

BAB IV

ANALISA DAN PEMBAHASAN

4.1 Data Daya Terpasang pada PLTH Pantai Baru Pandansimo

Pembangkit Listrik Tenaga Hibrid (PLTH) Pantai Baru Pandansimo terbagi menjadi 3 (tiga) grup unit pembangkitan energi listrik. Sistem pembangkit ini terdiri dari dua jenis pembangkitan yaitu turbin angin (*tri angle* dan *lattice*) dan panel surya yang masing-masing memiliki besar kapasitas daya terpasang. Total kapasitas daya terpasang pada PLTH Pantai Baru Pandansimo sebesar 90 kW dengan jumlah unit jenis pembangkit masing-masing turbin angin sebanyak 34 unit dan panel surya sebanyak 238 unit.

Berikut data kapasitas daya terpasang pada masing-masing grup unit pembangkit di PLTH Pantai Baru Pandansimo.

Tabel 4.1 Data Grup Unit Pembangkitan Energi Listrik

Jenis Pembangkit		Jumlah Unit	Jumlah Daya
Grup Timur	Sistem 48 V	Turbin Angin 1 KW/48V (<i>Tri Angle</i>)	4 Unit 4 KW
		Turbin Angin 1 KW/48V (<i>Lattice</i>)	2 Unit 2 KW
	Sistem 240 V	Turbin Angin 2,5 KW/240V (<i>Lattice</i>)	2 Unit 5 KW
		Turbin Angin 10 KW/240V (<i>Lattice</i>)	1 Unit 10 KW
		Turbin Angin 10 KW/240V (<i>Tri Angle</i>)	1 Unit 10 KW
		Turbin Angin 5 KW/240V (<i>Lattice</i>)	1 Unit 5 KW
		Panel Surya 4 KW/240V @100W	40 Unit 4 KW
	Sistem 120 V	Turbin Angin 2 KW 120V (<i>Lattice</i>)	2 Unit 4 KW

Lanjutan Tabel 4.1 Data Grup Unit Pembangkitan Energi Listrik

Jenis Pembangkit			Jumlah Unit	Jumlah Daya
Grup Barat	Sistem 240 V	Turbin Angin 1 KW/240V (<i>Lattice</i>)	21 Unit	15 KW
	Sistem 120 V	Panel Surya 15 KW/120V	150 Unit @100W/12V	10 KW
Grup KKP	Sistem 48 V	Panel Surya 10 KW /48V	48 Unit @220W/24V	10 KW
Total Pembangkit Energi Listrik				90 KW

(Sumber: Data Kantor Workshop PLTH Pantai Baru Pandansimo)

Berdasarkan tabel 4.1 diatas, pembagian grup unit pembangkit dapat mempermudah dalam perhitungan dengan mengetahui jumlah masing-masing daya yang terpasang pada setiap grup unit. Berikut kapasitas daya terpasang pada setiap grup unit pembangkit PLTH Pantai Baru Pandansimo.

Tabel 4.2 Data Daya Terpasang Setiap Grup Unit Pembangkit

No.	Unit	Daya
1	Grup Timur	44 kW
2	Grup Barat	36 kW
3	Grup KKP	10 kW

Dengan mengetahui jumlah unit pembangkit pada sistem dimana pada PLTH Pantai Baru Pandansimo memiliki 3 (tiga) grup unit pembangkit maka didapatkan kombinasi yang bisa terjadi di dalam operasi sistem ditinjau dari segi penyediaan daya.

Dalam perhitungan nilai n menjelaskan tentang jumlah unit pembangkit yang ada pada sistem. Diketahui nilai $n = 3$

Banyak kombinasi = 2^n

$$= 2^3$$

$$= 8 \text{ kombinasi}$$

Setiap kombinasi dapat dihitung kemungkinan terjadinya atau probabilitas individu dengan menggunakan FOR (*Forced Outage Rate*).

4.2 Menghitung FOR (*Forced Outage Rate*)

Sebelum menghitung kemungkinan terjadinya atau probabilitas individu, perlu dilakukan perhitungan FOR (*Forced Outage Rate*) dengan mengetahui lama gangguan setiap unit grup pembangkit yang ada.

Tabel 4.3 Data Gangguan

No.	Tanggal Gangguan	Unit/Grup	Lama Gangguan
1.	21 Januari 2014	Grup Barat	120 menit
2.	9 Maret 2014	Grup Timur	120 menit
3.	10 Maret 2014	Grup KKP	180 menit

(Sumber: Data Kantor Workshop PLTH Pantai Baru Pandansimo)

Lama gangguan yang digunakan dalam perhitungan FOR ini didapatkan dari gangguan-gangguan yang terjadi pada setiap unit grup pembangkit atau sistem berada pada jadwal pemeliharaan. Masing-masing grup unit pembangkit memiliki durasi gangguan atau waktu pemeliharaan selama 120 menit sampai 180 menit dalam waktu yang berbeda untuk gangguan-gangguan dan pemeliharaan komponen atau sistem tertentu.

Pemeliharaan yang dilakukan pada PLTH Pantai Baru Pandansimo diantaranya pada tanggal 21 Januari 2015 dilakukan pemeliharaan penggantian komponen inverter 48 V dan trafo yang terbakar di unit grup barat dan pemeliharaan ini membutuhkan waktu selama 120 menit. Pada tanggal 9 Maret 2015 dilakukan servis turbin angin 5 kW dan 10 kW di unit grup timur dengan tindakan perbaikan seling yang membutuhkan waktu selama 120 menit. Pada tanggal 10 Maret 2015 untuk unit grup KKP dilakukan perbaikan instalasi listrik kantor dan PJU dengan tindakan pemindahan jalur listrik dan membutuhkan waktu 180 menit dikarenakan perlu adanya penggalian tanah terlebih dahulu.

