

Lost Of Load Probability (LOLP) Index

Untuk Menganalisa Keandalan Sistem Pembangkit Listrik

(Studi Kasus PLTU Teluk Balikpapan)

Idham Nuryadi
202210542
Magister Teknik Elektro
IT PLN
Kelas G

Ary Gemayel
202210546
Magister Teknik Elektro
IT PLN
Kelas G

Dahlia Deka P
202210547
Magister Teknik Elektro
IT PLN
Kelas G

Abstract - Kebutuhan masyarakat akan tenaga listrik tentu saja harus diimbangi pula dengan keandalan sistem penyedia daya. Perkembangan teknologi yang dinamis juga memberi pengaruh terhadap kebutuhan tenaga listrik yang semakin meningkat menuntut unit-unit pembangkit listrik memberi perhatian khusus terhadap keandalan sistem operasinya. Kemungkinan sistem tidak dapat melayani beban atau kebutuhan pelanggan tenaga listrik dinyatakan dengan indeks probabilitas kehilangan beban (loss of load probability, LOLP). Dengan laju peningkatan pertumbuhan tersebut, diperlukan penelitian nilai keandalan pembangkit sehingga dapat melihat perencanaan yang seharusnya dilakukan untuk pelayanan di masa yang akan datang. Pada penulisan makalah ini akan dibahas perhitungan dan analisa keandalan pada sistem Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) dengan judul “Loss Of Load Probability (LOLP) Index untuk Menganalisa Keandalan Sistem Pembangkit Tenaga Listrik (Studi Kasus PLTU Teluk Balikpapan)”.

I. PENDAHULUAN

Semakin berkembangnya kebutuhan masyarakat akan tenaga listrik tentu saja harus diimbangi pula dengan keandalan sistem penyedia daya, dalam hal ini adalah pembangkit listrik. Perkembangan teknologi yang dinamis juga memberi pengaruh terhadap kebutuhan tenaga listrik yang semakin meningkat menuntut unit-unit pembangkit listrik memberi perhatian khusus terhadap keandalan sistem operasinya.

Keandalan sistem operasi pembangkit listrik merupakan tolak ukur unjuk kerja dari suatu sistem pembangkit sekaligus sebagai tingkat jaminan pasokan energi listrik melayani beban ke konsumen. Unit pembangkit yang bertugas menyediakan daya agar beban terlayani, sewaktu-waktu dapat mengalami gangguan sehingga tidak dapat beroperasi. Kemungkinan sistem tidak dapat melayani beban atau kebutuhan pelanggan tenaga listrik dinyatakan dengan indeks probabilitas kehilangan beban (loss of load probability, LOLP). LOLP menggambarkan besar-kecilnya peluang terhadap terjadinya kehilangan beban sebagai akibat kurangnya daya tersedia dalam sistem.

Dengan laju peningkatan pertumbuhan tersebut, diperlukan penelitian nilai keandalan pembangkit sehingga dapat melihat perencanaan yang seharusnya dilakukan untuk pelayanan di masa yang akan datang. Pada penulisan makalah ini akan dibahas perhitungan dan analisa keandalan pada sistem

Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) dengan judul “Loss Of Load Probability (LOLP) Index untuk Menganalisa Keandalan Sistem Pembangkit Tenaga Listrik (Studi Kasus PLTU Teluk Balikpapan)”.

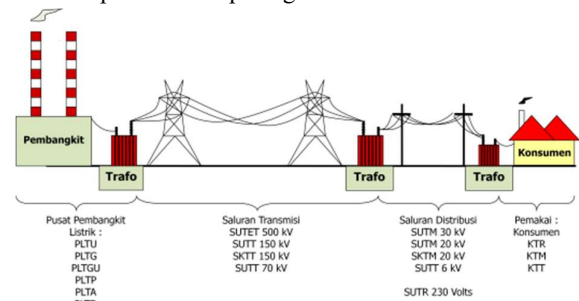
II. SISTEM TENAGA LISTRIK

Sistem tenaga listrik modern sangatlah kompleks dan terintegrasi. Bahkan super komputerpun tidak cukup kuat untuk melakukan seluruh analisis yang realistis yang mendalam. Cara yang mudah untuk melakukan pembagian sistem adalah dengan cara membagi dalam fungsi utamanya, hasil pembagiannya adalah sistem pembangkit (generator), sistem transmisi dan sistem distribusi.

Karena itu hasil pembagian ini digunakan sebagai basis untuk pembagian material, model, dan teknik.

Energi listrik yang dibangkitkan melalui sistem generator dalam hal ini pembangkit kemudian disalurkan melalui jaringan transmisi yang energi tersebut akan didistribusikan ke beban (konsumen).

