut masih dalam kategori sebagai *hot start*. Pada tulisan ini, sedikit berbeda dari pengertian umum bahwa *hot start* dikelompokkan menjadi 3 kategori tambahan. Yakni jenis pertama adalah *very very hot start* yakni apabila pembangkit keluar dari kondisi sinkron ke sistem masih kurang dari 1 jam. *Very very hot start* ini diindikasikan sebagai *ignitor* pada boiler masih menyala tetapi generator telah keluar dari sistem kelistrikan. Jenis kedua adalah *very hot start* yakni apabila pembangkit telah keluar *grid* atau dari kondisi sinkron pada waktu antara 1 sampai 2 jam. Penyalaan *ignitor* dan *burner* masih mudah, serta tekanan dan *temperature* uap pada pipa utama masih mencukupi untuk segera digunakan

untuk memutar turbin. Kondisi ketiga adalah apabila pembangkit telah keluar dari *grid* lebih dari 2 jam sampai 24 jam disebut sebagai *hot start*.

Dengan adanya 3 jenis *hot start* pada operasi harian ini, pada tulisan ini selanjutnya biaya energi dari ketiga jenis *start-up* di dihitung. Yakni pada jenis *very very hot start* adalah biaya energi dari jenis ini adalah biaya untuk membangkitkan uap sehingga turbin berputar sampai pada kondisi sinkron dan mensuplai daya ke beban yang direncanakan, waktu yang dibutuhkan adalah sekitar 1 jam. Kalkulasi sederhana untuk biaya ini adalah setara dengan 1 jam operasi daya minimum dari unit yang ditinjau. Biaya energi kondisi *very hot start* adalah biaya energi untuk *start-up* pembangkit dari mulai penyalaan *ignitor*, *burner* sampai generator sinkron dan mensuplai daya ke *grid*. Biaya yang dikeluarkan untuk *start-up* jenis *very hot start* ini adalah terdiri dari biaya energi yang dibutuhkan untuk menaikkan uap sampai *superheated* dengan tekanan minimal untuk memutar turbin, dan biaya energi untuk menaikkan tekanan dan *temperature* turbin uap sehingga turbin-generator mencapai putaran sinkron, serta biaya energi sehingga pembangkit listrik mampu mensuplai daya ke *grid* sistem. Biaya ini dikalkulasi secara sederhana dengan nilai setara dengan 2 jam biaya bahan bakar dan emisi unit pembangkit listrik yang ditinjau pada kondisi daya minimum. Setelah lebih dari dua jam operasi biaya energinya disebut biaya jenis *hot start*.

Jenis biaya *hot start* pada simulasi ini adalah kondisi seperti kondisi *very hot start*, tetapi masih ditambahkan dengan *step* prosedur sehingga membutuhkan biaya energi lebih banyak. Seperti *step* prosedur menyalakan *ignitor* dan *burner*, *step* prosedur menaikkan *temperature* pada tekanan rendah sampai uap mencapai *superheated* pada tekanan sedang dan tekanan turbin siap operasi. Untuk keperluan simulasi, kebutuhan biaya energi pada kondisi *hot start* ini adalah setara dengan nilai 5 kali kebutuhan biaya energi pada pembangkitan daya minimum.

Dengan penetapan biaya energi untuk ketiga kategori *hot start* tersebut, maka biaya energi yang lebih ramah lingkungan dapat dimodelkan dalam persamaan matematis dengan tambahan biaya *start-up*. Biaya energi ini selanjutnya dapat dituliskan sebagai persamaan biaya berdasarkan pada lamanya waktu pembangkit listrik keluar dari *sistem*. Sehingga hitungan waktu optimasi tidak

hanya pada saat $j = 0$ atau waktu saat tinjauan, tetapi dimulai setidaknya pada waktu $j = -3$ atau 3 jam sebelum hitungan waktu simulasi.

4.2.2 Model Biaya Energi Memperhitungkan Biaya *Start-up*

Biaya energi yang lebih ramah lingkungan ketika memperhitungkan biaya biaya *start-up* selanjutnya dapat dituliskan terdiri dari biaya energi dalam kondisi operasi ditambah dengan biaya energi kondisi *start-up*. Penulisan model biaya energi secara matematika selanjutnya dapat dituliskan sebagai berikut.

$$f_i(P_{G_{i,j}}) = u_{i,j} \times (S'_{u_{i,j}} + \alpha + \beta \cdot P_{G_{i,j}} + \gamma \cdot P_{G_{xi,j}}^2) \quad 4-1$$

Karena biaya *start-up* dalam tinjauan biaya energi dalam durasi pendek 24 jam dapat dibagi menjadi *hot start*, *very hot start* dan *very very hot start*. Maka, detail kondisi ini selanjutnya dapat di diskripsikan sebagai berikut.

$$S'_{u_{i,j}} \text{ adalah } \textit{hot start cost} \leq f(u_{i(j=-3)}, u_{i(j=-2)}, u_{i(j=-1)}, u_{i(j=0)}) \quad 4-2$$

[Apabila $f(0,0,0,1)$, kemudian $S'_{u_{i,j}}$ adalah *hot start cost*],

[Apabila $f(1,0,0,1)$, kemudian $S'_{u_{i,j}}$ adalah *very hot start cost*],

[Apabila $f(1,1,0,1)$, kemudian $S'_{u_{i,j}}$ adalah *very very hot start cost*],

[Apabila $f(0,1,0,1)$, kemudian $S'_{u_{i,j}}$ adalah *very very hot start cost*].

Dengan $f(j - 3, j - 2, j - 1, j)$ adalah fungsi biaya *start-up* berdasarkan jam saat ditinjau (j), jam saat ditinjau minus 1 jam ($j - 1$), dan seterusnya. Nilai 1 artinya telah mensuplai grid dan 0 adalah ketika keluar dari *grid* sistem kelistrikan.

4.3 Uraian Permasalahan OPF pada Penjadwalan

Hydrothermal

Biaya energi merupakan biaya operasi pembangkit listrik dengan variabel berupa daya listrik (P) tiap satuan waktu yang dibangkitkan dari energi primernya. Pada sistem *hydrothermal*, pembangkit listrik yang digunakan dikelompokkan menjadi pembangkit listrik tenaga *hydro* (PLTA) dan pembangkit listrik tenaga *thermal*. Apabila ditinjau dari harga energi primernya maka PLTA adalah pembangkit listrik dengan biaya energi yang jauh lebih murah dari pembangkit listrik tenaga *thermal*. Karena PLTA tidak mempunyai biaya emisi dan harga energi

primernya juga relatif sangat murah untuk setiap kWh energi air yang digunakan, yakni berupa retribusi pemakaian air kepada pemerintah setempat. Sehingga PLTA dapat dikatakan sebagai pembangkit listrik yang ramah lingkungan dengan biaya energi yang sangat murah.

Kemudian diketahui bahwa potensi energi air sebagai energi primer dari PLTA ini dihargai sebagai retribusi air dalam satuan meter kubik, sehingga tidak terpengaruh terhadap perbedaan ketinggian muka air sebagai perhitungan potensi energinya. Makin tinggi *head* air yang dikonversi maka energi primernya menjadi makin murah. Karena murah biaya energi yang dibangkitkan oleh PLTA ini yakni apabila dibandingkan dengan biaya energi pada pembangkit listrik tenaga *thermal*, maka perhitungan optimasi biaya energi pada PLTA menjadi selalu masuk sebagai nominator pensuplai sistem kelistrikan *hydrothermal*.

Pada kondisi sesungguhnya, diketahui bahwa batasan PLTA adalah pada banyaknya ketersediaan potensi air yang sedianya dikonversi menjadi listrik. Untuk lebih mendekati pada kenyataan, formulasi permasalahan untuk optimasi sistem kelistrikan *hydrothermal* pada penelitian ini dibedakan menjadi dua jenis formulasi permasalahan optimasi yang berbeda fungsi objektifnya.

Kedua formulasi permasalahan tersebut adalah pertama tentang formulasi permasalahan optimasi maksimasi penggunaan air pada PLTA karena keterbatasan persediaan air pada waktu waktu tertentu. Kedua adalah formulasi permasalahan optimasi pada pembangkit listrik tenaga *thermal* untuk menentukan pembangkit listrik yang biaya energinya minimum. Penjabaran tentang kedua formulasi permasalahan tersebut adalah sebagai berikut.

4.3.1 Uraian Permasalahan Maksimasi Penggunaan Air

Biaya energi pada PLTA, karena energi primer air jauh lebih murah dari harga energi primer dari bahan bakar fosil dan apabila dilakukan perhitungan dengan aliran daya optimal, maka PLTA selalu menjadi prioritas utama pilihan untuk mensuplai jaringan pada sistem kelistrikan. Sehingga secara biaya energi primer dan biaya emisi GRK, PLTA apabila dioptimasi terhadap PLT*Thermal* selalu ‘terpilih. Tetapi ‘terpilihnya’ pada permasalahan ini mempunyai kelemahan pada permasalahan lainnya, yakni persediaan air pada PLTA bergantung pada

musim. Yakni, pada musim penghujan maka sumber energi primer berlimpah. Sebaliknya, pada musim kemarau maka persediaan air sebagai sumber energi primer pada PLTA jumlahnya sangat terbatas. Oleh sebab itu pada tulisan ini yakni pada tinjauan penjadwalan sistem *hydrothermal*, optimasi untuk PLTA tidak dilakukan dengan objektif biaya energi, tetapi dilakukan dengan meninjau banyaknya persediaan energi air pada rentang perencanaan tertentu sebagai masukannya. Pada pembahasan ini, penjadwalan untuk perencanaan dibatasi pada perencanaan harian. Untuk itu, pada PLTA formulasi permasalahannya adalah pada maksimasi penggunaan persediaan air sebagai energi primer *input* dari PLTA. Maksimasi ini dilakukan untuk mendapatkan manfaat air ‘terbaik’ ketika dilakukan penjadwalan pembangkit listrik dengan persediaan air terbatas.

Jadi pada optimasi sistem *hydrothermal*, PLTA sebagai komponen pensuplai daya pada sistem kelistrikan tersebut dilakukan optimasi penggunaan airnya. Optimasi penggunaan air dapat dilakukan dengan maksimasi penggunaan air. Maksimasi penggunaan air ini dapat dilakukan dengan mencari nilai optimum dari pemanfaatan air oleh sistem kelistrikan yang ditinjau. Objektif dari fungsi penggunaan air waduk adalah maksimasi penggunaan air pada waduk. Sehingga objektif optimasi adalah mendapatkan nilai guna air secara maksimal dalam durasi waktu harian selama 24 jam, persamaan fungsi objektif dituliskan sebagai berikut.

$$\max \sum_{j=1}^{24} f_a(q_{out,j}) \quad 4-3$$

Debit ($q_{out,j}$) penggunaan air waduk dalam hal ini adalah nilai dari potensi energi air yang dikonversi menjadi daya listrik. Daya listrik yang dihasilkan (P_j) adalah sebanding dengan debit air yang keluar ($q_{out,j}$) dari waduk dikalikan dengan efisiensi (ε) dari mesin pembangkit listrik. Atau dengan kata lain, debit air keluaran waduk adalah sebanding dengan daya yang digunakan untuk membangkitkan listrik dibagi dengan efisiensi pembangkit. Persamaan debit air yang keluar dari waduk terhadap daya listrik adalah sebagai berikut.

$$q_{out,j} = \frac{PH_{Gj}}{K \cdot \varepsilon} \quad 4-4$$

Fungsi objektif optimasi bergantung pada nilai debit air dari waduk yang digunakan untuk membangkitkan listrik dikalikan dengan bobot dari kegunaan air terhadap sistem kelistrikan. Bobot nilai guna air pada sistem kelistrikan adalah bobot

penggunaan air tersebut pada saat digunakan untuk membangkitkan listrik dari waktu ke waktu selama 24 jam operasi. Pembobotan dapat dilakukan dengan menggunakan membedakan 3 jenis beban, yakni misalnya dengan menggunakan kriteria beban dasar berbobot 1, beban *follower* berbobot 2 dan beban puncak berbobot 4. Pembobotan juga dapat dilakukan dengan cara membandingkan beban setiap jam operasi terhadap beban minimum pada perioda tersebut pada hari sebelumnya. Dalam bentuk persamaan matematika nilai bobot pembebanan ($B_{P_{S,j}}$) tersebut dapat dituliskan sebagai berikut.

$$B_{P_{S,j}} = \frac{P_{S,j}}{P_{S,min}} \quad 4-5$$

Yakni dengan $P_{S,j}$ adalah beban sistem kelistrikan pada jam ke j , dan $P_{S,min}$ adalah beban sistem terendah dari selama 24 jam rencana operasi. Atau dalam bentuk persamaan matematis adalah sebagai berikut.

$$P_{S,j} = \sum_{i=1}^N P_{Dij} \quad 4-6$$

Selanjutnya, fungsi objektif dari maksimasi penggunaan air waduk adalah merupakan fungsi maksimasi persamaan berikut.

$$f_a(q_{out,j}) = \sum B_{P_{S,j}} \times q_{out,j} \quad 4-7$$

Ketersediaan air waduk pada pembangkit listrik sebagai reservoir, bergantung pada komponen debit masukan air dari sisi hulu waduk ($q_{in,j}$), keluaran air ($q_{out,j}$) karena potensi air digunakan untuk memutar turbin sebagai pembangkit daya listrik pada PLTA dan factor penguapan air dalam waduk ($q_{res,j}$). Sehingga persamaan ketersediaan air pada waduk saat ini (v_j) terhadap volume air waduk pada satu jam sebelumnya (v_{j-1}) pasokan air digambarkan sebagai berikut.

$$v_j = v_{j-1} + (q_{in,j} - q_{res,j} - q_{out,j}). \Delta t \quad 4-8$$

Pada musim kemarau, air waduk jumlahnya sangat terbatas yakni karena pasokan air dari hulu terbatas. Pada keadaan ketersediaan pasokan air terbatas maka volume air dalam waduk juga bergantung pada pemanfaatan air ($q_{out,j}$) yang dikonversi menjadi daya listrik (P_j). Supaya pemanfaatan kegunaan air menjadi sangat baik, maka volume air harian pada waduk dibatasi dengan nilai tertentu. Yakni air waduk dibatasi supaya keesokan harinya masih dapat digunakan kembali

dengan nilai guna daya listrik yang dihasilkan adalah maksimal. Hal ini dilakukan dengan anggapan bahwa siklus beban pada sistem kelistrikan adalah berulang pada periode harian. Dengan demikian, volume air waduk secara harian merupakan batasan optimasi nilai kegunaan air pada PLTA. Batasan atau batasan harian ini dapat dilakukan dengan menggunakan pendekatan bahwa volume keesokan hari dibuat agar lebih dari atau samadengan nilai volume pada jam yang sama hari ini. Sehingga, persamaan batasan volume harian tersebut adalah sebagai berikut.

$$v_{j=25} \geq v_{j=1} \quad 4-9$$

Batasan lain dari maksimasi penggunaan air waduk adalah berupa kapasitas penampungan air pada waduk yang ditinjau. Yakni, jumlah ketersediaan air dalam waduk dibatasi oleh kapasitas maksimum waduk dan minimum volume air waduk yang airnya dapat dimanfaatkan. Persamaan matematis dari batasan kapasitas tersebut adalah seperti berikut.

$$v_{min} \leq v_j \leq v_{max} \quad 4-10$$

4.3.2 Uraian Permasalahan Status PLT *Thermal*

Pada tahapan penentuan status pembangkit listrik, variabel yang dicari adalah variabel biner dengan menggunakan *economic dispatch* untuk menentukan status PLT-*Thermal* ($u_{i,j}$) dilakukan dengan minimasi persamaan biaya energi pada sistem kelistrikan berikut ini.

$$\min \sum_{j=1}^{24} \sum_{i=1}^N u_{i,j} \times (S'_{u_{i,j}} + \alpha + \beta \cdot P_{G_{i,j}} + \gamma \cdot P_{G_{i,j}}^2) \quad 4-11$$

Dengan batasan optimasi fungsi objektif adalah sebagai berikut. Total daya yang dibangkitkan untuk menyokong sistem kelistrikan ($\sum_i^N P_{G_{ij}}$) pada jam ke-j adalah sama dengan total daya pada PLT-*Thermal* ($\sum_i^N PT_{G_{ij}}$) ditambah dengan total daya pada PLTA ($\sum_i^N PH_{G_{ij}}$) pada jam tersebut. Dalam persamaan matematis adalah sebagai berikut.

$$\sum_i^N P_{G_{ij}} = \sum_i^N PT_{G_{ij}} + \sum_i^N PH_{G_{ij}} \quad 4-12$$

Kemudian total daya pembangkit ($\sum_i^N P_{G_{ij}}$) untuk menyokong sistem kelistrikan pada jam ke-j tersebut juga haruslah sama dengan total daya beban ($\sum_i^N P_{D_{ij}}$) ditambah dengan rugi rugi daya pada jaringan ($\sum_i^N P_{L_j}$). Persamaan matematik dari batasan tersebut adalah sebagai berikut.

$$\sum_i^N P_{Gij} = \sum_i^N P_{Dij} + \sum_i^N P_{Lj} \quad 4-13$$

Setiap unit pembangkit listrik juga mempunyai batasan daya minimum dan maksimum yang dituliskan sebagai berikut.

$$P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{max}, \quad 4-14$$

Karena *losses* jaringan pada langkah penentuan status ini nilainya tidak diketahui maka digunakan perkiraan *losses* jaringan untuk membatasi nilai dari daya total pembangkit ($\sum_i^N P_{Gij}$) yakni nilai perhitungan daya yang harus dibangkitkan pada minimasi biaya energi tersebut adalah terletak pada batasan berikut.

$$\sum_i^N P_{Gij}^{min} \leq \sum_i^N P_{Gij} \leq \sum_i^N P_{Gij}^{max} \quad 4-15$$

Batasan daya maksimum pembangkit dibuat menggunakan prediksi terhadap *losses* jaringan yakni sebesar 10 % dari daya beban pada jam ke-j. Sehingga daya maksimum yang sebaiknya dibangkitkan pada jam ke j adalah sebagai berikut.

$$\sum_i^N P_{Gij}^{max} = \sum_i^N (1 + 10\%). P_{Dij} \quad 4-16$$

Losses saluran minimum dilakukan prediksi dengan pengandaian bahwa nilai batasan minimum agar ketika dilakukan langkah *OPF* tidak dayanya mencukupi maka *losses* daya saluran diperkirakan sebesar 1 % dari daya beban, atau dalam persamaan matematis adalah sebagai berikut.

$$\sum_i^N P_{Gij}^{min} = \sum_i^N (1 + 1\%). P_{Dij} \quad 4-17$$

Kemudian karena nilai biaya *start-up* bergantung pada jenis *start-up*nya maka dapat dilakukan langkah penentuan biaya jenis *start-up* dengan mencari status pembangkit listrik.

$$S'_{u_{i,j}} \text{ adalah hot start cost } \leq f(u_{i(j=-3)}, u_{i(j=-2)}, u_{i(j=-1)}, u_{i(j=0)}) \quad 4-18$$

Dengan nilai jenis start-up mengikuti kaidah berikut ini.

$$S'_{u_{i,j}} \text{ adalah hot start cost } \leq f(0,0,0,1) \quad 4-19$$

$$S'_{u_{i,j}} \text{ adalah very hot start cost } \leq f(1,0,0,1) \quad 4-20$$

$$S'_{u_{i,j}} \text{ adalah very very hot start cost } \leq f(1,1,0,1) \quad 4-21$$

$$S'_{u_{i,j}} \text{ adalah very very hot start cost } \leq f(0,1,0,1) \quad 4-22$$

Dengan $f(j-3, j-2, j-1, j)$ adalah fungsi biaya *start-up* berdasarkan jam saat ditinjau (j), jam saat ditinjau minus 1 jam ($j-1$), dan seterusnya. Nilai 1

artinya telah mensuplai grid dan 0 adalah ketika keluar dari *grid* sistem kelistrikan. Dengan PT_{Gij} adalah daya aktif PLT-*Thermal* pada bus i pada jam ke j dan PH_{Gij} adalah daya aktif pada PLTA pada jam ke j . P_{Dij} adalah daya aktif pada setiap bus i pada jam ke j , *losses* saluran pada jam ke j diperkirakan dengan $P_{Lj} = 2\% \times \sum_i^N P_{Dij}$, dan P_{Gij} adalah daya aktif yang dibangkitkan oleh setiap unit pada bus i dari pembangkit listrik yang menyokong sistem kelistrikan *hydrothermal* pada jam ke- j . Parameter α, β, γ adalah parameter dari fungsi biaya pembangkit listrik yang mensuplai sistem kelistrikan.

Dari formulasi tersebut akhirnya dapat diketahui bahwa variabel fungsi minimasi biaya adalah berupa status setiap unit PLT-*Thermal* pada setiap jam ke j ($u_{i,j}$), dan daya setiap unit PLT-*Thermal* (PT_{Gij}) pada setiap jam selama 24 jam rencana operasi. Pada minimasi biaya energi dengan *OPF*, selanjutnya digunakan status setiap unit pembangkit ($u_{i,j}$) untuk mengeliminir variabel status-nya. Dan biaya *start-up* pada setiap jam ke- j telah dihitung berdasarkan jenis *start-up* pada langkah ini. Sehingga pada langkah *OPF* untuk penjadwalan harian dapat dibuat kembali persamaan-nya sebagai persamaan deterministik kuadratik pada setiap jam.

4.3.3 Permasalahan Minimasi Biaya Energi dengan *Start-up*

Pada banyak studi dari *literature* diketahui bahwa biaya energi pada pembangkit listrik tenaga *thermal* ditinjau berdasarkan pada banyaknya konsumsi bahan bakar sebagai sumber energi primer yang dikonversi menjadi energi listrik. Sedangkan pada studi ini, biaya energi yang lebih ramah lingkungan pada sistem kelistrikan dapat ditinjau sebagai biaya konsumsi bahan bakar dan biaya emisi gas rumah kaca akibat kegiatan konversi energi primer menjadi listrik.

Besarnya konsumsi energi pada sistem kelistrikan bergantung pada permintaan daya oleh beban. Dengan demikian, konsumsi energi primer pada sistem kelistrikan bergantung oleh permintaan daya beban. Konsumsi energi primer tersebut telah diketahui bergantung pada *heat rate* dari pembangkit listrik yang dipilih. Dan besarnya nilai *heat rate* pembangkit listrik bergantung pada nilai daya yang dibangkitkan setiap pembangkit listrik yang ditinjau. Oleh karena itu, pemilihan pembangkit listrik yang dapat memasok daya pada sistem kelistrikan pada setiap jam operasi harian sangat menentukan biaya energi yang ditanggung

oleh sistem kelistrikan. Selain itu, nilai daya yang dibangkitkan oleh setiap pembangkit listrik tenaga *thermal* yang terpilih pada setiap jam rencana operasi sistem kelistrikan juga mempengaruhi nilai biaya energi tersebut. Sehingga minimasi biaya energi dapat dilakukan dengan memilih pembangkit listrik yang masuk ke sistem kelistrikan dan minimasi biaya energi dengan menentukan besarnya daya yang sebaiknya dibangkitkan oleh setiap pembangkit listrik terpilih.

Konsumsi energi primer oleh pembangkit listrik untuk dikonversi menjadi listrik pada sistem kelistrikan dapat dilakukan dengan meminimalkan fungsi biaya energi pada setiap pembangkit listrik. Meniminalkan fungsi biaya energi yang lebih ramah lingkungan adalah dengan memilih pembangkit listrik yang paling kecil nilai *heat rate* pembangkitnya pada setiap pasokan daya ke sistem kelistrikan. Hal ini dapat terjadi karena fungsi biaya energi yang lebih ramah lingkungan adalah sebanding dengan fungsi *heat rate* setiap pembangkit yang menyokong sistem kelistrikan yang ditinjau. *Heat rate* adalah representasi dari kebutuhan energi primer terhadap hasil konversi energi menjadi energi listrik pada pembangkit listrik. Dengan demikian, meminimalkan fungsi biaya energi adalah sebanding dengan meminimalkan emisi yang dihasilkan oleh sistem kelistrikan. Sehingga formulasi permasalahan optimasi sistem kelistrikan yang lebih ramah lingkungan adalah meminimalkan fungsi biaya energi pada sistem kelistrikan.

Persamaan matematis dari fungsi objektif tersebut adalah sebagai berikut.

$$\min \sum_{j=1}^{24} \sum_{i=1}^N f_i(P_{i,j}) \quad 4-23$$

Yakni dengan fungsi $f_i(P_{i,j})$ adalah merupakan persamaan kuadratis yang mewakili fungsi biaya akibat penggunaan energi primer dan biaya lingkungan akibat emisi yang dihasilkan oleh proses konversi energi.

$$f_i(P_{G_{i,j}}) = u_{i,j} \times (\alpha + \beta \cdot P_{G_{i,j}} + \gamma \cdot P_{G_{i,j}}^2) \quad 4-24$$

Dengan $u_{i,j}$ adalah kondisi pembangkit listrik x yang nilainya 1 apabila pembangkit tersebut terpilih untuk mensuplai sistem kelistrikan pada jam ke j , dan nilainya 0 apabila tidak terpilih. Dengan α, β , dan γ adalah parameter fungsi biaya pembangkit listrik dengan nilai ditentukan sesuai dengan Tabel 3-1.

Fungsi biaya energi tersebut di atas adalah fungsi biaya energi ketika pembangkit listrik telah terpilih untuk mensuplai sistem kelistrikan. Fungsi biaya

tersebut merupakan fungsi kuadratis dengan variabel fungsi berupa daya ($P_{G_{i,j}}$) yang dipasok oleh masing-masing pembangkit listrik pada bus (i) pada jam ke j ke *grid* sistem kelistrikan, seperti ditunjukkan dalam persamaan di atas.

Pada pembangkit listrik diketahui bahwa sebelum masuk ke sistem kelistrikan, energi untuk persiapan awal telah dikonsumsi oleh setiap pembangkit listrik. Atau dengan kata lain, energi listrik juga sudah dikonsumsi walaupun pembangkit listrik yang terpilih untuk mensuplai sistem kelistrikan belum menghasilkan daya listrik yang dipasok ke sistem. Biaya energi tersebut disebut sebagai biaya *start-up* pembangkit listrik. Fungsi biaya energi dengan memperhatikan fungsi *start-up* adalah seperti ditunjukkan pada persamaan 3-26, yang ditulis ulang sebagai fungsi objektif optimasi sistem kelistrikan adalah sebagai berikut.

$$f_i(P_{G_{i,j}}) = u_{i,j} \times (S'_{u_{i,j}} + \alpha + \beta \cdot P_{G_{i,j}} + \gamma \cdot P_{G_{i,j}}^2) \quad 4-25$$

Dengan jenis *start-up* untuk perioda pendek dibagi menjadi tiga kelompok yang bernilai tetap. Yakni seperti ditunjukkan pada sub-bab sebelumnya tentang jenis *start-up* adalah *hot start*, *very hot start* dan *very very hot start*.

Batasan untuk menentukan nilai optimum dari optimasi fungsi objektif tersebut di atas adalah berupa batasan kelistrikan pada pembangkit listrik yang terpilih untuk mensuplai sistem dan batasan pada sistem kelistrikannya sendiri. Batasan sistem kelistrikan sebagai batasan optimasi biaya energi terdiri dari batasan pada jaringan yang disuplai oleh pembangkit listrik. Batasan tersebut merupakan batasan operasi sistem kelistrikan yang sedang ditinjau. Batasan tersebut dikelompokkan menjadi batasan persamaan dan batasan pertidaksamaan pada sistem kelistrikan.

Batasan persamaan terdiri dari batasan persamaan daya yang dihasilkan oleh pembangkit listrik, daya yang dihasilkan oleh pembangkit harus sama dengan daya beban pada diri sendiri ditambah dengan data yang disalurkan kepada bus lain dengan rugi rugi pada salurannya.

- Persamaan daya aktif pada bus i adalah

$$P_{G_{ij}} - P_{D_{ij}} - P_{L_{ij}} = 0 \quad 4-26$$

Kemudian, untuk memenuhi permintaan daya untuk beban pada bus sendiri yakni pada bus i adalah (P_{Di}) , kemudian dengan daya aktif yang disalurkan melalui *line* dari bus i menuju bus ke k adalah (P_{Li}) , maka daya yang dibangkitkan oleh generator adalah (P_{Gi}) sehingga jumlah total nilai daya aktif pada titik atau bus i haruslah sama dengan nol. Kemudian diketahui bahwa daya aktif pada setiap jam ke j yang ditinjau, yakni daya aktif yang disalurkan ke saluran dari bus i menuju bus k tersebut adalah merupakan fungsi dari tegangan dan arus pada saluran tersebut. Persamaan daya yang disalurkan oleh bus i ke bus lain pada jam ke j adalah dapat dituliskan seperti berikut ini.

$$P_{Gi} - P_{Di} = P_{Li} = \sum_k^{NB} |V_i||V_k|(G_{ik}\cos\theta_{ik} + B_{ik}\sin\theta_{ik}) \quad 4-27$$

Dengan $\theta_{ik} = \theta_i - \theta_k$ selisih sudut fasa pada i dengan sudut fasa pada k ,

G_{ik} adalah *conductance* dari bus i ke bus k ,

B_{ik} adalah *suceptance* dari bus i ke bus k .

- Persamaan daya reaktif pada bus ke i ,

Selanjutnya diketahui bahwa daya reaktif yang disalurkan melalui saluran yang sedang ditinjau dari bus ke i menuju bus ke k dapat dilihat sebagai fungsi persamaan matematis berikut ini.

$$Q_{Li} = Q_{Gi} - Q_{Bi} = \sum_k^{NB} |V_i||V_k|(G_{ik}\sin\theta_{ik} - B_{ik}\cos\theta_{ik}) \quad 4-28$$

Persyaratan nilai tegangan pada sistem kelistrikan sesuai dengan nilai-nilai yang ditentukan sebagai tegangan standar suatu jaringan, dengan deviasi yang diperbolehkan dengan nilai lebih tinggi atau kurang dari besar tertentu. Tegangan deviasi maximum dan deviasi minimum haruslah tidak boleh dilanggar. Tegangan sistem ditentukan dengan deviasi terhadap nilai nominal bernilai tertentu sehingga penulisan pertidaksamaan sistem kelistrikan untuk tegangan dapat dituliskan sebagai berikut.

- pertidaksamaan tegangan,

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max} \quad 4-29$$

Seperti halnya deviasi tegangan, pada sistem kelistrikan juga dikenakan deviasi sudut fasa yang tidak boleh dilanggar, sehingga deviasi sudut fasa ini dapat dituliskan sebagai batasan pertidaksamaan pada jaringan.

- batasan ketidaksamaan sudut fasa

$$\theta_i^{min} \leq \theta_i \leq \theta_i^{max} \quad 4-30$$

Batasan ketidaksamaan juga ditentukan pada pembangkit untuk daya minimum dan maksimumnya, daya tersebut terdiri dari daya aktif dan daya reaktifnya. Batasan daya tersebut selanjutnya dapat ditulis sebagai berikut.

- pertidaksamaan kapasitas pembangkit,

$$P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{max}, \quad 4-31$$

- pertidaksamaan daya reaktif pembangkit

$$Q_{Gi}^{min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{max}. \quad 4-32$$

Persamaan fungsi objektif dari biaya sistem kelistrikan dengan melibatkan biaya jenis start-up pembangkit selanjutnya dapat dituliskan ulang sebagai berikut.

4.4 Formulasi Penjadwalan Harian Sistem *Hydrothermal*

Penjadwalan harian sistem kelistrikan *hydrothermal* melibatkan biaya jenis *start-up* pada penelitian ini dilakukan dengan memperhatikan dua kondisi awal permasalahan penjadwalan yakni sebelum melakukan *optimasi power flow* untuk setiap jam pada rentang waktu 24 jam rencana operasi. Pertama adalah adanya keterbatasan energi primer pada PLTA karena pengaruh musim. Kedua adalah status dari setiap unit PLT *Thermal* yakni karena memperhatikan biaya energi dan biaya jenis *start-up* dari setiap unit pembangkit tersebut. Kedua prakondisi untuk *optimal power flow* tersebut kemudian digunakan untuk optimasi, sehingga dapat

ditentukan nilai daya paling baik dari setiap unit PLT-*Thermal* pada setiap jam selama 24 jam rencana operasi sistem *hydrothermal*. Fungsi objektif dan batasan fungsi dari optimasi aliran daya digunakan sebagai penjadwalan harian pada sistem kelistrikan *hydrothermal* dapat dituliskan sebagai berikut.