Berdasarkan tabel 4.3 data lama gangguan yang ada, maka nilai *forced outage* untuk grup timur, grup barat, dan grup KKP adalah sebagai berikut:

$$FOR = \frac{\text{Jumlah Jam Gangguan Unit}}{\text{Jumlah Jam Operasi Unit} + \text{Jumlah Jam Gangguan Unit}}$$

a. FOR untuk grup timur

Nilai FOR grup timur dengan kapasitas 44 kW dan lama gangguan 120 menit, yaitu:

$$FOR = \frac{\frac{120}{60}}{24 + \frac{120}{60}} = \frac{2}{24 + 2} = \frac{2}{26} = 0,0769$$

b. FOR untuk grup barat

Nilai FOR grup barat dengan kapasitas 36 kW dan lama gangguan 120 menit, yaitu:

$$FOR = \frac{\frac{120}{60}}{24 + \frac{120}{60}} = \frac{2}{24 + 2} = \frac{2}{26} = 0,0769$$

c. FOR untuk grup KKP

Nilai FOR grup KKP dengan kapasitas 10 kW dan lama gangguan 180 menit, yaitu:

$$FOR = \frac{\frac{180}{60}}{24 + \frac{180}{60}} = \frac{3}{24 + 3} = \frac{3}{27} = 0,1111$$

Pada perhitungan diatas grup timur dan grup barat yang memiliki lama gangguan dengan besar yang sama sebesar 120 menit memiliki nilai FOR yang

sama yaitu 0,0769 dan nilai FOR untuk grup KKP dengan lama gangguan sebesar 180 menit yaitu 0,1111

Dengan mendapatkan nilai FOR pada setiap unit grup, maka dapat mengetahui seberapa besar gangguan yang terjadi dan kemungkinan unit benar-benar beroperasi atau dalam masa waktu unit dioperasikan ($1-\text{FOR}$). Nilai FOR ini yang selanjutnya akan digunakan untuk mencari kemungkinan terjadinya atau probabilitas individu.

4.3 Menghitung Kemungkinan Terjadinya

Setelah mendapatkan FOR setiap unit grup pembangkit, selanjutnya menghitung kemungkinan terjadinya atau probabilitas individu. Perhitungan dilakukan dari segi besarnya daya yang mengalami *forced outage* mulai dari sistem satu unit, dua unit, dan tiga unit dengan setiap perhitungan diketahui nilai *kW on outage* dimulai dari nilai 0 (nol) sampai nilai *kW on outage* terbesar.

a. Sistem Grup KKP

Berikut kemungkinan terjadinya atau probabilitas individu sistem grup KKP yang memiliki kapasitas daya sebesar 10 kW dengan $\text{FOR}_1 = 0,111$.

Tabel 4.4 Kemungkinan Terjadinya Sistem Grup KKP

<i>kW on outage</i>	Kemungkinan Terjadinya
0	$(1-\text{FOR}_1) = 0,8889$
10	$\text{FOR}_1 = \underline{0,1111}$ 1,0000

Nilai *kW on outage* pada grup KKP menggambarkan besarnya daya yang mengalami gangguan. Pada tabel 4.4 diatas nilai 0 (nol) pada *kW on outage* merupakan nilai permulaan dalam menghitung kemungkinan terjadinya, nilai 0 (nol) menunjukkan bahwa gangguan yang terjadi sebesar 0 kW, maka kemungkinan terjadinya adalah $(1-\text{FOR}_1)$ yaitu $1-0,1111 = 0,8889$ yang berarti kemungkinan unit ini benar-

benar beroperasi atau dalam masa waktu unit ini dioperasikan sebesar 0,8889, sedangkan ketika daya yang mengalami gangguan bernilai 10 kW atau sebesar daya unit grup pembangkit, maka kemungkinan terjadinya adalah FOR_1 atau sistem kemungkinan mengalami gangguan sebesar 0,1111.

- b. Sistem Grup Barat = 36 kW dengan $FOR_2 = 0,0769$

Berikut kemungkinan terjadinya atau probabilitas individu sistem grup barat yang memiliki kapasitas daya sebesar 36 kW dengan $FOR_1 = 0,0769$.

Tabel 4.5 Kemungkinan Terjadinya Sistem Grup Barat

kW <i>on outage</i>	Kemungkinan Terjadinya
0	$(1-FOR_2) = 0,9231$
36	$FOR_2 = 0,0769$ 1,0000

Pada sistem grup barat sama dengan sistem grup KKP hanya saja berbeda pada besar daya dan nilai FOR. Nilai kW *on outage* pada grup KKP menggambarkan besar daya yang mengalami gangguan. Pada tabel 4.5 diatas terlihat bahwa nilai permulaan pada kW *on outage* sama dengan tabel 4.4 karena setiap perhitungan dimulai ketika sistem memiliki gangguan sebesar 0 kW atau sistem tidak mengalami gangguan nilai , maka kemungkinan terjadinya adalah $(1-FOR_2)$ yaitu $1-0,0769 = 0,9231$ yang berarti kemungkinan unit ini benar-benar beroperasi atau dalam masa waktu unit ini dioperasikan sebesar 0,9231, sedangkan ketika daya yang mengalami gangguan bernilai 36 kW atau sebesar daya unit grup pembangkit, maka kemungkinan terjadinya adalah FOR_2 atau sistem kemungkinan mengalami gangguan sebesar 0,0769.