Untuk memenuhi tujuan operasi sistem tenaga listrik, ketiga bagian yaitu pembangkit (generator), penyaluran dan distribusi tersebut satu dengan yang lainnya tidak dapat dipisahkan seperti terlihat pada gambar berikut:



Gambar 2.1 Sistem Operasi Tenaga Listrik

2.1 PLTU TELUK BALIKPAPAN

PLTU Teluk Balikpapan merupakan salah satu pembangkit yang berada di PT. PLN Persero UPDK Balikpapan. UPDK Balikpapan memiliki peran yang besar mengacu pada data kontribusi pemasok Sistem Interkoneksi Kalimantan, UPDK Balikpapan menyumbang 210,4 MW dengan kontribusi PLTU Teluk Balikpapan 200 MW atau sebesar 95,05%. Dari data

tersebut dapat dilihat bahwa PLTU Teluk Balikpapan memegang pengaruh yang sangat besar:



Gambar 2.6 PLTU Teluk Balikpapan

UPDK Balikpapan beroperasi dengan total kapasitas daya terpasang yaitu sebesar 270 MW. UPDK Balikpapan dibentuk sejak tahun 2015, dan merupakan penyuplai terbesar kebutuhan listrik di sistem interkoneksi Kalimantan Timur. UPDK Balikpapan dalam satu tahun mampu memproduksi energi listrik rata-rata sebesar 845,92 GWh per tahun kemudian didistribusikan melalui Saluran Udara Tegangan Tinggi atau SUTT 150 kV ke sistem interkoneksi Kalimantan.

III. KONSEP KEANDALAN PEMBANGKIT

Keandalan adalah kemungkinan bekerjanya suatu peralatan atau sistem sesuai dengan fungsinya dalam periode waktu tertentu dan dalam kondisi operasi tertentu. Keandalan sistem tenaga listrik merupakan suatu ukuran tingkat pelayanan sistem terhadap pemenuhan kebutuhan energi listrik konsumen. Secara sederhana, keandalan dapat didefinisikan sebagai suatu barang atau peralatan dan kumpulannya yang menunjukkan statistik selama kondisi ditetapkan dalam suatu periode waktu. Periode waktu secara spesifik ditetapkan dengan menjadi bagian pokok dari keandalan. Periode waktu adalah kondisi alat atau barang selama masa kerja sesuai fungsi (*lifetime*) barang tersebut. Ada empat faktor yang berhubungan dengan keandalan, yaitu probabilitas, bekerja sesuai dengan fungsinya, periode waktu dan kondisi operasi.

1. Probabilitas (*probability*)

Probabilitas (*probability*) adalah pernyataan numerik atas kemungkinan yang diberikan pada suatu kejadian yang dapat dinyatakan secara angka dengan nilai antara 0 dan 1 atau antara 0 dan 100%. Secara lebih rinci probabilitas ditetapkan sebagai fungsi real tertentu pada interval 0 dan 1 dimana nilai probabilitas mempunyai nilai dari suatu kejadian sama dengan 0, maka kejadian tersebut mustahil dapat terjadi. Sedangkan nilai probabilitasnya sama dengan 1 maka kejadian tersebut pasti terjadi. Dengan begitu probabilitas kejadian A ($P[A]$) harus memenuhi persamaan berikut: $0 \leq P[A] \leq 1$

2. Bekerja sesuai dengan fungsinya / unjuk kerja

Faktor yang menandakan perlunya diadakan kriteria-kriteria tertentu untuk menyatakan peralatan atau sistem beroperasi secara memuaskan.

3. Periode waktu

Faktor yang menyatakan ukuran dari periode waktu yang digunakan dalam pengukuran probabilitas.

4. Kondisi Operasi

Faktor ini menyatakan pada kondisi operasi yang dilakukan untuk mendapatkan angka keandalan.

Suatu unit pembangkit dapat keluar dari sistem operasi tenaga listrik, sehingga tidak dapat membangkitkan energi listrik untuk mensuplai daya listrik. Dalam keadaan ini, unit pembangkit mengalami outage. Outage terjadi apabila suatu unit tidak sinkron ke jaringan dan bukan dalam status Reserve Shutdown. Klasifikasi outage secara umum dikelompokkan menjadi tujuh jenis kejadian.

1. PO - Planned Outage

Yaitu keluarnya pembangkit akibat adanya pekerjaan pemeliharaan periodik pembangkit seperti inspeksi, overhaul atau pekerjaan lainnya yang sudah dijadwalkan sebelumnya dalam rencana tahunan pemeliharaan pembangkit atau sesuai rekomendasi pabrikan. Durasi PO dapat menjadi lebih panjang dari jadwal tahunan apabila pengajuan disampaikan sebelum pelaksanaan.

2. PE - Planned Outage Extension

Yaitu outage perpanjangan yang direncanakan, sebagai perpanjangan Planned Outage (PO) yang belum selesai pada waktu yang telah ditentukan. Ini artinya bahwa sebelum PE dimulai, periode dan tanggal operasinya telah ditetapkan. Semua pekerjaan sepanjang PE adalah bagian dari lingkup pekerjaan yang asli dan semua perbaikan ditentukan sebelum PE mulai. PE hanya bisa dilakukan 1 (satu) kali dalam periode tersebut. Pengajuan PE dilakukan pada saat realisasi PO berlangsung. Jadi secara berkelanjutan tidak ada kondisi pembangkit PO dilanjutkan PE dilanjutkan PE lagi. Jika kondisi tersebut terjadi, maka PE yang terakhir menjadi FO3.