4.4.1 Fungsi Objektif Penjadwalan *Hydrothermal* melibatkan *Start-up*

Pemasalahan penjadwalan harian sistem *hydrothermal* mencari nilai optimal dua fungsi objektif yakni memaksimalkan nilai guna air dan meminimalkan biaya energi dengan melibatkan biaya jenis *start-up* pembangkit. Berikut adalah bentuk persamaan matematis dari kedua fungsi objektif tersebut.

$$\begin{cases} \max \sum_{j=1}^{24} B_{PS,j} \times q_{out,ij} \\ \min \sum_{j=1}^{24} \sum_{i=1}^N u_{ij} \times (S'_{u_{ij}} + \alpha + \beta \cdot P_{G_{ij}} + \gamma \cdot P_{G_{ij}}^2) \end{cases} \quad 4-33$$

Pada penelitian untuk memecahkan permasalahan penjadwalan harian sistem *hydrothermal* dengan melibatkan biaya jenis *start-up* ini selanjutnya dapat dilakukan dengan melakukan memisahkan permasalahan satu demi satu. Berikut adalah jabaran permasalahan yang dapat dipisahkan untuk mendapatkan hasil optimal.

4.4.2 Fungsi Objektif dan Batasan dari Penjadwalan *Hydrothermal*.

Fungsi objektif *OPF* untuk penjadwalan harian pada sistem kelistrikan *hydrothermal* adalah dengan minimasi biaya energi dengan melibatkan jenis *startup* pembangkit listriknya.

$$\sum_{j=1}^{24} \min \sum_{i=1}^N u_{i,j} \times (S'_{u_{i,j}} + \alpha + \beta \cdot P_{G_{i,j}} + \gamma \cdot P_{G_{i,j}}^2) \quad 4-34$$

Batasan fungsi pada *OPF* setiap jam j adalah sebagai berikut:

$$P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{max}, \quad 4-35$$

$$Q_{Gi}^{min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{max}. \quad 4-36$$

$$P_{Gi} - P_{Di} = P_{Li} = \sum_k^{NB} |V_i| |V_k| (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \quad 4-37$$

$$Q_{Li} = Q_{Gi} - Q_{Bi} = \sum_k^{NB} |V_i| |V_k| (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) \quad 4-38$$

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max} \quad 4-39$$

$$\theta_i^{min} \leq \theta_i \leq \theta_i^{max} \quad 4-40$$

Dengan penentuan daya aktif setiap unit i dari PLTA (PH_{Gij}) pada setiap jam j , dihitung berdasarkan fungsi objektif berikut ini.

$$\max \sum_{j=1}^{24} B_{P_{S,j}} \times q_{out,ij} \quad 4-41$$

Dengan batasan fungsi objektif optimasi adalah sebagai berikut.

$$PH_{Gij} = K \cdot \varepsilon \cdot q_{out,ij} \quad 4-42$$

$$B_{P_{S,j}} = \frac{P_{S,j}}{P_{S,min}} \quad 4-43$$

$$v_j = v_{j-1} + (q_{in,j} - q_{res,j} - q_{out,j}) \times \Delta t \quad 4-44$$

$$v_{j=25} \geq v_{j=1} \quad 4-45$$

$$v_{min} \leq v_j \leq v_{max} \quad 4-46$$

Sebelum dilakukan *OPF*, dicari nilai dari setiap variabel status pembangkit ($u_{i,j}$) pada PLT-*Thermal* dapat ditentukan dengan optimasi fungsi objektif berikut ini.

$$\min \sum_{j=1}^{24} \sum_{i=1}^N u_{i,j} \times (S'_{u_{i,j}} + \alpha + \beta \cdot P_{Gij} + \gamma \cdot P_{Gij}^2) \quad 4-47$$

Dengan batasan fungsi objektif optimasi adalah sebagai berikut.

$$\sum_i^N P_{Gij} = \sum_i^N PT_{Gij} + \sum_i^N PH_{Gij} \quad 4-48$$

$$\sum_i^N P_{Gij}^{min} \leq \sum_i^N P_{Gij} \leq \sum_i^N P_{Gij}^{max} \quad 4-49$$

$$P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{max}, \quad 4-50$$

$$\sum_i^N P_{Gij} = \sum_i^N P_{Dij} + \sum_i^N P_{Lj} \quad 4-51$$

Dengan PH_{Gij} ditentukan berdasarkan hasil maksimasi penggunaan air pada PLTA. Dengan prediksi pembatas adalah sebagai berikut.

$$\sum_i^N P_{Gij}^{min} = \sum_i^N (1 + 1\%) \cdot P_{Dij} \quad 4-52$$

$$\sum_i^N P_{Gij}^{max} = \sum_i^N (1 + 10\%) \cdot P_{Dij} \quad 4-53$$

Kemudian nilai biaya energi untuk jenis *start-up* dilakukan dengan ketentuan sebagai berikut:

$$S'_{u_{i,j}} \text{ adalah hot start cost } \leq f(u_{i(j=-3)}, u_{i(j=-2)}, u_{i(j=-1)}, u_{i(j=0)}) \quad 4-54$$

Dengan pilihan jenis *start-up* adalah sebagai berikut:

$$S'_{u_{i,j}} \text{ adalah hot start cost } \leq f(0,0,0,1) \quad 4-55$$

$$S'_{u_{i,j}} \text{ adalah very hot start cost } \leq f(1,0,0,1) \quad 4-56$$

$$S'_{u_{i,j}} \text{ adalah very very hot start cost } \leq f(1,1,0,1) \quad 4-57$$

$S'_{u_{i,j}}$ adalah *very very hot start cost* $\leq f(0,1,0,1)$ 4-58

Tahapan inisiasi adalah dengan menyiapkan status setiap pembangkit pada $f(j-3, j-2, j-1, j)$ atau jam ke 22, 23 dan 24 pada hari sebelumnya. Dengan $f(j-3, j-2, j-1, j)$ adalah fungsi biaya *start-up* berdasarkan jam saat ditinjau (j), jam saat ditinjau minus 1 jam ($j-1$), dan seterusnya.

4.5 Algoritma *Multistage* pada Penjadwalan *Hydrothermal*

Perencanaan operasi sistem kelistrikan selama satu hari atau penjadwalan harian sistem kelistrikan *hydrothermal* dapat dilakukan dengan mendasarkan pada fungsi objektif mendapatkan biaya energi minimum selama rencana operasi harian tersebut. Rencana operasi harian pada sistem *hydrothermal* tidak hanya menghadapi persoalan pengaturan daya agar didapat biaya minimum karena perubahan beban, tetapi juga menghadapi persoalan mengenai perubahan status pembangkit yang menyangga beban pada setiap jam rencana operasi harian tersebut.

Perpindahan status satu pembangkit terhadap pembangkit yang lain karena perhitungan *optimal power flow* minimasi biaya energi ini berkaitan pada permasalahan bagaimana *start-up* pembangkit ketika sebelumnya yang berstatus keluar dari sistem untuk masuk ke sistem kembali adalah merupakan salah satu persoalan penjadwalan harian sistem kelistrikan. Telah diidentifikasi bahwa *start-up* pada penjadwalan harian sistem *hydrothermal*, *start-up* pembangkit tersebut dapat dikelompokkan menjadi 3 jenis *start-up* yakni *hot start*, *very hot start* dan *very very hot start*. Biaya setiap jenis *start-up* tersebut berbeda jika ditinjau dari jenis satu terhadap jenis yang lain. Sehingga penjadwalan harian pada sistem *hydrothermal* dengan cara meminimasi biaya energi selain menghadapi variabel daya pada setiap nilai daya yang dikirim ke sistem karena permintaan beban, juga menghadapi variabel biner pada status dari jenis *start-up* pembangkit listrik tersebut.

Pada sistem kelistrikan *hydrothermal* skala besar, sumber energi primer dari PLTA biasanya ditampung dalam waduk yang mencukupi untuk dapat dikelola pada perioda tertentu. Pada wilayah dua musim, kecukupan air waduk bergantung

pada musimnya. Pada musim penghujan, air waduk mencukupi untuk membangkitkan daya pada PLTA setiap saat sehingga PLTA mudah menjadi pelayan beban utama. Tetapi pada musim kemarau, PLTA harus melakukan perencanaan pengelolaan air agar pada perioda harian dapat 'selalu' mencukupi kebutuhan permintaan daya sistem kelistrikan. Persoalan lain pada penjadwalan harian sistem kelistrikan *hydrothermal* adalah pada keterbatasan persediaan air sebagai sumber energi primer pada PLTA tersebut. Sehingga pengelolaan harian mengenai nilai guna air dilakukan secara maksimal dalam melayani permintaan beban pada sistem kelistrikan.

Karena PLTA pada umumnya biaya energi primernya sangat murah dan ramah lingkungan apabila dibandingkan dengan biaya energi pada PLT *Thermal*, maka PLTA pada perhitungan OPF dengan objektif biaya energi biasanya akan masuk sebagai pelayan beban utama. Tetapi karena pada musim kemarau pembangkit tersebut dapat kekurangan air, maka PLTA harus dikelola tersendiri dalam hal status dan kemampuan membangkitkan daya listriknya sehingga statusnya digeser menjadi pelayan beban tertinggi sistem kelistrikan.

Berdasarkan uraian permasalahan tersebut di atas, maka permasalahan penjadwalan harian sistem *hydrothermal* dapat dikelompokkan menjadi tiga jenis persoalan. Pertama adalah mengenai status dan daya pada PLTA yang harus dimaksimalkan nilai guna sumber energi primernya karena pada musim kemarau persediaannya terbatas. Kedua adalah mengenai status pembangkit listrik energi *thermal* karena persoalan *start-up* pada jenis PLT-*Thermal* tertentu dalam hal ini PLTU mempunyai biaya *start-up* yang mahal, Sehingga muncul biaya jenis *start-up* pada pembangkit listrik. Ketiga adalah minimasi biaya energi pada persoalan *optimal power flow* berkaitan pada batasan jaringan dan batasan kemampuan pembangkit.

Berkaitan dengan tiga persoalan tersebut dan kiranya dapat dikelompokkan dengan baik maka untuk memecahkan permasalahan dapat dilakukan dengan menggunakan teknik pemecahan permasalahan secara serial. Teknik pemecahan persoalan secara serial ini dilakukan dengan menggunakan urutan sebagai berikut. Pertama adalah melakukan maksimasi penggunaan air waduk pada PLTA. Kemudian setelah selesai mengatasi persoalan penggunaan air waduk tersebut,

dapat dilakukan penentuan status setiap PLT-*Thermal* berdasarkan pada *economic dispatch* dengan meminimasi biaya energi harian untuk mengeliminasi pembangkit yang apabila ditinjau secara harian menyebabkan biaya energi selama satu hari tersebut menjadi mahal. Langkah ketiga adalah melakukan optimasi aliran daya pada pembangkit pada setiap setiap jam rencana operasi harian pada setiap pembangkit yang telah dinyatakan lolos pada kedua tahap sebelumnya. Sehingga hasil akhirnya adalah mendapatkan nilai daya setiap jam dari setiap pembangkit listrik selama satu hari dan biaya energi paling murah sebagai rencana penjadwalan sistem *hydrothermal*.

Berdasarkan hal di atas, maka pada sistem kelistrikan *hydrothermal* dikembangkan algoritma yang dapat memfasilitasi status PLTA yakni karena ketergantungan pada ketersediaan air sebagai energi primer dari pembangkit listrik tersebut. Algoritma dapat pula digunakan untuk optimalisasi biaya energi. Algoritma tersebut adalah algoritma yang dapat menentukan prioritas pemakaian air agar ketersediaan air waduk pada PLTA yakni selalu terpenuhi pada periode harian, dan mampu meminimasi biaya energi yang menyertakan biaya emisi GRK. Algoritma tersebut pada penelitian ini disebut algoritma *multistage*. Algoritma *multistage* dalam hal ini adalah algoritma yang mampu memaksimalkan kegunaan air dan mampu meminimasi biaya energi pada sistem kelistrikan *hydrothermal*.

4.5.1 Algoritma *Multistage* untuk Penjadwalan *Hydrothermal*

Metode optimasi secara umum telah banyak dibahas pada buku-buku teks dan juga sangat banyak dibahas pada jurnal dan berbagai artikel maupun proseding. Metode optimasi ini biasanya dibagi menjadi dua kategori besar yakni metode optimasi numerik dan metode optimasi artifisial. Metoda optimasi numerik dilakukan dengan menggunakan perumusan matematis secara numerik seperti *Lagrangian* dan *Interior Point*. Sedangkan metoda optimasi artifisial banyak menggunakan algoritma artifisial seperti *Particle Swarm Optimization* dan *Genetic Algorithm*, *Evolutionary Algorithm*. Pada perangkat lunak *spreadsheet* saat ini telah pula dilengkapi dengan perangkat *solver* optimasi seperti *GRG Non Linier*, *Evolutionary Algorithm*, maupun Metode *Simplex Linier Programming*.

Metoda matematik numerik seringkali kesulitan dalam melakukan pemecahan model fungsi objektif dalam bentuk diskrit, tetapi akan sangat baik apabila fungsi objektifnya berbentuk persamaan diferensial. Seringkali dalam model fungsi objektif terdapat dua macam fungsi yakni bentuk diskrit dan bentuk diferensial. Dalam hal ini terlihat pada fungsi objektif biaya energi pada sistem kelistrikan yang didalamnya terdapat mekanisme masuk maupun keluarnya pembangkit listrik dari jaringan listrik dalam suatu waktu.

Ketika fungsi objektif seperti permasalahan tersebut di atas dikemukakan maka algoritma optimasi dapat dilakukan dengan melibatkan metoda optimasi artifisial dan metoda optimasi numerik. Pada tulisan ini akan dilakukan penggabungan kedua metoda tersebut untuk memecahkan permasalahan yang dikemukakan. Jadi pada tulisan ini tidak mengemukakan metoda optimasi baru, tetapi lebih menitikberatkan pada membuat dan mengembangkan algoritma yang dapat memanfaatkan metoda-metoda optimasi yang telah ada. Algoritma yang digunakan adalah menggunakan algoritma *multistage optimization*, yakni menggunakan tahapan algoritma secara bertingkat untuk menjawab formulasi permasalahan optimasi sistem kelistrikan yang telah dikemukakan di atas.

Algoritma *multistage* untuk mencari solusi optimal dari fungsi objektif tersebut dilakukan dalam 4 tahapan perhitungan optimasi, yakni:

1. Tahap pertama adalah mencari solusi optimal untuk maksimasi penggunaan air waduk pada PLTA yang mensuplai sistem kelistrikan. Hasilnya berupa data status dan daya setiap unit PLTA yang siap selama 24 jam rencana operasi.
2. Tahap kedua adalah mencari solusi optimal untuk status dari PLT *Thermal* yang disiapkan untuk mensuplai sistem kelistrikan berdasarkan *economic dispatch* dengan *merit order*. Pada tahapan ini jumlah beban pada setiap jam operasi ditambahkan dengan perkiraan rugi-rugi jaringan. Hasil yang diharapkan adalah berupa status masing-masing PLT *Thermal* untuk melayani beban setiap selama 24 jam rencana operasi.
3. Tahap ketiga adalah melakukan langkah *optimal power flow* dengan meminimasi fungsi objektif berupa biaya energi pada pembangkit yang terpilih pada tahap pertama dan tahap kedua. Batasan yang digunakan adalah batasan

jaringan dan setiap unit dari pembangkit. Hasilnya adalah daya pada masing-masing pembangkit listrik untuk setiap jam rencana operasi selama 24 jam.

4. Tahap keempat adalah menghitung biaya energi menggunakan *spreadsheet* dengan memasukkan status setiap pembangkit dan daya yang dibangkitkan pada langkah *OPF*. Hasilnya adalah berupa daya yang dibangkitkan dan biaya energi masing masing unit pembangkit listrik.

4.5.2 Langkah Maksimasi Penggunaan Air Waduk

Algoritma *multistage* untuk menentukan besarnya daya setiap pembangkit listrik yang memasok sistem kelistrikan dibagi menjadi 3 tahapan utama optimasi. Tahap pertama adalah menentukan jam operasi PLTA yakni untuk mensuplai daya listrik dan besarnya daya yang disuplai ke sistem kelistrikan. Kemudian tahap kedua adalah dengan memasukkan data daya listrik yang dihasilkan oleh PLTA pada setiap jam ketika PLTA dioperasikan, kemudian pada PLTU dilakukan *dispatch* untuk menentukan pembangkit listrik yang beroperasi pada tiap jamnya. Tahap kedua tersebut dilakukan dengan membandingkan daya listrik termurah pada tiap jam operasi sistem kelistrikan. Tahap ini dilakukan dengan teknik *economic dispatch* tanpa melihat batasan jaringan. Setelah didapatkan data PLTU yang direncanakan untuk beroperasi, maka data besaran daya listrik pembangkit *thermal* untuk memenuhi beban dapat dicari dengan melakukan *optimal power flow*.

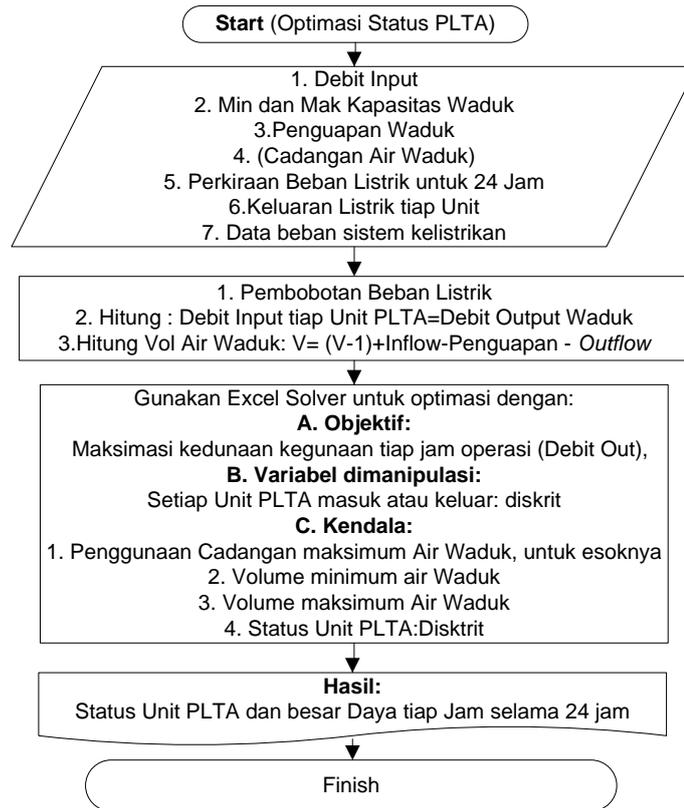
Algoritma pada tahap pertama adalah memaksimalkan guna air pada sistem kelistrikan. Seperti yang telah dijelaskan dimuka, maka pada tahap ini dilakukan maksimasi nilai guna air dengan memperhatikan batasan volume air pada waduk. Maksimasi nilai guna air ini bergantung pada banyaknya air yang masuk ke waduk dan pemanfaatan air waduk untuk membangkitkan listrik.

Pada nilai masukan air dengan debit kecil, maka tidak setiap jam pembangkit dapat dioperasikan. Sehingga perlu dilakukan optimasi nilai guna air sehingga mendapat manfaat terbaik. Algoritma ini adalah mempunyai variabel biner dengan nilai 1 mengindikasikan bahwa PLTA siap disiapkan untuk beroperasi. Nilai 0 mengindikasikan untuk tidak dioperasikan karena waduk kekurangan air. Pada setiap variabel biner berangka 1 juga didapatkan data daya listrik yang dikonversi dari banyaknya air waduk yang dapat dipetik pada setiap jamnya.

Langkah maksimasi penggunaan air waduk pada algoritma *multistage* sebagai berikut.

1. Masukkan data kapasitas waduk, data cadangan air dalam waduk, data atau penguapan, daya dari setiap unit PLTA, data beban sehari sebelumnya atau data *forecasting* dan data debit air masuk ke waduk.
2. Tentukan nilai bobot dari guna air dengan nilai bobot minimum adalah bernilai 1, dengan membandingkan nilai beban setiap jam terhadap beban minimum pada hari sebelum waktu tinjauan. Catatan: Beban tertinggi adalah sesuai dengan bobot terbesar. Lihat persamaan 4-4.
3. Tentukan batasan dari volume maksimum dan minimum waduk, lihat persamaan 4-9.
4. Tentukan cari data minimum kapaistias waduk yang dapat digunakan sebagai nilai inisiasi volume air waduk harian pada jam pertama.
5. Gunakan inisiasi volume air waduk tersebut untuk batasan pada jam ke 25 keesokan harinya. Minimum nilai inisiasi hari ini adalah sama dengan nilai pada hari sebelumnya, lihat persamaan 4-8.
6. Tentukan status dengan angka biner setiap unit PLTA sebagai variabel optimasi
7. Tentukan pula besarnya daya pembangkit sebagai variabel optimasi
8. Hitung besarnya daya listrik setiap unit PLTA dengan menggunakan pers. 4-3.
9. Lakukan optimasi nilai guna air dengan maksimasi hasil perkalian nilai bobot terhadap debit air pada setiap jam dari PLTA yang dioperasikan. Catatan: Variabel yang ditinjau adalah status setiap PLTA setiap jam dengan nilai biner 0 atau 1, dan daya listrik yang dihasilkan berdasarkan debit air yang dioptimasi. Persamaan yang maksimasi adalah persamaan 4-6, yakni dengan nilai guna air selama 24 jam rencana operasi bernilai maksimum.
10. Identifikasi setiap status dari PLTA dan nilai daya terbaik. Catatan: Identifikasi ini selanjutnya digunakan sebagai *input* optimasi berikutnya.

Setelah optimasi untuk menentukan status dan daya tiap unit PLTA pada setiap jam rencana operasi selesai dihitung, maka dapat dilakukan tahapan selanjutnya yakni menentukan status PLT *Thermal* dengan *economic dispatch* yakni dengan membandingkan fungsi biaya energi pada setiap jam rencana operasi.



Gambar 4-1 Flowchart optimasi status PLTA rencana operasi 24 jam

Setelah itu, dilakukan perhitungan pemenuhan daya beban dengan *optimal power flow* pada setiap unit yang mempunyai status 1.

4.5.3 Langkah Penentuan Status Pembangkit *Thermal*

Langkah penentuan status pada algoritma *multistage* sebagai berikut.

1. Tentukan prakiraan rencana permintaan beban pada setiap bus setiap jam.
 - a. Prakiraan beban pada langkah ini adalah beban setiap jam rencana operasi selama periode harian 24 jam.
 - b. Prakiraan beban termasuk didalamnya adalah prakiraan *losses* jaringan pada beban yang bersangkutan, pada nilai *default* biasanya ditentukan sekitar 1% sampai 4% dari nilai bebannya.
2. Tentukan batasan daya pembangkit sesuai dengan daya pada model yang digunakan.

- a. Apabila model yang digunakan menggunakan gradien *heat rate* negatif maka batasan daya maksimumnya adalah pada rating dayanya.
 - b. Sedangkan apabila menggunakan pendekatan gradien *heat rate* positif maka batasan daya maksimumnya adalah daya kapabilitasnya.
3. Masukkan status dan daya tiap unit PLTA pada setiap jam rencana operasi pada periode harian yang telah didapat dari langkah maksimasi penggunaan air waduk.
 4. Tentukan batasan daya minimal dari setiap pembangkit yang mensuplai sistem kelistrikan.
 5. Tentukan status sebagai variabel biner dari PLT *Thermal* pada setiap jam rencana operasi dengan optimasi *economic dispatch* menggunakan metoda *merit order*.
 6. Catat status dari setiap pembangkit pada setiap jam rencana operasi untuk selanjutnya digunakan sebagai masukan langkah optimasi aliran daya.

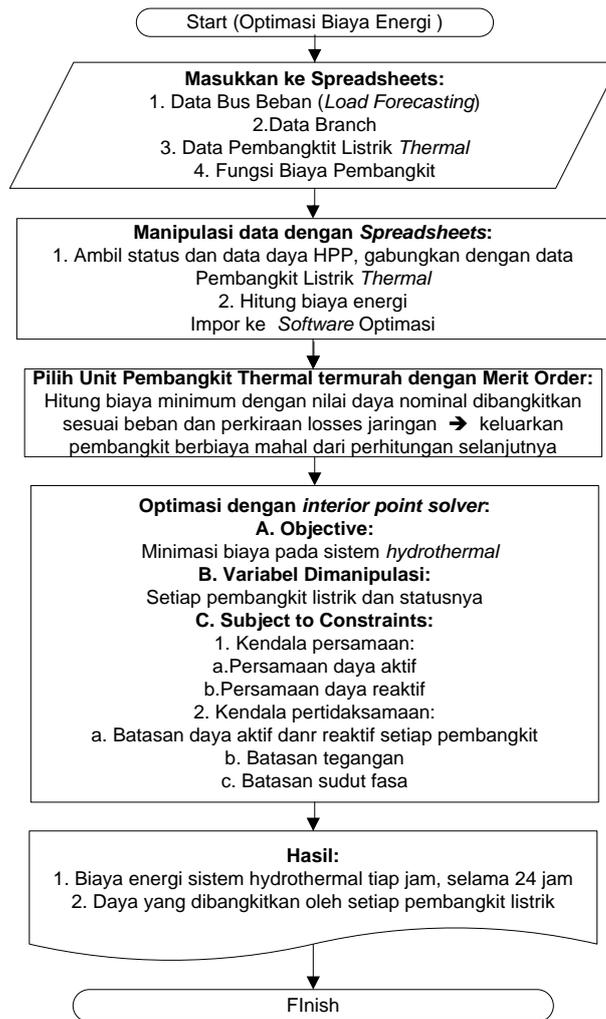
4.5.4 Langkah Penentuan Aliran Daya Optimal

Langkah aliran daya optimal pada algoritma *multistage* sebagai berikut.

1. Masukkan data status dari setiap PLTA dan daya setiap jam rencana operasi pada PLTA tersebut selama 24 jam. Catatan: Data status dari setiap PLTA dan besarnya daya yang dibangkitkan pada setiap jam rencana operasi telah dilakukan pada tahap optimasi maksimasi penggunaan air. Setiap jam rencana operasi menghasilkan data status setiap pembangkit dan data daya listrik yang dapat dipanen dari setiap unit PLTA yang ditinjau.
2. Masukkan data status setiap pembangkit listrik tenaga *thermal* yang menyokong sistem kelistrikan *hydrothermal*. Status dari setiap PLT *Thermal* pada setiap pembangkit pada setiap jam rencana operasi telah dicari pada langkah penentuan status PLT *Thermal* dengan pendekatan optimasi *economic dispatch*.
3. Tentukan semua batasan optimasi aliran daya, seperti:
 - a. Data parameter penting biaya energi dari setiap pembangkit,

- b. Data daya maksimum dan daya minimum pembangkit listrik,
 - c. Data tegangan, sudut fasa batasan arus dari sistem kelistrikan,
 - d. Data setiap bus pada sistem kelistrikan,
 - e. Data saluran antar bus pada sistem kelistrikan,
 - f. Data beban pada setiap bus dan pada setiap jam rencana operasi selama 24 jam rencana operasi.
4. Masukkan semua data tersebut ke dalam *file* yang mudah dipanggil oleh program optimasi. Misalnya dengan pembagian kelompok data sebagai berikut:
 - a. Gencost data adalah berisi data parameter penting dari fungsi objektif, fungsi biaya energi;
 - b. Generator data adalah data pembangkit, status pembangkit dan batasan pada pembangkit;
 - c. *Branch* data adalah data percabangan pada saluran seperti resistansi, reaktansi, admitansi, batasan tegangan, arus dan sudut fasa;
 - d. Bust beban adalah data bus beban sebagai *forecasting* besarnya beban aktif dan reaktif setiap bus pada setiap jam rencana operasi.
 5. Panggil setiap file data pada *point-point* tersebut sebelumnya dimasukkan pada program aplikasi simulasi untuk mendapatkan data aliran daya optimal, perangkat simulasi ini menggunakan algoritma *interior point*.
 6. Lakukan optimasi aliran daya dengan minimasi biaya energi menggunakan batasan pembangkit dan batasan jaringan yang telah ditetapkan nilainya.
 7. Kirim hasil daya listrik yang direkomendasikan oleh perangkat pengoptimasi pada setiap jam dari hasil optimasi aliran daya optimal ke perangkat pengolah data *spreadsheet*.
 8. Masukkan setiap biaya energi pada masing masing pembangkit listrik yang dihasilkan oleh perangkat pengoptimasi kepada *spreadsheet*.
 9. Hitung nilai biaya energi dan daya yang dibangkitkan setiap jam operasi penjadwalan pembangkit listrik pada sistem *hydrothermal* selama 24 jam.

Flowchart optimasi aliran daya dengan *economic dispatch* dan selanjutnya meminimasi fungsi biaya energi yang ramah lingkungan untuk setiap unit PLT-*Thermal*, digambarkan pada Gambar 4-2.



Gambar 4-2 Flowchart optimasi status PLT Thermal rencana operasi 24 jam

4.5.5 Algoritma *Multistage* melibatkan Jenis *Start-up*

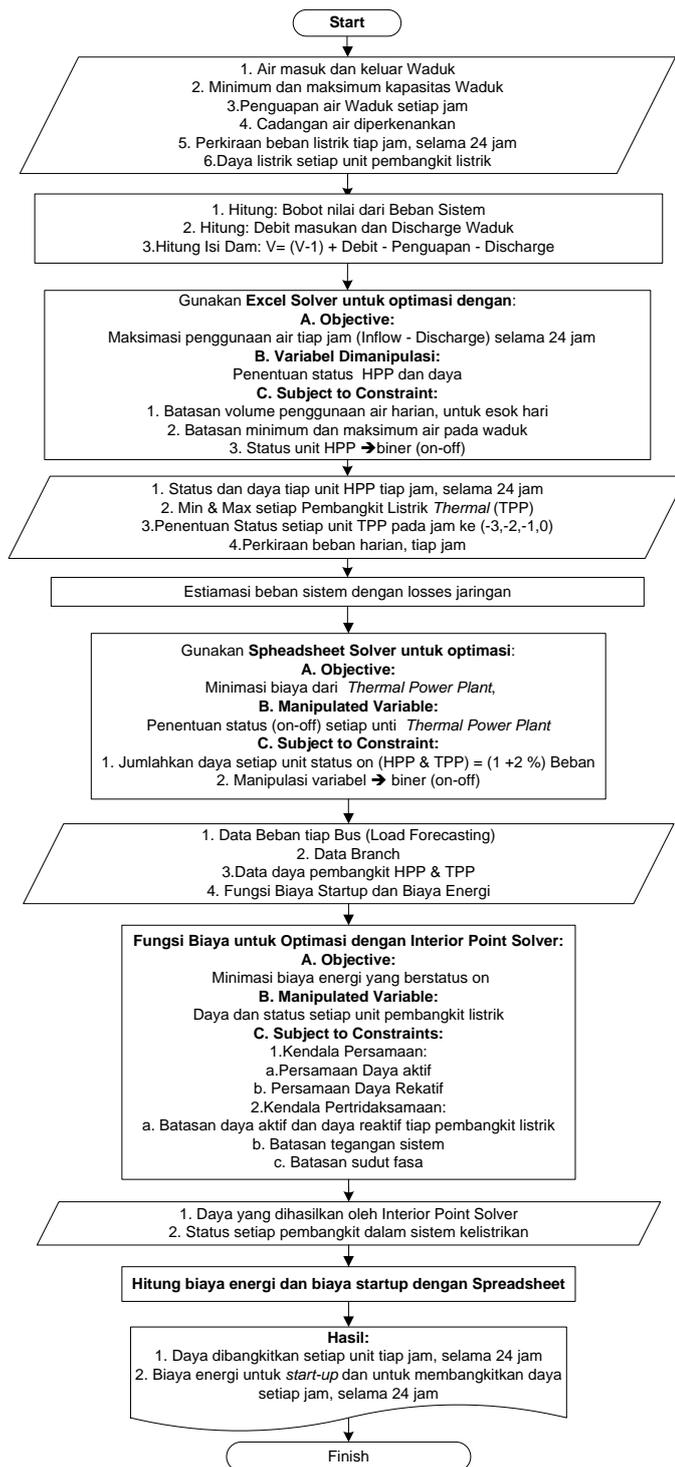
Biaya energi pada sistem *hydrothermal* selain biaya operasi dengan variabel fungsi berupa daya, juga terdapat fungsi biaya energi yang belum melibatkan daya pembangkitan yang didekati sebagai fungsi jenis *start-up*. Jenis *start-up* pada tinjauan penjadwalan jangka pendek harian yang diusulkan terdiri dari *hot start*, *very hot start* dan *very very hot start*. Objektif fungsi biaya energi dengan melibatkan biaya berbagai jenis *start-up* seperti pada persamaan 3-37.