- c. Sistem Grup Timur = 44 kW dengan $FOR_3 = 0,0769$

Berikut kemungkinan terjadinya atau probabilitas individu sistem grup timur yang memiliki kapasitas daya sebesar 36 kW dengan $FOR_1 = 0,0769$.

Tabel 4.6 Kemungkinan Terjadinya Sistem Grup Timur

kW <i>on outage</i>	Kemungkinan Terjadinya
0	$(1-FOR_3) = 0,9231$
44	$FOR_3 = 0,0769$ 1,0000

Pada sistem grup timur sama dengan sistem grup KKP dan grup barat hanya saja berbeda pada besar dayanya. Nilai kW *on outage* pada grup KKP menggambarkan besar daya yang mengalami gangguan. Nilai kW *on outage* dimulai dari nilai 0 kW atau sistem tidak mengalami gangguan, maka kemungkinan terjadinya adalah $(1-FOR_3)$ yaitu $1-0,0769 = 0,9231$ yang berarti kemungkinan unit ini benar-benar beroperasi atau dalam masa waktu unit ini dioperasikan sebesar 0,9231, sedangkan ketika daya yang mengalami gangguan bernilai 44 kW atau sebesar daya unit grup pembangkit, maka kemungkinan terjadinya adalah FOR_3 atau sistem kemungkinan mengalami gangguan sebesar 0,0769.

- d. Sistem Grup KKP dan Grup Barat

Setelah menghitung kemungkinan terjadinya setiap unit grup pembangkit, selanjutnya menghitung kemungkinan terjadinya sistem yang terdiri dari 2 (dua) unit yaitu grup KKP dan grup barat terlebih dahulu.

Berikut kemungkinan terjadinya atau probabilitas individu dengan sistem yang terdiri dari 2 (dua) unit grup pembangkit yaitu grup KKP dan grup barat.

Tabel 4.7 Kemungkinan Terjadinya Sistem Grup KKP dan Grup Barat

<i>kW on outage</i>	Kemungkinan Terjadinya		
0 + 0	$0,8889 \times (1 - \text{FOR}_2)$	$(1 - \text{FOR}_1) (1 - \text{FOR}_2)$	$(0,8889) (0,9231) = 0,8205$
10 + 0	$0,1111 \times (1 - \text{FOR}_2)$	$\text{FOR}_1 \times (1 - \text{FOR}_2)$	$0,1111 \times (0,9231) = 0,1026$

<i>kW on outage</i>	Kemungkinan Terjadinya		
0 + 36	$0,8889 \times \text{FOR}_2$	$(1 - \text{FOR}_1) \times \text{FOR}_2$	$0,8889 \times 0,0769 = 0,0684$
10 + 36	$0,1111 \times \text{FOR}_2$	$\text{FOR}_1 \times \text{FOR}_2$	$0,1111 \times 0,0769 = 0,0085$

Berikut kemungkinan terjadinya sistem 2 (dua) unit grup pembangkit yang telah dirapikan.

Tabel 4.8 Kemungkinan Terjadinya Sistem 2 Unit Grup Pembangkit

<i>kW on outage</i>	Kemungkinan Terjadinya	
0	$(1 - \text{FOR}_1) (1 - \text{FOR}_2)$	0,8205
10	$\text{FOR}_1 \times (1 - \text{FOR}_2)$	0,1026
36	$\text{FOR}_2 \times (1 - \text{FOR}_1)$	0,0684
46	$\text{FOR}_1 \times \text{FOR}_2$	<u>0,0085</u>
		1,0000

Pada perhitungan kemungkinan terjadinya atau probabilitas individu sistem 2 (dua) unit grup pembangkit, sebelumnya tabel dibagi menjadi dua yaitu pada kolom kW *on outage* untuk tabel pertama yaitu **(n-1) unit + 0** dan untuk tabel kedua yaitu **(n-1) unit + Pn**, dimana (n-1) unit adalah nilai kW *on outage* yang sudah digunakan pada perhitungan sebelumnya yaitu 0 kW dan 10 kW, sedangkan Pn adalah nilai kW *on outage* yang akan ditambahkan dalam perhitungan kemungkinan terjadinya yaitu 36 kW.

Berdasarkan tabel 4.7 diatas, perhitungan kemungkinan terjadinya untuk unit yang akan ditambahkan, yaitu:

(Tabel n unit):

- a. Untuk (n-1) unit + 0 = kemungkinan terjadinya pada tabel (n-1) unit kali (1-FOR_n)
- b. Untuk (n-1) unit + Pn = kemungkinan terjadinya pada tabel (n-1) unit kali FOR_n.

Dimana dalam perhitungan ini $FOR_n = FOR_2$ dan $(1 - FOR_n) = (1 - FOR_2)$

Pada tabel 4.7 dan tabel 4.8 diatas, perhitungan kemungkinan terjadinya sistem dua unit grup pembangkit adalah sebagai berikut.

1. Pada saat kW *on outage* atau besar daya yang mengalami gangguan sebesar 0 kW yang merupakan nilai permulaan, maka kemungkinan terjadinya:

$$(1-FOR_1) (1-FOR_2) = (1-0,1111) (1-0,0769) = (0,8889) (0,9231) = 0,8205$$

Nilai 0 (nol) pada kW *on outage* sebagai nilai permulaan menunjukkan perhitungan kemungkinan terjadinya dimulai ketika sistem tidak mengalami gangguan atau kapasitas gangguan sebesar 0 kW. Kemungkinan terjadinya adalah perkalian dari tabel 4.5 dan tabel 4.6 pada saat kW *on outage* sebesar 0 kW atau dengan besar gangguan yang sama untuk grup KKP dan grup barat.

