

EVALUASI KEANDALAN PADA SISTEM 150 KV DI WILAYAH JAWA TIMUR DENGAN MENGGUNAKAN METODA CUMULANT

Frans Budiman, Adi Soeprijanto, Rony Seto Wibowo

Jurusan Teknik Elektro – FTI – Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS)

Jl. Arief Rahman Hakim, Surabaya 60111

Email : fransbudiman35@yahoo.com, adisup@ee.its.ac.id, ronyseto@ee.its.ac.id

Abstrak— Setiap unit pembangkit disebuah sistem tenaga listrik berfungsi untuk menyediakan listrik agar permintaan beban dapat terlayani. Setiap waktu unit pembangkit dapat mengalami gangguan sehingga tidak dapat beroperasi. Jika gangguan terjadi secara bersamaan pada unit pembangkit yang besar, maka terdapat kemungkinan daya tersedia dalam sistem tenaga listrik berkurang sedemikian besar sehingga sistem tidak mampu melayani beban. Perubahan beban sepanjang waktu dan cadangan daya yang tersedia akan mengakibatkan *forced outage*, kondisi ini karena terjadi beban puncak. Pada tugas akhir ini akan dibahas mengenai keandalan sistem 150 kV di Wilayah Jawa Timur dengan menggunakan metode cumulant untuk menghitung nilai prediksi LOLP (*Loss Of Load Probability*). Metode cumulant adalah metode yang menghimpun akumulasi dari kombinasi beberapa unit pembangkit dalam mensuplai kebutuhan beban yang fluktuatif. Dari hasil simulasi menggunakan excel diperoleh bahwa nilai prediksi LOLP dari sistem 150 kV di Wilayah Jawa Timur adalah 0,734551753 hari/tahun. Nilai prediksi ini masih belum memenuhi standar internasional 0,25 hari/tahun, tetapi sudah memenuhi standar PLN yaitu 1 hari/tahun untuk Wilayah Jawa-Bali.

Kata Kunci : *Forced Outage, Cumulant Method, Loss of Load Probability*.

I. PENDAHULUAN

Setiap unit pembangkit disebuah sistem tenaga listrik berfungsi untuk menyediakan listrik agar permintaan beban dapat terlayani. Setiap waktu unit pembangkit dapat mengalami gangguan sehingga tidak dapat beroperasi. Jika gangguan terjadi secara bersamaan pada unit pembangkit yang besar, maka terdapat kemungkinan daya tersedia dalam sistem tenaga listrik berkurang sedemikian besar sehingga sistem tidak mampu melayani beban.

Perubahan beban sepanjang waktu dan cadangan daya yang tersedia akan mengakibatkan *forced outage*, kondisi ini karena terjadi beban puncak. *Forced outage* dapat diketahui dengan melakukan perhitungan terhadap kemungkinan terjadinya kehilangan beban

atau terjadinya pemadaman. Perhitungan ini disebut dengan perhitungan nilai indeks LOLP (*Loss Of Load Probability*) atau probabilitas kehilangan beban.

Probabilitas kehilangan beban didefinisikan probabilitas yang menyatakan besar kehilangan beban dikarenakan kapasitas pembangkitan yang tersedia (*Availability Capacity*) sama atau lebih kecil dari beban sistem yang dinyatakan dalam hari per tahun. Salah satu cara menghitung nilai LOLP untuk menentukan keandalan suatu sistem tenaga listrik menggunakan metode cumulant. Metode cumulant adalah metode yang menghimpun akumulasi dari kombinasi beberapa unit pembangkit dalam mensuplai kebutuhan beban yang fluktuatif.