Algoritma *mutistage* untuk mencari solusi optimal dari fungsi objektif biaya energi melibatkan biaya *start-up* dilakukan dengan menambahkan pelibatan biaya *start-up* pada langkah penentuan status PLT-*Thermal* selama 24 jam operasi, sehingga urutan langkah pada algoritma *multistage* sebagai berikut:

1. Tahap pertama adalah mencari solusi optimal untuk maksimasi penggunaan air waduk pada PLTA yang mensuplai sistem kelistrikan. Langkah langkah maksimasi penggunaan air telah dijelaskan pada sub-bab tentang maksimasi penggunaan air waduk.
 - a. Hasilnya berupa data status,
 - b. Daya setiap unit PLTA yang siap selama 24 jam rencana operasi.
2. Tahap kedua adalah mencari solusi optimal untuk status dari setiap PLT-*Thermal* yang disiapkan untuk mensuplai sistem kelistrikan berdasarkan *economic dispatch* dengan *merit order*.
 - a. Pada tahapan ini jumlah beban pada setiap jam operasi ditambahkan dengan perkiraan *losses* beban.
 - b. Dan biaya *economic dispatch* juga melibatkan biaya *start-up* dengan memperhatikan fungsi biaya *start-up*. Hasil yang diharapkan adalah berupa status masing-masing PLT-*Thermal* untuk melayani beban selama 24 jam rencana operasi.
 - c. Inisiasi status dibuat dengan waktu mundur selama 3 jam yakni -3, -2 dan -1. Catatan: Status setiap unit pembangkit listrik ditentukan dari hari sebelum optimasi yakni pada 3 jam sebelumnya.
 - d. Langkah ini agar relatif cepat dan cukup akurat, dapat dilakukan dengan membuat batasan daya setiap pembangkit tenaga *thermal* yang dioptimasi statusnya, pada tahap inisiasi dibuat lebih tinggi 10 sampai 20 % dari daya beban dan *losses* jaringannya.
 - e. Fungsi objektif dari penentuan status pembangkit ini adalah biaya minimal selama 24 jam rencana operasi.
 - f. Variabel yang dicari nilainya adalah status dan daya setiap pembangkit listrik pada setiap jam rencana operasi pada periode harian 24 jam.
 - g. Batasan yang disetting adalah batasan daya minimum, daya maksimum pembangkit dan status dalam nilai biner dari masing-masing pembangkit listrik tenaga *thermal*.
3. Tahap ketiga adalah melakukan langkah aliran daya optimal dengan meminimasi fungsi objektif berupa biaya energi pada pembangkit yang terpilih pada tahap pertama dan tahap kedua.

- a. Status setiap PLT *Thermal* telah ditentukan pada tahapan sebelumnya dan apabila bernilai 1 diartikan sebagai pembangkit siap untuk masuk sistem sehingga diotimasi dayanya memakai *OPF*.
 - b. Status dan daya PLTA telah ditentukan pada tahapan sebelumnya, ini digunakan sebagai daya yang telah ditetapkan.
 - c. Batasan yang digunakan untuk *OPF* adalah batasan jaringan seperti pada persamaan batasan.
 - d. Hasilnya adalah daya pada masing-masing pembangkit listrik untuk setiap jam rencana operasi selama 24 jam.
4. Tahap keempat adalah menghitung biaya energi dengan melibatkan biaya *start-up* menggunakan *spreadsheet* dengan memasukkan status setiap pembangkit dan daya yang dibangkitkan dari langkah *OPF*. Hasilnya adalah berupa daya yang dibangkitkan dan biaya energi masing masing unit pembangkit listrik.

Flowchart dari optimasi penjadwalan *hydrothermal* diperlihatkan pada Gambar 4-3 sebagai berikut.



Gambar 4-3 Flowchart penjadwalan hydrothermal dengan start-up

Halaman sengaja dikosongkan

BAB 5. SIMULASI DAN PEMBAHASAN

Model biaya energi adalah model biaya proses konversi energi karena penggunaan energi primer dari bahan bakar menjadi listrik oleh pembangkit listrik. Model biaya pembangkitan energi listrik dari energi primer ini dilakukan dengan meninjau banyaknya energi primer yang dikonversi menjadi listrik dan banyaknya emisi gas rumah kaca karena proses konversi energi primer tersebut menjadi listrik. Model biaya energi listrik tersebut dengan demikian terdiri dari biaya konsumsi bahan bakar ditambah dengan biaya kompensasi emisi terhadap lingkungan karena kegiatan proses konversi energi primer menjadi listrik. Sehingga dapat dikatakan bahwa model biaya energi untuk dijadikan listrik adalah terdiri dari biaya bahan bakar dan biaya kompensasi karena emisi ke lingkungan. Emisi tersebut utamanya adalah emisi gas rumah kaca, sesuai dengan protokol Kyoto yang telah diundangkan oleh negara.

Proses konversi energi sebagai dasar dari biaya energi dipengaruhi oleh besarnya harga bahan bakar dan nilai kompensasi emisi GRK yang ditetapkan oleh regulator/pemerintah. Diketahui bahwa harga bahan bakar juga dipengaruhi oleh nilai kalor yang terkandung pada bahan bakar tersebut. Banyaknya bahan bakar yang dikonsumsi untuk membangkitkan listrik bergantung pada kemampuan pembangkit listrik dalam mengkonversi energi primer menjadi listrik. Kemampuan mengkonversi energi primer menjadi listrik ini disebut sebagai performansi pembangkit listrik. Performansi pembangkit listrik ini bergantung dari jenis teknologi yang digunakan untuk proses mengkonversi energi primer menjadi listrik. Dengan demikian, biaya energi ini bergantung pada teknologi konversi energi yang digunakan dan diindikasikan sebagai besaran performansi dari pembangkit listrik.

Model biaya energi dengan demikian dapat dikatakan sebagai didasarkan pada teknologi pengkonversi energi primer menjadi listrik. Dengan kata lain, pengembangan model biaya energi tersebut dapat ditinjau berdasarkan pada kemampuan teknologi konversi energi primer menjadi energi listrik. Besaran performansi teknologi pembangkit listrik selanjutnya dapat digambarkan sebagai suatu fungsi yang disebut sebagai fungsi *heat rate* pembangkit listrik.

Performansi pembangkit dalam bentuk fungsi *heat rate* menggambarkan hubungan pengolahan energi primer setiap satuan waktu tertentu sebagai laju energi *input* perangkat teknologi konversi energi dengan *output* berupa daya listrik yang bernilai tetap pada rentang waktu tersebut. Karena *heat rate* pembangkit listrik adalah perbandingan nilai masukan energi primer terhadap keluaran daya dalam rentang waktu tertentu sebagai hasil energi listrik. Maka dapat dikatakan bahwa makin besar *heat rate* disebut sebagai pembangkit listrik yang makin boros dalam penggunaan energi primer. Makin boros penggunaan energi primer tersebut tergambarkan sebagai makin banyak konsumsi bahan bakar oleh pembangkit listrik.

Karena emisi hasil pembakaran bahan bakar menjadi panas pada ruang bakar, maka besarnya emisi adalah sebanding dengan banyaknya bahan bakar yang dikonversi menjadi energi listrik. Maka dapat dikatakan bahwa emisi yang dilepaskan ke lingkungan akan mengikuti kaidah bahwa makin besar *heat rate* pembangkit listrik menjadikan makin besar emisi yang dilepaskan ke lingkungan untuk setiap satuan waktu yang ditentukan tersebut. Makin besar emisi yang dilepaskan ke lingkungan dalam setiap satuan waktu maka pembangkit listrik disebut sebagai makin tidak ramah lingkungan. Pada suatu nilai daya tertentu, makin besar *heat rate* pembangkit listrik maka biaya energi juga menjadi makin banyak yang harus dikeluarkan. Dengan demikian, pemilihan biaya energi yang paling minimum pada suatu nilai daya dan rentang waktu yang ditetapkan, dapat diharapkan sebagai memilih mendapatkan sumber energi listrik pada nilai daya dan rentang waktu tersebut yang paling ramah lingkungan.

Heat rate pembangkit listrik mencerminkan kemampuan pembangkit listrik untuk mengkonversi energi. *Heat rate* makin kecil maka kemampuan konversi energinya makin baik. Telah diketahui pada pembahasan sebelumnya bahwa *heat rate* pembangkit listrik terhadap daya yang dibangkitkan dapat didekati dengan pendekatan linier. *Heat rate* terbesar terjadi pada pembangkitan daya minimum dan makin kecil ketika mendekati rating daya nominal, kemudian membesar kembali setelah daya nominal menuju kapabilitas pembangkitan listrik. Telah diketahui pula bahwa kapabilitas pembangkit adalah kemampuan maksimum dari pembangkit listrik untuk beroperasi dalam keadaan aman. Pada pembahasan sebelumnya juga telah diperlihatkan bahwa pendekatan linier fungsi *heat rate* ini menghasilkan

bentuk kurva biaya energi ramah lingkungan berbentuk persamaan deterministik kuadratis. Selanjutnya, menggunakan Tabel 3-1 dapat dikatakan bahwa parameter penting dari kurva kuadratis disusun dari komponen utama yang terdiri dari:

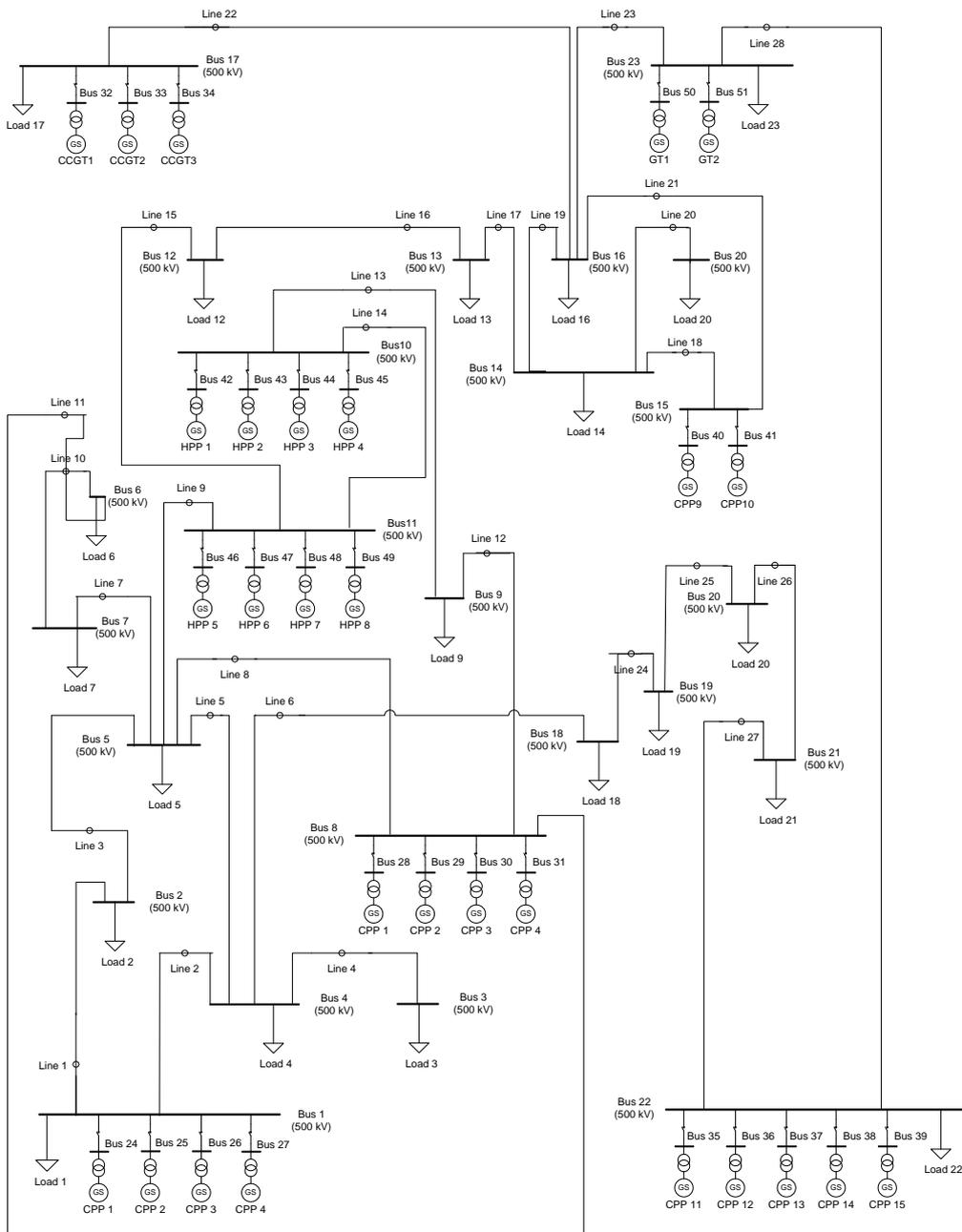
- Daya nominal unit pembangkit listrik dan *setting* daya minimum yang layak untuk tetap masuk sistem kelistrikan,
- Daya *auxiliary* untuk menyokong setiap unit pembangkit,
- *Heat rate* pada nilai daya sesuai kapabilitas, *heat rate* nominal dan *heat rate* minimum pada setiap unit pembangkit listrik,
- Harga bahan bakar setiap satuan beratnya,
- Kompensasi biaya emisi ke lingkungan,
- Nilai kalor yang terkandung dalam bahan bakar,
- Komposisi bahan utama dari bahan bakar terutama kandungan unsur karbon dan kandungan unsur nitrogen pada bahan bakar.

Ketika mencari data tentang performansi pembangkit, komponen utama tersebut dapat dimintakan untuk disediakan oleh pengelola pembangkit listrik.

Data utama dalam melakukan simulasi untuk optimasi biaya pada sistem kelistrikan adalah data tentang sistem kelistrikan itu sendiri. Sehingga data sistem kelistrikan juga perlu disiapkan. Sebagai studi kasus, penelusuran data sistem kelistrikan dapat dilakukan. Sistem kelistrikan yang digunakan pada tulisan ini adalah sistem kelistrikan yang mempunyai PLTA dan PLT-*Thermal*. Sistem kelistrikan yang disokong oleh PLTA dan PLT-*Thermal* disebut sistem kelistrikan *hydrothermal*.

5.1 Data Studi Kasus Sistem *Hydrothermal*

Sistem kelistrikan *hydrothermal* dapat digambarkan sebagai sistem kelistrikan dengan pembangkit listrik tenaga *hydro* dan pembangkit listrik tenaga *thermal* sebagai pemasok daya listrik ke *grid* sistem tersebut. Sebagai contoh studi kasus yang dieksplorasi adalah pada sistem kelistrikan Jawa Bali 400 kV dari publikasi Mat Syai'in [19]. Sistem kelistrikan ini telah sedikit dilakukan modifikasi untuk keperluan simulasi, dengan hasil modifikasi adalah sebagai berikut.



Gambar 5-1 *Single line* diagram sistem kelistrikan *hydrothermal* (studi kasus)

Data dari bus 1 sampai dengan bus 23 diambilkan dari sistem Jawa Bali 400 kV yang dipublikasikan oleh Mat Syai'in [19] tersebut. Penambahan sebagai modifikasi dilakukan pada bus pembangkit listrik, yakni dari mulai bus 24 sampai bus 51. Modifikasi tersebut dimaksudkan untuk memberi gambaran bahwa setiap pembangkit listrik mempunyai fungsi biaya sendiri. Sehingga secara keseluruhan data jaringan antar bus pada sistem kelistrikan adalah sebagai berikut.

Tabel 5-1 Data saluran antar bus pada sistem kelistrikan (sebagai studi kasus)

fbus	tbus	r	x	b	rate	fbus	tbus	r	x	b	rate
1	2	0.000626496	0.00700877	0	2500	24	1	0.00001	0.0001	0	2500
1	4	0.013133324	0.06257632	0.00599	2500	25	1	0.00001	0.0001	0	2500
2	5	0.146925792	0.00353057	0	2500	26	1	0.00001	0.0001	0	2500
3	4	0.001513179	0.01692831	0	2500	27	1	0.00001	0.0001	0	2500
4	5	0.001246422	0.01197501	0	2500	28	8	0.00001	0.0001	0	2500
4	18	0.000694176	0.0066693	0	2500	29	8	0.00001	0.0001	0	2500
5	7	0.00444188	0.0426754	0	2500	30	8	0.00001	0.0001	0	2500
5	8	0.0062116	0.059678	0	2500	31	8	0.00001	0.0001	0	2500
5	11	0.00411138	0.04599504	0.00442	2500	32	17	0.00001	0.0001	0	2500
6	7	0.001973648	0.01896184	0	2500	33	17	0.00001	0.0001	0	2500
6	8	0.0056256	0.054048	0	2500	34	17	0.00001	0.0001	0	2500
8	9	0.002822059	0.02711295	0	2500	35	22	0.00001	0.0001	0	2500
9	10	0.00273996	0.02632419	0	2500	36	22	0.00001	0.0001	0	2500
10	11	0.001474728	0.01416846	0	2500	37	22	0.00001	0.0001	0	2500
11	12	0.0019578	0.0219024	0	2500	38	22	0.00001	0.0001	0	2500
12	13	0.00699098	0.0671659	0.00643	2500	39	22	0.00001	0.0001	0	2500
13	14	0.013478	0.12949	0.01239	2500	40	15	0.00001	0.0001	0	2500
14	15	0.01353392	0.15140736	0.00364	2500	41	15	0.00001	0.0001	0	2500
14	16	0.01579856	0.1517848	0.00363	2500	42	10	0.00001	0.0001	0	2500
14	20	0.00903612	0.0868146	0	2500	43	10	0.00001	0.0001	0	2500
15	16	0.037539629	0.3606623	0.00863	2500	44	10	0.00001	0.0001	0	2500
16	17	0.00139468	0.0133994	0	2500	45	10	0.00001	0.0001	0	2500
16	23	0.003986382	0.04459666	0	2500	46	11	0.00001	0.0001	0	2500
18	19	0.014056	0.157248	0.01511	2500	47	11	0.00001	0.0001	0	2500
19	20	0.015311	0.171288	0.01646	2500	48	11	0.00001	0.0001	0	2500
20	21	0.010291	0.115128	0.01107	2500	49	11	0.00001	0.0001	0	2500
21	22	0.010291	0.115128	0.01107	2500	50	23	0.00001	0.0001	0	2500
22	23	0.004435823	0.04962466	0.00477	2500	51	23	0.00001	0.0001	0	2500

Pada studi kasus ini dilakukan pendekatan bahwa daya *output* dari setiap pembangkit listrik yang disalurkan ke sistem kelistrikan diandaikan bernilai sama dengan daya keluaran dari setiap transformator daya dari pembangkit listrik yang ditinjau. Dengan kata lain, trafo tidak ditinjau dalam studi kasus ini.

Identifikasi sistem kelistrikan tersebut selanjutnya diketahui bahwa bus jaringan listrik adalah dari bus 1 sampai dengan bus 23. Bus jaringan ini diantaranya ada yang disambungkan ke beban, tetapi ada pula yang tidak berbeban. Selanjutnya diketahui bahwa bus yang tidak berbeban adalah bus 8, bus 10, bus 11 dan bus 15. Identifikasi tersebut pada penelitian ini adalah untuk menentukan pembuatan data rekaan sebagai data *dummy* dari beban pada sistem kelistrikan yang ditinjau.

Untuk mendapatkan gambaran beban secara cukup realistis, digunakan gambaran beban berupa daya nyata. Beban daya nyata pada sistem kelistrikan terdiri dari daya aktif (Pd) dan daya semu (Qd) yang diambil pada bus beban. Beban *dummy* dibuat dengan menggunakan pendekatan ini.

Beban *dummy* ini digambarkan mempunyai daya puncak pada jam 18.00 sampai jam 22.00. Daya aktif dan daya semu yang diminta sebagai daya beban pada

setiap bus, dijabarkan pada Tabel 5-2 sampai Tabel 5-4. Data tersebut terdiri dari beban 8 jam pertama, 8 jam kedua dan pada 8 jam ketiga. Data pada tabel beban tersebut adalah data *dummy* yang dibuat untuk keperluan simulasi.

Tabel 5-2 Data Beban *Grid* (MW dan MVA) 8 jam paruh waktu pertama

Jam ke	1		2		3		4		5		6		7		8	
Bus i	Pd	Qd														
1	353	63	354	63	354	63	355	63	356	64	354	63	355	63	358	64
2	245	49	245	49	245	49	246	49	246	49	246	49	245	49	245	49
3	265	37	265	37	265	37	265	37	265	37	265	37	265	37	265	37
4	121	19	171	27	221	35	221	35	221	35	221	35	221	35	221	35
5	392	66	392	66	393	66	397	67	397	67	397	67	392	66	391	66
6	423	80	422	80	462	87	436	82	456	86	462	87	461	87	460	87
7	541	97	541	97	541	97	546	98	550	99	550	99	552	99	531	95
9	402	84	402	84	402	84	422	88	423	88	426	89	423	88	405	85
12	490	93	490	93	490	93	494	93	494	93	499	94	499	94	472	89
13	482	96	482	96	481	96	489	97	493	98	492	98	396	79	392	78
14	128	23	128	23	128	23	143	25	165	29	166	29	168	30	161	28
16	279	55	279	55	279	55	293	58	303	60	368	73	369	73	362	72
17	310	52	310	52	310	52	345	58	346	58	348	59	350	59	332	56
18	310	58	310	58	310	58	314	59	318	60	321	60	312	59	314	59
19	262	47	262	47	262	47	267	48	274	49	278	50	251	45	252	45
20	262	52	262	52	262	52	265	53	268	53	262	52	263	52	243	48
21	278	61	278	61	278	61	282	62	283	62	284	62	258	56	258	56
22	169	23	169	23	169	23	175	24	176	24	179	25	169	23	169	23
23	99	14	99	14	99	14	102	15	103	15	105	15	98	14	98	14

Tabel 5-3 Data beban *Grid* (MW dan MVA) 8 jam paruh waktu kedua

Jam ke	9		10		11		12		13		14		15		16	
Bus i	Pd	Qd	Pd	Qd	Pd	Qd	Pd	Qd	Pd	Qd	Pd	Qd	Pd	Qd	Pd	Qd
1	359	64	358	64	359	64	361	72	361	72	362	72	368	73	369	73
2	245	49	247	49	247	49	247	29	247	29	248	29	248	29	249	29
3	265	37	265	37	265	37	265	34	265	34	265	34	265	34	260	33
4	221	35	221	35	221	35	221	33	221	33	221	33	221	33	244	36
5	391	66	391	66	394	66	395	79	396	79	397	79	398	79	399	79
6	463	87	664	126	667	126	471	84	472	84	472	84	471	84	470	84
7	535	96	535	96	535	96	542	97	543	97	544	97	546	98	532	95
9	405	85	406	85	412	86	412	78	413	78	415	78	417	79	423	80
12	472	89	485	92	487	92	492	98	492	98	491	98	492	98	453	90
13	492	98	491	98	496	99	392	78	392	78	398	79	499	99	389	77
14	293	52	294	52	294	52	164	29	294	52	294	52	162	29	129	23
16	362	72	368	73	368	73	342	47	379	53	382	53	281	39	362	50
17	333	56	334	56	335	56	330	42	332	43	337	43	338	43	312	40
18	310	58	310	58	310	58	310	65	310	65	310	65	314	65	321	67
19	253	45	252	45	253	45	255	45	252	45	251	45	252	45	252	45
20	256	51	257	51	246	49	243	43	243	43	243	43	243	43	224	40
21	258	56	258	56	258	56	272	51	282	53	283	53	283	53	258	49
22	269	37	269	37	269	37	168	35	168	35	168	35	172	36	178	37
23	99	14	102	15	105	15	152	27	102	18	104	18	104	18	120	21

Tabel 5-4 Data beban *grid* (dalam MW dan MVA) 8 jam paruh waktu ketiga

Jam ke	17		18		19		20		21		22		23		24	
Bus i	Pd	Qd	Pd	Qd	Pd	Qd										
1	453	90	459	91	460	92	456	91	402	80	361	72	357	71	353	70
2	300	36	423	50	423	50	423	50	308	36	300	36	245	29	245	29
3	360	46	562	73	671	87	675	87	560	72	560	72	265	34	265	34
4	344	51	544	81	678	101	778	116	544	81	544	81	221	33	221	33
5	599	119	668	133	696	139	798	159	695	139	645	129	392	78	392	78
6	659	118	662	119	663	119	665	119	660	118	652	117	423	76	423	76
7	442	79	545	98	555	99	556	100	642	115	647	116	541	97	541	97
9	323	61	729	138	729	138	729	138	823	156	523	99	402	76	402	76
12	401	80	598	119	753	150	753	150	595	119	582	116	490	98	490	98
13	242	48	697	139	782	156	782	156	591	118	492	98	482	96	482	96
14	226	40	429	77	532	95	632	113	429	77	322	57	128	23	128	23
16	422	59	662	92	662	92	662	92	623	87	562	78	279	39	279	39
17	314	40	410	53	442	57	445	57	431	56	423	54	310	40	310	40
18	410	86	441	92	442	92	442	92	442	92	350	73	311	65	310	65
19	220	39	277	49	287	51	288	51	286	51	277	49	262	47	262	47
20	424	76	489	88	492	88	492	88	490	88	424	76	262	47	262	47
21	220	41	458	87	459	87	459	87	358	68	358	68	278	52	278	52
22	439	92	839	176	839	176	839	176	539	113	539	113	169	35	169	35
23	130	23	122	21	124	22	125	22	125	22	126	22	99	17	99	17

Tabel 5-5 Data dari Pembangkit Listrik pensuplai Sistem Kelistrikan

bus	Unit	mBase	Pnom	Pmin	Qnom	Qmin	bus	Unit	mBase	Pnom	Pmin	Qnom	Qmin
24	CPP1	10000	650	260	520	(520)	48	HPP7	10000	110	70	90	(90)
25	CPP2	10000	650	260	520	(520)	49	HPP8	10000	110	70	90	(90)
26	CPP3	10000	650	260	520	(520)	40	CPP9	10000	330	132	264	(264)
27	CPP4	10000	650	260	520	(520)	41	CPP10	10000	330	132	264	(264)
28	CPP5	10000	350	140	280	(280)	32	CCGT1	10000	600	240	480	(480)
29	CPP6	10000	350	140	280	(280)	33	CCGT2	10000	600	240	480	(480)
30	CPP7	10000	350	140	280	(280)	34	CCGT3	10000	600	240	480	(480)
31	CPP8	10000	350	140	280	(280)	35	CPP11	10000	630	252	504	(504)
42	HPP1	10000	175	70	140	(140)	36	CPP12	10000	630	252	504	(504)
43	HPP2	10000	175	70	140	(140)	37	CPP13	10000	630	252	504	(504)
44	HPP3	10000	175	70	140	(140)	38	CPP14	10000	630	252	504	(504)
45	HPP4	10000	175	70	140	(140)	39	CPP15	10000	630	252	504	(504)
46	HPP5	10000	110	70	90	(90)	50	GT1	10000	220	88	176	(176)
47	HPP6	10000	110	70	90	(90)	51	GT2	10000	220	88	176	(176)

Data yang diperlukan selanjutnya adalah data kelistrikan dari pembangkit listrik, yakni pembangkit listrik sebagai pensuplai daya pada sistem kelistrikan yang ditinjau. Kemudian data pembangkit listrik pensuplai jaringan sistem kelistrikan (*grid*) diperlihatkan pada Tabel 5-5. Diketahui bahwa sistem *hydrothermal* tersebut terdiri dari pembangkit listrik tenaga *hydro* (HPP), pembangkit listrik tenaga uap (CCP), pembangkit listrik tenaga gas uap (CCGT) dan *gas turbine* (GT).

Seperti telah diuraikan pada pendahuluan, komponen pendukung parameter dari model biaya energi ramah lingkungan terdiri dari komponen penting berikut: daya minimum, daya nominal/daya mampu, harga bahan baku/energi primer, kompensasi GHG, nilai kalor bahan bakar, *head netto* pada pembangkit *hydro*.

Khusus untuk perhitungan NOx komponennya tidak diikuti. *Heat rate* nominal dan *heat rate* minimum sebagai gambaran perubahan performansi pembangkit karena perubahan daya beban, daya *auxiliary* minimum, dan unsur karbon dalam bahan bakar. Komponen penting untuk menentukan parameter fungsi biaya energi dibuat menggunakan data *dummy* sebagai contoh diperlihatkan pada Tabel 5-6.

Dari data *dummy* tersebut di atas dan dengan menggunakan perhitungan parameter persamaan kuadratis pada Tabel 3-1 maka dapat dibuat perhitungan untuk menentukan parameter dari fungsi biaya energi dari tiap unit pembangkit listrik. Parameter fungsi biaya energi ini selanjutnya digunakan untuk optimasi sistem kelistrikan sehingga didapat gambaran tentang penjadwalan pembangkit listrik pada durasi waktu pendek tertentu seperti direncanakan.

Tabel 5-6 Data komponen untuk menghitung parameter komponen biaya

Nama	Pmin	Pnom	Qmin	Qnom	Harga (B. Bakar)	Harga CO ₂ e	Cal_Val (HHV)	HR nom	HR min	Paux min	Ko	C _{fuel}
<i>Thermal</i>	MW	MW	MVA _r	MVA _r	Rp/kg	Rp/kg	kcal/kg	(kcal/kWh)	MW	MW		%
CPP 1	260	650	(520)	520	396	36	5200	2245	2515	22	0.001	0.63
CPP 2	260	650	(520)	520	396	36	5200	2233	2510	22	0.001	0.63
CPP 3	260	650	(520)	520	396	36	5200	2230	2507	22	0.001	0.63
CPP 4	260	650	(520)	520	396	36	5200	2240	2520	22	0.001	0.63
CPP 5	140	350	(280)	280	396	36	5200	2263	2408	12	0.001	0.63
CPP 6	140	350	(280)	280	396	36	5200	2267	2412	12	0.001	0.63
CPP 7	140	350	(280)	280	396	36	5200	2265	2410	12	0.001	0.63
CPP 8	140	350	(280)	280	396	36	5200	2252	2401	12	0.001	0.63
CPP 9	132	330	(264)	264	396	36	5200	2433	2698	11	0.001	0.61
CPP 10	132	330	(264)	264	396	36	5200	2433	2698	11	0.001	0.61
CCGT 1	240	600	(480)	480	2450	36	12800	2067	2278	20	0.001	0.73
CCGT 2	240	600	(480)	480	2450	36	12800	2072	2280	20	0.001	0.73
CCGT 3	240	600	(480)	480	2450	36	12800	2078	2284	20	0.001	0.73
CCP 11	252	630	(504)	504	396	36	5200	2383	2429	21	0.001	0.63
CCP 12	252	630	(504)	504	396	36	5200	2380	2428	21	0.001	0.63
CCP 13	252	630	(504)	504	396	36	5200	2382	2429	21	0.001	0.63
CCP 14	252	630	(504)	504	396	36	5200	2386	2430	21	0.001	0.63
CCP 15	252	630	(504)	504	396	36	5200	2389	2432	21	0.001	0.63
GT 1	88	220	(176)	176	2450	36	12800	2929	3270	7	0.001	0.73
GT 2	88	220	(176)	176	2450	36	12800	2924	3268	7	0.001	0.73
Hydro	Pmin	Pnom	Qmin	Qmax	Retribusi air		Head netto	HR nom	HR min	Paux min	Ko	
					Rp/m ³		m					
HPP 1	70	175	(140)	140	0.5		340	2500	2640	2	0.02	
HPP 2	70	175	(140)	140	0.5		340	2500	2640	2	1.02	
HPP 3	70	175	(140)	140	0.5		340	2500	2640	2	2.02	
HPP 4	70	175	(140)	140	0.5		340	2500	2640	2	3.02	
HPP 5	70	110	(90)	90	0.5		130	2500	2643	2	0.02	
HPP 6	70	110	(90)	90	0.5		130	2500	2640	2	1.02	
HPP 7	70	110	(90)	90	0.5		130	2500	2640	2	2.02	
HPP 8	70	110	(90)	90	0.5		130	2500	2640	2	3.02	

5.2 Simulasi & Pembahasan Hasil OPF Biaya Energi

Untuk memberi gambaran tentang perbedaan biaya energi tanpa memperhatikan adanya emisi gas rumah kaca dan dengan adanya emisi gas rumah kaca. Gas rumah kaca yang ditinjau utamanya adalah emisi gas CO₂ hasil proses pembakaran. Optimasi ini dilakukan dengan menggunakan data sebagai berikut.