Pada perhitungan ini, $(1-FOR_1)$ adalah nilai kemungkinan terjadinya grup KKP dengan kW *on outage* sebesar 0 kW dan $(1-FOR_2)$ adalah kemungkinan terjadinya grup barat dengan kW *on outage* sebesar 0 kW.

Jadi, nilai kemungkinan terjadinya atau probabilitas individu pada saat kW *on outage* sebesar 0 kW yaitu 0,8205

2. Untuk kW *on outage* dari masing – masing unit grup pembangkit yaitu grup KKP dan grup barat sebesar 10 kW dan 36 kW

Berikut perhitungan kemungkinan terjadinya kW *on outage* 10 kW dan 36 kW.

$$\begin{aligned} \text{a. } (10 \text{ kW} + 0 \text{ kW} = 10 \text{ kW}) &= FOR_1 \times (1-FOR_2) = 0,1111 \times (0,9231) \\ &= 0,1026 \end{aligned}$$

Pada perhitungan kW *on outage* = 10 kW, kemungkinan terjadinya menggunakan persamaan $(n-1)$ unit + 0 yaitu dikali dengan $1-FOR_n$. Maka, kemungkinan terjadinya adalah 0,1026

$$\begin{aligned} \text{b. } (0 \text{ kW} + 36 \text{ kW} = 36 \text{ kW}) &= FOR_2 \times (1-FOR_1) = 0,0769 \times (0,8889) \\ &= 0,0684 \end{aligned}$$

Pada perhitungan kW *on outage* = 36 kW, kemungkinan terjadinya menggunakan persamaan $(n-1)$ unit + Pn yaitu dikali dengan FOR. Maka, kemungkinan terjadinya adalah = 0,0684

3. Pada saat kW *on outage* 10 kW + 36 kW yang merupakan penjumlahan dari nilai terbesar *on outage* dan Pn yaitu = 46 kW, maka kemungkinan terjadinya:

$$FOR_1 \times FOR_2 = 0,1111 \times 0,0769 = 0,0085$$

Pada perhitungan kW *on outage* = 46 kW, kemungkinan terjadinya menggunakan persamaan $(n-1)$ unit + Pn yaitu dikali dengan FOR, dimana FOR_1 adalah kemungkinan terjadinya untuk grup KKP dan FOR_2 adalah kemungkinan terjadinya untuk grup barat dengan besar kW

on outage terbesar pada masing-masing unit grup pembangkit. Maka, nilai kemungkinan terjadinya pada saat 46 kW adalah = 0,0085.

e. Sistem Grup KKP, Grup Barat, dan Grup Timur

Setelah menghitung kemungkinan terjadinya sistem yang terdiri dari 1 (satu) unit dan 2 (dua) unit, selanjutnya menghitung kemungkinan terjadinya sistem yang terdiri dari 3 (tiga) unit pembangkit.

Berikut kemungkinan terjadinya sistem yang terdiri dari 3 (tiga) unit pembangkit.

Tabel 4.9 Kemungkinan Terjadinya Sistem Grup KKP, Grup Barat, dan Grup Timur

kW <i>on outage</i>	Kemungkinan Terjadinya		
0 + 0	$0,8205 \times (1-FOR_3)$	$(1-FOR_1) (1-FOR_2) (1-FOR_3)$	$0,8205 \times 0,9231 = 0,75740355$
10 + 0	$0,1026 \times (1-FOR_3)$	$FOR_1 \times (1-FOR_2) (1-FOR_3)$	$0,1026 \times 0,9231 = 0,09471006$
36 + 0	$0,0684 \times (1-FOR_3)$	$FOR_2 \times (1-FOR_1) (1-FOR_3)$	$0,0684 \times 0,9231 = 0,06314004$
46 + 0	$0,0085 \times (1-FOR_3)$	$FOR_1 \times FOR_2 \times (1-FOR_3)$	$0,0085 \times 0,9231 = 0,00784635$

kW <i>on outage</i>	Kemungkinan Terjadinya		
0 + 44	$0,8205 \times FOR_3$	$(1-FOR_1) (1-FOR_2) \times FOR_3$	$0,8205 \times 0,0769 = 0,06309645$
10 + 44	$0,1026 \times FOR_3$	$FOR_1 \times (1-FOR_2) \times FOR_3$	$0,1026 \times 0,0769 = 0,00788994$
36 + 44	$0,0684 \times FOR_3$	$FOR_2 \times (1-FOR_1) \times FOR_3$	$0,0684 \times 0,0769 = 0,00525996$
46 + 44	$0,0085 \times FOR_3$	$FOR_1 \times FOR_2 \times FOR_3$	$0,0085 \times 0,0769 = 0,00065365$

Dari tabel di atas, perhitungan kemungkinan terjadinya untuk tiga sistem unit grup pembangkit sama dengan perhitungan kemungkinan terjadinya yang terdiri dari dua sistem unit grup pembangkit. Pada perhitungan ini juga dibagi menjadi dua tabel.