3. MO - Maintenance Outage:

yaitu keluarnya pembangkit untuk keperluan pengujian, pemeliharaan preventif, pemeliharaan korektif, perbaikan atau penggantian suku cadang atau pekerjaan lainnya pada pembangkit yang dianggap perlu dilakukan, yang tidak dapat ditunda pelaksanaannya hingga jadwal PO berikutnya dan telah dijadwalkan dalam ROM berikutnya. Durasi MO dapat menjadi lebih panjang dari jadwal tahunan apabila pengajuan disampaikan sebelum pelaksanaan. CATATAN: ROM adalah Rencana Operasi Mingguan yang diterbitkan oleh P3B untuk periode operasi mulai Jum'at pukul 00:00 WIB sampai dengan Kamis minggu berikutnya pukul 24:00 WIB.

4. ME - Maintenance Outage Extension

yaitu pemeliharaan outage perpanjangan, sebagai perpanjangan MO yang belum selesai dalam waktu yang telah ditetapkan. Ini artinya bahwa sebelum MO dimulai, periode dan tanggal selesainya telah ditetapkan. Semua pekerjaan sepanjang ME adalah bagian dari lingkup

pekerjaan yang asli dan semua perbaikan ditentukan sebelum outage mulai. ME hanya bisa dilakukan 1 (satu) kali dalam periode tersebut. Pengajuan ME dilakukan pada saat realisasi MO berlangsung. Jadi secara berkelanjutan tidak ada kondisi pembangkit MO dilanjutkan ME dilanjutkan ME lagi. Jika kondisi tersebut terjadi, maka ME yang terakhir menjadi FO3.

5. SE - Scheduled Outage Extension

adalah perpanjangan dari Planned Outage (PO) atau Maintenance Outage (MO), yaitu outage yang melampaui perkiraan durasi penyelesaian PO atau MO yang telah ditentukan sebelumnya. "Durasi yang ditentukan" dari outage juga menentukan "perkiraan tanggal penyelesaian" dari PO atau MO. Jika unit dijadwalkan untuk perbaikan selama empat minggu, maka unit diharapkan sudah siap operasi empat minggu setelah tanggal mulai outage. Dalam hal outage dimajukan atau dimundurkan untuk keperluan sistem, maka tanggal mulai outage ditambah durasi outage akan menentukan tanggal berakhirnya outage. Sepanjang outage tidak lebih lama dari yang direncanakan, maka tanggal berakhirnya outage digeser agar bersamaan sesuai dengan periode durasi yang telah ditentukan.

6. SF - Startup Failure

yaitu outage yang terjadi ketika suatu unit tidak mampu sinkron dalam waktu start up yang ditentukan setelah dari status outage atau RSH. Periode Startup untuk masing-masing unit ditentukan oleh Unit pembangkit. Hal ini spesifik untuk tiap unit, dan tergantung pada kondisi unit ketika startup (panas, dingin, standby, dll.). Periode start up dimulai dari perintah start dan berakhir ketika unit sinkron. SF berakhir ketika unit sinkron atau unit berubah status.

7. FO - Forced Outage

yaitu keluarnya pembangkit akibat adanya kondisi darurat pada pembangkit atau adanya gangguan yang tidak diantisipasi sebelumnya serta yang tidak digolongkan ke dalam MO atau PO.

Karakteristik keandalan sistem tenaga listrik dapat dilihat dari jenis pengklasifikasian pembangkit menggunakan tenaga penggerak mula (*prime mover*) generatormya digerakkan dan tenaga yang digunakan dalam menghasilkan energi listrik. Pengklasifikasian unit-unit pembangkit sebagai berikut:

- Unit Pemikul Beban Dasar (*Base Load*)**
Unit-unit pemikul beban dasar dioperasikan dengan faktor kapasitas yang tinggi (90% sampai 95%). Unit pembangkit beban dasar yaitu PLTU, PLTGU, PLTN, dan PLTA.
- Unit Pemikul Beban Menengah (*Medium Load*)**
Unit-unit pemikul beban menengah dioperasikan dengan faktor kapasitas antara 30% hingga 75%. Unit pemikul beban menengah antara lain PLTA dan PLTU.
- Unit Pemikul Beban Puncak (*Peak Load*)**
Untuk unit-unit pemikul beban puncak biasanya hanya dipakai selama permintaan beban puncak saja dengan faktor

kapasitas antara 5% hingga 10%. Unit pembangkit yang termasuk ke dalam unit pemikul beban puncak diantaranya PLTA, PLTD, dan PLTG.