5.2.1 Data Pembangkit dan Beban Sistem Kelistrikan

Simulasi dari model fungsi biaya energi menggunakan data rekaan pada data sistem kelistrikan dengan *grid* sistem seperti data pada Gambar 5-1. Tetapi model *grid* sistem kelistrikan telah dimodifikasi dengan pembangkit listrik pada setiap bus yang ada pembangkitnya adalah unit pembangkit listrik tunggal bukan terdiri dari beberapa unit pembangkit listrik. Yakni pada Gambar 5-1 dimodifikasi dengan menyatakan bahwa bus dari mulai 24 s-d bus 51 tidak ada. Jadi *grid* data adalah sesuai dengan Tabel 5-1 di atas. Kemudian untuk *auxiliary power* diasumsikan bernilai antara 8.5% s-d 11 % bergantung dari daya listrik yang dibangkitkan.

Untuk keperluan simulasi, kebutuhan daya untuk *auxiliary* adalah 8.5% dari daya minimum ketika dibangkitkan dan naik sekitar 1 % ketika daya maksimum dibangkitkan oleh pembangkit. Kemudian, nilai kalori untuk Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) atau *Coal Power Plant (CPP)* dengan sumber energi primer batubara adalah 5200 kcal/kg, sedangkan pada sumber energi dari natural gas mempunyai kandungan methane 95%.

Pembangkit Listrik tenaga *thermal* dengan bahan bakar gas methane terdiri atas *Combine Cycle Power Plant (CCPP)* dan Turbin gas atau *Gas Turbine (GT)*. Dengan nilai kalori dari gas methane adalah setara dengan 12800 kcal/kg. Kemudian, harga bahan batubara diasumsikan bernilai Rp 396 per-kg dan natural gas dalam rupiah perkilogram adalah Rp 2450 per-kg. Biaya lingkungan untuk setiap kilogram kompensasi emisi dari GRK adalah Rp 39.6 per-kg. Untuk PLTA dipungut retribusi oleh Pemerintah setempat dengan nilai Rp 0.5 per meter kubik air. Data selengkapnya seperti Tabel 5-7 berikut.

Tabel 5-7 Data (*dummy*) komponen penyusun biaya energi

Bus	Nama	Pmin	Pnom	Pcap	Fuel price	CO2 price	CVfuel (HHV)	HRcap	HRnom	HRmin	Cfuel
	<i>Thermal</i>	MW	MW	MW	Rp/kg	Rp/kg	kcal/kg	kcal/kWh	kcal/kWh	kcal/kW	%
1	CPP 1	346	2770	3184	396	39.6	5310	2289	2279	2305	0.63
8	CPP 2	179	1430	1645	396	39.6	5330	2280	2263	2318	0.63
15	CPP 3	165	660	759	396	39.6	5280	2492	2469	2518	0.61
17	CCPP 1	230	1839	2115	2450	39.6	12800	1856	1850	1882	0.7275
22	CPP 4	445	3180	3657	396	39.6	5330	2315	2312	2338	0.63
23	GT 1	22	440	506	2450	39.6	12800	2992	2979	3068	0.7275
	<i>Hydro</i>				G		H				
10	HPP 1	18	480	552	0.5	0	52	1515	1500	1540	
11	HPP 2	26	680	782	0.5	0	40	1530	1515	1565	

Tabel 5-8 Data beban listrik (*dummy*)

Base kV		500											
Jam ke		1		2		3		4		5		Vmax	Vmin
bus_i	type	P _b	Q _b										
1	3	353	125	553	250	234	45	353	75	553	175	1.1	0.9
2	1	245	134	300	227	342	227	300	227	300	227	1.1	0.9
3	1	260	31	360	31	550	161	660	161	660	161	1.1	0.9
4	1	144	41	344	141	500	181	644	181	644	181	1.1	0.9
5	1	397	115	597	45	620	215	697	215	697	215	1.1	0.9
6	1	460	181	320	134	650	181	760	181	760	181	1.1	0.9
7	1	546	241	346	141	512	170	646	170	646	170	1.1	0.9
8	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.1	0.9
9	1	423	217	323	117	823	317	823	317	823	317	1.1	0.9
10	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.1	0.9
11	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.1	0.9
12	1	490	151	400	231	590	351	590	351	590	351	1.1	0.9
13	1	397	186	247	146	397	136	597	186	597	186	1.1	0.9
14	1	129	173	229	173	329	363	529	363	629	363	1.1	0.9
15	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.1	0.9
16	1	362	247	422	82	862	317	862	317	862	317	1.1	0.9
17	1	310	141	310	91	410	91	410	113	510	113	1.1	0.9
18	1	310	110	410	110	150	20	350	50	550	250	1.1	0.9
19	1	377	117	220	110	277	17	477	137	477	137	1.1	0.9
20	1	224	144	424	144	524	244	524	244	524	244	1.1	0.9
21	1	258	196	220	96	358	206	458	206	458	206	1.1	0.9
22	1	139	152	439	152	839	272	839	272	839	272	1.1	0.9
23	1	313	25	130	0	13	0	13	0	67	0	1.1	0.9

Selain itu, untuk keperluan simulasi model fungsi biaya ramah lingkungan ini juga dilakukan rekaan data dengan menggunakan data beban hanya 5 jam operasi. Setiap bus pada sistem kelistrikan mempunyai bus beban kecuali pada bus 8, bus 10, bus 11 dan bus 15. Nilai nol pada Tabel 5-8 menandakan bahwa bus tersebut tidak ada beban. Setiap beban berubah pada tiap jam operasinya.

Untuk keperluan simulasi perhitungan ini juga menggunakan asumsi tambahan bahwa kondisi adalah pada musim kemarau, sehingga pada jam-jam tertentu air tidak digunakan untuk membangkitkan listrik. Yakni PLTA pada jam pertama sampai jam ketiga tidak dapat mensuplai daya *grid* sistem kelistrikan. Pada jam keempat dan kelima, PLTA dapat mensuplai *grid*. Sehingga pada jam ke 1 sampai ke 3 semua suplai daya dari PLT-*Thermal*. Gambaran selengkapnya dari suplai daya pada sistem kelistrikan diperlihatkan dengan pendekatan *heat rate* linier dengan batasan daya tertinggi pada nominal diperlihatkan pada Tabel 5-11 dan daya tertinggi pada daya kapabilitas Tabel 5-12.

Pada Tabel 5-11 dan Tabel 5-12 tersebut diperlihatkan bahwa pada jam pertama sampai jam ketiga maka PLTA atau *Hydro Power Plant (HPP)* tidak mensuplai daya ke sistem kelistrikan, diperlihatkan sebagai daya listriknya bernilai nol (0). Nilai daya nol pada HPP ini disebabkan pembangkit listrik tenaga air tersebut tidak dapat mensuplai daya listrik ke sistem kelistrikan. Hal ini berbeda dari nilai nol pada CCPP dan GT, yakni pada HPP nilai tersebut terjadi karena pembangkit listrik tenaga air kekurangan air sebagai sumber energi primernya. Sedangkan pada pembangkit listrik tenaga *thermal*, nilai nol dapat terjadi karena pembangkit listrik tenaga *thermal* dari hasil simulasi optimasi berbiaya mahal.

5.2.2 Hasil Perhitungan Parameter Fungsi Biaya Energi

Perhitungan fungsi biaya energi dilakukan dengan menggunakan parameter fungsi biaya energi pada Tabel 3-1. Pendekatan kurva biaya energi dilakukan dengan dua cara, pertama dengan menggunakan fungsi *heat rate* linier yakni fungsi *heat rate* pada daya minimum bernilai sekitar 50 % dari daya nominal sampai pada daya nominalnya. Artinya pendekatan fungsi linier hanya pada kondisi fungsi *heat rate* bergradien menurun. Sedangkan pada pendekatan kedua dilakukan pada fungsi *heat rate* pada 50 % sampai kapabilitas daya pembangkit listrik. Atau pada pendekatan kedua, model didekati dengan melakukan gabungan dari model fungsi *heat rate* bergradien menurun dari daya minimum sampai daya nominal dan digabungkan dengan model *heat rate* bergradien naik dari daya nominal sampai dengan daya kapabilitas oleh pembangkit listrik yang ditinjau. Hasil perhitungan parameter tersebut diperlihatkan pada Tabel 5-9 dan Tabel 5-10.

Tabel 5-9 Parameter biaya energi dengan dan tanpa CO₂e (sampai nominal)

Bus	Power Plant	dari 50% sampai daya nom			Bus	Power Plant	dari 50% sampai daya nom		
<i>Thermal</i> (dengan CO ₂)		α	β	γ	<i>Thermal</i> (tanpa CO ₂)		α	β	γ
1	CPP 1	49.164	0.2091	-0.0000022	1	CPP 1	39.937	0.1699	-0.0000018
8	CPP 2	25.070	0.2065	-0.0000091	8	CPP 2	20.366	0.1677	-0.0000074
15	CPP 3	14.114	0.2253	-0.0000223	15	CPP 3	11.534	0.1841	-0.0000182
17	CCPP 1	70.156	0.3637	-0.0000115	17	CCPP 1	68.206	0.3536	-0.0000070
22	CPP 4	56.368	0.2087	-0.0000084	22	CPP 4	46.345	0.1716	-0.0000016
23	GT 1	22.014	0.5892	-0.0002946	23	GT 1	21.292	0.5699	-0.0001213
Hydro					Hydro				
10	HPP 1	0.242	0.0147	-0.0000013	10	HPP 1	0.242	0.0147	-0.0000013
11	HPP 2	0.450	0.0193	-0.0000017	11	HPP 2	0.450	0.0193	-0.0000015

Tabel 5-10 Parameter biaya energi dengan dan tanpa CO₂e (sampai kapabilitas)

Bus	Power Plant	dari 50% sampai daya cap			Bus	Power Plant	dari 50% sampai daya cap		
<i>Thermal</i> (dengan CO ₂)		α	β	γ	<i>Thermal</i> (tanpa CO ₂)		α	β	γ
1	CPP 1	67.948	0.1629	2.00E-05	1	CPP 1	55.196	0.132	1.00E-05
8	CPP 2	35.162	0.1271	6.00E-05	8	CPP 2	33.477	0.0979	5.00E-05
15	CPP 3	32.313	0.0675	2.00E-04	15	CPP 3	32.19	0.031	2.00E-04
17	CCPP 1	88.407	0.2961	4.00E-05	17	CCPP 1	84.753	0.2839	4.00E-05
22	CPP 4	69.699	0.1827	8.00E-06	22	CPP 4	56.619	0.1485	6.00E-06
23	GT 1	28.745	0.4062	5.00E-04	23	GT 1	27.557	0.3894	5.00E-04
Hydro					Hydro				
10	HPP 1	0.3332	0.011	1.00E-05	10	HPP 1	0.3332	0.011	1.00E-05
11	HPP 2	0.7478	0.0133	1.00E-05	11	HPP 2	0.7478	0.0133	1.00E-05

Fungsi *heat rate* ada dua jenis yakni fungsi *heat rate* dengan gradien menurun dari daya 50 % sampai *rating* daya nominal. Dan pada fungsi *heat rate* nominal sampai daya kapabilitas, kurva *heat rate* mempunyai gradien naik. Bila menggunakan fungsi *heat rate* linier sebagai pendekatan, keduanya menghasilkan fungsi biaya energi dengan orde dua. Pada setiap pendekatan dihitung pelibatan emisi GRK dan tanpa GRK. Hasil untuk fungsi *heat rate* linier dengan gradien menurun diperlihatkan pada Tabel 5-9. Sedangkan untuk daya minimum sampai rentang daya kapabilitasnya diperlihatkan pada Tabel 5-10.

5.2.3 Model Biaya Energi pada Pembangkit Listrik

Kedua model pada Tabel 5-9 dan Tabel 5-10 diharapkan dapat dicari dengan menggunakan data lapangan yang relatif terbatas yakni dengan menggunakan data kegiatan operasi pembangkit listrik tanpa melalui tahapan kommissioning. Dalam hal ini misalnya pada laporan bulanan dari Tim Engineering di Lapangan, sebagai contoh adalah referensi [68]. Pada penelitian tentang perbandingan kedua model diperlihatkan dengan melalui hasil simulasi. Pada penelitian tahapan berikutnya,

yakni pada penjadwalan pembangkit periode harian salah satu model yang digunakan, yakni model *heat rate* linier dengan gradien negatif. Model ini digunakan karena ingin mendapatkan biaya energi melibatkan biaya emisi dan makin ramah emisi pada daya yang makin besar. Sehingga batasan daya yang dioptimasi adalah sampai daya ratingnya, yakni daya rating dengan *heat rate* minimal.

Dengan kecenderungan mendatar pada kurva kedua tersebut dapat diartikan bahwa biaya energi persatuan daya listrik yang dikirimkan ke grid pada daya mendekati daya nominal cenderung lebih murah daripada ketika daya yang dibangkitkan kecil. Bentuk kurva cembung ke bawah tersebut terjadi karena pada daya menuju daya nominal maka performansi pembangkit listrik makin baik. Dapat pula dikatakan bahwa kurva cenderung cembung ke bawah menandakan bahwa biaya setiap jam persatuan daya menjadi makin kecil apabila daya yang dikirimkan nilainya makin besar. Kurva ini hanya terjadi apabila tinjauan daya hanya sampai daya nominalnya, sedangkan pada tinjauan sampai daya kapabilitas maka kurva dari nominal sampai kapabilitas akan mempunyai gradien naik kembali.

Kurva cembung ke bawah tersebut diwakili dengan nilai negatif pada parameter gamma (γ) pada fungsi deterministik kuadratik dari biaya energi, yakni nilai gamma negatif menjadikan bentuk kurva cembung ke bawah. Demikian sebaliknya, yakni apabila nilai gamma (γ) pada parameter kuadratik fungsi biaya bernilai positif maka bentuk kurva cenderung membentuk kurva cekung ke atas.

Dalam pandangan performansi pembangkit listrik, maka dapat dikatakan bahwa pada daya kecil sampai nominal kemudian pada tentangan daya tersebut daya digeser dari nilai minimal sampai nominal, dari pergeseran tersebut terlihat bahwa performansi pembangkit listrik makin baik. Nilai terbaik performansi pembangkit listrik adalah pada daya nominalnya, sehingga kurva biaya juga menjadi lebih mendatar pada nilai di sekitar daya nominalnya. Kurva fungsi biaya yang dihasilkan dari tinjauan daya minimum sampai daya nominal, parameter pentingnya diperlihatkan pada Tabel 5-9.

Pada nilai daya dari nominal sampai daya kapabilitas pembangkit listrik, performansi cenderung menurun. Kecenderungan menurun tersebut diperlihatkan sebagai kurva *heat rate* mempunyai gradien naik. Kemudian apabila kurva gradien

dari nilai daya minimum sampai nilai daya nominal digabungkan dengan nilai daya nominal sampai nilai daya kapabilitasnya maka didapatkan nilai daya dengan rentangan daerah kerja dari operasi pembangkit. Daerah kerja operasi pembangkit ini membentuk kurva kuadratik dengan parameter penting seperti pada Tabel 5-10.

5.2.4 Hasil Optimasi Biaya Energi Ramah Lingkungan

Simulasi minimasi biaya energi yang lebih ramah lingkungan dilakukan dengan meninjau sistem *hydrothermal* yang data sistemnya telah diperlihatkan sebelumnya, Optimasi dilakukan setelah mendapatkan gambaran fungsi objektif dengan parameter fungsi adalah seperti Tabel 5-9 dengan nilai parameter γ negatif seperti di atas.

Batasan fungsi berupa batasan jaringan yang datanya telah diperlihatkan pada sub-bab sebelumnya. Optimasi juga dilakukan dengan menggunakan Tabel 5-10, yakni pada nilai γ positif. Gambaran dari penentuan parameter nilai γ positif dan parameter nilai γ negatif diharapkan menjadikan pemilihan model yang apabila digunakan lebih lanjut menjadi lebih baik. Pemilihan nilai parameter γ positif atau negatif tersebut adalah juga merupakan pemilihan kelompok ‘kompetisi’ jika optimasi dilakukan pada suatu kelompok daya. Yakni pada nilai γ negatif diartikan bahwa kelompok optimasi adalah pada daya minimum sampai rating dayanya. Sedangkan untuk parameter γ positif adalah kelompok ‘kempetisi’ yang dioptimasi pada rentang nilai daya dari daya minimum sampai kemampuan daya kapabilitas.

Hasil optimasi diperlihatkan pada Tabel 5-11 sampai dengan Tabel 5-17. Optimasi dilakukan dengan menggunakan metoda *interior point*, lihat referensi [15], dengan *decommitment* unit menggunakan *merit order*. *Decommitment* dapat dilakukan dengan cara meninjau bahwa pada nilai hasil perhitungan optimasi economic dispatch ternyata unit pembangkit masih mempunyai daya dibawah daya minimumnya maka pembangkit dikeluarkan dari perhitungan sistem kelistrikan. Sehingga apabila pembangkit yang murah telah mencukupi maka pembangkit yang mempunyai biaya energi besar semua dikeluarkan dari *grid* sistem kelistrikan. Dengan kata lain, *decommitment unit* mengeluarkan pembangkit berbiaya mahal dari sistem kelistrikan ketika pembangkit yang lebih murah telah mencukupi nilai dayanya dalam memenuhi beban dan *losses* jaringannya.

Tabel 5-11 Optimasi Model HR Linier (γ negatif, Pnom) dengan biaya GRK

Jam ke			1		2		3		4		5	
Bus	Power Plant	MW	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
1	CPP 1	2769	1054.89	273.27	2769.00	496.30	2769.00	318.53	2769.00	341.64	2769.00	484.46
8	CPP 2	1430	1430.00	844.47	1430.00	600.98	1430.00	1168.49	1430.00	609.86	1430.00	708.79
10	HPP 1	700	0	0	0	0	0	0	480.00	310.42	480.00	372.82
11	HPP 2	700	0	0	0	0	0	0	680.00	483.18	680.00	499.96
15	CPP 3	660	481.04	95.99	660.00	-3.55	660.00	118.30	660.00	108.48	660.00	113.71
17	CCPP 1	1839	0	0	0	0	959.59	348.28	1350.92	342.64	1839.00	349.61
22	CPP 4	3180	3179.99	357.62	1745.34	115.45	3180.00	403.21	3180.00	420.00	3180.00	300.42
23	GT 1	440	0		0		0	0	0	0	106.77	106.97
Load			6137.00	2727.00	6594.00	2421.00	8980.00	3514.00	10532.00	3766.0	11126.00	4066.00
Power generated			6145.93	1571.35	6604.33	1209.20	8998.59	2356.80	10549.91	2616.23	11144.77	2917.25
Branch charging (inj)				1246.4		1242.9		1244.1		1244.3		1245.5
Obj. function		jt Rp/jam	1394.94		1485.49		2192.73		2350.31		2603.54	
Converged		detik	8.24		2.24		0.88		0.88		0.44	

Tabel 5-12 Optimasi Model HR Linier (γ positif, Pcap) dengan biaya GRK

Jam ke			1		2		3		4		5	
Bus	Power Plant	MW	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
1	CPP 1	2769	1741.41	278.43	1862.65	504.11	3184.35	323.65	3184.35	343.86	3184.35	476.85
8	CPP 2	1430	890.71	853.16	929.01	632.66	1549.87	1194.28	1591.20	611.47	1644.50	692.55
10	HPP 1	700	0	0	0	0	0	0	480.00	294.52	480.00	355.13
11	HPP 2	700	0	0	0	0	0	0	680.00	496.99	680.00	498.85
15	CPP 3	660	413.69	92.11	425.18	16.22	611.67	199.35	632.00	97.73	726.56	110.49
17	CCPP 1	1839	0	0	0	0	0	0	302.56	348.49	774.08	349.11
22	CPP 4	3180	3102.04	340.86	3387.14	105.07	3657.00	645.15	3657.00	421.40	3657.00	437.79
23	GT 1	440	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Load			6137.00	2727.00	6594.00	2421.00	8980.00	3514.00	10532.00	3766.00	11126.00	4066.0
Power Generated			6147.85	1564.56	6603.98	1258.05	9002.89	2362.43	10553.17	2613.95	11146.49	2920.78
Branch charging (inj)				1247.3		1248.2		1239.9		1240.4		1242.6
Obj. function		jt Rp/jam	1416.13		1523.27		2159.01		2390.80		2591.59	
Converged		detik	2.77		2.06		1.90		0.87		0.88	

Tabel 5-13 Perbandingan model HR linier (γ negatif) dengan HR linier (γ positif)

Jam ke		1		2		3		4		5	
Unit	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	
Beban	6137.00	2727.00	6594	2421	8980.00	3514.00	10532.00	3766.00	11126.00	4066.0	
Hasil Optim. HR Linier (γ negatif) dengan emisi GRK	6145.93	1571.35	6604.33	1209.20	8998.59	2356.80	10549.91	2616.23	11144.77	2917.25	
Hasil Optim. HR Linier (γ positif) tanpa emisi GRK	6147.85	1564.56	6603.98	1258.05	9002.89	2362.43	10553.17	2613.95	11146.49	2920.78	
Biaya energi Hasil Opt. HR linier (γ negatif)	jt Rp/jam	1394.94		1485.49		2192.73		2350.31		2368.34	
Biaya energi Hasil Opt. HR linier (γ positif)	jt Rp/jam	1416.13		1523.27		2159.01		2390.80		2591.59	
Selisih biaya HR linier γ positif terhadap γ negatif	Jt Rp/jam	21.19		37.78		-33.72		40.49		223.25	

Tabel 5-14 Hasil Optimasi Model HR Linier (γ negatif, Pnom) tanpa GRK

Jam ke			1		2		3		4		5	
Bus	Power Plant	MW	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
1	CPP 1	2769	2769.00	269.41	2769.00	496.32	2769.00	318.53	2769.00	341.66	2769.00	484.46
8	CPP 2	1430	1430.00	822.22	1430.00	601.02	1430.00	1168.48	1430.00	609.95	1430.00	708.79
10	HPP 1	700	0	0	0	0	0	0	480.00	310.93	480.00	372.82
11	HPP 2	700	0	0	0	0	0	0	680.00	482.58	680.00	499.96
15	CPP 3	660	660.00	73.44	660.00	-3.56	660.00	118.32	660.00	108.55	660.00	103.61
17	CCPP 1	1839	0	0	0	0	959.59	348.22	1350.92	342.38	1839.00	349.60
22	CPP 4	3180	1291.53	358.29	1745.34	115.43	3180.00	403.25	3180.00	420.18	3180.00	349.60
23	GT 1	440	0	0	0	0	0	0	0	0	106.77	106.98
Load			6137.00	2727.00	6594	2421	8980.00	3514.00	10532.00	3766.00	11126.00	4066.0
Power Generated			6150.52	1523.36	6604.33	1209.21	8998.59	2356.80	10549.91	2616.23	11144.77	2936.74
Branch charging (inj)				1239.8		1242.7		1244.1		1244.3		1245.5
Obj. function		jt Rp/jam	1131.82		1207.46		1843.18		1995.08		2237.46	
Converged		detik	1.78		2.25		0.91		0.88		0.44	

Tabel 5-15 Perbandingan model HR linier (γ negatif) dengan dan tanpa GRK.

Jam ke		1		2		3		4		5	
Unit	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	
Beban	6137.00	2727.00	6594	2421	8980.00	3514.00	10532.00	3766.00	11126.00	4066.0	
Hasil Optim. HR Linier (negatif) dengan emisi GRK	6145.93	1571.35	6604.33	1209.20	8998.59	2356.80	10549.91	2616.23	11144.77	2917.25	
Hasil Optim. HR Linier (negatif) tanpa emisi GRK	6150.52	1523.36	6604.33	1209.21	8998.59	2356.80	10549.91	2616.23	11144.77	2936.74	
Biaya energi dengan kompensasi emisi	jt Rp/jam	1394.94		1485.49		2192.73		2350.31		2603.54	
Biaya energi tanpa kompensasi emisi	jt Rp/jam	1131.82		1207.46		1843.18		1995.08		2237.46	
Selisih biaya karena adanya biaya emisi	Jt Rp/jam	263.12		278.03		349.55		355.23		130.88	
Prosentase selisih biaya emisi terhadap tanpa emisi	%	23		23		19		18		16	

Tabel 5-16 Hasil Optimasi Model HR Linier (γ pos, Pcap) tanpa GRK

Jam ke			1		2		3		4		5	
Bus	Power Plant	MW	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
1	CPP 1	2769	2347.17	263.31	2508.19	491.11	3184.35	323.81	3184.35	343.98	3184.35	476.86
8	CPP 2	1430	827.61	807.55	858.33	590.04	1596.72	1194.80	1644.50	613.45	1644.50	692.56
10	HPP 1	700	0	0	0	0	0	0	480.00	302.90	480.00	355.04
11	HPP 2	700	0	0	0	0	0	0	680.00	497.47	680.00	498.96
15	CPP 3	660	372.75	78.54	380.48	1.87	564.68	198.25	759.00	138.00	759.00	110.77
17	CCPP 1	1839	0	0	0	0	0	0	0	0	741.63	349.15
22	CPP 4	3180	2601.83	392.36	2857.95	147.93	3657.00	644.57	3657.00	352.40	3657.00	437.42
23	GT 1	440	0	0	0	0	0	0	148.50	368.21	0	0
Load			6137.00	2727.00	6594.00	2421.00	8980.00	3514.00	10532.00	3766.00	11126.00	4066.0
Power Generated			6149.37	1541.76	6604.95	1230.94	9002.76	2361.42	10553.35	2616.42	11146.48	2920.76
Branch charging (inj)				1245.0		1246.6		1239.8		1240.2		1242.6
Obj. function		jt Rp/jam	1124.00		1206.50		1687.60		1876.23		2097.12	
Converged		detik	1.79		1.80		1.78		1.33		0.87	

Tabel 5-17 Perbandingan model HR linier (γ positif) dengan dan tanpa emisi GRK.

Jam ke		1		2		3		4		5		
Unit		MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	
Beban		6137.00	2727.00	6594	2421	8980.00	3514.00	10532.00	3766.00	11126.00	4066.0	
Hasil Optim. HR Linier (γ positif) dengan emisi GRK		6147.85	1564.56	6603.98	1258.05	9002.89	2362.43	10553.17	2613.95	11146.49	2920.78	
Hasil Optim. HR Linier (γ positif) tanpa emisi GRK		6149.37	1541.76	6604.95	1230.94	9002.76	2361.42	10553.35	2616.42	11146.48	2920.76	
Biaya energi dengan kompensasi emisi		jt Rp/jam	1416.13		1523.27		2159.01		2390.80		2591.59	
Biaya energi tanpa kompensasi emisi		jt Rp/jam	1124.00		1206.50		1687.60		1876.23		2097.12	
Selisih biaya karena adanya biaya emisi		Jt Rp/jam	292.13		316.77		471.41		514.57		494.47	
Prosentase selisih biaya emisi terhadap tanpa emisi		%	26		26		28		27		24	

5.2.5 Pembahasan Pengembangan Model Fungsi Biaya Energi

Pengembangan model biaya energi dapat dilakukan dengan pengelompokan berdasarkan pada pendekatan *heat rate* linier pada jangkauan terbatas. Pembatasan jangkauan *heat rate* linier dapat dilakukan dengan menggunakan nilai tertentu maupun pada bentuk tanda gradiennya. Pengelompokan dapat dilakukan menjadi 3 kelompok berdasarkan batasan maksimum kemampuan pembangkit.

Pengelompokan model biaya misalnya pada nilai 15 % sampai 50 % rating daya nominalnya satu kelompok karena pada nilai daya ini gradien naiknya performansi relatif masih besar. Kemudian pada nilai 50 % sampai rating daya nominalnya 100 % adalah satu kelompok, hal ini dilakukan karena gradien *heat rate* terhadap daya disalurkan masih negatif tetapi dengan kemiringan relatif kecil. Kelompok dengan model *heat rate* linier tersebut untuk gradien kecil dengan nilai negatif dapat dilihat pada Tabel 5-9. Pada Tabel 5-9 diperlihatkan bahwa gradien *heat rate* negatif mengakibatkan nilai parameter γ pada fungsi biaya energi menjadi bernilai negatif pula. Pada kelompok ketiga adalah ketika gradien *heat rate* terhadap daya menjadi positif kembali, yakni pada daya yang disalurkan sudah melebihi daya nominal sampai kepada daya kapabilitas yang mampu dibangkitkan. Pengelompokan tersebut dapat diharapkan penggunaan model biaya energi terhadap bentuk fungsi biaya riel mempunyai tingkat kesalahan yang sangat kecil.

Penggabungan dua kelompok dapat dilakukan dengan menggunakan teknik kurva fitting dengan memperhatikan koefisien determinansi dari nilai biaya energi setelah digabungkan. Nilai koefisien determinansi dari gabungan antar kelompok di atas 99 % kiranya cukup layak untuk dijadikan rujukan. Dengan teknik penggabungan dua kelompok *heat rate* yang berbeda tersebut masih dapat diharapkan mendapatkan fungsi deterministik kuadratik dari gabungan keduanya. Hasil penggabungan dua kelompok dengan gradien *heat rate* berbeda dalam rentang daya dari 50% sampai 115 % diperlihatkan pada Tabel 5-12. Penggabungan ini menghasilkan parameter kurva deterministik kuadratik dengan nilai γ positif.

5.2.6 Minimasi Aliran Daya Optimal pada Kelompok *Heat Rate*

Simulasi untuk mendapatkan aliran daya optimal dilakukan pada kelompok *heat rate*. Pada simulasi pertama dilakukan untuk mendapatkan nilai daya optimal

berdasarkan biaya minimal dari kelompok *heat rate* dengan gradien negatif atau parameter γ negatif yakni dari nilai daya 50 % sampai nilai daya nominalnya. Parameter kurva kuadartik dari fungsi *heat rate* tersebut diperlihatkan pada Tabel 5-9, kemudian hasil simulasi diperlihatkan pada Tabel 5-11. Optimasi aliran daya tersebut dilakukan dengan menggunakan metoda *interior point*.

Simulasi kedua dilakukan dengan menggunakan parameter γ positif yang terdiri dari gabungan dua kelompok model *heat rate* linier dari nilai daya 50 % sampai kapabilitas atau maksimum kemampuan pembangkit. Dalam model ini kemampuan kapabilitas didekati dengan 15 % di atas daya rating atau nominalnya. Parameter fungsi kuadratiknya diperlihatkan pada Tabel 5-10. Hasil simulasi optimasi daya menggunakan algoritma *interior point* pada Tabel 5-12.

5.2.7 Pembahasan Pengembangan Biaya Energi Ramah Lingkungan

Pengembangan model biaya energi dimaksudkan untuk mendapatkan model yang dapat menggabungkan biaya bahan bakar dan biaya emisi gas rumah kaca dalam suatu persamaan sederhana. Persamaan sederhana untuk biaya bahan bakar yang sering digunakan adalah berupa persamaan fungsi deterministik kuadratik. Persamaan kuadratik ini dikemukakan pada optimasi sistem kelistrikan baik yang menggunakan metoda optimasi numerik atau klasik, maupun pada metoda optimasi artifisial. Persamaan kuadratik dari fungsi biaya energi tersebut dimaksudkan agar pemakaian metoda optimasi numerik dapat digunakan dengan baik, karena metoda optimasi numerik seperti metoda *interior point* dapat melakukan optimasi dengan cepat dan akurat. Kecepatan untuk mencapai konvergensi hasil simulasi dengan *interior point* yang diperlihatkan pada Tabel 5-11 dan Tabel 5-13 ternyata tidak terlalu berpengaruh dengan waktu konvergensi dibawah 10 detik. Sehingga pemilihan penggabungan model fungsi biaya bahan bakar dan biaya kompensasi emisi GRK menjadi fungsi biaya energi berbentuk fungsi deterministik kuadratik sebagai fungsi objektif adalah baik untuk dilakukan.