Pada kolom *kW on outage*, tabel pertama untuk **(n-1) unit + 0** dan tabel kedua **(n-1) unit + Pn**, dimana (n-1) unit adalah nilai *kW on outage* pada perhitungan sebelumnya, dalam hal ini perhitungan sebelumnya adalah perhitungan dua unit grup pembangkit yaitu 0 kW, 10 kW, 36 kW, dan 46 kW. Untuk Pn merupakan besar daya *kW on outage* yang akan ditambahkan (unit grup ketiga) dalam perhitungan sebesar 44 kW, sedangkan $(1-FOR_n) = (1-FOR_3)$ dan $FOR_n = FOR_3$.

Untuk tabel pertama (n-1) unit + 0, nilai kemungkinan terjadinya adalah nilai kemungkinan terjadinya yang didapat sebelumnya dikali dengan $(1-FOR_3)$

Untuk tabel pertama (n-1) unit + Pn, nilai kemungkinan terjadinya adalah nilai kemungkinan terjadinya yang didapat sebelumnya dikali dengan FOR_3

Berikut hasil dari kemungkinan terjadinya sistem 3 (tiga) unit grup pembangkit yang telah dirapikan.

Tabel 4.10 Kemungkinan Terjadinya Sistem 3 Unit Grup Pembangkit

<i>kW on outage</i>	Kemungkinan Terjadinya
0	0,75740355
10	0,09471006
36	0,06314004
44	0,06309645
46	0,00784635
54	0,00788994
80	0,00525996
90	<u>0,00065365</u>
	<u>1,00000000</u>

Pada tabel 4.9 diatas, didapatkan nilai kemungkinan terjadinya atau probabilitas individu sistem 3 (unit) grup pembangkit yaitu grup KKP, grup barat, dan grup timur dengan 8 kombinasi kW *on outage*.

4.4 Menghitung Kemungkinan Kumulatif

Setelah mendapatkan kemungkinan terjadinya atau probabilitas individu yang merupakan kemungkinan terjadinya suatu kW *on outage* secara individual, maka selanjutnya dilakukan perhitungan kemungkinan kumulatif.

Kemungkinan kumulatif adalah kemungkinan terjadinya suatu kW *on outage* dengan nilai kW tertentu atau lebih.

Tabel 4.11 Kemungkinan Kumulatif

kW <i>on outage</i>	Kemungkinan Terjadinya	Kemungkinan Kumulatif
0	0,75740355	1,00000000
10	0,09471006	0,24259645
36	0,06314004	0,14788639
44	0,06309645	0,08474635
46	0,00784635	0,02164990
54	0,00788994	0,01380355
80	0,00525996	0,00591361
90	0,00065365	0,00065365

Berikut perhitungan kemungkinan kumulatif yang dimulai dari nilai kW *on outage* terkecil atau 0 kW.

- a. Kemungkinan kumulatif untuk kW *on outage* 0 kW:

0 kW sebesar 0,75740355

10 kW sebesar 0,09471006

36 kW sebesar 0,06314004

44 kW sebesar 0,06309645

54 kW sebesar 0,00788994

80 kW sebesar 0,00525996

90 kW sebesar 0,00065365+

1,00000000

b. Kemungkinan kumulatif untuk kW *on outage* 10 kW:

10 kW sebesar 0,09471006
 36 kW sebesar 0,06314004
 44 kW sebesar 0,06309645
 54 kW sebesar 0,00788994
 80 kW sebesar 0,00525996
 90 kW sebesar 0,00065365+
 0,24259645

c. Kemungkinan kumulatif untuk kW *on outage* 36 kW:

36 kW sebesar 0,06314004
 44 kW sebesar 0,06309645
 54 kW sebesar 0,00788994
 80 kW sebesar 0,00525996
 90 kW sebesar 0,00065365+
 0,14788639

d. Kemungkinan kumulatif untuk kW *on outage* 44 kW:

44 kW sebesar 0,06309645
 54 kW sebesar 0,00788994
 80 kW sebesar 0,00525996
 90 kW sebesar 0,00065365+
 0,08474635

e. Kemungkinan kumulatif untuk kW *on outage* 46 kW:

46 kW sebesar 0,00784635
 54 kW sebesar 0,00788994
 80 kW sebesar 0,00525996
 90 kW sebesar 0,00065365+
 0,02164990

f. Kemungkinan kumulatif untuk kW *on outage* 54 kW:

54 kW sebesar 0,00788994

80 kW sebesar 0,00525996

90 kW sebesar 0,00065365+

0,01380355

g. Kemungkinan kumulatif untuk kW *on outage* 80 kW:

80 kW sebesar 0,00525996

90 kW sebesar 0,00065365+

0,00591361

h. Kemungkinan kumulatif untuk kW *on outage* 90 kW = 0,00065365

Berdasarkan perhitungan di atas bahwa kemungkinan kumulatif didapatkan dari penjumlahan kemungkinan terjadinya suatu kW *on outage* dengan nilai kW tertentu atau lebih. Nilai kW *on outage* yang bersangkutan dengan nilai kW *on outage* yang lebih besar dimana nilai-nilai kemungkinan terjadinya atau probabilitas individu yang berada dibawahnya. Pada nilai kemungkinan terjadinya saat kW *on outage* 0 kW atau lebih memiliki kemungkinan kumulatif = 1 dan akan selalu bernilai 1 (satu) dikarenakan pada saat kW *on outage* sebesar 0 kW berarti kemungkinan sistem bekerja sebesar 1 atau 100 % (dalam persen).

4.5 Menghitung LOLP (*Loss Of Load Probability*)/Kemungkinan Kehilangan Beban

LOLP (*Loss of Load Probability*) adalah nilai dari satu kemungkinan atau probabilitas, jadi menggambarkan besar kecilnya peluang terhadap terjadinya kehilangan beban sebagai akibat kurangnya daya tersedia dalam sistem. Usaha untuk memperkecil nilai LOLP berarti mempertinggi keandalan, misalnya dengan melakukan investasi atau memelihara unit-unit pembangkit yang ada agar nilai FOR tidak melampaui angka-angka standar.