3.1 DAYA TERSEDIA DALAM SISTEM

Ketersediaan daya pada sistem haruslah cukup untuk memenuhi kebutuhan pelayanan tenaga listrik ke pelanggan. Ketersediaan daya pada sistem juga bergantung terhadap daya terpasang begitupun kesiapan unit-unit pembangkit dalam sistem untuk beroperasi. Berbagai faktor seperti kelalaian pemeliharaan yang menyebabkan terjadinya gangguan kerusakan menjadikan unit pembangkit tidak siap untuk beroperasi.

Untuk dapat melayani beban yang diperkirakan dari perkiraan beban (*load forecast*) dan juga mengingat masalah pemeliharaan unit pembangkit, harus diusahakan agar daya tersedia dalam sistem selalu cukup untuk melayani beban. Kapasitas cadangan yang besar akan menghasilkan keandalan sistem yang tinggi.

Selisih antara kebutuhan daya dalam sistem (beban) dengan daya yang siap untuk dibangkitkan dalam sistem merupakan cadangan pembangkitan dalam sistem.

Jika angka *Forced Outage Hours*, *Planned Outage Hours* dan *Operating Availability Hours* masing-masing dibagi dengan 8760 jam, maka akan didapat nilai *Forced Outage Factor* (FOF), *Planned Outage Factor* (POF), dan *Operating Availability* (OAF) untuk satu tahun. Adapun yang dimaksud dengan status unit pembangkit diatas adalah status operasi suatu unit pembangkit dalam pengoperasian suatu sistem pemangkit. Berikut adalah macam-macam status pembangkit:

- Durasi Siap (*Available Hours/AH*)**
Merupakan jumlah waktu suatu unit dalam keadaan siap dioperasikan dalam periode operasinya
- Durasi Operasi (*Service Hours/SH*)**
Jumlah waktu unit pembangkit beroperasi yang tersambung ke jaringan transmisi, baik pada kondisi normal maupun kondisi pengurangan kapasitas unit (*derating*)
- Durasi Periode Operasi (*Periode Hours/PH*)**
Jumlah waktu dari semua status operasi unit
- Total Durasi Operasi (*Total Operating Hours/TOH*)**
Jumlah waktu dimana setiap unit siap beroperasi dengan kapasitas pembangkitan secara penuh
- Durasi Keluar Paksa Sebagian (*Forced Partian Outage Hours/FPOH*)**
Jumlah waktu pelepasan yang disebabkan oleh kegagalan peralatan (gangguan) atau kondisi yang mengharuskan pembebanan pada unit pembangkit diturunkan.
- Durasi Keluar Terencana Sebagian (*Schedule Partial Outage Hours/SPOH*)**
Jumlah waktu pelepasan yang disebabkan oleh kegagalan peralatan atau kondisi yang terencana dan mengharuskan pembebanan unit pembangkitan diturunkan.
- Durasi Keluar Paksa (*Forced Outage Hours/FOH*)**

Jumlah waktu suatu unit yang mengalami gangguan paksa yang disebabkan oleh gangguan peralatan yang mengharuskan lepas dari sistem.

8. Durasi Keluar Pemeliharaan (*Maintenance Outage Hours/MOH*)

Jumlah waktu pelepasan unit dari sistem untuk melakukan pekerjaan pemeliharaan/*maintenance*.

9. Durasi Keluar Terencana (*Planned Outage Horus, POH*)

Jumlah waktu pelepasan unit dari sistem untuk melakukan pemeriksaan.

10. Daya Mampu Netto (DMN)

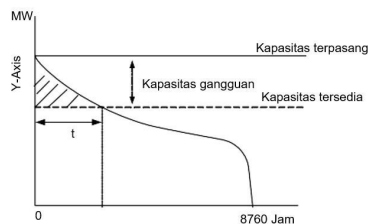
Kapasitas maksimum unit pembangkit yang beroperasi terus menerus dalam keadaan stabil dan aman setelah dikurangi kapasitas pemakaian sendiri.

Ukuran yang menyatakan nilai unit pembangkit mengalami sering tidaknya gangguan, dinyatakan dengan *Forced Outage Rate (FOR)*, Nilai dari *Forced Outage Rate (FOR)* memberi pengertian semakin kecil *FOR* nya maka semakin tinggi jaminan keandalan yang didapat, sebaliknya semakin besar *FOR* nya semakin kecil juga jaminan keandalan yang diperoleh

$$FOR = \frac{\text{jumlah jam unit terganggu}}{\text{jumlah jam unit beroperasi} + \text{jumlah jam unit terganggu}}$$

3.2 INDEKS KEANDALAN LOLP

Kehilangan beban (*loss of load*) adalah suatu kondisi dengan kapasitas daya yang tersedia lebih kecil dari beban sistem sehingga ada pelepasan sebagian beban. Probabilitas kehilangan beban (*Loss of Load Probability*) menyatakan besarnya nilai kemungkinan terjadinya kehilangan beban karena kapasitas daya tersedia sama atau lebih kecil dari beban sistem, yang dinyatakan dalam hari per tahun. Yang dimaksud kapasitas daya tersedia adalah kapasitas daya terpasang dikurangi kapasitas gangguan.