Pembangkit listrik tenaga *thermal* dengan menggunakan bahan bakar sebagai sumber energi primernya selain menghasilkan listrik juga menghasilkan emisi. Salah satu emisi yang berkaitan langsung dengan teknologi pembakaran adalah emisi gas rumah kaca. Gas rumah kaca tersebut ditengarai menyebabkan

meningkatnya suhu bumi. Pada emisi GRK ini, komponen penting dari GRK yang ditinjau adalah gas CO₂, gas methane tak terbakar dan NO_x. Menurut protokol Kyoto, emisi GRK tersebut dalam perhitungan dampaknya dihitung dengan menggunakan index karbon dioksida ekuivalen atau CO_{2e}, dengan nilai CO₂ berindeks 1, gas methane berindeks 21 dan NO_x berindeks 310.

Keluaran emisi secara stoikiometrik adalah sebanding dengan masukan bahan bakar, terutama untuk emisi CO₂. Karena keluaran emisi GRK ini sebanding dengan masukan bahan bakar maka perhitungan emisi dapat disetarakan dengan perhitungan bahan bakar. Dengan demikian, pengembangan model biaya energi yang menggabungkan biaya bahan bakar dan biaya emisi GRK dapat dilakukan dengan menggunakan pendekatan stoikiometrik. Walaupun pada pendekatan stoikiometrik ini pada kenyataannya tidak terlalu persis sesuai dengan situasi riil dari ruang bakar pada pembangkit listrik, tetapi masih cukup relevan digunakan. Pendekatan stoikiometrik dikatakan relevan adalah karena menggunakan sistem pembakaran pada sistem pembangkit listrik yang ideal. Dan penggambaran kemampuan pembangkit listrik untuk mengkonversi energi primer menjadi energi listrik didukung dari penggambaran performansi pembangkit listrik yang diwakili oleh *heat rate* pembangkit listrik tenaga *thermal*, dan maupun $1/\text{effisiensi}$ pembangkit tenaga air.

Heat rate pembangkit pada pembahasan tentang penggabungan fungsi biaya bahan bakar dan biaya lingkungan karena adanya emisi gas rumah kaca menjadi kunci lain dari fungsi biaya energi. Biaya lingkungan karena emisi gas rumah kaca ini biasa disingkat sebagai biaya emisi GRK. Bahwa kedua fungsi biaya, yakni biaya bahan bakar dan biaya emisi GRK tersebut keduanya sangat berkaitan dengan performansi pembangkit listrik.

Selanjutnya, dengan menggunakan *performansi* pembangkit listrik yang diwakili oleh *heat rate* pembangkit pada PLT-*Thermal* maka dapat dilakukan penggabungan fungsi biaya bahan bakar dan fungsi biaya emisi dengan menggabungkan parameter penting pada masing-masing fungsi biaya tersebut. Diperlihatkan dengan validasi tentang *heat rate* bahwa fungsi linier pada *heat rate* masih baik yakni dengan koefisien determinasi lebih dari 80%, sehingga dapat digunakan sebagai suatu pendekatan perilaku performansi pembangkit listrik.

Bahwa fungsi *heat rate* makin mengecil linier terhadap daya yang dibangkitkan. Dengan pendekatan *heat rate* linier tersebut maka pendekatan fungsi kuadrat pada model biaya energi menjadi dapat dijelaskan dengan baik.

Dengan pendekatan fungsi *heat rate* linier yang menghasilkan bentuk fungsi biaya kuadrat, juga diketahui komponen-komponen yang mempengaruhi parameter penting (α, β, γ) dari fungsi biaya energi. Bentuk fungsi biaya energi tersebut dapat dilihat pada persamaan 3-26 di atas. Parameter penting tersebut dipengaruhi oleh komponen-komponen seperti *heat rate* pada pembangkitan daya nominal dan *heat rate* pada pembangkitan daya minimal, penggunaan daya *auxiliary* pada pengiriman daya minimal dan nominal, kandungan komponen bahan bakar seperti karbon dan nitrogen, serta teknologi pembakaran yang dilakukan. Hubungan parameter penting fungsi biaya energi terhadap komponen yang mempengaruhi fungsi biaya tersebut diperlihatkan pada Tabel 3-1 di atas.

Dengan telah didapatkannya fungsi biaya energi dengan memperhatikan biaya emisi GRK pada pembangkit listrik, maka dapat dilakukan optimasi biaya energi yang lebih ramah terhadap lingkungan. Optimasi dapat dilakukan dengan melakukan minimasi biaya energi tersebut. Minimasi biaya energi yang lebih ramah lingkungan dapat diartikan sebagai melakukan minimasi biaya bahan bakar dan juga minimasi emisi GRK.

Karena parameter penting pada biaya energi sebagai fungsi kuadrat yang dipengaruhi oleh komponen harga bahan bakar dan komponen harga emisi GRK, maka mengubah nilai komponen harga GRK menjadi bernilai nol adalah seperti halnya melakukan perhitungan optimasi tanpa memperhatikan efek emisi gas rumah kaca. Yakni karena efek emisi GRK diperlihatkan sebagai biaya yang harus ditanggung oleh pengguna listrik sebagai kompensasi ke lingkungan. Dengan harga emisi GRK dijadikan bernilai nol pada perhitungan minimasi biaya energi adalah seperti menjadikan biaya emisi GRK tidak diperlukan. Dengan demikian, karena pentingnya memberlakukan fungsi biaya energi yang lebih ramah lingkungan pada setiap perhitungan optimasi biaya kelistrikan maka sebaiknya komponen yang mempengaruhi biaya yakni harga emisi dimasukkan sebagai komponen yang dihitung dalam setiap optimasi aliran daya listrik pada sistem kelistrikan.

5.2.8 Pembahasan Hasil *OPF* Minimasi Biaya Energi Melibatkan Emisi

Optimasi aliran daya atau *Optimal Power Flow* (OPF) pada pembahasan ini dilakukan pada dua kategori. Yakni pada pendekatan pertama adalah perhitungan OPF dengan pendekatan daya sampai daya nominal. Dan pendekatan kedua adalah perhitungan OPF dengan pendekatan sampai kapabilitas daya yang dapat dibangkitkan oleh setiap pembangkit listrik. Fungsi objektif berupa fungsi deterministik orde 2 yang dicari dengan pendekatan fungsi *heat rate* linier sebagai performansi pembangkit listrik. Berikut adalah pembahasan hasil optimasinya.

5.2.8.1 *Optimal Power Flow* Minimasi Biaya Energi dengan γ negatif

Fungsi *heat rate* dengan gradien negatif terjadi pada nilai daya dibawah rating dayanya. *Optimal power flow* dengan γ negatif disini dimaksudkan bahwa *heat rate* yang digunakan pada pendekatan adalah *heat rate* rata-rata pembangkit yang didekati dengan fungsi linier bergradien negatif, sehingga fungsi biaya energi adalah kuadratik dengan parameter γ negatif seperti ditunjukkan pada Tabel 5-11. Fungsi kuadratik dengan parameter γ negatif ini untuk pembangkit listrik terjadi pada nilai daya minimal sampai daya nominal. Sehingga, ketika dilakukan optimasi aliran daya dan dengan fungsi objektif bergradien negatif maka batasan daya pembangkit adalah sampai daya nominalnya. Dengan kata lain dikatakan bahwa daya tertinggi dari optimasi adalah sama dengan daya nominalnya. Hasil optimasi aliran daya tersebut ditunjukkan pada Tabel 5-12 untuk optimasi aliran daya dengan melibatkan emisi GRK dan Tabel 5-14 adalah hasil optimasi aliran daya tanpa melibatkan emisi GRK.

Pada Tabel 5-15 diketahui bahwa hasil simulasi biaya kompensasi emisi GRK pada pembangkit listrik tenaga uap dengan unsur utama karbon 63% dan harga kontribusi emisi 0.1 dari harga bahan bakar menjadikan meningkatnya biaya energi bernilai sekitar 23 % dari biaya tanpa memperhitungkan emisi GRK. Hal ini terlihat pada tabel hasil simulasi tersebut pada jam ke 1 dan jam ke 2. Naiknya biaya energi tersebut adalah karena telah diperhitungkannya biaya kompensasi karena adanya emisi GRK. Kemudian dengan masuknya PLTGU dengan kandungan unsur utama bahan bakar berupa karbon 72 % menurunkan biaya kompensasi yang semula bernilai 23 % menjadi 19 %, hal ini terlihat pada Tabel 5-15 pada jam ke 3.

Dengan mengaktifkan PLTA pada jam ke 4 dan jam ke 5, maka biaya emisi menurun menjadi sekitar 18 % dan pada jam ke 5 turun lagi menjadi 16 % karena masuknya PLTG dengan bahan bakar dengan unsur karbon sebesar 72 %. Sehingga dapat dikatakan bahwa pembangkit listrik dengan bahan bakar dengan unsur utama karbon makin tinggi menyebabkan turunnya biaya kompensasi emisi GRK. Demikian pula dengan pembangkit listrik yang ramah lingkungan seperti PLTA berkontribusi untuk menurunkan biaya kompensasi emisi. Hal tersebut dapat dilihat hasil simulasi dengan ketika PLTA masuk pada jam ke 3 s-d jam ke 5 menyebabkan turunnya prosentasi nilai perbandingan biaya energi dengan emisi dan tanpa emisi pada sistem kelistrikan.

5.2.8.2 *Optimal Power Flow* Minimasi Biaya Energi dengan γ positif

Hasil optimasi aliran daya dengan fungsi objektif berupa fungsi deterministik orde dua dengan parameter (γ) bernilai positif diperlihatkan pada Tabel 5-12 dan Tabel 5-16. Hasil optimasi tersebut dilakukan dengan menggunakan pendekatan fungsi *heat rate* bergradien negatif untuk daya dari 50 % sampai daya nominal dilanjutkan dengan menggunakan *heat rate* bergradien positif pada daya nominal sampai dengan kapabilitas dayanya untuk setiap pembangkit listrik. Gabungan dari keduanya yakni pada daya 50% sampai kapabilitas daya pembangkit menghasilkan bentuk fungsi polinomial orde 2 dengan parameter kuadratisnya (γ) bernilai positif.

Hasil simulasi optimasi aliran daya dari fungsi objektif biaya energi dengan melibatkan biaya kompensasi emisi GRK diperlihatkan pada Tabel 5-12, sedangkan pada Tabel 5-16 memperlihatkan hasil simulasi OPF dengan objektif biaya energi tanpa memperhitungkan biaya kompensasi emisi GRK. Kedua tabel tersebut kemudian nilai-nilai tertentu dirangkum dan diperbandingkan pada Tabel 5-17. Pada Tabel 5-17 diperlihatkan bahwa biaya kompensasi emisi GRK mengakibatkan naiknya biaya energi yakni jam ke 1 dan jam ke 2 adalah senilai 26 % dengan kandungan bahan karbon pada bahan bakar sebesar 62 %.

Kemudian, pada jam ke 3 dari hasil simulasi pada Tabel 5-17 diperlihatkan bahwa biaya kompensasi emisi GRK naik menjadi 28 % ketika daya beban naik

cukup besar. Pada Tabel 5-17 jam ke 4 dan jam ke 5, hasil simulasi menunjukkan penurunan biaya emisi karena masuknya PLTA ke sistem kelistrikan.

5.2.8.3 Perbandingan OPF Biaya Emisi pada γ positif dan γ negatif

Perbandingan biaya kompensasi emisi pada simulasi *optimal power flow* dengan γ positif (Tabel 5-16) terhadap γ negatif (Tabel 5-17) menunjukkan bahwa pada γ positif biaya kompensasi emisinya lebih tinggi daripada pada γ negatif. Selisih biaya kompensasi tersebut sekitar 3 %, hal tersebut dapat diakibatkan karena OPF mencari biaya energi dengan tatacara membangkitkan daya optimal oleh setiap pembangkit dengan biaya energi secara keseluruhan minimal. Hal tersebut mengakibatkan daya listrik yang harus dibangkitkan oleh setiap pembangkit menjadi berbeda nilainya, sebagai contoh pada Tabel 5-14 pembangkit listrik tenaga uap (CPP 1) pada jam ke 1 dengan daya yang diaktifkan adalah sebesar 2769.00 MW sedangkan pada Tabel 5-16 CPP 1 membangkitkan daya 2347.17 MW sehingga secara biaya emisi menjadikan berselisih biaya kompensasi sekitar 3 %.

Selisih 3 % tersebut di atas juga berkemungkinan karena adanya perbedaan bentuk pendekatan yang dilakukan terhadap bentuk γ positif dan γ negatif pada daya sekitar daya nominal mengalami perbedaan nilai parameter. Perbedaan ini dapat dikonfirmasi dengan penelitian lebih lanjut. Perbedaan nilai parameter tersebut dapat dilihat pada hasil optimasi aliran daya pada Tabel 5-13.

Hasil optimasi aliran daya yang menyebabkan naiknya biaya kompensasi emisi ini (Tabel 5-12) ternyata sedikit berbeda dengan hasil simulasi pada γ negatif (Tabel 5-11). Pada Tabel 5-11 naiknya beban pada jam ke 3 dibarengi dengan masuknya CCPP 1 sedangkan pada Tabel 5-12 hal tersebut tidak terjadi, hal tersebut karena kedua tabel mempunyai batasan daya tertinggi yang berbeda dari setiap pembangkit. Yakni karena pada pendekatan γ positif ini daya pembangkit listrik adalah sampai kapabilitas daya dari kemampuan pembangkit; simulasi ini kapabilitas daya dibuat 15 % di atas daya nominalnya. Dari kedua tabel tersebut juga diperlihatkan bahwa biaya energi secara keseluruhan dari keduanya ternyata untuk tinjauan hasil simulasi OPF pada jam ke 3 dengan γ positif lebih kecil nilainya daripada hasil OPF dari γ negatif. Hal ini diperlihatkan pada Tabel 5-13 yakni pada jam ke 3 selisihnya adalah negatif.

Dari Tabel 5-13 diketahui bahwa secara keseluruhan pemilihan γ negatif dengan daya nominal sebagai nilai batasan daya yang dibangkitkan ternyata lebih hemat daripada dengan menggunakan model γ positif dengan batasan kapabilitas daya dari setiap pembangkit listrik. Model dengan pendekatan daya nominal sebagai daya tertinggi yang dibangkitkan kiranya cukup cocok apabila diterapkan untuk operasi sistem kelistrikan yang melibatkan biaya emisi karena biaya emisinya lebih murah. Hal ini terlihat pada nilai biaya kompensasi emisi lebih rendah pada model pendekatan γ negatif daripada model dengan γ positif.

Optimasi dengan γ negatif dimungkinkan apabila cadangan berjalan dari sistem kelistrikan *hydrothermal* memungkinkan yakni jika nilai gabungan daya nominal dari setiap pembangkit penyokong sistem lebih dari 20 % beban tertinggi. Hal ini dimaksudkan untuk mendapatkan nilai emisi GRK yang rendah seperti diperlihatkan pada hasil optimasi pada Tabel 5-13. Dengan cadangan pembangkit yang siap masuk ke sistem cukup besar (misal 20%) maka dapat diharapkan untuk tetap mendapatkan daya yang bervariasi sesuai dengan permintaan beban pada efisiensi sistem terbaiknya.

5.2.8.4 OPF dengan Objektif Biaya Energi melibatkan Emisi GRK

Dari hasil simulasi tentang *optimal power flow* secara umum dapat dikatakan bahwa pemilihan pembangkit listrik untuk beroperasi pada suatu rentang waktu tertentu dengan menggunakan optimasi biaya energi adalah bersesuaian dengan pemilihan pembangkit yang paling ramah lingkungan. Ramah lingkungan ini terutama dalam tinjauan ini adalah pada efek gas rumah kaca. Yakni, pembangkit listrik yang paling ramah lingkungan adalah pembangkit dengan kurva *heat rate* yang nilai nominalnya paling kecil. Atau dengan kata lain, dengan menggunakan optimasi untuk meminimasi biaya energi adalah sebangun dengan melakukan optimasi pembangkit yang ramah lingkungan. Hal tersebut terutama berkaitan dengan pengertian bahwa biaya energi minimal adalah bersesuaian dengan pemilihan pembangkit dengan performansi paling baik.

Oleh karena biaya lingkungan karena efek gas rumah kaca tidak hanya berkaitan dengan performansi pembangkit, maka perhitungan biaya energi pada sistem kelistrikan yang lebih ramah lingkungan sebaiknya tidak hanya menghitung

dengan menggunakan pendekatan biaya bahan bakar. Tetapi juga dihitung dengan memasukkan biaya kompensasi emisi, yakni karena komponen biaya emisi juga berkaitan dengan kandungan bahan penyebab emisi lain seperti kandungan nitrogen pada bahan bakar. Hal ini bersesuaian dengan pengaruh kandungan komponen yang berpotensi menyebabkan emisi GRK pada komposisi bahan bakar yang digunakan untuk membangkitkan listrik, seperti terlihat pada Tabel 3-1.

Apabila memperhatikan hasil simulasi tentang minimasi biaya energi melibatkan emisi GRK di atas, dapat dikatakan bahwa keterlibatan emisi GRK dalam optimasi aliran daya lebih menjamin sistem tenaga listrik menjadi lebih ramah terhadap lingkungan. Yakni karena minimasi energi dapat juga dikatakan sebagai melakukan minimasi biaya kompensasi emisi GRK selain melakukan minimasi biaya bahan bakar pembangkit listrik pada sistem kelistrikan.

5.3 Simulasi OPF dengan *Multistage* dan Pembahasan Hasil

Telah diketahui bahwa pada optimasi aliran daya dengan menggunakan fungsi objektif tunggal berupa fungsi deterministik seperti diperlihatkan pada sub-bab sebelumnya dapat dilakukan dengan baik, yakni dapat mencapai konvergensi hasil simulasi dalam orde kurang dari 20 detik pada sistem kelistrikan dengan jumlah bus sedang.

Pada sistem kelistrikan Jawa Bali 400 kV juga disuplai oleh pembangkit listrik ramah lingkungan yakni PLTA yang lumayan besar nilainya. Pembangkit tenaga air ini pada operasionalnya terpengaruh oleh ketersediaan air sebagai sumber energi primernya. Pengembangan lebih lanjut dari simulasi optimasi kelistrikan *hydrothermal* adalah dilakukan pengkajian algoritma optimasi sistem kelistrikan *hydrothermal* karena pengaruh musim. Karena musim berpengaruh pada persediaan sumber energi pada PLTA. Simulasi dari model *hydrothermal* pada dua kondisi musim yang berbeda yakni musim penghujan dengan persediaan air melimpah dan pada musim kemarau dengan kondisi kekurangan pasokan air dilakukan dengan gambaran kondisi sistem *hydro* seperti penjelasan berikut.

5.3.1 Data Penggunaan Air Waduk untuk Pembangkitan Listrik

Tahap pertama simulasi adalah maksimasi penggunaan air waduk. Penggunaan air waduk untuk membangkitkan listrik dibatasi oleh kapasitas waduk dan daya masukan air ke dalam waduk serta penguapan air waduk. Penjelasan batasan simulasi dari fungsi objektif penggunaan air waduk untuk membangkitkan listrik digambarkan seperti berikut.

Diketahui bahwa pembangkit listrik tenaga air terdapat pada dua tempat dengan dua waduk yang saling berhubungan dengan *cascade*. Waduk atas menghasilkan listrik dengan nilai nominal adalah 4 x 170 MW dengan keluaran dialirkan ke waduk bawah dengan daya nominal yang dibangkitkan 4 x 110 MW. Air dipasok dari sungai utama dengan volume bergantung pada musim. Simulasi maksimasi penggunaan air dilakukan dengan mengambil contoh yakni pada musim penghujan debit air sampai 250 m³/s dengan kondisi cadangan air sangat melimpah dan pada musim kemarau menyusut sampai 70 m³/s sehingga cadangan air terbatas.

Berikut penjelasan rinci tentang data dan ketentuan optimasi yang diperlukan untuk simulasi pada kegiatan maksimasi penggunaan air waduk menggunakan *spreadsheet excel solver*.

Data waduk atas (*cascade* sisi atas) yang dimaksimasi penggunaan airnya adalah

1. Volume air waduk maksimum: 430 x 10⁶ m³.
2. Rencana pemakaian air pada kondisi kekurangan pasokan yakni dibuat nilai cadangan minimal setiap harinya adalah 20x10⁶ m³, minimum cadangan air yang dapat diambil adalah pada nilai 15x10⁶ m³.
3. Nilai evaporasi berubah selama 24 jam dengan variasi sebagai berikut 1080 - 5760 m³/h (rincian diperlihatkan pada table perhitungan).
4. Kapasitas pembangkit 170 MW/unit, jumlah unit: 4, head air: 340 m, setara dengan air discharge jika keempatnya beroperasi 187510 m³/h.
5. Masukan air ketika kemarau 70 m³/s.
6. Hasil pembobotan beban adalah 1 sampai 4 (bobot nilai 1 adalah untuk beban kurang dari 6500 MW, bobot nilai 2 adalah untuk beban di atas 6500 MW sampai 8500 MW, dan beban diatas 8500 MW mempunyai bobot nilai 4).

Data waduk bawah (*cascade* sisi bawah) yang dimaksimasi penggunaan airnya:

1. Maksimum volume waduk 80x10⁶ m³.

2. Minimum cadangan air waduk untuk keesokan hari ketika kekurangan air $10 \times 10^6 \text{ m}^3$, minimum cadangan air harian $5 \times 10^6 \text{ m}^3$.
3. Kapasitas nominal pembangkit $4 \times 110 \text{ MW}$ dengan head nominal 130 m.
4. Masukan air dari waduk bawah adalah output pembangkit listrik dan limpasan air dari waduk atas.

5.3.2 Hasil Simulasi Maksimasi Penggunaan Air Waduk

Hasil optimasi dengan fungsi objektif maksimasi penggunaan air memakai pembobotan nilai kebutuhan beban listrik, hasilnya diperlihatkan pada Tabel 5-18 s-d Tabel 5-21. Maksimasi penggunaan air tersebut dinyatakan dalam bentuk status dari setiap unit PLTA yang siap masuk ke *grid* sistem kelistrikan pada setiap jam selama 24 jam peninjauan. Status 1 menunjukkan bahwa unit PLTA disiapkan untuk masuk ke *grid* dan status 0 menyatakan bahwa PLTA tidak disiapkan masuk ke *grid* sistem kelistrikan.

Tabel 5-18 Hasil optimisasi unit PLTA pada waduk atas (musim kemarau)

Atas

Debit Masukan = 70 m³/s

Bus	46	47	48	49		MW	M ³ /s	M ³	M ³	M ³	MW	Bobot	
Jam	G1	G2	G3	G4	ΣGi	Daya per unit	Debit	Volume penggunaan	Penguapan	Perubahan volume	Volume waduk	Beban Grid	pembebanan
1	0	0	0	0	0	152	52	-	1,080	250,920	20,000,000	5811	1.00
2	0	0	0	0	0	152	52	-	1,080	250,920	20,250,920	5861	1.00
3	0	0	0	0	0	152	52	-	1,080	250,920	20,501,840	5951	1.00
4	0	0	0	0	0	152	52	-	1,080	250,920	20,752,760	6057	1.00
5	0	0	0	0	0	152	52	-	1,080	250,920	21,003,680	6137	1.00
6	0	0	0	0	0	152	52	-	2,160	249,840	21,254,600	6223	1.00
7	0	0	0	0	0	152	52	-	2,880	249,120	21,504,440	6047	1.00
8	0	0	0	0	0	152	52	-	3,240	248,760	21,753,560	5929	1.00
9	0	0	0	0	0	152	52	-	3,600	248,400	22,002,320	6281	1.00
10	1	1	1	1	4	152	52	750,041	4,320	(502,361)	22,250,720	6507	2.00
11	1	1	1	1	4	152	52	750,041	4,680	(502,721)	21,748,359	6521	2.00
12	0	0	0	0	0	152	52	-	5,400	246,600	21,245,638	6034	1.00
13	0	0	0	0	0	152	52	-	5,760	246,240	21,492,238	6164	1.00
14	0	0	0	0	0	152	52	-	5,760	246,240	21,738,478	6185	1.00
15	0	0	0	0	0	152	52	-	5,760	246,240	21,984,718	6074	1.00
16	0	0	0	0	0	152	52	-	5,400	246,600	22,230,958	5944	1.00
17	1	1	1	0	3	152	52	562,531	4,680	(315,211)	22,477,558	6928	2.00
18	1	1	1	1	4	152	52	750,041	3,960	(502,001)	22,162,347	10014	4.00
19	1	1	1	1	4	152	52	750,041	2,160	(500,201)	21,660,346	10689	4.00
20	1	1	1	1	4	152	52	750,041	1,800	(499,841)	21,160,145	10999	4.00
21	1	1	1	1	4	152	52	750,041	1,440	(499,481)	20,660,304	9543	4.00
22	1	1	1	1	4	152	52	750,041	1,440	(499,481)	20,160,823	8687	4.00
23	0	0	0	0	0	152	52	-	1,080	250,920	19,661,342	5916	1.00
24	0	0	0	0	0	152	52	-	1,080	250,920	19,912,262	5911	1.00
Bobot volume penggunaan air								19,126,047					

Tabel 5-19 Hasil optimisasi unit PLTA pada waduk bawah (musim kemarau)

Bawah						Vmin	=10x10 ⁶	Vmax	=80x10 ⁶						
Bus	42	43	44	45		MW	M3	M3/s	M3	M3	M3	M3	M3		Bobot
Jam	G5	G6	G7	G8	Σ gi	Daya per unit	Volume masukan	Debit penstock	Volume penggunaan	Penguapan	Perubahan volume	Volume waduk	Beban Grid	Pembebanan	
1	0	0	0	0	0	100	-	91	-	720	(720)	15,000,000	5811	1.00	
2	0	0	0	0	0	100	-	91	-	720	(720)	14,999,280	5861	1.00	
3	0	0	0	0	0	100	-	91	-	720	(720)	14,998,560	5951	1.00	
4	0	0	0	0	0	100	-	91	-	720	(720)	14,997,840	6057	1.00	
5	0	0	0	0	0	100	-	91	-	720	(720)	14,997,120	6137	1.00	
6	0	0	0	0	0	100	-	91	-	1,440	(1,440)	14,996,400	6223	1.00	
7	0	0	0	0	0	100	-	91	-	1,800	(1,800)	14,994,960	6047	1.00	
8	0	0	0	0	0	100	-	91	-	2,520	(2,520)	14,993,160	5929	1.00	
9	0	0	0	0	0	100	-	91	-	2,880	(2,880)	14,990,640	6281	1.00	
10	0	0	0	0	0	100	750,041	91	-	3,240	746,801	14,987,760	6507	2.00	
11	0	0	0	0	0	100	750,041	91	-	3,960	746,081	15,734,561	6521	2.00	
12	0	0	0	0	0	100	-	91	-	4,320	(4,320)	16,480,642	6034	1.00	
13	0	0	0	0	0	100	-	91	-	4,320	(4,320)	16,476,322	6164	1.00	
14	0	0	0	0	0	100	-	91	-	4,320	(4,320)	16,472,002	6185	1.00	
15	0	0	0	0	0	100	-	91	-	3,960	(3,960)	16,467,682	6074	1.00	
16	0	0	0	0	0	100	-	91	-	3,960	(3,960)	16,463,722	5944	1.00	
17	0	0	0	0	0	100	562,531	91	-	3,600	558,931	16,459,762	6928	2.00	
18	1	1	1	1	4	100	750,041	91	1,314,300	1,800	(566,059)	17,018,693	10014	4.00	
19	1	1	1	1	4	100	750,041	91	1,314,300	1,800	(566,059)	16,452,634	10689	4.00	
20	1	1	1	1	4	100	750,041	91	1,314,300	1,800	(566,059)	15,886,574	10999	4.00	
21	1	1	1	1	4	100	750,041	91	1,314,300	1,800	(566,059)	15,320,515	9543	4.00	
22	0	1	0	0	1	100	750,041	91	328,575	1,800	419,666	14,754,456	8687	4.00	
23	0	0	0	0	0	100	-	91	-	1,800	(1,800)	15,174,122	5916	1.00	
24	0	0	0	0	0	100	-	91	-	1,800	(1,800)	15,172,322	5911	1.00	
							Bobot volume penggunaan air		22,343,105						

Pada musim kemarau dengan debit air dari sungai ke waduk sebagai masukan untuk menggerakkan turbin generator adalah $70 \text{ m}^3/\text{s}$, hasil simulasi maksimasi penggunaan air diperlihatkan seperti Tabel 5-18 dan Tabel 5-19. Tabel 5-18 dan Tabel 5-19 tersebut adalah hasil simulasi fungsi objektif adalah maksimasi penggunaan air musim kemarau untuk waduk atas dan waduk bawah.

Maksimasi penggunaan air adalah melakukan optimasi penggunaan air dengan memilih menggunakan sumber energi primer ini jika nilai gunanya tinggi. Nilai guna tinggi diperlihatkan oleh bobot kebutuhan energi listrik dari sistem kelistrikan. Kebutuhan ini diperlihatkan oleh daya beban, yakni bila daya beban besar maka kebutuhan listrik besar pula. Beban puncak adalah bobot kebutuhan yang paling besar terhadap energi listrik. Pada beban puncak ini bobot nilai guna air dibuat nilainya tertinggi. Pada pembobotan yang dilakukan pada Tabel 5-18 dan Tabel 5-19 bobot pada beban puncak adalah bernilai 4. Beban puncak ini terjadi pada jam ke 18 sampai jam ke 22. Beban yang berbobot lumayan tinggi adalah pada beban follower, pada Tabel 5-18 dan Tabel 5-19 diperlihatkan sebagai berbobot 2. Beban dasar atau *base load* diindikasikan sebagai berbobot 1.

Setelah mendapatkan bobot dari nilai guna air, maka simulasi maksimasi penggunaan air dapat dilakukan. Maksimasi penggunaan air ini dilakukan dengan menggunakan algoritma artifisial karena menekankan pada pemilihan menghidupkan PLTA pada jam-jam yang paling dibutuhkan dengan mempertimbangkan bobot kegunaan tersebut. Batasan optimasi maksimasi penggunaan air ini adalah bahwa air pada waduk penampung air tidak boleh lebih kecil dari nilai tertentu. Pada kasus ini nilai untuk waduk atas adalah 20 juta meter kubik, dan waduk bawah adalah 15 juta meter kubik pada keesokan harinya. Artinya, volume waduk pada jam ke 25 tidak boleh kurang dari 20 juta meter kubik untuk waduk atas, dan 15 juta meter kubik untuk waduk bawah.

Pada musim kemarau batasan volume air waduk menjadi penting karena persediaan air yang terbatas. Tetapi pada musim penghujan, maka batasan ini menjadi longgar karena berkelimpahan air sebagai sumber energi primer. Hasil simulasi untuk musim penghujan dengan debit masukan $250 \text{ m}^3/\text{s}$ ditunjukkan pada Tabel 5-20 dan Tabel 5-21. Untuk waduk atas diperlihatkan pada Tabel 5-20 dan waduk sisi bawah ditunjukkan pada Tabel 5-21.