Dalam menghitung LOLP, selain kemungkinan kumulatif perlu diketahui juga besar nilai t yaitu waktu mulai 1 hari sampai dengan 364 hari (satu tahun). Nilai LOLP berkaitan dengan kurva beban dan kurva lama beban. Terlebih dahulu menyusun kurva beban tahunan yang selanjutnya akan diketahui kurva lama beban untuk waktu 364 hari. Kurva lama beban didapatkan berdasarkan kurva beban tahunan.

Untuk menentukan nilai t harus memenuhi syarat yaitu nilai beban \geq daya tersedia atau kW yang beroperasi, sesuai dengan persamaan berikut.

$$\text{LOLP} = P \times t$$

Dimana: P adalah probabilitas kumulatif atau kemungkinan kumulatif
 t adalah waktu selama satu tahun (364 hari) dimulai dari hari ke-1 sampai hari ke-364 dengan syarat nilai beban \geq daya tersedia

Pada perhitungan ini untuk menentukan kurva lama beban tidak menggunakan beban harian namun menggunakan beban tahunan. Untuk menyusun kurva beban tahunan dan kurva lama beban, sebelumnya perlu diketahui data beban sistem dalam satu tahun atau 364 hari. Beban dimulai dari hari ke-1 sampai hari ke-364. Pada kurva lama beban akan diketahui apabila beban melebihi kW operasi maka akan terjadi pelepasan beban (*Loss of Load*) atau terpaksa sistem kehilangan beban, dan terjadi pemadaman pada sistem. Kurva lama beban menggambarkan lamanya setiap nilai beban yang berlangsung. Semakin kecil nilai LOLP berarti garis daya tersedia pada kurva harus semakin kecil yang kemungkinannya memotong garis kurva lama beban. Hal ini menunjukkan bahwa daya terpasang harus semakin tinggi serta juga nilai FOR (*Forced Outage Rated*) harus semakin kecil, dengan kata lain diperlukan investasi yang lebih besar dan juga kualitas unit pembangkit yang lebih baik.

Data beban pada sistem darihari ke-1 sampai hari ke-364 untuk menyusun kurva lama beban adalah sebagai berikut:

Tabel 4.12 Data Beban Tahun 2014

Januari		Februari		Maret		April	
Hari ke	Beban (kWh)	Hari ke	Beban (kWh)	Hari ke	Beban (kWh)	Hari ke	Beban (kWh)
1	41	1	47	1	47	1	54
2	42	2	61	2	67	2	41
3	46	3	36	3	42	3	43
4	53	4	41	4	38	4	35
5	58	5	35	5	41	5	63
6	34	6	28	6	52	6	47
7	46	7	25	7	33	7	42
8	44	8	53	8	38	8	42
9	32	9	43	9	57	9	41
10	51	10	32	10	51	10	41
11	49	11	81	11	40	11	26
12	62	12	28	12	38	12	23
13	34	13	45	13	42	13	29
14	38	14	26	14	36	14	32
15	51	15	45	15	33	15	36
16	47	16	59	16	70	16	22
17	54	17	44	17	45	17	31
18	66	18	53	18	48	18	40
19	40	19	35	19	40	19	25
20	46	20	47	20	36	20	68
21	32	21	28	21	38	21	45
22	38	22	47	22	46	22	29
23	44	23	51	23	56	23	37
24	32	24	47	24	35	24	39
25	43	25	31	25	32	25	34
26	51	26	40	26	40	26	30
27	62	27	46	27	39	27	30
28	36	28	39	28	35	28	39
29	39			29	41	29	39
30	67			30	52	30	39
31	32			31	55		

Lanjutan Tabel 4.12 Data Beban Tahun 2014

Mei		Juni		Juli		Agustus	
Hari ke	Beban (kWh)	Hari ke	Beban (kWh)	Hari ke	Beban (kWh)	Hari ke	Beban (kWh)
1	38	1	58	1	36	1	87
2	35	2	42	2	34	2	70
3	34	3	40	3	71	3	53
4	37	4	31	4	82	4	54
5	34	5	43	5	30	5	72
6	37	6	43	6	29	6	60
7	36	7	54	7	48	7	51
8	36	8	46	8	38	8	61
9	36	9	34	9	39	9	56
10	33	10	35	10	34	10	34
11	44	11	40	11	42	11	69
12	32	12	24	12	32	12	58
13	25	13	49	13	38	13	61
14	65	14	45	14	33	14	58
15	32	15	72	15	17	15	40
16	32	16	45	16	38	16	52
17	23	17	53	17	36	17	55
18	30	18	53	18	70	18	55
19	42	19	37	19	30	19	62
20	30	20	48	20	38	20	45
21	34	21	99	21	47	21	46
22	33	22	30	22	32	22	59
23	40	23	29	23	37	23	50
24	48	24	33	24	44	24	64
25	46	25	40	25	47	25	57
26	48	26	42	26	21	26	48
27	61	27	40	27	59	27	49
28	44	28	41	28	48	28	51
29	29	29	69	29	57	29	58
30	47	30	64	30	40	30	63
31	45			31	79	31	85