Gambar 2.3 Kurva Lama Beban dan Kapasitas Tersedia dalam Sistem

Kurva lama beban digunakan untuk menghitung indeks LOLP dinyatakan dalam jumlah hari dalam periode yang ditentukan ketika beban diperkirakan melebihi kapasitas pembangkit yang tersedia. Indeks ini mengukur kecukupan keseluruhan unit pembangkit untuk memenuhi total beban sistem, tidak mempertimbangkan kendala transmisi atau sumber energy yang tersedia dalam sistem.

Dari gambar diatas terlihat bahwa garis kapasitas daya yang tersedia memotong garis kurva lama beban selama waktu *t*. Jadi secara umum:

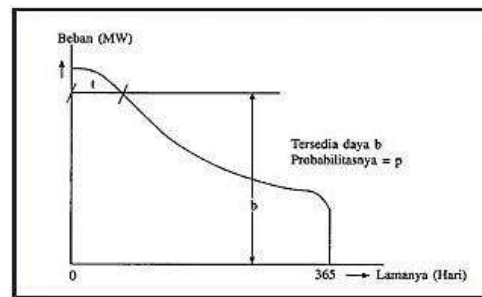
$$LOLP = P \times t$$

dimana :

P = probabilitas terjadinya beban = atau $\geq$ daya tersedia

t = waktu terjadinya kehilangan beban

Makin kecil nilai LOLP, makin baik keandalan sistem. Sebaliknya, semakin besar nilai LOLP, makin rendah keandalan sistem, ini berarti probabilitas sistem tidak dapat melayani beban semakin besar. Standar PLN mengenai LOLP adalah maksimal 1 hari per tahun..



Gambar 2.4 Kurva lama beban LOLP dalam hari per tahun

Nilai LOLP dapat diperkecil dengan menambah daya terpasang atau menurunkan nilai *Forced Outage Rate (FOR)* unit pembangkit, karena dua langkah ini dapat memperkecil probabilitas daya tersedia pada gambar kurva lama beban diatas menjadi terlalu rendah sehingga memotong kurva lama beban dengan nilai *t* yang lebih lama. Sedangkan untuk kemungkinan adanya daya setelah ada unit ke-*n* didapatkan dengan perhitungan berikut:

$$P_n\{(y_{n-1}) + 0\} = P_{n-1}(y_{n-1})q_n$$

dimana:

q_n = *FOR* unit ke-*n*

P_n = *probability* setelah ada unit ke-*n*

P_{n-1} = *probability* sebelum ada unit ke-*n*

Perhitungan probabilitas kumulatif pembangkit menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$P(x) = \sum_{i=1}^n p_i P'(x - C_i)$$

Metode yang digunakan untuk menghitung nilai probabilitas kumulatif yaitu algoritma *recursive* untuk untuk pembentukan model kapasitas. Karakteristik operasi pembangkit diasumsikan derated, yaitu unit pembangkit dapat memiliki keadaan yang sepenuhnya beroperasi, sepenuhnya tidak beroperasi, maupun beroperasi secara parsial.

Dalam persamaan menentukan probabilitas kumulatif diatas, dimana $P(x)$ adalah probabilitas kumulatif dari keadaan *capacity outage* sebesar *x* MW sesudah sebuah unit ditambahkan, *n* merupakan jumlah keadaan dari unit, C_i merupakan *capacity outage* dari keadaan *i* untuk unit yang ditambahkan, dan p_i merupakan probabilitas keadaan *i* dari unit yang ada.

3.3 INDEKS KINERJA PEMBANGKIT

Untuk memenuhi keandalan pembangkit dibutuhkan kinerja yang baik. dalam perhitungannya membutuhkan parameter sebagai berikut :