Tabel 5-20 Hasil optimisasi unit PLTA pada waduk atas (musim penghujan)

Debit In = 250 m³/s

Time	42	43	44	45		MW	M3/s	M3	M3	M3	M3	Bobot	
Op	G1	G2	G3	G4	ΣGi	Daya per unit	Debit penstock	Volume penggunaan	Penguapan	Perubahan volume	Volume waduk	Beban Grid	pembebanan
1	1	1	1	1	4	152	52	750,041	1,080	148,879	80,000,000	5811	1.00
2	1	1	1	1	4	152	52	750,041	1,080	148,879	80,148,879	5861	1.00
3	1	1	1	1	4	152	52	750,041	1,080	148,879	80,297,758	5951	1.00
4	1	1	1	1	4	152	52	750,041	1,080	148,879	80,446,637	6057	1.00
5	1	1	1	1	4	152	52	750,041	1,080	148,879	80,595,516	6137	1.00
6	1	1	1	1	4	152	52	750,041	2,160	147,799	80,744,395	6223	1.00
7	1	1	1	1	4	152	52	750,041	2,880	147,079	80,892,194	6047	1.00
8	1	1	1	1	4	152	52	750,041	3,240	146,719	81,039,273	5929	1.00
9	1	1	1	1	4	152	52	750,041	3,600	146,359	81,185,992	6281	1.00
10	1	1	1	1	4	152	52	750,041	4,320	145,639	81,332,351	6507	2.00
11	1	1	1	1	4	152	52	750,041	4,680	145,279	81,477,990	6521	2.00
12	1	1	1	1	4	152	52	750,041	5,400	144,559	81,623,269	6034	1.00
13	1	1	1	1	4	152	52	750,041	5,760	144,199	81,767,828	6164	1.00
14	1	1	1	1	4	152	52	750,041	5,760	144,199	81,912,026	6185	1.00
15	1	1	1	1	4	152	52	750,041	5,760	144,199	82,056,225	6074	1.00
16	1	1	1	1	4	152	52	750,041	5,400	144,559	82,200,424	5944	1.00
17	1	1	1	1	4	152	52	750,041	4,680	145,279	82,344,983	6928	2.00
18	1	1	1	1	4	152	52	750,041	3,960	145,999	82,490,262	10014	4.00
19	1	1	1	1	4	152	52	750,041	2,160	147,799	82,636,261	10689	4.00
20	1	1	1	1	4	152	52	750,041	1,800	148,159	82,784,060	10999	4.00
21	1	1	1	1	4	152	52	750,041	1,440	148,519	82,932,219	9543	4.00
22	1	1	1	1	4	152	52	750,041	1,440	148,519	83,080,738	8687	4.00
23	1	1	1	1	4	152	52	750,041	1,080	148,879	83,229,257	5916	1.00
24	1	1	1	1	4	152	52	750,041	1,080	148,879	83,378,136	5911	1.00
						Bobot volume penggunaan air		31,501,724					

Tabel 5-21 Hasil optimisasi unit PLTA pada waduk atas (musim penghujan)

Time	Vmin =10x10 ⁶					Vmax =80x10 ⁶					Price			
	42	43	44	45		MW	M3	M3/s	M3	M3		M3		
Op	G5	G6	G7	G8	Σ gi	P_op	Volume masukan	Debit penstock	Volume penggunaan	Penguapan	Perubahan volume	Volume waduk	Beban Grid	pembebanan
1	1	1	1	1	4	100	750,041	91	1,314,300	720	(564,979)	80,000,000	5811	1.00
2	1	1	1	1	4	100	750,041	91	1,314,300	720	(564,979)	79,435,021	5861	1.00
3	1	1	1	1	4	100	750,041	91	1,314,300	720	(564,979)	78,870,041	5951	1.00
4	1	1	1	1	4	100	750,041	91	1,314,300	720	(564,979)	78,305,062	6057	1.00
5	1	1	1	1	4	100	750,041	91	1,314,300	720	(564,979)	77,740,083	6137	1.00
6	1	1	1	1	4	100	750,041	91	1,314,300	1,440	(565,699)	77,175,104	6223	1.00
7	1	1	1	1	4	100	750,041	91	1,314,300	1,800	(566,059)	76,609,404	6047	1.00
8	1	1	1	1	4	100	750,041	91	1,314,300	2,520	(566,779)	76,043,345	5929	1.00
9	1	1	1	1	4	100	750,041	91	1,314,300	2,880	(567,139)	75,476,566	6281	1.00
10	1	1	1	1	4	100	750,041	91	1,314,300	3,240	(567,499)	74,909,426	6507	2.00
11	1	1	1	1	4	100	750,041	91	1,314,300	3,960	(568,219)	74,341,927	6521	2.00
12	1	1	1	1	4	100	750,041	91	1,314,300	4,320	(568,579)	73,773,708	6034	1.00
13	1	1	1	1	4	100	750,041	91	1,314,300	4,320	(568,579)	73,205,129	6164	1.00
14	1	1	1	1	4	100	750,041	91	1,314,300	4,320	(568,579)	72,636,549	6185	1.00
15	1	1	1	1	4	100	750,041	91	1,314,300	3,960	(568,219)	72,067,970	6074	1.00
16	1	1	1	1	4	100	750,041	91	1,314,300	3,960	(568,219)	71,499,751	5944	1.00
17	1	1	1	1	4	100	750,041	91	1,314,300	3,600	(567,859)	70,931,532	6928	2.00
18	1	1	1	1	4	100	750,041	91	1,314,300	1,800	(566,059)	70,363,672	10014	4.00
19	1	1	1	1	4	100	750,041	91	1,314,300	1,800	(566,059)	69,797,613	10689	4.00
20	1	1	1	1	4	100	750,041	91	1,314,300	1,800	(566,059)	69,231,554	10999	4.00
21	1	1	1	1	4	100	750,041	91	1,314,300	1,800	(566,059)	68,665,494	9543	4.00
22	1	1	1	1	4	100	750,041	91	1,314,300	1,800	(566,059)	68,099,435	8687	4.00
23	1	1	1	1	4	100	750,041	91	1,314,300	1,800	(566,059)	67,533,376	5916	1.00
24	1	1	1	1	4	100	750,041	91	1,314,300	1,800	(566,059)	66,967,317	5911	1.00
								Total	55,200,613					

5.3.3 Perhitungan Parameter Fungsi Biaya Energi Ramah Lingkungan

Perhitungan maksimasi penggunaan air dapat dilakukan dengan menggunakan nilai bobot daya beban. Maksimasi tersebut dapat dilakukan dengan tanpa meninjau fungsi biaya energi-nya.

Setelah dilakukan optimasi maksimasi penggunaan air untuk pembangkitan listrik dari PLTA, maka langkah selanjutnya adalah menghitung biaya minimum dari pembangkitan energi untuk mensuplai beban pada setiap unit yang direncanakan. Perhitungan ini dilakukan dengan menggunakan *interior point* sebagai metoda yang cepat dalam melakukan perhitungan. Persamaan deterministik dari fungsi biaya energi pada masing-masing unit pembangkit listrik pada sistem kelistrikan yang ditinjau dilakukan. Komponen-komponen penyusun parameter dari setiap unit pembangkit listrik dicari datanya.

Untuk melakukan minimasi biaya energi pada sistem kelistrikan yang lebih ramah lingkungan, diperlukan data dari setiap komponen penyusun parameter penting fungsi biaya energi. Kemudian dimasukkan pada persamaan perhitungan parameter biaya energi yang telah diuraikan pada Tabel 3-1 di atas untuk mendapatkan nilai dari parameter α , β dan γ dari fungsi biaya energi. Pada perhitungan ini, komponen harga yang mempengaruhi parameter biaya energi adalah harga bahan bakar dan harga GRK. Kemudian komponen emisi GRK hanya ditinjau dari komponen CO₂ sebagai nilai dominan yang mempengaruhi biaya kompensasi emisi GRK terhadap lingkungan.

Menggunakan data komponen utama penyusun parameter dari Tabel 5-6 dan dengan menggunakan Tabel 3-1 dapat dicari parameter penting dari fungsi biaya energi dengan menyertakan biaya kompensasi emisi GRK. Atau dengan kata lain, menggunakan data komponen utama penyusun parameter, maka parameter α , β dan γ sebagai parameter fungsi biaya energi yang ramah lingkungan dapat dihitung. Komponen utama penyusun parameter dan hasil perhitungan parameter penting untuk setiap unit pembangkit listrik sebagai pensuplai sistem kelistrikan dapat dilihat pada Tabel 5-22. Pada Tabel 5-22 menggunakan parameter gamma negatif, yang diartikan sebagai data yang diolah menggunakan rentang daya dari daya minimal sampai daya nominal. Simulasi dilakukan dari rentang daya minimal sampai daya nominalnya, bukan sampai daya kapabilitas.

Tabel 5-22 Parameter Biaya Energi dan Komponen Utama Penyusunnya

Bus	Nama Pembangkit	α	β	γ	Harga bahan bakar	Kompensasi CO ₂	Nilai kalor bahan bakar	HRnom	HRmin	Auxiliary (Ko)
	<i>Thermal</i>				Rp/kg	Rp/kg	kcal/kg	(kcal/kWh)	(kcal/kWh)	MW
24	CPP 1	11.303	0.2046	-6.309E-08	396	36	5200	2245	2515	55
25	CPP 2	11.242	0.2035	-6.472E-08	396	36	5200	2233	2510	55
26	CPP 3	11.227	0.2032	-6.472E-08	396	36	5200	2230	2507	55
27	CPP 4	11.278	0.2041	-6.542E-08	396	36	5200	2240	2520	55
28	CPP 5	6.135	0.2062	-6.292E-08	396	36	5200	2263	2408	30
29	CPP 6	6.151	0.2068	-6.205E-08	396	36	5200	2269	2412	30
30	CPP 7	6.140	0.2064	-6.292E-08	396	36	5200	2265	2410	30
31	CPP 8	6.105	0.2052	-6.465E-08	396	36	5200	2252	2401	30
40	CPP 9	6.950	0.2217	-1.22E-07	396	36	5200	2433	2698	31
41	CPP 10	6.950	0.2217	-1.22E-07	396	36	5200	2433	2698	31
32	CCGT 1	78.435	1.2450	-1.693E-07	60	36	251	2267	2378	63
33	CCGT 2	78.608	1.2477	-1.648E-07	60	36	251	2272	2380	63
34	CCGT 3	78.815	1.2510	-1.617E-07	60	36	251	2278	2384	63
35	CCP 11	10.944	0.2171	-1.085E-08	396	36	5200	2383	2428	50
36	CCP 12	10.944	0.2171	-1.085E-08	396	36	5200	2383	2428	50
37	CCP 13	10.944	0.2171	-1.085E-08	396	36	5200	2383	2428	50
38	CCP 14	10.944	0.2171	-1.085E-08	396	36	5200	2383	2428	50
39	CCP 15	10.944	0.2171	-1.085E-08	396	36	5200	2383	2428	50
50	GT 1	26.948	1.4410	-1.015E-06	60	36	251	2624	2868	19
51	GT 2	26.948	1.4410	-1.015E-06	60	36	251	2624	2868	19
	Hydro				G		H			955
42	HPP 1	0.015	0.0024	-1.282E-09	0.5		52	2500	2640	6
43	HPP 2	0.015	0.0024	-1.282E-09	0.5		52	2500	2640	6
44	HPP 3	0.015	0.0024	-1.282E-09	0.5		52	2500	2640	6
45	HPP 4	0.015	0.0024	-1.282E-09	0.5		52	2500	2640	6
46	HPP 5	0.015	0.0024	-1.31E-09	0.5		52	2500	2643	6
47	HPP 6	0.015	0.0024	-1.282E-09	0.5		52	2500	2640	6
48	HPP 7	0.015	0.0024	-1.282E-09	0.5		52	2500	2640	6
49	HPP 8	0.015	0.0024	-1.282E-09	0.5		52	2500	2640	6

5.3.4 Minimasi Biaya Energi Ramah Lingkungan

Dengan didapatkannya parameter penting untuk setiap unit pembangkit listrik, maka dapat dilakukan langkah minimasi biaya energi atau langkah optimasi nilai daya dari masing masing unit pembangkit listrik pada algoritma *multistage*. Simulasi optimasi dilakukan dalam durasi waktu 24 jam rencana operasi dengan mencari pembangkit yang berbiaya termurah pada setiap jam rencana operasi. Optimasi nilai daya dilakukan dengan melakukan pemilahan pembangkit yang dikeluarkan dari sistem kelistrikan apabila biaya energinya mahal dan daya dari pembangkit yang lebih murah mencukupi untuk mensuplai keperluan beban dan *losses* pada saluran. Karena fungsi objektif biaya energi adalah fungsi deterministik kuadrat, maka *interior point* dengan *decommitment* unit dapat digunakan pada langkah ini.

Jadi, setelah didapat hasil maksimasi penggunaan air waduk untuk membangkitkan listrik, selanjutnya adalah melakukan minimasi biaya energi ramah lingkungan dengan menggunakan metoda *interior point* dengan *decommitment unit* dengan melakukan kriteria *merit order*. Atau dengan kata lain, pembangkit yang berbiaya mahal dilakukan langkah *decommitment* dengan tidak dimasukkannya pada rencana operasi sistem kelistrikan. Langkah *decommitment* unit ini dilakukan untuk setiap jam rencana operasi selama 24 jam keseluruhan rencana operasi jangka pendek. Jadi, pada tahap ini pembangkit PLTA sudah ditetapkan status dan dayanya, kemudian dilakukan perhitungan *decommitment unit* dari setiap pembangkit listrik yang berbiaya mahal. Selanjutnya dilakukan minimasi biaya energi dengan batasan fungsi berupa batasan jaringan sistem kelistrikan dan daya setiap unit pembangkit listrik.

Variabel minimasi biaya adalah daya aktif dari pembangkit, sehingga daya aktif pembangkit adalah hasil dari minimasi biaya tersebut. Hasil minimasi biaya energi pada langkah *optimal power flow* pada musim kemarau adalah seperti pada Tabel 5-23. Selanjutnya daya dari hasil optimasi minimasi biaya energi pada musim penghujan diperlihatkan pada Tabel 5-24.

Tabel 5-23 Hasil minimasi biaya energi pada musim kemarau

Name Jam	1	2	3	4	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Jumlah Beban (MW)	5811	5861	5951	6057	6137	6223	6047	5929	6281	6507	6521	6034	6164	6185	6074	5944	6928	10014	10689	10999	9543	8687	5916	
CPP 1	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	
CPP 2	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	
CPP 3	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	
CPP 4	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	
CPP 5	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	
CPP 6	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	
CPP 7	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	
CPP 8	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	
CPP 9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	330	330	330	330	327	0
CPP 10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	330	330	330	330	327	0
CCGT 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600	600	520	0	0
CCGT 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	477	600	600	0	0	0
CCGT 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	555	600	0	0	0
CCP 11	365	375	393	414	430	447	412	388	459	364	402	409	435	440	417	391	448	630	630	630	630	630	630	386
CCP 12	365	375	393	414	430	447	412	388	459	364	402	409	435	440	417	391	448	630	630	630	630	630	630	386
CCP 13	365	375	393	414	430	447	412	388	459	364	402	409	435	440	417	391	448	630	630	630	630	630	630	386
CCP 14	365	375	393	414	430	447	412	388	459	364	402	409	435	440	417	391	448	630	630	630	630	630	630	386
CCP 15	365	375	393	414	430	447	412	388	459	364	402	409	435	440	417	391	448	630	630	630	630	630	630	386
GT 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	134	0	0	0
GT 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	134	88	88	0
HPP 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	175	175	0	0	0	0	0	175	175	175	175	175	175	0
HPP 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	175	0	0	0	0	0	0	175	175	175	175	175	175	0
HPP 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	175	175	0	0	0	0	0	175	175	175	175	175	175	0
HPP 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	175	175	0	0	0	0	0	175	175	175	175	175	175	0
HPP 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110	110	110	110	0	0
HPP 6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110	110	110	110	110	0
HPP 7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110	110	110	110	0	0
HPP 8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110	110	110	110	0	0
Daya Dibangkitkan (MW)	5823	5873	5963	6069	6150	6236	6059	5941	6294	6519	6533	6046	6177	6198	6086	5956	6938	10027	10705	11017	9558	8701	5928	

Tabel 5-24 Hasil simulasi minimasi biaya energi pada musim penghujan

Name Jam	1	2	3	4	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Jumlah Baban (MW)	5811	5861	5951	6057	6137	6223	6047	5929	6281	6507	6521	6034	6164	6185	6074	5944	6928	10014	10689	10999	9543	8687	5916
CPP 1	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650
CPP 2	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650
CPP 3	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650
CPP 4	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650
CPP 5	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
CPP 6	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
CPP 7	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
CPP 8	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
CPP 9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	330	330	330	330	205	0
CPP 10	132	132	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	330	330	330	330	205	0
CCGT 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600	600	0	0	0
CCGT 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	477	600	600	0	0	0
CCGT 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	555	600	0	0	0
CCP 11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	360	630	630	630	630	630	0
CCP 12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	345	348	453	345	352	473	408	360	630	630	630	630	630	0
CCP 13	365	601	411	464	336	365	0	0	384	345	348	453	345	352	473	408	359	630	630	630	630	630	393
CCP 14	0	0	411	464	336	365	459	400	384	345	348	0	345	352	0	0	359	630	630	630	630	630	394
CCP 15	0	0	0	0	336	365	459	400	384	345	348	0	0	0	0	0	359	630	630	630	630	630	0
GT 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	134	0	0	0
GT 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	134	88	0	0
HPP 1	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175
HPP 2	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175
HPP 3	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175
HPP 4	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175
HPP 5	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
HPP 6	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
HPP 7	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
HPP 8	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
Daya Dibangkitkan (MW)	5823	5873	5962	6068	6148	6235	6058	5940	6292	6520	6532	6046	6175	6196	6086	5956	6937	10027	10705	11017	9038	8700	5927

Tabel 5-25 Hasil simulasi biaya energi per jam dan biaya energi per kWh

Time	Load		Hourly Cost		Unit Cost	
			Dry Season	Rainy Season	Dry Season	Rainy Season
	MW	MVA _r	10 ⁶ Rp/hr	10 ⁶ Rp/hr	Rp/kWh	Rp/kWh
1	5811	1069	1340.68	1059.76	230.71	182.37
2	5861	1077	1351.55	1070.58	230.60	182.66
3	5951	1092	1371.13	1093.48	230.40	183.75
4	6057	1111	1394.18	1116.49	230.18	184.33
5	6137	1126	1411.59	1144.8	230.01	186.54
6	6223	1143	1430.3	1163.48	229.84	186.96
7	6047	1108	1391.99	1114.34	230.20	184.28
8	5929	1086	1366.3	1088.72	230.44	183.63
9	6281	1147	1442.87	1176.1	229.72	187.25
10	6507	1191	1341.49	1236.09	206.16	189.96
11	6521	1191	1382.15	1239.12	211.95	190.02
12	6034	1066	1389.13	1111.5	230.22	184.21
13	6164	1089	1417.43	1150.68	229.95	186.68
14	6185	1090	1422	1155.24	229.91	186.78
15	6074	1077	1397.86	1120.14	230.14	184.42
16	5944	1048	1369.52	1091.92	230.40	183.70
17	6928	1224	1432.55	1338.02	206.78	193.13
18	10014	1776	3291.13	3291.13	328.65	328.65
19	10689	1891	4217.97	4217.97	394.61	394.61
20	10999	1944	4712.83	4712.83	428.48	428.48
21	9543	1688	2671.42	2671.42	279.94	279.94
22	8687	1526	1943.27	1736.51	223.70	199.90
23	5916	1053	1363.5	1085.88	230.48	183.55
24	5911	1052	1362.42	1084.81	230.49	183.52
			43215.26	38271.01	248.50	214.97

Biaya energi dari masing-masing unit untuk tiap jam operasinya dapat dihitung dengan memasukkan daya yang dibangkitkan oleh masing-masing unit dari hasil optimasi tersebut pada persamaan biaya energi. Hasil hitungan tidak dicantumkan disini.

Dari hasil simulasi minimasi biaya energi selain didapatkan daya harus dibangkitkan juga didapatkan biaya energi secara keseluruhan sistem kelistrikan. Hasil optimasi *power flow* dengan fungsi objektif berupa minimasi biaya energi sistem kelistrikan adalah biaya energi yang paling optimal pada setiap jam rencana operasi. Biaya energi total untuk sistem kelistrikan diperlihatkan pada Tabel 5-25.

5.3.5 Pembahasan Hasil Simulasi dengan Algoritma *Multistage*

Simulasi pada potimasi *power flow* dilakukan dalam beberapa langkah yang dalam istilah ini disebut sebagai Algoritma *Multistage*. Algoritma ini dimulai dengan menentukan status dan daya pada setiap jam rencana operasi PLTA. Kemudian dilanjutkan dengan menentukan status dari PLT-*Thermal* dengan

economic dispatch. Dan langkah terakhir dalam optimasi adalah menentukan daya yang harus dibangkitkan oleh pembangkit *thermal* yang paling tepat untuk mensuplai beban.

Dengan didapatkannya hasil daya yang harus dibangkitkan oleh setiap pembangkit listrik pada langkah optimal *power flow*, maka dapat dicari biaya yang harus dikeluarkan oleh setiap pembangkit dalam rentang waktu yang ditentukan. Rentang waktu tersebut, pada simulasi ini adalah 24 jam rencana operasi. Hasil simulasi dari langkah-langkah menggunakan algoritma *multistage* tersebut adalah sebagai berikut.

5.3.5.1 Pembahasan Hasil Langkah Maksimasi Penggunaan Air

Perhitungan biaya energi pada sistem *hydrothermal* dipengaruhi oleh musim pada wilayah yang ditinjau. Pada musim penghujan, maka pembangkit listrik tenaga *hydro* dapat berkontribusi secara maksimal. Pada musim penghujan ini, PLTA karena sifatnya yang murah dalam harga bahan energi primernya maka cenderung selalu terpilih untuk melayani beban setiap waktu. Atau dengan kata lain maka PLTA pada musim penghujan selalu terpilih sebagai *base load* karena sifat biaya energinya yang ramah lingkungan dan murah harga bahan bakunya. Tetapi pada musim kemarau, karena keterbatasan pasokan bahan energi primernya maka menjadi tidak lagi dapat dijadikan secara efektif sebagai *base load*.

Sehubungan dengan ketidakefektifan PLTA menjadi *base load* ketika memasuki musim kemarau yakni ketika ketersediaan air pada waduk penampung energi potensial menipis, maka perlu dilakukan modifikasi algoritma untuk perhitungan minimasi biaya pembangkit listrik. Modifikasi algoritma untuk mendapatkan nilai optimal dari biaya energi pada sistem kelistrikan dapat dilakukan dengan menggunakan algoritma *multistage*. Algoritma ini mendasarkan pada anggapan bahwa sistem kelistrikan masih mendapatkan biaya energi yang paling baik apabila pendayagunaan pembangkit yang ramah lingkungan dapat dilakukan dengan optimal. Optimasi menyalakan pembangkit yang ramah lingkungan yakni dalam hal ini PLTA, dapat dilakukan dengan menggunakan algoritma *multistage* tersebut. Yakni dengan mencarikan nilai optimal dari penggunaan air waduk penampung energi potensial tersebut yang jumlahnya terbatas. Sehingga algoritma

multistage pada tahapan pertama adalah melakukan optimasi dengan maksimasi penggunaan air. Maksimasi penggunaan air tersebut dilihat dengan memprioritaskan pemakaian air secara maksimal pada PLTA dalam melayani beban.

Pembobotan tersebut di atas menggambarkan bahwa pada musim kemarau ketika air waduk terbatas dan apabila permintaan beban meningkat maka PLTA dapat disiapkan untuk melayani beban. Pelayanan beban oleh PLTA bergantung dari persediaan air waduk sebagai bahan energi primer pembangkit listrik tersebut. Sehingga pembobotan beban dan penggunaan air dari waduk dapat dimaksimalkan nilai gunanya. Nilai guna air waduk untuk membangkitkan listrik tertinggi dengan pembatas ketersediaan air menjadi dapat digunakan sebagai perangkat optimasi.

Hasil maksimasi penggunaan air memperlihatkan bahwa penggunaan air pada persediaan air yang terbatas menjadikan PLTA pada musim kemarau bergeser menjadi pembangkit yang melayani beban puncak. Pada kondisi tertentu yakni apabila air masih mencukupi maka PLTA juga dapat disiapkan untuk menjadi beban *follower*. Gambaran hasil simulasi pada sistem kelistrikan yang ditinjau selama rencana operasi 24 jam pada musim kemarau, memperlihatkan hal tersebut. Yakni pembangkit *hydro* menjadi maksimal nilai gunanya apabila digunakan untuk melayani beban puncak pada sistem kelistrikan dan berurut turun turun menjadi beban *follower* dan beban dasar apabila air mencukupi.

5.3.5.2 Pembahasan Hasil Simulasi Langkah *Economic Dispatch*

Hasil penentuan parameter penting adalah didapatkannya fungsi objektif minimasi biaya energi untuk setiap pembangkit listrik. Minimasi biaya tersebut dalam algoritma *multistage* ada dua yakni pada langkah *economics dispatch* dan langkah optimal *power flow*. Kemudian diketahui dari hasil perhitungan parameter penting, bahwa nilai negative dari parameter γ adalah menandakan bahwa pembangkit listrik mempunyai performansi yang makin baik ketika dioperasikan pada kondisi nominal.

Algoritma *multistage* pada tahap *economic dispatch* adalah menentukan status pembangkit listrik tenaga *thermal* yang disiapkan untuk melayani beban. Pembangkit yang pada optimasi *economic dispatch* dihitung paling murah ketika melayani daya listrik pada jam ke j , maka dapat ditentukan statusnya menjadi

bernilai 1. Nilai 1 pada jam ke j tersebut artinya pembangkit listrik tersebut statusnya sebagai terpilih untuk melayani beban. Pemilihan berlanjut sampai daya beban dan perkiraan *losses* daya pada *grid* sistem kelistrikan terpenuhi.

Hasil simulasi jika ditinjau dalam rentang 24 jam dapat menunjukkan nilai biaya energi minimal. Tetapi pada beberapa kejadian seperti dilihat Tabel 5-23 diperlihatkan bahwa pada jam ke 1 dan ke 2 pada CCP 10 status siap melayani beban, tetapi pada jam-jam selanjutnya CCP 10 dikeluarkan dari sistem kelistrikan karena daya telah tercukupi oleh pembangkit yang lebih murah. Dari hasil simulasi tersebut menjadi terpikirkan, *economic dispatch* pembangkit kiranya perlu dilakukan peninjauan biaya *start-up* pembangkit untuk menentukan status pembangkit listrik yang disiapkan untuk melayani beban.

5.3.5.3 Pembahasan Hasil Simulasi Langkah *Optimal Power Flow*

Langkah ketiga dalam algoritma *multistage* adalah menentukan daya yang harus disiapkan oleh setiap pembangkit yang statusnya adalah 1 pada setiap jam rencana operasi. Langkah ini dilakukan dengan menggunakan fungsi objektif minimasi biaya energi ramah lingkungan pada sistem kelistrikan. Dengan batasan adalah daya minimum dan maksimum setiap pembangkit dengan status siap, dan batasan persamaan dan ketidaksamaan dari *grid* sistem kelistrikan.

Pada *optimal power flow* ini, daya setiap pembangkit dihitung dengan menyertakan *losses* jaringan sistem kelistrikan. Sehingga ada beberapa pembangkit dikurangi dayanya untuk disalurkan ke *grid*. Pemilihan pengurangan daya dilakukan berdasarkan pada minimasi biaya yang harus dikeluarkan pada setiap biaya energi dari unit pembangkit listrik. Minimasi biaya dilakukan untuk setiap pembangkit listrik dengan status 1 atau siap memenuhi permintaan sistem dengan *losses* jaringannya.

Optimasi aliran daya pada musim penghujan seperti pada Tabel 4-23, memperlihatkan bahwa urutan status pembangkit listrik sebagai beban dasar adalah PLTA kemudian *Coal Power Plant* (CPP) dan baru *Combine Cycle Power Plant* (CCGT) dan urutan terakhir penyalaan adalah GT. Hal ini sesuai dengan urutan parameter penting β dan α dari fungsi biaya energi setiap pembangkit listrik. Atau

dengan kata lain, urutan prioritas pemilihan jenis pembangkit bergantung pada fungsi biaya energi dari masing-masing unit pembangkit listrik yang berstatus siap.

Hasil simulasi *optimal power flow* tersebut juga memperlihatkan bahwa pada musim penghujan karena persediaan daya cukup baik maka pembangkit yang fungsi biaya energinya mempunyai komponen β dan α yang besar cenderung tidak diikutkan dalam melayani beban pada sistem kelistrikan. Hal ini terlihat pada Tabel 5-24 pada CPP 9, CPP 10 dan CPP 11, CPP 12, yakni tidak pada semua jam rencana operasi ternyata pembangkit pembangkit dengan bahan bakar batubara tersebut cenderung tidak diikutkan dalam menyokong penyediaan daya pada beban. Tinjauan ini perlu dipertajam dengan menggunakan perhitungan biaya *start-up*, yakni mengenai pengaruh *start-up* terhadap kecenderungan pemilihan pembangkit listrik untuk menyokong sistem kelistrikan jangka pendek.

Pada musim kemarau yakni karena persediaan air terbatas dan PLTA lebih digunakan untuk menyokong daya pada beban puncak, maka pembangkit yang mempunyai biaya energi termahal yang tidak diikutkan melayani sistem. Pembangkit listrik tenaga *thermal* pada musim ini cenderung untuk lebih banyak yang harus disiapkan untuk melayani beban sistem beserta *losses* jaringannya. Dilihat dari banyaknya status 0 untuk musim kemarau pada Tabel 4-23, maka dapat dikatakan bahwa pembangkit listrik dengan gas turbine adalah yang disiapkan untuk melayani beban puncak mendampingi PLTA.

Hasil simulasi mengenai biaya energi yang ramah lingkungan ditunjukkan pada Tabel 5-25 di atas. Tabel tersebut menunjukkan bahwa pada musim penghujan karena sistem *hydrothermal* melibatkan pembangkit listrik tenaga air maka energi listrik cenderung lebih murah. Pada hasil simulasi tersebut dapat dikatakan bahwa penurunan biaya energi akibat kelimpahan air adalah sekitar 11 %. Selain dari kelimpahan air, hal ini juga diakibatkan karena pemilihan pembangkit *thermal* dengan biaya energi yang murah dapat dilakukan lebih seluas.

Dari Tabel 5-25 juga diperlihatkan bahwa satuan biaya energi per kWh nya menjadi lebih murah pada musim penghujan. Sehingga dapat dikatakan bahwa biaya energi untuk setiap pergantian musim adalah berbeda, hal ini bergantung pada seberapa banyak pembangkit listrik yang lebih ramah lingkungan digunakan untuk menyokong sistem kelistrikan.

5.4 Hasil Optimasi *Multistage* Biaya Energi dengan *Start-up*

Dari gambaran hasil optimasi biaya energi ramah lingkungan yang telah dijabarkan pada sub bab sebelum ini, yakni pada Tabel 5-23 diketahui bahwa pada kondisi tertentu seperti pada CCP 10 pada jam 1 dan jam ke 2, unit pembangkit tersebut karena secara *merit order* memenuhi untuk kriteria murah maka oleh perhitungan optimasi diminta membangkitkan daya. Permintaan pembangkitan daya ini hanya untuk waktu selama 2 jam, selanjutnya setelah 2 jam diminta untuk keluar dari *grid*. Sehingga pembangkit listrik yang butuh waktu persiapan cukup lama dan berbiaya tinggi untuk dapat mensuplai daya ke beban menjadi tidak terlalu siap melaksanakan. Data dummy untuk simulasi optimasi aliran daya dengan objektif biaya energi ramah lingkungan dengan melibatkan biaya start up adalah pada Tabel 5-26.

Tabel 5-26 Data (dummy) untuk simulasi OPF melibatkan *start-up*

Name	Pmin	Pnom	Pmax	Bahan Bakar	CO2	Cal Val	Hrmax	HRnom	HRmin	Paux min	Cfuel
Thermal	kW	kW	kW	Rp/kg		kcal/kg	(kcal/kWh)				%
CPP1	260	650	747	396	36	5200	2286	2279	2306	55	63
CPP2	260	650	747	396	36	5200	2276	2269	2301	55	63
CPP3	260	650	747	396	36	5200	2263	2256	2302	55	63
CPP4	260	650	747	396	36	5200	2259	2252	2296	55	63
CPP5	140	350	400	396	36	5200	2270	2263	2318	30	63
CPP6	140	350	400	396	36	5200	2274	2267	2322	30	63
CPP7	140	350	400	396	36	5200	2272	2265	2318	30	63
CPP8	140	350	400	396	36	5200	2259	2252	2309	30	63
CPP9	132	330	380	396	36	5200	2476	2469	2518	31	61
CPP10	132	330	380	396	36	5200	2440	2433	2503	31	61
CCGT1	240	600	690	2450	36	12800	1856	1850	1882	63	73
CCGT2	240	600	690	2450	36	12800	1866	1860	1890	63	73
CCGT3	240	600	690	2450	36	12800	1871	1865	1892	63	73
CPP11	252	630	724	396	36	5200	2319	2312	2338	54	63
CPP12	252	630	724	396	36	5200	2327	2320	2345	54	0.63
CPP13	252	630	724	396	36	5200	2332	2325	2349	54	0.63
CPP14	252	630	724	396	36	5200	2336	2329	2356	54	0.63
CPP15	252	630	724	396	36	5200	2342	2335	2462	54	0.63
GT1	88	220	253	2450	36	12800	2938	2929	3068	19	0.73
GT2	88	220	253	2450	36	12800	2933	2924	3052	19	0.73
Hydro				G		H					
HPP 1	70	175	201	0.5		52		2500	2640	6	
HPP 2	70	175	201	0.5		52		2500	2640	6	
HPP 3	70	175	201	0.5		52		2500	2640	6	
HPP 4	70	175	201	0.5		52		2500	2640	6	
HPP 5	70	110	201	0.5		52		2500	2643	6	
HPP 6	70	110	201	0.5		52		2500	2640	6	
HPP 7	70	110	201	0.5		52		2500	2640	6	
HPP 8	70	110	201	0.5		52		2500	2640	6	

Sehingga dapat dikatakan bahwa permintaan yang tiba-tiba seperti tersebut di atas, menjadi tidak terlalu baik sebagai sebuah rencana operasi. Permintaan tersebut diduga karena optimasi *decommitment unit* pada langkah minimasi biaya energi tidak melibatkan biaya *start-up* dari setiap pembangkit listrik yang ditinjau. Dengan pertimbangan tersebut selanjutnya dilakukan perbaikan model dengan melakukan kajian model biaya *start-up* seperti telah jabarkan pada sub-bab tentang *start-up* pembangkit listrik.