Lanjutan Tabel 4.12 Data Beban Tahun 2014

September	
Hari ke	Beban (kWh)
1	62
2	46
3	58
4	58
5	64
6	72
7	69
8	71
9	64
10	73
11	81
12	64
13	50
14	85
15	56
16	78
17	66
18	75
19	63
20	56
21	69
22	71
23	56
24	65
25	65
26	49
27	60
28	89
29	44
30	60

Oktober	
Hari ke	Beban (kWh)
1	29
2	79
3	51
4	49
5	64
6	66
7	60
8	61
9	65
10	51
11	63
12	73
13	72
14	67
15	47
16	63
17	62
18	74
19	67
20	58
21	58
22	61
23	60
24	54
25	70
26	82
27	63
28	60
29	64
30	66
31	58

November	
Hari ke	Beban (kWh)
1	57
2	63
3	67
4	62
5	54
6	60
7	50
8	62
9	76
10	43
11	45
12	45
13	43
14	37
15	51
16	39
17	42
18	34
19	36
20	61
21	54
22	59
23	50
24	50
25	43
26	44
27	58
28	40
29	37
30	29

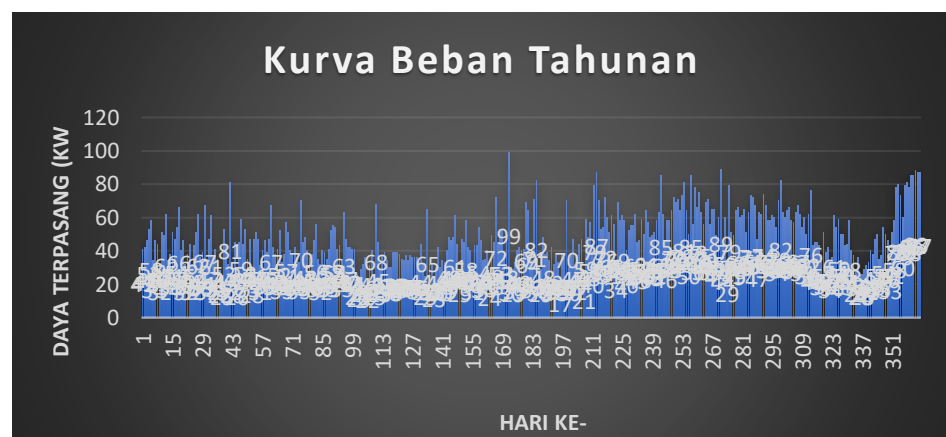
Desember	
Hari ke	Beban (kWh)
1	36
2	26
3	26
4	29
5	31
6	33
7	40
8	38
9	47
10	50
11	35
12	37
13	54
14	50
15	46
16	33
17	66
18	51
19	58
20	78
21	80
22	73
23	60
24	79
25	81
26	78
27	85
28	85
29	88
30	87
31	87

Berdasarkan data beban diatas dapat dibuat kurva beban tahunan dan kurva lama beban dalam jangka waktu 364 hari untuk memenuhi syarat dalam menentukan nilai t pada perhitungan nilai LOLP.

a. Kurva Beban Tahunan

Pada kurva beban tahunan ini merupakan akumulasi dari data yang didapat selama satu tahun dan berikut kurva beban tahunan selama 364 hari. Kurva beban tahunan adalah sebagai fungsi dalam satu tahun.

Berikut kurva beban tahunan berdasarkan data beban tahun 2014.

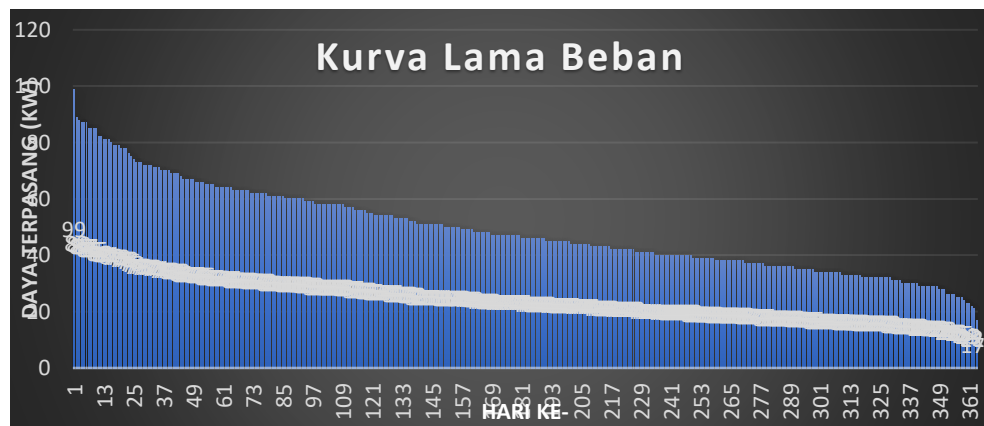


Gambar 4.1 Kurva Beban Tahunan

Setelah mendapatkan beban tahunan selama 364 hari berdasarkan data beban pada tahun 2014, selanjutnya mentransformasi kurva beban tahunan menjadi kurva lama beban dengan mengubah kurva dimulai dari beban yang lebih besar sampai beban terkecil (*sort*), sehingga dapat terlihat nilai beban yang melebihi daya terpasang atau daya tersedia yang menunjukkan terjadinya kehilangan beban atau pemadaman dalam sistem.

b. Kurva Lama Beban

Setelah mendapatkan kurva beban tahunan selama 364 hari, selanjutnya menyusun kurva lama beban berdasarkan kurva beban tahunan. Berikut kurva lama beban selama 364 hari.