1. Availability Factor (AF): adalah rasio antara jumlah jam unit pembangkit siap beroperasi terhadap jumlah jam dalam satu periode tertentu. Besaran ini menunjukkan persentase kesiapan unit pembangkit untuk dioperasikan pada satu periode tertentu.
2. Equivalent Availability Factor (EAF): adalah ekivalen Availability Factor yang telah memperhitungkan dampak dari derating pembangkit.
3. Service Factor (SF): adalah rasio dari jumlah jam unit pembangkit beroperasi terhadap jumlah jam dalam satu periode tertentu. Besaran ini menunjukkan persentase jumlah jam unit pembangkit beroperasi pada satu periode tertentu.
4. Planned Outage Factor (POF): adalah rasio jumlah jam unit pembangkit keluar terencana (planned outage) terhadap jumlah jam dalam satu periode. Besaran ini menunjukkan persentase kondisi unit pembangkit akibat pelaksanaan pemeliharaan, inspeksi dan overhaul pada suatu periode tertentu.
5. Maintenance Outage Factor (MOF): adalah rasio dari jumlah jam unit pembangkit keluar terencana (Maintenance outage) terhadap jumlah jam dalam satu periode. Besaran ini menunjukkan persentase kondisi unit pembangkit akibat pelaksanaan perbaikan, pada suatu periode tertentu.
6. Scheduled Outage Factor (SOF): adalah rasio dari jumlah jam unit pembangkit keluar terencana (planned outage dan maintenance outage) terhadap jumlah jam dalam satu periode. Besaran ini menunjukkan persentase kondisi unit pembangkit akibat pelaksanaan pemeliharaan, inspeksi dan overhaul pada suatu periode tertentu.
7. Unit Derating Factor (UDF): adalah rasio dari jumlah jam ekuivalen unit pembangkit mengalami derating terhadap jumlah jam dalam satu periode. Besaran ini menunjukkan persentase kondisi unit pembangkit akibat derating, pada suatu periode tertentu.
8. Reserve Shutdown Factor (RSF): adalah rasio dari jumlah jam unit pembangkit keluar reserve shutdown (RSH) terhadap jumlah jam dalam satu periode. Besaran ini menunjukkan persentase unit pembangkit reserve shutdown, pada suatu periode tertentu.
9. Forced Outage Factor (FOF): adalah rasio dari jumlah jam unit pembangkit keluar paksa (FOH) terhadap jumlah jam dalam satu periode. Besaran ini menunjukkan persentase kondisi unit pembangkit akibat FO, pada suatu periode tertentu.
10. Forced Outage Rate (FOR): adalah jumlah jam unit pembangkit dikeluarkan dari sistem (keluar paksa) dibagi jumlah jam unit pembangkit dikeluarkan dari sistem ditambah jumlah jam unit pembangkit beroperasi, yang dinyatakan dalam persen.

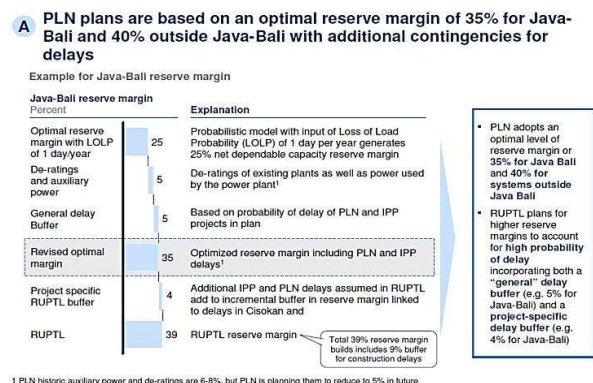
11. Forced Outage Rate demand (FORd): adalah $(f \times FOH)$ dibagi $[(f \times FOH) + SH]$. Besaran ini menunjukkan tingkat gangguan outage tiap periode operasi yang diharapkan.
12. Equivalent Forced Outage Rate (EFOR): adalah Forced Outage Rate yang telah memperhitungkan dampak dari derating pembangkit.
13. Plant Factor (PF): adalah rasio antara total produksi netto dengan perkalian antara DMN dan jumlah jam unit pembangkit siap dikurangi jumlah jam ekuivalen unit pembangkit derating akibat forced derating, maintenance derating, planned derating, dan derating karena cuaca/musim.

3.4 STANDAR LOLP PLN

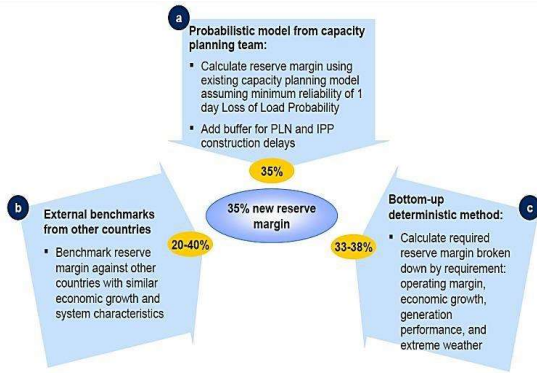
Perencanaan sistem pembangkit bertujuan untuk mendapatkan konfigurasi pengembangan pembangkit yang memberikan nilai NPV (*Net Present Value*) total biaya penyediaan listrik termurah (*least cost*) dalam suatu kurun waktu periode perencanaan dan memenuhi kriteria keandalan tertentu. Tingkat keandalan sistem pembangkitan diukur dengan kriteria *Loss of Load Probability* (LOLP) dan cadangan daya (*reserve margin*).

Kriteria keandalan yang dipergunakan adalah *Loss of Load Probability* (LOLP) lebih kecil dari 0,274% atau setara dengan probability padam 1 hari dalam setahun. Perhitungan kapasitas pembangkit dengan kriteria LOLP menghasilkan *reserve margin* tertentu yang nilainya tergantung pada ukuran unit pembangkit (*unit size*), tingkat ketersediaan (*availability*) setiap unit pembangkit, jumlah unit dan jenis unit.