5.4.1 Hasil Perhitungan Parameter Biaya Energi dan Biaya *Start-up*

Kajian model biaya energi dengan memperimbangkan biaya *start-up* dilakukan dengan melihat adanya perpindahan unit pembangkit listrik satu ke unit lain yang dilakukan tanpa mempertimbangkan waktu pelaksanaan *start-up*. Diketahui bahwa biaya *start-up* adalah termasuk biaya energi karena *start-up* memerlukan bahan bakar ketika dilakukan.

Selanjutnya, pada pengembangan model dilakukan langkah pemisahan biaya energi. Yakni, biaya energi dipisahkan menjadi biaya pemakaian energi primer dan emisinya ketika pembangkit listrik sudah mengirimkan daya ke sistem kelistrikan, dan biaya energi ketika pembangkit listrik mulai di *start-up*. Untuk keperluan simulasi dan hasil kajian *start-up* pada tinjauan 24 jam rencana operasi, maka biaya energi untuk *start-up* dikelompokkan menjadi 3 jenis yakni *hot start*, *very hot start* dan *very very hot start*.

Tabel 5-27 Data parameter biaya energi dari pembangkit listrik

Bus	Name	Energy Cost Parameters			Start-up cost Parameters			
		Thermal	α	β	γ	Hot	Very hot	Very very Hot
24	CPP1		32.513	0.0732	0.0002	914.8	731.8	487.9
25	CPP2		19.52	0.1319	0.0002	1013.8	811.0	540.7
26	CPP3		30.693	0.058	0.0003	989.4	791.5	527.7
27	CPP4		26.408	0.0671	0.0003	982.1	785.7	523.8
28	CPP5		14.845	0.0592	0.0005	1139.8	911.9	607.9
29	CPP6		14.871	0.0592	0.0006	1292.2	1033.8	689.2
30	CPP7		15.734	0.0592	0.0006	1300.8	1040.7	693.8
31	CPP8		11.4	0.0762	0.0006	1323.8	1059.0	706.0
40	CPP9		21.321	0.0202	0.0007	527.6	422.1	211.1
41	CPP10		18.893	0.0147	0.0008	531.7	425.3	212.7
32	CCGT1		31.624	0.2541	0.0003	329.7	197.8	98.9
33	CCGT2		12.632	0.3704	0.0001	321.9	193.1	96.6
34	CCGT3		11.075	0.3864	0.0001	328.7	197.2	98.6
35	CPP11		31.212	0.0783	0.0002	608.9	487.1	243.5
36	CPP12		30.556	0.0847	0.0002	626.5	501.2	250.6
37	CPP13		29.855	0.0901	0.0002	639.9	511.9	256.0
38	CPP14		32.215	0.0746	0.0002	604.9	483.9	242.0
39	CPP15		34.079	0.0552	0.0002	550.2	440.2	220.1
50	GT1		13.145	0.0365	0.0047	26.4	26.4	26.4
51	GT2		12.951	0.08	0.0043	26.6	26.6	26.6
42	HPP1		0.142	0.0236	-0.0000315	5	5	5
43	HPP2		0.142	0.0467	-0.0000623	5	5	5
44	HPP3		0.142	0.0699	-0.0000932	5	5	5
45	HPP4		0.142	0.0930	-0.0001240	5	5	5
46	HPP5		0.142	0.0236	-0.0000321	5	5	5
47	HPP6		0.142	0.0467	-0.0000623	5	5	5
48	HPP7		0.142	0.0699	-0.0000932	5	5	5
49	HPP8		0.142	0.0930	-0.0001240	5	5	5

Modifikasi model masukan keluaran waduk dilakukan pada perbaikan model biaya energi dengan melibatkan *start-up* ini. Pada optimasi ini hanya dilakukan untuk kasus pada musim kemarau dengan pasokan air yang terbatas. Sehingga secara sistem kelistrikan, PLTA tidak dioperasikan pada beban rendah. Rencana operasi PLTA didasarkan pada maksimasi penggunaan air dengan menggunakan pembobotan nilai pada jenis beban, seperti pada permasalahan simulasi sebelumnya. Pembobotan nilai pada perhitungan maksimasi penggunaan air ini dilakukan berdasarkan pada beban dasar sistem kelistrikan.

Data yang dijadikan contoh kasus ini adalah dengan daya mampu PLTA pada waduk atas masing-masing senilai 170 MW dan PLTA pada waduk bawah masing masing adalah 110 MW. Pada waduk atas debit air untuk pembangkit listrik pada masing masing unit adalah 58 m³/s dan pada waduk bawah adalah 100 m³/s. Pada waduk atas mendapat masukan air 60 m³/s dan pada waduk bawah selain dari *discharge* PLTA dari waduk atas juga mendapat pasokan air tambahan dari sungai kecil yang nilainya adalah 3 m³/s.

5.4.2 Hasil Langkah Maksimasi Penggunaan Air Setiap Unit PLTA

Tinjauan maksimasi penggunaan air dilakukan dalam waktu 24 jam dari rencana operasi sistem kelistrikan. Batasan volume minimum air pada waduk atas adalah 20 juta kubik dan pada waduk bawah adalah 15 juta kubik. Batasan ini harus dipenuhi pada keesokan harinya yakni jika yang ditinjau adalah hari ini maka pada jam ke 25 air minimum adalah 20 juta kubik untuk waduk atas dan 15 juta kubik untuk waduk bawah. Optimasi dilakukan dengan menggunakan pembobotan permintaan daya beban, hasilnya diperlihatkan pada Tabel 5-28 dan Tabel 5-29.

Tabel 5-28 dan Tabel 5-29 adalah hasil optimasi maksimasi penggunaan air untuk membangkitkan daya listrik dengan menggunakan algoritma genetik. Variabel yang dicari adalah status generator dan daya yang dapat dibangkitkan oleh setiap unit PLTA.

Pembacaan Tabel 5-28 dan Tabel 5-29 adalah pertama melihat status pembangkit dan selanjutnya melihat daya yang dibangkitkan. Pada status 0 berarti pembangkit tidak masuk atau keluar dari sistem kelistrikan, sedangkan status 1 pembangkit direncanakan masuk ke sistem kelistrikan.

Tabel 5-28 Hasil Langkah Maksimasi Penggunaan Air Waduk Atas

Jam j	Gen. Status				Power (MW)				Volume Air (m ³)			Beban Bobot
	G1	G2	G3	G4	HPP1	HPP2	HPP3	HPP4	Digunakan	Penguapan	Waduk	
1	0	0	0	0	105	93	74	105	0	1080	20000000	1.00
2	0	0	0	0	71	84	110	74	0	1080	20214920	1.00
3	0	0	0	0	71	85	76	72	0	1080	20429840	1.00
4	0	0	0	0	92	70	79	72	0	1080	20644760	1.00
5	0	0	0	0	76	72	79	86	0	1080	20859680	1.00
6	0	0	0	0	74	72	72	81	0	2160	21074600	1.00
7	0	0	0	0	72	77	70	70	0	2880	21288440	1.00
8	0	0	0	0	93	71	75	94	0	3240	21501560	1.00
9	0	0	0	0	74	72	70	74	0	3600	21714320	1.00
10	0	0	0	0	71	91	71	70	0	4320	21926720	2.00
11	0	0	0	0	71	70	74	72	0	4680	22138400	2.00
12	0	0	0	0	71	75	81	124	0	5400	22349720	1.00
13	0	0	0	0	71	73	72	72	0	5760	22560320	1.00
14	0	0	0	0	71	71	70	70	0	5760	22770560	1.00
15	0	0	0	0	70	71	70	70	0	5760	22980800	1.00
16	0	0	0	0	70	70	71	89	0	5400	23191040	1.00
17	0	1	1	1	70	170	92	140	494938	4680	23401640	2.00
18	1	1	1	1	170	170	170	170	837209	3960	23118021.6	4.00
19	1	1	1	1	170	170	170	170	837209	2160	22492852.3	4.00
20	1	1	1	1	170	170	170	170	837209	1800	21869483	4.00
21	1	1	1	1	170	170	170	170	837209	1440	21246473.7	4.00
22	1	1	1	1	170	170	170	170	837209	1440	20623824.4	4.00
23	0	0	0	0	107	111	114	132	0	1080	20001175	1.00
24	0	0	1	1	151	123	170	170	418605	1080	20216095	1.00

Tabel 5-29 Hasil Langkah Maksimasi Penggunaan Air Waduk Bawah

Time j	Gen. Status (binary)				Power (MW)				Volume Air (m3)		Beban Bobot	
	G5	G6	G7	G8	HPP5	HPP6	HPP7	HPP8	Masukan	Digunakan Waduk		
1	0	0	0	0	76	61	57	58	-	0	15,000,000	1.00
2	0	0	0	0	73	59	50	63	-	0	15,031,680	1.00
3	0	0	0	0	65	59	69	67	-	0	15,063,360	1.00
4	0	0	0	0	63	68	65	53	-	0	15,095,040	1.00
5	0	0	0	0	78	86	73	68	-	0	15,126,720	1.00
6	0	0	0	0	79	73	71	59	-	0	15,158,400	1.00
7	0	0	0	0	74	66	70	64	-	0	15,189,360	1.00
8	0	0	0	0	70	72	68	72	-	0	15,219,960	1.00
9	0	0	0	0	59	59	73	75	-	0	15,249,840	1.00
10	0	0	0	0	45	44	76	64	-	0	15,279,360	2.00
11	0	0	0	0	72	79	53	61	-	0	15,308,520	2.00
12	0	0	0	0	59	67	58	80	-	0	15,336,960	1.00
13	0	0	0	0	69	70	45	78	-	0	15,365,040	1.00
14	0	0	0	0	66	71	70	76	-	0	15,393,120	1.00
15	0	0	0	0	52	49	61	65	-	0	15,421,200	1.00
16	0	0	0	0	69	54	55	54	-	0	15,449,640	1.00
17	0	0	0	0	45	69	57	87	494,938	0	15,478,080	2.00
18	0	1	1	1	46	77	109	110	837,209	972,582	16,001,818	4.00
19	1	1	1	1	110	110	110	110	837,209	1,445,730	15,897,046	4.00
20	1	1	1	1	110	110	110	110	837,209	1,445,730	15,319,124	4.00
21	0	1	1	1	94	84	84	98	837,209	874,010	14,741,203	4.00
22	1	1	1	0	110	110	109	98	837,209	1,081,012	14,735,003	4.00
23	0	0	0	0	106	76	54	74	-	0	14,521,800	1.00
24	0	0	0	0	80	76	87	77	418,605	0	14,552,400	1.00

5.4.3 Hasil Langkah Minimasi Fungsi Biaya Energi & Start-up

Minimasi penggunaan biaya *start-up* ini dilakukan dengan beberapa tahap yakni tahap pertama adalah dengan melakukan *economic dispatch* pembangkit listrik dengan output adalah variabel biner pemilihan pembangkit listrik yang disiapkan untuk menyokong pemenuhan daya beban. Variabel ini bernilai 1 apabila pembangkit listrik disiapkan untuk melayani sistem kelistrikan dan bernilai 0 untuk pembangkit listrik yang dikeluarkan dari grid sistem kelistrikan. Kemudian tahap kedua adalah melakukan *optimal power flow* terhadap semua pembangkit yang variabel binernya bernilai 1 atau yang disiapkan untuk melayani sistem kelistrikan.

Economic dispatch pembangkit dilakukan untuk menentukan pembangkit *thermal* yang disiapkan untuk melayani beban setiap jam operasi dengan mempertimbangkan biaya energi dan biaya jenis *start-up*. Nilai biaya berdasarkan pada jenis *start-up* ini diharapkan untuk dapat mempertimbangkan nilai biaya energi yang nilainya optimum dari rencana jangka pendek harian.

5.4.4 Hasil Langkah Penentuan Status Pembangkit Listrik

Economic dispatch ini dilakukan dengan menggunakan *spreadsheet excel solver* dengan algoritma *GRP Nonlinier* maupun *Evolutionaty* yang telah tersedia pada program aplikasi tersebut. Variabel pada *economic dispatch* tersebut adalah variabel biner yakni menentukan status dari setiap unit pembangkit yang direncanakan untuk masuk ke sistem kelistrikan pada setiap jam rencana operasi. Pada *excel solver* tersebut masih mempunyai keterbatasan variabel yang harus ditentukan dan jumlah tiap unit pembangkit listrik yang harus dipilih untuk setiap jam rencana operasi selama 24 jam yang menjadikan variabel yang dioptimasi cukup banyak, sehingga untuk mendapatkan hasil dilakukan pembagian penjadwalan dalam hitungan 8 jam setiap kali *running* optimasi. Yakni penjadwalan selama 24 jam rencana operasi dibagi menjadi 3 kelompok dalam menjalankan program simulasi optimasi *economic dispatch*.

Karena tinjauan jenis *start-up* juga memperhatikan status pembangkit listrik pada waktu sebelumnya, yakni minimal 3 jam sebelum saat ini maka pada optimasi dilakukan dengan proses inisiasi status awal. Inisiasi status tersebut dilakukan dengan melakukan peninjauan status pembangkit pada 3 jam sebelum saat ini ($j=0$).

Tinjauan nilai untuk inisiasi penjadwalan pertama dilakukan dengan memperhatikan hasil dari *economic dispatch* pada hari sebelumnya. Demikian pula untuk penjadwalan kedua digunakan inisiasi 3 jam terakhir dari penjadwalan pertama. Dan penjadwalan ketiga inisiasinya diambilkan dari 3 jam terakhir dari penjadwalan kedua. Pada nilai 3 jam status inisiasi ini tidak diikutkan dalam optimasi. *Economic dispatch* dilakukan dengan mencari kombinasi nilai biaya energi dengan mengikutkan biaya jenis *start-up*.

Nilai untuk dipakai inisiasi pada 3 jam sebelumnya yang dipertimbangkan adalah variabel biner yang menandakan pembangkit tersebut pada setiap jam inisiasi. Pada tahap *economic dispatch* ini, sebagai pertimbangan praktis maka nilai daya nominal yang dibangkitkan oleh pembangkit listrik yang selanjutnya digunakan sebagai penghitung biaya energi dengan biaya *start-up*. Hasil optimasi *economic dispatch* tersebut adalah berupa status pembangkit yang tidak masuk sistem. Nilai dari *economic dispatch* dengan mempertimbangkan variabel biner tersebut diperlihatkan sebagai berikut.

Tabel 5-30 Hasil langkah penentuan status dengan algoritma *multistage*

Time	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
CPP1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CPP2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CPP3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CPP4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CPP5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CPP6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CPP7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CPP8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CPP9	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CPP10	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CCGT1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0
CCGT2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0
CCGT3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0
CPP11	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CPP12	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CPP13	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CPP14	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CPP15	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
GT1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0
GT2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
HPP1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0
HPP2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0
HPP3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	1
HPP4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	1
HPP5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	0	0
HPP6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0
HPP7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0
HPP8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0

5.4.5 Hasil Langkah *Optimal Power Flow* melibatkan Biaya *Start-up*

5.4.5.1 Hasil langkah OPF pada algoritma *multistage*

Status setiap pembangkit listrik untuk setiap jam operasi diperoleh pada langkah optimasi dengan objektif maksimasi penggunaan air untuk PLTA, dan langkah penentuan status dengan *decommitment* unit menggunakan kaidah *merit order* dengan mempertimbangkan biaya jenis *start-up* untuk PLT *Thermal*.

Langkah *optimal power flow* dilakukan setelah langkah *decommitment unit* dengan pendekatan *economic dispatch* dihitung dan didapat hasilnya. *Economic dispatch* tersebut dilakukan dengan *merit order*, yakni pembangkit yang membutuhkan biaya terbesar yang pertama nantinya dikeluarkan dari sistem kelistrikan. Langkah ini dilakukan secara berturut-turut sampai beban dan perkiraan *losses* terpenuhi pada setiap jam rencana operasi selama perioda harian.

Langkah *optimal power flow* dilakukan dengan berdasarkan pada semua pembangkit yang terpilih pada *decommitment unit*. Pada langkah *optimal power flow* ini didapatkan daya yang harus dibangkitkan oleh setiap unit yang telah terpilih dengan biaya minimal dan batasan jaringan dan batasan pembangkit tidak dilanggar. Metoda yang digunakan pada langkah *optimal power flow* karena fungsi objektifnya berbentuk fungsi kuadratik, dilakukan dengan menggunakan metoda numerik yakni metoda *interior point*.

Berbeda dengan hasil pada langkah *economic dispatch* yang lebih menekankan pada status setiap pembangkit listrik tenaga *thermal*, maka pada langkah *optimal power flow* adalah berupa besarnya nilai daya listrik. Hasil langkah *optimal power flow* tersebut berupa besarnya nilai daya listrik dari setiap pembangkit listrik yang sebaiknya dibangkitkan pada setiap jam dari rencana operasi. Pada langkah *optimal power flow* maka nilai daya dari setiap pembangkit listrik yang diminta masuk ke *grid* pada setiap jamnya telah dioptimasi, sehingga nilai daya tersebut nilainya tidak selalu sama-dengan nilai daya nominal pembangkit. Nilai daya dari hasil optimasi langkah *optimal power flow* pada algoritma *multistage* selama 24 jam rencana operasi diperlihatkan pada Tabel 5-31.

Tabel 5-31 Hasil langkah *OPF* dengan algoritma *multistage*

Jam ke	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
CPP1	548	555	566	578	587	597	576	563	603	629	631	575	590	592	580	565	631	650	650	650	650	650	561	512
CPP2	402	408	419	431	440	450	430	416	456	482	484	428	443	445	433	418	485	650	650	650	650	650	415	390
CPP3	391	395	402	410	416	423	410	401	427	445	446	409	418	420	412	402	446	650	650	650	650	633	400	390
CPP4	390	390	390	395	401	408	394	390	412	430	431	393	403	405	397	390	431	642	650	650	650	618	390	390
CPP5	235	238	242	247	251	255	247	241	257	268	269	246	252	253	248	242	269	350	350	350	350	350	240	221
CPP6	210	210	210	210	210	212	210	210	215	223	224	210	210	211	210	210	224	331	350	350	350	319	210	210
CPP7	210	210	210	210	210	212	210	210	215	223	224	210	210	211	210	210	224	331	350	350	350	319	210	210
CPP8	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	316	350	350	350	305	210	210
CPP9	198	198	200	203	206	209	203	199	211	218	219	203	207	208	204	200	219	310	330	330	330	300	199	198
CPP10	198	198	198	198	198	198	198	198	198	198	198	198	198	198	198	198	198	274	300	330	330	266	198	198
CCGT1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	360	401	600	600	0	0	0
CCGT2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	415	600	600	0	0	0	0
CCGT3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	360	541	600	0	0	0	0
CPP11	535	541	552	564	574	584	563	550	591	617	618	562	577	579	566	551	618	630	630	630	630	630	548	499
CPP12	519	525	536	548	558	568	547	534	575	601	602	546	561	563	550	535	602	630	630	630	630	630	532	483
CPP13	506	512	523	535	544	554	534	520	561	587	589	532	547	550	537	522	589	630	630	630	630	630	519	470
CPP14	544	551	562	574	583	593	573	559	600	626	628	571	586	589	576	561	628	630	630	630	630	630	557	509
CPP15	593	599	610	622	630	630	621	607	630	630	630	620	630	630	624	609	630	630	630	630	630	630	606	557
GT1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	132	132	140	0	0	0	0
GT2	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	148	203	132	132	132
HPP1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	170	170	170	170	170	0	0
HPP2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	170	170	170	170	170	0	0
HPP3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	92	170	170	170	170	170	0	170
HPP4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	140	170	170	170	170	170	0	170
HPP5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110	110	0	110	0	0
HPP6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	77	110	110	84	110	0	0
HPP7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	109	110	110	84	109	0	0
HPP8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110	110	110	98	0	0	0

5.4.5.2 Hasil OPF dengan *de-commitment unit Interior Point Solver*

Sebagai pembandingan dari algoritma *multistage* dengan mempertimbangkan biaya *start-up* adalah menggunakan metoda *unit decommitment interior point solver (DU-IPS)* yang dikembangkan oleh Zimmerman [15]. Pada metoda pembandingan ini pertimbangan biaya *start-up* tidak dimasukkan pada perhitungan optimasi, perhitungan optimasi pembandingan ini hanya mempertimbangkan biaya termurah dari setiap kali perhitungan optimasi apabila dijalankan. Perhitungan optimasi dilakukan pada setiap jam rencana operasi. Periode perhitungan optimasi yang dilakukan adalah selama 24 jam rencana operasi.

Jadi pembandingan dengan menggunakan optimasi *DU-IPS* ini dilakukan pada setiap jam rencana operasi selama 24 jam atau dalam 24 kali perhitungan. Pada setiap kali atau setiap jam rencana operasi, yakni dengan langkah ini maka didapat unit pembangkit yang dikeluarkan dari sistem dengan algoritma *decommitment unit* yang dikenal sebagai status pembangkit listrik bernilai nol (0). Selanjutnya, pada metode *DU-IPS* tersebut juga didapatkan daya k dari setiap pembangkit listrik tenaga *thermal* yang berstatus satu (1) untuk setiap jam operasi.

Untuk mendapatkan gambaran yang setara dengan langkah algoritma *multistage*, maka pembangkit listrik tenaga *hydro* dimasukkan nilainya dari langkah maksimasi penggunaan air seperti pada langkah pertama metoda *multistage*. Atau dengan kata lain pada pembandingan ini, data pembangkit *hydro* yang siap masuk ke tabel data sistem kelistrikan dengan daya pada setiap jam rencana operasi telah ditentukan terlebih dahulu sebelum perhitungan optimasi biaya menggunakan *DU-IPS* dilakukan.

Pada simulasi optimasi dengan *DU-IPS* ini tidak memperhitungkan biaya *start-up*, tetapi hanya memperhatikan biaya optimal dari setiap jam rencana operasi sistem kelistrikan. Data pembandingan ini secara keseluruhan memperlihatkan daya setiap unit dari pembangkit listrik selama 24 jam rencana operasi. Hasil selengkapnya dari setiap daya listrik yang sebaiknya dibangkitkan oleh setiap unit pembangkit listrik dengan menggunakan unit *de-commitment interior point solver* diperlihatkan pada Tabel 5-32.

Tabel 5-32 Daya listrik dengan metoda *DU- IPS*

Jam ke	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
CPP1	564	570	580	593	602	612	591	578	619	595	647	650	650	650	650	580	648	650	650	650	650	650	576	533
CPP2	418	424	434	446	455	465	445	431	472	448	500	505	508	513	516	433	501	650	650	650	650	650	430	390
CPP3	402	406	412	420	427	433	420	411	438	422	457	460	462	465	467	412	457	650	650	650	627	650	410	390
CPP4	390	391	397	405	411	418	404	395	423	407	442	445	447	450	452	397	442	650	650	650	612	650	394	390
CPP5	242	244	248	253	257	261	253	247	264	254	275	277	279	280	282	248	275	350	350	350	350	350	247	229
CPP6	210	210	210	211	214	217	211	210	220	212	230	231	232	234	235	210	229	347	350	350	316	337	210	210
CPP7	210	210	210	211	214	217	211	210	220	212	230	231	232	234	235	210	229	347	350	350	316	337	210	210
CPP8	210	210	210	210	210	210	210	210	206	198	215	217	218	219	221	210	215	333	350	350	302	323	210	210
CPP9	200	201	204	208	210	213	207	203	216	209	224	225	226	227	228	204	224	324	330	330	297	316	203	198
CPP10	198	198	198	198	198	198	198	198	192	186	199	200	201	202	203	198	199	287	330	330	263	280	198	198
CCGT1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	365	576	600	360	0	0	0
CCGT2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	514	600	600	360	0	0	0
CCGT3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	434	600	600	360	0	0	0
CPP11	551	557	567	580	589	599	579	565	607	582	630	630	630	630	630	567	630	630	630	630	630	630	563	520
CPP12	535	541	551	564	573	583	563	549	591	566	619	624	627	630	630	551	619	630	630	630	630	630	547	504
CPP13	522	528	538	550	560	570	549	535	578	553	606	610	613	618	621	537	606	630	630	630	630	630	534	491
CPP14	561	567	577	589	598	608	588	574	616	592	630	630	630	630	630	576	630	630	630	630	630	630	573	529
CPP15	609	615	625	630	630	630	630	623	630	630	630	630	630	630	630	624	630	630	630	630	630	630	621	578
GT1	0	0	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	0	220	220	220	220	220	220	0	0
GT2	0	0	0	220	220	220	220	0	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	0
HPP1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	170	170	170	170	170	0	0
HPP2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	170	170	170	170	170	170	0	0
HPP3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	92	170	170	170	170	170	0	170
HPP4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	140	170	170	170	170	170	0	170
HPP5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110	110	0	110	0	0
HPP6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	77	110	110	84	110	0	0
HPP7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	109	110	110	84	109	0	0
HPP8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110	110	110	98	0	0	0

5.4.5.3 Hasil Perbandingan Hasil *Multistage* dan *DU-IPS*

Setelah mendapatkan data status setiap pembangkit listrik dengan *economic dispatch* dan nilai daya dengan menggunakan *optimal power flow*, selanjutnya dilakukan perhitungan biaya energi selama 24 jam rencana operasi. Biaya *start-up* pembangkit listrik dihitung dengan cara memasukkan status dari setiap pembangkit dari jam -3, -2, -1 dan jam ke 0 atau jam saat ini dari setiap jam rencana operasi. Kemudian biaya energi dihitung dengan memasukkan daya yang dibangkitkan oleh setiap unit pembangkit listrik pada setiap jam rencana operasi sistem kelistrikan.

Setelah didapat data biaya energi selama operasi pelayanan beban yang ditinjau beserta biaya *start-up* maka keduanya dapat dijumlahkan menjadi data biaya energi yang dikeluarkan oleh sistem kelistrikan pada setiap jam-nya. Data biaya energi total setiap jam rencana operasi tersebut, dirangkum dan diperlihatkan pada Tabel 5-33. Tabel tersebut memperlihatkan perbedaan hasil perhitungan langsung menggunakan *interior point solver (IPS)* dengan *decommitment unit (DU)* dan perhitungan menggunakan optimasi *multistage*.

Tabel 5-33 Daya dan biaya energi hasil optimasi *Multistage* dan *DU-IPS*

Jam ke: jam	Total Beban MW	Hasil Simulasi				Selisih Biaya (juta rupiah) %	
		<i>Multistage</i>		DU-IPS			
		(MW)	(Juta Rupiah)	(MW)	(juta rupiah)		
1	5811	5821	1786	5821	1814	28	2%
2	5861	5871	1797	5871	1825	28	2%
3	5951	5962	1816	5962	1844	28	2%
4	6057	6068	1839	6068	1867	28	1%
5	6137	6148	1856	6148	1884	28	1%
6	6223	6234	1874	6234	1902	28	1%
7	6047	6058	1837	6058	1865	28	2%
8	5929	5939	1811	5939	1839	28	2%
9	6281	6292	1886	6292	1914	28	1%
10	6055	6520	1934	6066	1866	-68	-4%
11	6521	6534	1937	6534	1965	28	1%
12	6552	6045	1834	6565	1971	137	7%
13	6572	6175	1861	6585	1976	115	6%
14	6598	6196	1866	6611	1981	115	6%
15	6617	6085	1842	6630	1985	143	7%
16	5944	5954	1815	5954	1843	28	2%
17	6928	6938	1954	6938	1982	28	1%
18	10014	10029	4086	10028	4070	-16	0%
19	10689	10706	3265	10706	3288	23	1%
20	10999	11017	3386	11017	3412	26	1%
21	9543	9559	2587	9559	2913	326	11%
22	8687	8701	2186	8701	2214	28	1%
23	5916	5926	1809	5926	1837	28	2%
24	5911	5919	1746	5919	1774	28	2%
	Total	166697	50610	168133	51831	1221	2%

5.4.6 Pembahasan Hasil Minimasi Biaya Energi dan Biaya *Start-up*

5.4.6.1 Pembahasan Jenis Biaya *Start-up* Turbin Uap untuk Simulasi

Dari tinjauan sebelumnya dapat dikatakan bahwa biaya energi yang ramah lingkungan pada sistem kelistrikan dapat dilihat dalam keadaan ketika pembangkit telah menyalurkan daya ke *grid* pada sistem kelistrikan. Keadaan lain yang berkaitan dengan biaya energi pada pembangkit listrik yang menyokong sistem tenaga listrik adalah ketika pembangkit listrik belum menyalurkan daya listrik ke sistem tetapi telah mengkonsumsi bahan bakar atau energi primer. Keadaan ini biasa disebut sebagai pembangkit berada pada keadaan *start-up*.

Biaya *start-up* dapat dihitung dengan menggunakan pengelompokan berdasarkan jenis *start-up*. Pengelompokan dalam tinjauan optimasi harian karena *metal* dalam turbin masih sangat panas maka jenis *start-up* dapat ditinjau menjadi 3 jenis yakni *hot-start*, *very hot start*, dan *very very hot start*. Jenis *start-up* ini bergantung pada lamanya waktu keluar dari sistem, yakni karena kesiapan boiler pada pembangkit listrik dalam memproduksi uap untuk memutar turbin generator.

Pengelompokan ketiga jenis *hot start* dalam peninjauan harian ini disederhanakan dalam kelompok waktu *start-up*, sehingga biaya energi berdasarkan pada periode harian *start-up* dapat dihitung berdasarkan jenis *start-up*nya. Pengelompokan biaya jenis *start-up* ini berdasarkan banyaknya energi *start-up* untuk memproduksi uap sampai setiap unit generator pada pembangkit listrik yang ditinjau mencapai sinkron dan mengirimkan daya ke sistem kelistrikan.

Dengan menggunakan pengelompokan berdasarkan jenis *start-up* tersebut, maka perhitungan biaya energi ramah lingkungan menjadi dapat dimodifikasi yang sebelumnya berupa fungsi deterministik kuadratik menjadi berbentuk fungsi deterministik dengan tambahan suatu nilai konstanta yang nilainya bergantung pada variabel biner. Konstanta tambahan tersebut nilainya bergantung pada kriteria durasi waktu pembangkit listrik keluar dari sistem, sehingga terbentuk fungsi matematik dalam fungsi matematik.

Karena fungsi biaya energi berbentuk fungsi dalam fungsi, maka algoritma untuk optimasi aliran daya optimal dari biaya energi dilakukan secara bertingkat, pada tingkat pertama optimasi biaya energi dilakukan dengan menggunakan optimasi *GRG Nonlinier* yang telah ada pada *spreadsheet excel solver* yakni untuk

menentukan biaya *start-up* yang fungsinya adalah fungsi biner dengan empat variabel biner bergantung jenis *start-up*. Setelah didapatkan nilai dari setiap konstanta fungsi biner tersebut maka optimasi biaya energi dapat dilakukan dengan optimasi numerik dengan variabel deterministik.

Pemecahan permasalahan pada fungsi objektif dengan variabel daya listrik dengan fungsi deterministik dan variabel fungsi biner tersebut dapat dilakukan dengan menggunakan algoritma bertingkat atau algoritma *multistage*. Tahapan *multistage* dan penggunaan jenis optimasinya ditentukan berdasarkan jenis variabel yang sedang ditinjau. Pada penentuan nilai variabel biner untuk menentukan status pembangkit listrik dan biaya energi *start-up*nya digunakan langkah optimasi dengan metoda optimasi dengan algoritma GRG Nonlinier maupun algoritma *Evolutioner*. Untuk fungsi deterministik seperti biaya energi dengan mempertimbangkan biaya kompensasi emisi GRK seperti pada tulisan ini, perhitungan daya yang dikirim ke sistem kelistrikan adalah menggunakan langkah optimasi dengan metoda optimasi numerik yakni pada simulasi ini telah digunakan metoda *interior point*.