Gambar 4.2 Kurva Lama Beban

Setelah menyusun kurva lama beban, selanjutnya akan didapatkan nilai t , syarat menentukan nilai t adalah beban \geq kW operasi atau daya tersedia.

- a. Pada saat kW operasi sebesar 90 kW, maka pada saat itu kW *on outage* sebesar 0 kW yang berarti ketika sistem tidak mengalami gangguan atau 0 kW maka sistem benar-benar beroperasi dengan daya maksimal atau daya terbesar yaitu 90 kW. Nilai t pada kondisi tersebut adalah 1 karena kondisi pada saat nilai beban lebih besar dari 90 kW adalah 99 dan pada kurva lama beban berada pada hari ke-1, maka nilai $t = 1$
Apabila pada kurva lama beban menunjukkan beban melebihi kW operasi maka akan terjadi pelepasan beban (*loss of load*).
- b. Pada saat kW operasi sebesar 80 kW, maka pada saat itu kW *on outage* sebesar 10 kW yang berarti sistem mengalami gangguan sebesar 80 kW, dilihat dari besar daya yang terpasang yaitu 90 kW. Nilai t pada kondisi tersebut adalah 16 karena kondisi pada saat nilai beban lebih besar dari 80

kW adalah 81 dan pada kurva lama beban berada pada hari ke-16, maka nilai $t = 16$.

- c. Pada saat kW operasi sebesar 54 kW, maka pada saat itu kW *on outage* sebesar 36 kW, dilihat dari besar daya yang terpasang yaitu 90 kW. Nilai t pada kondisi tersebut adalah 129 karena kondisi pada saat nilai beban lebih besar atau sama dengan 54 kW adalah 54 dan pada kurva lama beban berada pada hari ke-129, maka nilai $t = 129$.
- d. Pada saat kW operasi sebesar 46 kW, maka pada saat itu kW *on outage* sebesar 44 kW, dilihat dari besar daya yang terpasang yaitu 90 kW. Nilai t pada kondisi tersebut adalah 190 karena kondisi pada saat nilai beban lebih besar atau sama dengan 46 kW adalah 46 dan pada kurva lama beban berada pada hari ke-190, maka nilai $t = 190$.
- e. Pada saat kW operasi sebesar 44 kW, maka pada saat itu kW *on outage* sebesar 46 kW, dilihat dari besar daya yang terpasang yaitu 90 kW. Nilai t pada kondisi tersebut adalah 226 karena kondisi pada saat nilai beban lebih besar atau sama dengan 44 kW adalah 44 kW dan pada kurva lama beban berada pada hari ke-226, maka nilai $t = 226$.
- f. Pada saat kW operasi sebesar 36 kW, maka pada saat itu kW *on outage* sebesar 54 kW, dilihat dari besar daya yang terpasang yaitu 90 kW. Nilai t pada kondisi tersebut adalah 290 karena kondisi pada saat nilai beban lebih besar atau sama dengan 36 kW adalah 36 kW dan pada kurva lama beban berada pada hari ke-290, maka nilai $t = 290$.
- g. Pada saat kW operasi sebesar 10 kW, maka pada saat itu kW *on outage* sebesar 80 kW, dilihat dari besar daya yang terpasang yaitu 90 kW. Nilai t pada kondisi tersebut adalah 364 karena kondisi pada saat nilai beban lebih besar adalah 17 dan pada kurva lama beban berada pada hari ke-364, maka nilai $t = 364$.

- h. Pada saat kW operasi sebesar 0 kW, maka pada saat itu kW *on outage* sebesar 90 kW yang berarti sistem mengalami gangguan penuh atau sistem tidak bekerja sama sekali. Nilai t pada kondisi tersebut adalah 364 karena pada saat nilai beban sebesar 0 kW maka tidak ada beban yang terlayani, dan selama satu tahun atau 364 hari kemungkinan sistem tidak melayani beban sama sekali, maka nilai $t = 364$.

Berikut nilai LOLP atau kemungkinan kehilangan beban berdasarkan daya yang terpasang pada sistem selama 364 hari.

Tabel 4.13 Loss Of Load Probability

kW yang <i>outage</i>	kW yang operasi	Kemungkinan Kumulatif	Beban \geq kW operasi (hari/tahun)	LOLP dalam hari/tahun
0	90	1,00000000	1	$1 \times 1,00000000 = 1$
10	80	0,24259645	16	$16 \times 0,24259645 = 3,88154320$
36	54	0,14788639	129	$129 \times 0,14788639 = 19,07734431$
44	46	0,08474635	190	$190 \times 0,08474635 = 16,10180650$
46	44	0,02164990	226	$226 \times 0,02164990 = 4,89287740$
54	36	0,01380355	290	$290 \times 0,01380355 = 4,00302950$
80	10	0,00591361	364	$364 \times 0,00591361 = 2,15255404$
90	0	0,00065365	364	$364 \times 0,00065365 = \underline{0,23792860}$ 51,34708355

Berdasarkan tabel hasil perhitungan LOLP diatas, setelah mendapatkan nilai t maka didapatkan nilai LOLP yang dinyatakan dalam hari per tahun. Semakin besar kW *on outage*, maka nilai LOLP semakin kecil. Nilai LOLP yang didapatkan adalah 51,34708355 hari/tahun yang berarti sistem pembangkit memiliki kehilangan beban atau tidak dapat melayani beban sebesar nilai tersebut dan nilai LOLP tidak sesuai dengan standard PLN yaitu maksimal 3 hari per tahun untuk sistem tenaga listrik Jawa Bali dan standard untuk energi terbarukan yaitu maksimal 1 hari.