Standar LOLP (*Loss of Load Probability*) menurut RUPTL PLN tahun 2021-2030 adalah sebagai berikut:



Gambar 2.7 Standar LOLP menurut RUPTL PLN 2021-2030

Gambar 2.8 Kebutuhan Cadangan Daya (*Reserve Margin*) yang Optimal

Dari gambar di atas dapat disimpulkan bahwa cadangan daya yang optimal untuk sistem Jawa-Bali adalah sebesar 35%. Sedangkan untuk sistem-sistem di Wilayah Sumatera dan Indonesia Timur cadangan dayanya bisa lebih besar dari 35%, mengingat jumlah unit pembangkit di daerah luar Jawa lebih sedikit, unit size yang relatif besar dibandingkan beban puncak, derating yang persentasenya lebih besar, rendahnya keandalan pembangkit existing, serta adanya potensi injeksi pelanggan yang lebih besar dan pertumbuhan listrik yang lebih tinggi dibandingkan Jawa-Bali. Selain itu perlu juga diperhitungkan untuk tambahan cadangan daya sebagai antisipasi keterlambatan proyek (5-10% tergantung pada success rate proyek) serta untuk mengantisipasi apabila terjadi pertumbuhan ekonomi yang lebih tinggi.

IV. HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 DAYA TERPASANG

Tabel 3.1 Data Kapasitas Daya Terpasang Tiap Unit

Nomor Unit	Daya Terpasang (MW)
1	100
2	100

Banyaknya kombinasi = $2^n \rightarrow 2^2 \rightarrow 4$ kombinasi

Setiap Kombinasi yang terbentuk, dapat dihitung kemungkinan terjadinya atau probabilitas individu dengan menggunakan FOR (*Forced Outage Rate*), FOR juga disebut sebagai nilai untuk mengetahui sering tidaknya pembangkit mengalami gangguan.

4.2 PERHITUNGAN FOR (FORCED OUTAGE RATE)

Tabel 3.2 Data Gangguan

Unit	Durasi (Jam)	Tanggal
Unit 1	35,07	17 Februari 2021
	1,88	24 September 2021
	75,10	18 November 2021
Unit 2	79,55	28 Maret 2021
	8,07	09 November 2021
	72,00	24 Desember 2021

Dari data gangguan yang ada, maka nilai forced outage rate dapat dihitung dengan persamaan berikut:

$$FOR = \frac{\text{jumlah jam unit terganggu}}{\text{jumlah jam unit beroperasi} + \text{jumlah jam unit terganggu}}$$

4.3 PERHITUNGAN PROBABILITAS INDIVIDU

Probabilitas individu merupakan penggabungan probabilitas masing-masing kapasitas pembangkit.

a. probabilitas

UNIT 1

Tabel 3.3 Probabilitas Individu Unit 1

Capacity In Of Service (MW)	Capacity Out Of Service (MW)	Probability	
0	100	1-FOR ₁	0,823594
100	0	FOR ₁	0,176405
Jumlah			1

UNIT 2

Tabel 3.4 Probabilitas Individu Unit 2

Capacity In Of Service (MW)	Capacity Out Of Service (MW)	Probability	
0	100	1-FOR ₂	0,869295
100	0	FOR ₂	0,130704
Jumlah			1

b. Probabilitas Individu terdiri dari 2 Unit

Berikut adalah kemungkinan terjadi atau probabilitas yang terbentuk dari gabungan 2 unit.

Tabel 3.7 Probabilitas Individu Unit 1 dan Unit 2

UNIT		Capacity in of service (MW)	Capacity out in service (MW)	Probability	
Unit 1	Unit 2				
1	1	0	200	FOR ₁ x FOR ₂	0,715946
1	0	100	100	FOR ₁ (1-FOR ₂)	0,107647
0	1	100	100	FOR ₂ (1-FOR ₁)	0,153348
0	0	200	0	(1-FOR ₁)(1-FOR ₂)	0,023057
Jumlah					1

4.4 PERHITUNGAN KEMUNGKINAN KUMULATIF

Dengan menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$P(x) = \sum_{i=1}^n p_1 P'(x - C_i)$$

maka akan didapatkan tabel probabilitas kumulatif.

Tabel 3.11 Probabilitas Kumulatif

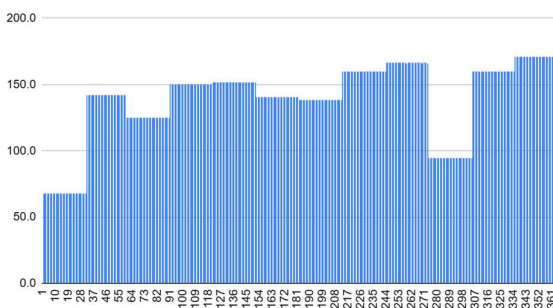
Capacity in of service (MW)	Capacity out in service (MW)	Probabilitas Individu	Probabilitas Kumulatif
0	100	0,023057	1
100	100	0,153348	0,284053
100	100	0,107647	0,176405
200	0	0,715946	0,023057