5.4.6.2 Pembahasan Hasil Algoritma *Multistage* pada Sistem *Hydrothermal*

Hasil simulasi pada sistem *hydrothermal* yang melibatkan *start-up* pembangkit dapat diuraikan dalam beberapa poin. Poin-poin ini didasarkan pada setiap langkah optimasi.

- Poin pertama dari algoritma *multistage* adalah langkah maksimasi pembangkit listrik tenaga *hydro* pada musim kemarau dengan persediaan air pada waduk dan masukan air yang terbatas. Optimasi pembangkit listrik tenaga *hydro* seperti pada langkah maksimasi penggunaan air pada sub-bab sebelumnya, bahwa air dapat digunakan secara maksimal apabila air tersebut kegunaannya didasarkan pada nilai tambah yang didapat. Yakni, air digunakan secara maksimal apabila permintaan daya beban makin tinggi sedang persediaan terbatas. Hasilnya adalah pada beban puncak air digunakan untuk membangkitkan listrik. Hal ini terlihat pada Tabel 5-28 yakni pada jam ke 18 sampai jam ke 21, yakni jam-jam tersebut adalah jam dengan daya beban lebih dari 8000 MW atau beban puncak. Apabila persediaan air waduk mencukupi maka penggunaan air dilakukan pada

kondisi beban dibawahnya, hal ini terlihat pada Tabel 5-29 pada jam ke 17 dan jam ke 24. Dan begitu seterusnya yakni apabila persediaan air tetap melimpah maka air dapat digunakan untuk menyokong beban dasar.

- Poin kedua algoritma *multistage* adalah menentukan pemilihan status pembangkit listrik yang dilibatkan melayani beban setiap jam operasi dari mulai jam ke 1 sampai jam ke 24. Langkah ini dilakukan dengan mencari biaya minimum dengan *economic dispatch* pembangkit listrik dalam memenuhi kebutuhan daya beban tanpa memperhatikan batasan jaringan. Langkah ini adalah langkah menentukan pembangkit status pembangkit listrik dengan memperhitungkan biaya energi ketika pembangkit listrik *start-up* sampai pembangkit listrik mensuplai daya ke *grid* sistem kelistrikan. Hasil penentuan status pembangkit listrik diperlihatkan pada Tabel 5-30 di atas. Dari Tabel 5-30 diperlihatkan bahwa apabila mempertimbangkan biaya jenis *start-up*, maka kecenderungan hasil optimasi adalah untuk terus mempertahankan pembangkit listrik yang telah masuk ke sistem untuk melayani beban. Keluarnya pembangkit dari sistem terjadi apabila kebutuhan beban telah terpenuhi oleh pembangkit yang secara biaya energi telah mencukupi. Hal tersebut terlihat lebih jelas pada Tabel 5-31 yakni langkah optimal *power flow* algoritma *multistage*, apabila dibandingkan dengan hasil optimasi Tabel 5-32 dengan metoda *de-commitment* unit *interior point solver*. Pada Tabel 5-32 dengan metoda *de-commitment* unit *interior point solver* diperlihatkan bahwa pembangkit listrik GT 1 tiba-tiba dikeluarkan dari jaringan dan di waktu yang lain maka GT 2 yang dikeluarkan dari jaringan. Perpindahan status pada algoritma DU-IPS berdasarkan pada pertimbangan biaya minimum pada jam tik yang dilakukan optimasi aliran daya belum mempertimbangkan biaya selama 24 jam rencana operasi.
- Poin ketiga pada algoritma *multistage* adalah langkah *optimal power flow* dengan meminimasi biaya energi ketika pembangkit telah direncanakan untuk mengirimkan daya listrik ke sistem kelistrikan. Langkah ini adalah langkah menentukan besarnya daya yang harus dibangkitkan oleh setiap unit pembangkit listrik sesuai kemampuan pembangkit listrik tersebut untuk memenuhi daya pada setiap bus beban pada jaringan sistem kelistrikan yang

ditinjau dengan tidak melanggar batasan jaringan dan batasan pembangkit. Langkah optimal *power flow* pada algoritma *multistage* ini, karena memperhatikan biaya *start-up* berdasarkan jenis *start-up* selama 24 jam rencana operasi, maka biaya hasil optimasi selama 24 jam simulasi dapat diharapkan mempunyai nilai lebih baik dari optimal *power flow* yang tidak memperhitungkan biaya *start-up*.

- Poin keempat adalah menghitung biaya energi hasil langkah optimal *power flow*. Biaya energi ini pada algoritma *multistage* dihitung dengan memasukkan variabel daya yang dibangkitkan oleh pembangkit pada persamaan biaya energi dan memasukkan variabel biner hasil penentuan status pembangkit pada langkah *economic dispatch*. Pada algoritma *de-commitment* unit *interior point solver*, biaya energi juga ditentukan dengan tatacara yang serupa, yakni dengan dimasukkan variabel status pembangkit listrik dan biaya energi untuk mensuplai daya listrik ke sistem kelistrikan ke dalam fungsi persamaan biaya energi seperti dituliskan pada persamaan 4-10 di atas. Parameter penting dari persamaan daya yang digunakan pada perhitungan biaya energi tersebut diambil dari Tabel 5-26. Hasil perhitungan biaya energi dengan melibatkan emisi GHG pada setiap jam rencana operasi dengan *multistage* dan *de-commitment* unit adalah seperti pada Tabel 5-33. Dari Tabel 5-33 diperlihatkan bahwa jumlah daya yang disalurkan dari setiap pembangkit untuk menyokong beban pada sistem kelistrikan selama 24 jam operasi ternyata sedikit lebih kecil jika menggunakan algoritma *multistage*. Tabel 5-33 tersebut juga memperlihatkan bahwa dengan algoritma *multistage* dengan memperhitungkan biaya *start-up* pada simulasi 24 jam operasi ternyata lebih menghemat biaya energi pula, yakni menghemat sekitar 2 %. Ini berarti algoritma *multistage* dengan memperhitungkan jenis biaya *start-up* pembangkit lebih menguntungkan dibanding apabila digunakan perhitungan optimasi dengan *OPF* tanpa memperhitungkan biaya jenis *start-up* pada simulasi-nya. Karena biaya *start-up* adalah biaya energi ketika pembangkit belum menyalurkan daya ke sistem, dan biaya *start-up* adalah biaya energi tersebut yang dikualifikasi menjadi nilai nilai konstanta. Sehingga dapat dikatakan bahwa energi yang digunakan secara keseluruhan selama 24 jam operasi adalah lebih hemat menggunakan algoritma *multistage*.

BAB 6. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

Studi optimasi aliran daya pada sistem kelistrikan *hydrothermal* jangka pendek dapat dilakukan dengan optimasi biaya energi. Model biaya energi ramah lingkungan terdiri dari gabungan fungsi biaya bahan bakar dan biaya GRK. Gabungan fungsi tersebut dilakukan dengan pendekatan fungsi linier performansi pembangkit, hasilnya adalah model fungsi objektif tunggal berbentuk deterministik kuadartik, dengan variabel adalah daya yang disalurkan ke sistem kelistrikan.

Uraian model dapat mengetahui komponen penyusun parameter fungsi objektif, sehingga perubahan parameter dapat dilakukan dengan mengubah nilai dari besaran komponen penyusunnya. Dengan demikian, fungsi biaya energi dapat hanya berupa fungsi biaya bahan bakar dan atau berupa fungsi keduanya dengan mengubah nilai besaran komponen tersebut. Dengan mengubah komponen harga emisi menjadi nol maka fungsi biaya bahan bakar menjadi tidak bergantung pada nilai emisi GRK. Pada sistem *hydrothermal* dengan daya PLTA 10 % dari total daya sistem kelistrikan dan dengan komponen harga kompensasi emisi sebesar 10 % dari harga bahan bakar serta menggunakan model kuadratik dengan γ negatif dan batasan daya pada daya nominal, hasil simulasi menggunakan *optimal power flow* menunjukkan kenaikan biaya energi karena biaya emisi adalah sekitar 23 %.

Pada sistem *hydrothermal* perhitungan biaya pada PLTA selalu terpilih sebagai kandidat penyokong sistem. Tetapi karena keterbatasan pasokan air pada musim kemarau maka PLTA harus dioptimasi untuk memaksimalkan penggunaan air. Dengan algoritma *multistage* dapat dilakukan optimasi untuk mendapatkan biaya energi yang optimal. Algoritma *multistage* adalah algoritma dengan langkah saling berurutan dimulai dari maksimasi penggunaan air diteruskan dengan minimasi biaya energi.

Algoritma *multistage* untuk rencana operasi harian tanpa memperhitungkan biaya energi untuk *start-up* mempunyai kelemahan karena adanya pergantian status pembangkit yang tiba-tiba misal dari pembangkit unit A ke unit B dan kembali kepada unit A lagi. Dengan memperhitungkan biaya jenis *start-up* kejadian tersebut dapat dihindari. Hasil simulasi algoritma *multistage* dengan mempertimbangkan

biaya *start-up* menghasilkan pilihan pasokan daya dan biaya energi selama 24 jam rencana operasi yang lebih baik daripada tidak mempertimbangkan biaya *start-up*. Pada penerapan algoritma *multistage* pada sistem kelistrikan *hydrothermal* berwawasan lingkungan, dapat dikatakan bahwa penghematan yang didapat dengan algoritma *multistage* jika dibandingkan dengan DU-IPS secara langsung selama 24 jam rencana operasi adalah sekitar 2 %. Sehingga algoritma *multistage* untuk penjadwalan harian pada sistem *hydrothermal* berwawasan lingkungan dengan memperhitungkan biaya jenis *startup* dapat dikatakan lebih menguntungkan dari menggunakan optimasi *DC-IPS* secara langsung selama 24 jam.

6.2 Saran

Karena pemodelan biaya energi pada fungsi *start-up* pada penelitian ini masih berdasarkan pada jenis *start-up*, sehingga biaya *start-up* masih dalam bentuk gelondongan sehingga kurang teliti dalam perhitungannya, sehingga pembuatan model biaya energi masih dapat dikembangkan menjadi lebih rinci. Perhitungan lebih rinci tersebut seperti dengan menghitung biaya energi dengan tatacara menghitung banyaknya bahan bakar dan emisi dalam satuan waktu dengan batasan kenaikan suhu maksimum turbin setiap saatnya. Berdasarkan kenaikan maksimum persatuan waktu suhu turbin ini, penelitian selanjutnya dapat pula dilakukan dengan mempertimbangkan biaya *ramp rate* dari setiap unit pembangkit yang menyokong sistem kelistrikan. Beberapa rincian yang lain adalah biaya *shutdown* pembangkit listrik, baik *shutdown* normal maupun *emergency shutdown* dan akibatnya terhadap biaya *start-up*.

Algoritma *multistage* untuk menentukan biaya energi optimal juga dapat dilakukan perbaikan pada langkah perhitungan biaya *start-up* sesuai dengan model yang dikembangkan. Pada optimasi biaya dengan *start-up* menggunakan spreadsheet ternyata variabel fungsinya terbatas, pengembangan metoda optimasi gabungan pada satu perangkat lunak dengan variabel fungsi sangat besar dapat dikembangkan.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Undang-undang No 17 tahun 2004, *Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change (Protokol Kyoto mengenai Konvensi Rangka Kerja PBB tentang Perubahan Iklim)*, 2004
- [2] Peraturan Presiden No 61 tahun 2011, **Rencana Aksi Nasional Penurunan Emisi Gas Rumah Kaca**, 2011
- [3] Kementerian Perencanaan Pembangunan Nasional/Badan Perencanaan Pembangunan Nasional, **Pedoman Pelaksanaan Rencana Aksi Penurunan Emisi Gas Rumah Kaca**, 2012
- [4] Dewan Nasional Perubahan Iklim, Indonesia, **Kurva Biaya (Cost Curve) Pengurangan Gas Rumah Kaca Indonesia**, Juni 2010
- [5] Ken Whitelaw, *ISO 14001 Environmental Systems Handbook*, Elsevier Butterworth-Heinemann, Linacre House, Jordan Hill, Oxford OX2 8DP, 30 Corporate Drive, Burlington, MA 01803, Second edition 2004.
- [6] Kementerian Lingkungan Hidup, **Keputusan Menteri Lingkungan Hidup Republik Indoensia Nomor 349 Tahun 2013 Tentang Hasil Penilaian Peringkat Kinerja Perusahaan Dalam Pengelolaan Lingkungan Hidup Tahun 2012-2013**, Jakarta 2013
- [7] Allen J. Wood and Bruce F Wollenberg, **Power Generation, Operation, and Control**, John Wiley & Sons, Inc, 1996
- [8] D.P. Khotari and J.S. Dhillon, **Power Sistem Optimization**, Prentice Hall of India Limited, New Delhi, 2004
- [9] Jizhong Zhu, Ph.D, **Optimization of Power Sistem Operation**, John Wiley & Sons, Hoboken, New Jersey, 2009
- [10] Soliman Abdel-Hady Soliman and Abdel-Aal Hassan Mantawy, **Modern Optimization Techniques with Applications in Electric Power Systems**, Springer New York, 2012
- [11] Kwang Y. Lee and Mohamed A. El-Sharkawi, **Modern Heuristic Optimization Techniques Theory and Applications to Power Systems**, John Wiley & Sons, Hoboken, New Jersey, 2008
- [12] Mitsuo Gen and Runwei Cheng, **Genetic Algoritms and Engineering Optimization**, John Wiley & Sons, New York, 2000
- [13] Leon Freris, David Infield, **Renewable energi in power systems**, John Wiley & Sons, Ltd, 2008

- [14] Ray D. Zimmerman, Carlos E. Murillo-S´anchez, and Robert J. Thomas, **Matpower: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power, Systems Research and Education**, IEEE Transactions on Power Systems, VOL. 26, NO.1, Feb 2011
- [15] R. D. Zimmerman and C. Murillo-S´anchez. **Matpower: User’s Manual**, [Online]. Available: <http://www.pserc.cornell.edu/matpower/>, Des 14, tahun 2011
- [16] Joko Pitono, Adi Soeprijanto, and Takashi Hiyama, **Hybrid Optimization of Emission and Economic Dispatch by the Sigmoid Decreasing Inertia Weight Particle Swarm Optimization**, World Academy of Science, Engineering and Technology 36, 2009
- [17] G. Tzolakis, et al, **Emissions’ reduction of a coal-fired power plant via reduction of consumption through simulation and optimization of its mathematical model**, Springer-Verlag, Published online: 29 May 2009
- [18] Mat Syai’in, Adi Soeprijanto, Eko Mulyanto Yuniarno, **New Algorithm for Neural Network Optimal Power Flow (NN-OPF) including Generator Capability Curve Constraint and Statistic-fuzzy Load Clustering**, International Journal of Computer Applications (0975 – 8887) Volume 36– No.7, December 2011
- [19] Mat Syai’in, Adi Soeprijanto, **Optimal Power Flow Based on IPSO with Generator Capability Curve Constraint**, Journal of Electrical and Control Engineering, JECE Vol. 2 No. 2, PP. 8-14., 2012
- [20] G. Tzolakis, et al, **Emissions’ reduction of a coal-fired power plant via reduction of consumption through simulation and optimization of its mathematical model**, Springer-Verlag, 2009
- [21] Shum, Robert, **Carbon's footprints: The politics of producing energi and emissions**, ProQuest Dissertations and Theses, 2011
- [22] Mangmeechai, Aweewan, **Life cycle greenhouse gas emissions, consumptive water use and levelized Costs of Unconventional Oil In North America**, ProQuest Dissertations and Theses, 2009
- [23] Al Rashidi, Mohammed, **Improved optimal economic and environmental operations of power systems using particle swarm optimization**, ProQuest Dissertations and Theses, 2007
- [24] A. Chatterjee, at-all, **Solution of combined economic and emission dispatch problems of power systems by an opposition-based harmony search algorithm**, Electrical Power and Energi Systems 39, hal: 9–20, 2012

- [25] Celal Yassar and Serdar Ozyon, **Solution to scalarized environmental economic power dispatch problem by using genetic algorithm**, *Electrical Power and Energy Systems* 38, hal: 54–62, 2012
- [26] Direksi PT PLN (Persero), **Keputusan Direksi PT PLN (Persero) Nomor: 321.K/Dir/2010 tentang Penetapan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT PLN (Persero) Tahun 2010-2019**, , PT PLN (Persero), 2010
- [27] Menteri Lingkungan Hidup Republik Indonesia, **Peraturan Menteri Lingkungan Hidup Indonesia Nomor 06 Tahun 2013 Tentang Program Penilaian Peringkat Kinerja Perusahaan Dalam Pengelolaan Lingkungan Hidup**, Jakarta, 23 Mei 2013
- [28] Mekael Amelin, **On Monte Carlo Simulation and Analysis of Electricity Markets**, Doctoral Thesis, Royal Institute of Technology, Department of Electrical Engineering, Stockholm, 2004
- [29] International Atomic Energy Agency, **Expansion Planning for Electrical Generating Systems: A Guidebook**, IAEA, VIENNA, 1984
- [30] Engr. Muhammad Fahad Shinwari , dkk, **Optimization Model using WASP-IV for Pakistan’s Power Plants Generation Expansion Plan**, *IOSR Journal of Electrical and Electronics Engineering (IOSR-JEEE)* ISSN: 2278-1676, Volume 3, Issue 2 (Nov. - Dec. 2012), PP 39-49, www.iosrjournals.org
- [31] M. Khakbazan-Fard, dkk, **Genaration Invation Planning In Iran Power Grid**, *Iranian Journal of Science and Technology*, Transaction B: Engineering, Vol.34, No. B3, pp 325-333. 2010
- [32] Ralph Turvey, **What are Marginal Costs and How to Estimate them??**, CRI Technical Paper 13, School of Management, University of Bath, March 2000
- [33] Fredrik Pettersson, **Power Generation Technology Choice in the Presence of Climate Policy**, Licentiate Thesis, 2005
- [34] ACIL Tasman, (ACIL) (2009), **'Fuel resource, new entry and generation costs in the NEM'**, Melbourne, September 2013
- [35] Cynthia Bothwell, dkk, **Transforming Electric Generation Planning Model to Meet Sustainable Energy Policy Goals**, Johns Hopkins University
- [36] Alfred Weber’s, **Theory of The Location of Industries**, The University of Chicago Press, Chicago, Illionis, 1929
- [37] Stefan Reichelstein, **Levelized Product Cost: Concept and Decision Relevance**, January 2013

- [38] Banker, R. D., and J. S. Hughes (1994), **Product Costing and Pricing**, The Accounting, Review, 69, No.3, 1994
- [39] Lazard, **Levelized Cost of Energy Analysis**, 2009
- [40] Association of Chief Executives of Voluntary Organisations, **Full Cost Recovery**, Charities Aid Foundation, St Andrew's House, 18-20 St Andrew Street, London, 2008
- [41] David W. Young, **Management accounting in health care organizations**, San Francisco, Jossey-Bass, 2014
- [42] Economic Regulation Authority, **Short Run Marginal Cost**, Western Australia, 2008
- [43] Yoshihide Hase, **Handbook of power system engineering**, John Wiley & Sons Ltd, The Atrium, Southern Gate, Chichester, West Sussex , PO19 8SQ, England, 2007
- [44] S. McAllister et al., **Fundamentals of Combustion Processes**, Springer Science+Business Media, LLC 2011
- [45] Roman Weber, **Combustion Fundamentals with Elements of Chemical Thermodynamics**, Clausthal-Zellerfeld, Papierflieger, 2008
- [46] Nicholas P. Cheremisinoff, **Handbook of air pollution prevention and control**, Elsevier Science (USA), 2002.
- [47] Stan Kaplan, **Power Plants: Characteristics and Costs**, CRS Report for Congress, 2008
- [48] Electricity for Better Life, **PLN dan ISAK 16 (ED)**, Jakarta 2010
- [49] APEC Energy Working Group, **Agenda Item 10.3-Micro Eco Reform-Att A-Ann 3**, Centre for Energy and Resources Law, 2000
- [50] G.Booras. and N.Holt, **Pulverized Coal and IGCC plant Cost and Performance Estimates**, Gasification Technologies Conference Washington D.C. 2004.
- [51] James A. Momoh, **Electric Power System Applications of Optimization**, Marcel Dekker, Inc.270 Madison Avenue, New York, 2001
- [52] United States Tennessee Valley Authority, **Heat Rate Improvement Guidelines for Indian Power Plants Vol 1 Rev 1**, USAID/India Greenhouse Gas Pollution Prevention Project (GEP), 2000
- [53] Intelligent Energy Systems (IES), **The Long Run Marginal Cost (LRMC) of electricity in New South Wales**, NSW, 2004
- [54] Public Utility Commission in SriLangka (2014), **Heat Rates of Thermal Power Plants in SriLangka**. <http://www.pucsl.gov.lk/english/wp-content/uploads/2014/03/REPORT-HEAT-RATE-TEST-RESULTS.pdf>
- [55] Gill, A.B. (1984), **Power plant performance**, Butterworth and Co (Publishers) Ltd.

- [56] Lutfi Nul Hakim (2016), **Laporan bulanan Monitoring Efisiensi Pembangkit UJP Banten 1 Suralaya**, PT Indonesia Power UJP Banten 1 Suralaya, Banten, Indonesia
- [57] Weber, R (2008), **Combustion Fundamentals with Elements of Chemical Thermodynamics**, Clausthal-Zellerfeld, Papierflieger.
- [58] Zhou Hou et al (2013), **Conversion of Fuel-N to N₂O and NO_x during Coal Combustion in Combustors of Different Scale**, Chin. J. Chem. Eng., Vol. 21, No. 9, 999-1006
- [59] Moorthy, P.Sangameswararaju, S.Ganesan and S. Subramanian (2013), **Hydrothermal Scheduling Using ABC Algorithm Considering Pollutant Emission**, International Journal Of Electrical Engineering, Vol.20 No.5 pp 203-217
- [60] I.A Nicaev, S.I. Palamrchunk (2014), **Generation Scheduling Based on Two-Level Optimization Problem**, International Journal of Energy Optimization and Engineering, 3(1), 1-11
- [61] Wilfredo S. Sifuentes, Alberto Vargas (2007). **Hydrothermal Scheduling Using Benders Decomposition: Accelerating Techniques**, IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 22, NO. 3, pp 1351-1359
- [62] Thang Trung Nguyen, Dieu Ngoc Vol (2016). **Solving Short-Term Cascaded Hydrothermal Scheduling Problem Using Modified Cuckoo Search Algorithm**, International Journal of Grid and Distributed Computing Vol. 9, No. 1 (2016), pp.67-78
- [63] S. K. Khandualo, A. K. Barisal, and P. K. Hota (2013), **Scheduling of Pumped Storage Hydrothermal System with Evolutionary Programming**, Journal of Clean Energy Technologies, Vol. 1, No. 4, pp 208-212
- [64] Hong Chang Chang, P.-H. Chen (1998), **Hydrothermal Generation Scheduling Package: A Genetic-based Approach**, IEE Proceeding.-Generation Transmission and Distribution. Vol. 145. No. 4, pp 451-457
- [65] Parsons Brinckerhoff (2014), **Technical Assessment of the Operation of Coal & Gas Fired Plants 286861A**, Ferrybridge Business Park Ferrybridge, West Yorkshire.
- [66] Dipak K Sarkar (2015), **Thermal Power Plant (Design and Operation)**, Elsevier, Radarweg 29, PO Box 211, 1000 AE Amsterdam, Netherlands.
- [67] Hermagasantos Zein, (2005), **Kontribusi Optimasi Aliran Daya Dengan Langkah Reduksi dan Metoda Baru Pemisahan Rugi-rugi Dalam Transaksi Energi Listrik Pada Suatu Struktur Kompetisi Terbatas**, Disertasi-Program Studi Teknik Elektro, Isntitut Teknologi Bandung, Indonesia.

- [68] Lutfi Nul Hakim (2016), **Laporan Bulanan Efisiensi Pembangkit UJP Banten 1 Suralaya September 2016**, PT Indonesia Power, UJP Banten 1 Suralaya.
- [69] Joel B. Klein (1998), **The Use of Heat Rates in Production Cost Modeling and Market Modeling**, California Energy Commission, California, USA.
- [70] Dipak K Sarkar, (2016), **Thermal Power Plant (Pre-Operational Activities)**, Elsevier, Radarweg 29, PO Box 211, 1000 AE Amsterdam, Netherlands.
- [71] Nathan Barros, et.al. (2011), **Carbon Emission from Hydroelectric Reservoirs Linked to Reservoir Age and Latitude**, Nature Geoscience Vol. 4 , Macmillan Publishers Limited, DOI: 10.1038/NGEO1211 www.nature.com/naturegeoscience.
- [72] A. Tremblay and others, (2004), **Do hydroelectric reservoirs emit greenhouse gases? Hydroelectric Reservoirs and GHG Emissions**, Environmental Management Vol. 33, pp. S509–S517. Springer-Verlag New York, DOI: 10.1007/s00267-003-9158-6
- [73] A.K Rajaand others., (2006), **Power Plant Engineering**, New Age International (P) Ltd. Publishers, Ansari Road, Daryaganj, New Delhi
- [74] Lawrence F Drbal, , Patricia G. Boston, Kayla L Westra, (1996), **Power Plant Engineering (by Black & Veatch)**, Springer Science+Business Media, Inc., 233 Spring Street, New York, NY 10013, USA
- [75] Gilberto Francisco Martha de Souza (2012), **Thermal Power Plant Performance Analysis**, Springer-Verlag London Limited
- [76] **Excel Solver Tutorial –Step by Step Easy to Use Guide fpr Excel’s Solver**, Frontline Systems Inc, Incline Village, NW 89-450, USA <https://www.solver.com>

LAMPIRAN 1. JURNAL INTERNASIONAL (Terindeks: SCOPUS)

1. Ignatius R Mardiyanto, Hermagasantos Zein, Adi Soeprijanto: “Scheduling of Hydrothermal Power Systems in Two Seasons Zone with Multistage Optimizations,” *International Review on Modeling and Simulations (IREMOS)* ISSN: 1974-9821, Vol. 9, No 2, April 2016, pages: 85-96.
2. Ignatius R Mardiyanto, Hermagasantos Zein, Adi Soeprijanto: “ Combining Parameters of Fuel and Greenhouse Gas Costs as Single Objective Function for Optimization of Power Flow,” *Telecommunication, Computing, Electronics and Control (TELKOMNIKA)*, ISSN: 1693-6930, Vol 15 No 4, Des 2017, pages: 1585-1600
3. Ignatius R Mardiyanto, Hermagasantos Zein, Adi Soeprijanto: Influence Types of Startup on Hydrothermal Scheduling,” *Telecommunication, Computing, Electronics and Control (TELKOMNIKA)*, ISSN: 1693-6930, Vol 16 No 1, Februari 2018, pages: 25-37

Halaman sengaja dikosongkan

LAMPIRAN 2: DAFTAR RIWAYAT HIDUP



DATA DIRI

1	Nama Lengkap	Ignatius Riyadi Mardiyanto
2	NRP	2212 301 012
3	Tempat dan Tanggal Lahir	Klaten, 12 Januari 1967
4	Alamat Rumah	Jl. Elektro no 2 Perumahan Dinas Politeknik Negeri Bandung
5	Nomor Telepon/Faks/HP	08122155003
6	Alamat e-mail	Ig_R_M@yahoo.com
7	Kantor	Jurusan Teknik Konversi Energi, Politeknik Begeri Bandung
8	Alamat Kantor	Jl. Geger Kalong Hilir Ds. Ciwaruga, Bandung

RIWAYAT PENDIDIKAN

Jenjang	Nama Sekolah	Tahun Lulus	
SD	SD Negeri Karanganom, Klaten	1978	
SMP	SMP Negeri Karanganom, Klaten	1981	
SMA	SMA Negeri Karanganom, Klaten SMA Negeri 1 Bereuen, Aceh Utara SMA Negeri 3 Padang, Padang	1985	
Jenjang	S-1	S-2	S-3
Perguruan Tinggi	ITB	ITB	-
Bidang Ilmu	Material Science	Instrumentasi & Kendali	-
Tahun Lulus	1993	1999	-
Judul Skripsi/Thesis /Disertasi	Kristal Cair Nematic Anisotropik	Penstabil Tegangan Line Generator Asinkron dengan Pengaturan Arus	-

		Kapasitif menggunakan Auto Trafo	
Nama Pembimbing/Promotor	Dr. Aloysius Rusli	Dr. Ir. Farida I Muchtadi & Dr. Ir. Edi Leksono	-

KURSUS YANG PERNAH DIKUTI

No	Nama Kursus	Lembaga	Tempat	Tahun
1	Three Day of Thinking	Swiss Contact	Bandung	1994
2	Material Science	Swiss Contact	Bandung	1995
3	Fluid Mechanics	Swiss Contact	Bandung	1995
4	Introduction to Industrial Pneumatic	PEDC	Bandung	1995
5	Automation for Hydro power	GTZ	Bandung	1995
6	Combustion Engine	PEDC	Bandung	1996
7	M&R Management	Swiss Contact	Bandung	1997
8	Medical Instrumentation	PINK - ITB	Bandung	1997
9	Expertise on Energy Conservation Technology	P5D	Bandung	1998
10	Applied Mathematics for Polytechnic	P5D & Hogeschool van Utrecht	Bandung	2000
11	Modern Trends in Automation	P5D & Hogeschool van Utrecht	Bandung	2000
17	Photovoltaic Training Program	Mitsubishi Electric	Kyoto	2008
18	Photovoltaic Training Program	Conergy	Berlin	2009
19	Basic Power Plant Operation Simulator Training Program	SimGenics	Colorado	2017

PENELITIAN (6 TAHUN TERAKHIR)

No.	Tahun	Judul Penelitian	Sumber
1	2013	Rancang Bangun Pembangkit Listrik Temperatur Rendah dengan Siklus Rankine Organik	Hibah Bersaing
2	2016	Pembuatan dan Verifikasi Model Biaya Energi yang Lebih Ramah Lingkungan untuk Optimasi Aliran Daya pada Sistem Kelistrikan	PDD

PENGABDIAN MASYARAKAT (6 TAHUN TERAKHIR)

No.	Tahun	Judul Pengabdian	Sumber Pendanaan
1	2014	Review Desain PLTG Senipah 2x41 MW	PT Kutilang Paksi Mas
2	2014	Feasibility Study Rehabilitasi di PLTA (Plengan, Lamajan dan Cikalong)	PT. Indonesia Power-UBP Saguling

3	2016	Technical Assistance and Project Preparation Grants KOKO KUMBI HYDRO POWER PLANT (Project Number W3B-26)	Millenium Challenge Account - Indonesia Green Prosperity Project
---	------	--	--

PENULISAN JURNAL (6 TAHUN TERAKHIR)

No.	Penulis dan Judul Artikel Ilmiah	Volume	Nama Jurnal
1	Hermagasantos Zein, Ignatius Mardiyanto, Ali Mashar: "Integrated Cost Allocation of Transmission Usage under Electricity Markets"	Vol 23, Issue 3, Agustus 2012	IPTEK ITS
2	Ignatius R Mardiyanto, Hermagasantos Zein, Adi Soeprijanto: "Scheduling of Hydrothermal Power Systems in Two Seasons Zone with Multistage Optimizations "	Vol. 9, N. 2 April 2016	IREMOS
3	Ignatius R Mardiyanto, Hermagasantos Zein, Adi Soeprijanto: "Combining Parameters of Fuel and Greenhouse Gas Costs as Single Objective Function for Optimization of Power Flow "	Vol 15 No 4 Des 2017	TELKOMNIKA
4	Ignatius R Mardiyanto, Hermagasantos Zein, Adi Soeprijanto: Influence Types of Startup on Hydrothermal Scheduling"	Vol 16 No 1 Februari 2018	TELKOMNIKA

PENYAJI SEMINAR (6 TAHUN TERAKHIR)

No.	Nama Seminar	Judul Artikel Ilmiah	Waktu & Tempat
1	Seminar Hari Listrik Nasional ke 68	Optimasi Emisi Karbon Dioksida dalam Operasi Sistem Ketenagalistrikan	2013/STT PLN
2	Industrial Research Workshop and National Seminar /IWRNS	Konsep dan Preliminary Desain Turbin Aksial Temperature Rendah untuk Siklus Rankine Organik	2013/POLBAN

Demikian biodata ini saya buat dengan sebenarnya untuk memenuhi salah satu persyaratan dalam pengajuan Sidang Disertasi Doktor di ITS.

Bandung, 19 Maret 2018
Peneliti,

Ignatius Riyadi Mardiyanto
NRP: 07111260010012