5.5 KURVA BEBAN

Rata-rata beban adalah jumlah beban pada suatu waktu tertentu dengan menghitung seberapa besar beban terpakai dengan lama waktu pembebanan itu terjadi. Berikut adalah hasil dari perhitungan besar rata-rata beban secara keseluruhan dari 12 bulan selama tahun 2021

Setelah didapatkan data rata-rata beban dalam satu tahun, maka langkah selanjutnya adalah membuat kurva beban dengan memasukkan data beban satu tahun menjadi sebuah grafik

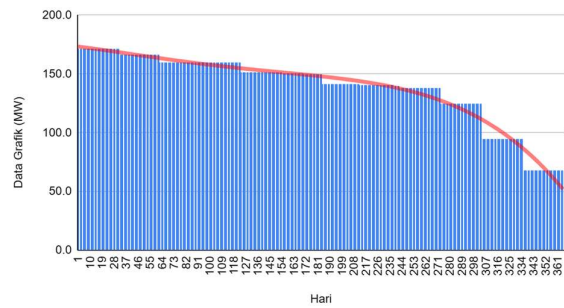
Kurva Beban tahun 2021



Gambar 3.1 Kurva Beban Tahun 2021

Untuk dapat menformulasikan kemungkinan kehilangan beban (*Loss of Load Probability*), maka perlu dilakukan transformasi kurva diatas menjadi kurva lama beban (*Load Duration Curve*).

Kurva Lama Beban 2021



Gambar 3.2 Kurva Lama Beban Tahun 2021

3.6 LOLP (LOST OF LOAD PROBABILITY)

Nilai LOLP didapatkan dari perkalian antara probabilitas kumulatif Capacity in of service (MW) system 4 unit pembangkit dengan interval titik potong kurva lama beban yang dinyatakan dalam hari per tahun. Dengan merujuk persamaan rumus LOLP dengan syarat beban lebih besar atau sama dengan daya yang beroperasi maka didapatkan nilai t dalam sajian grafik diatas Dan disajikan dalam bentuk tabel sebagai berikut:

Tabel 4.13 Hasil Perhitungan LOLP

Capacity in of service (MW)	Capacity out in service (MW)	Probabilitas Kumulatif	t	LOLP (P x t)	
0	200	1	0	1 x 0	0
100	100	0,460458	316	0,460458 x 316	14,5
200	0	0,023057	365	0,023057 x 365	8,1
Jumlah					22,6

Dari data perhitungan diatas dapat dianalisa bahwa indeks LOLP (Loss of Load Probability) PLTU Teluk Balikpapan pada tahun 2021 sebesar 22,6 hari/tahun.

Hal tersebut bisa terjadi kemungkinan karena pada masing-masing unit terjadi gangguan dalam dueasi yang cukup lama.

BAB IV KESIMPULAN

Berdasarkan hasil perhitungan dan analisa yang dilakukan pada PLTU Teluk Balikpapan mengenai keandalan sistem tenaga listrik dengan menggunakan indeks risk level LOLP (*Loss of Load Probability*) didapatkan kesimpulan sebagai berikut:

1. Pada tahun 2021 masing-masing untut PLTU Teluk Baklikpapan sterjadi tiga kali hgangguan dengan durasi yang cukup.
2. Perhitungan indeks keandalan LOLP (*Loss of Load Probability*) menghasilkan nilai total sebesar 22,6 hari/tahun pada tahun 2021. Nilai indeks LOLP tersebut belum memenuhi standar yang sudah ditetapkan oleh PT. PLN yaitu sebesar 1 hari/tahun, berdasarkan hal tersebut dapat dikatakan keandalan sistem tenaga di PLTU Teluk Balik papan pada tahun 2021 dalam kategori kurang andal atau keandalan pembangkitnya rendah.

DAFTAR PUSTAKA

1. Marsudi, Ir Djiteng. 2006. *Operasi Sistem Tenaga Listrik*. Yogyakarta: Graha Ilmu.
2. Solichan, A. 2012. *Analisa Keandalan Sistem Tenaga Listrik Jawa*. Media ElektriKA.
3. Fitri, Shindy Dewi Saras. 2017. *Analisa Indeks Keandalan Pada Pembangkit Listrik Tenaga Hibrid (PLTH) Pantai Baru Pandansimo Menggunakan LOLP (Loss of Load Probability)*. Yogyakarta: Universitas Muhammadiyah Yogyakarta.
4. Gumilang, A.P. 2018. *Penilaian Keandalan Sistem Tenaga Listrik Jawa Bagian Timur dan Bali Menggunakan Formula Analitis Deduksi Dan Sensitivitas Analitis Dari Expected Energy Not Served*. Surabaya: Jurnal Teknik ITS.
5. Setya Budi, R.F., Birmano, M.D., & -, I. B. 2018. *Pemodelan Perhitungan Indeks Lost of Load Probability untuk N Unit Pembangkit pada Sistem Kelistrikan Opsi Nuklir*. Jurnal Pengembangan Energi Nuklir.
6. Institut Teknologi PLN.