II. KEANDALAN DENGAN METODE CUMULANT

A. Konsep Keandalan

Keandalan adalah sebagai peluang dari suatu peralatan untuk beroperasi seperti yang direncanakan dengan baik dalam selang waktu tertentu dan berada dalam suatu kondisi operasi tertentu. Pengamatan kondisi terhadap suatu komponen sistem tenaga listrik dalam selang waktu tertentu, misalnya satu tahun. Konsep keandalan terdapat istilah ketersediaan (*availability*) dan ketidaktersediaan (*unavailability*) yang merupakan hasil dari pengamatan dalam selang waktu tertentu terhadap suatu kondisi operasi dalam sistem tenaga.

Ketersediaan adalah perbandingan antara total waktu suatu sistem operasi tenaga listrik dalam selang waktu tertentu ketika beroperasi seperti yang direncanakan dengan baik dan berada dalam kondisi operasi tertentu dengan waktu total pengamatan. Ketidaktersediaan merupakan perbandingan antara waktu total sistem tenaga listrik yang tidak beroperasi dengan waktu total pengamatan.

B. Daya yang Tersedia dalam Sistem

Daya tersedia dalam sistem tenaga listrik harus cukup untuk melayani kebutuhan tenaga listrik dari pelanggan. Daya tersedia tergantung kepada daya terpasang unit-unit pembangkit dalam sistem dan juga tergantung kepada kesiapan operasi unit-unit tersebut. Berbagai faktor seperti gangguan kerusakan dan

pemeliharaan rutin menyebabkan unit pembangkit menjadi tidak siap beroperasi.

Cadangan daya yang tersedia dan besar kecilnya nilai FOR (*Forced Outage Rate*) unit-unit pembangkit yang beroperasi dalam selang waktu satu tahun sangat mempengaruhi keandalan sistem pembangkit. Semakin kecil nilai FOR semakin menjamin ketersediaan cadangan daya sistem, hal ini berarti keandalan sistem akan semakin tinggi.

FOR (*unavailability*) didefinisikan sebagai ukuran sering tidaknya unit-unit pembangkit mengalami gangguan. Dinyatakan dalam rumus sebagai berikut :

$$Unavailability \text{ (FOR)} = \frac{\sum U_t}{\sum U_t + \sum U_b} \quad (1)$$

$$Availability \text{ (1-FOR)} = \frac{\sum U_b}{\sum U_b + \sum U_t} \quad (2)$$

Keterangan:

U_t : jam unit terganggu

U_b : jam unit beroperasi

Apabila sebuah unit pembangkit memiliki nilai FOR 0.03, hal ini menunjukkan kemungkinan pembangkit tersebut mengalami gangguan. Sedangkan kemungkinan pembangkit tidak mengalami gangguan (*availability*) adalah 1-FOR, yaitu sebesar 0.97. FOR menjadi parameter yang penting untuk melihat besarnya cadangan daya yang tersedia pada pembangkit.

Besar kecilnya nilai FOR pada pembangkit akan menentukan jaminan ketersediaan cadangan daya. Jika nilai FOR nya kecil, maka jaminan yang didapat akan tinggi, begitu juga sebaliknya.

C. Loss of Load Probability

Kemungkinan sistem 'kehilangan beban' terjadi karena diberikan oleh faktor kemungkinan *forced outage* yang terjadi. Hal ini merupakan resiko yang dihadapi dalam mengoperasikan sistem tenaga listrik.

Kemungkinan kehilangan beban atau *loss of load probability* yang disingkat LOLP. Dengan persamaan rumus dibawah ini :

$$LOLP = P \times t \quad (3)$$

Keterangan :

LOLP : Loss of load probability

P : Kemungkinan daya beroperasi

t : Waktu terjadinya daya beroperasi pada kurva lama beban.

LOLP dinyatakan dalam hari per tahun. Semakin kecil nilai LOLP berarti garis daya tersedia harus semakin kecil kemungkinan memotong garis kurva lama beban. Daya terpasang harus semakin tinggi dan FOR-nya harus semakin kecil. Hal ini diperlukan investasi yang besar untuk kualitas pembangkit yang baik.

III. SISTEM 150 KV DI JAWA TIMUR

A. Pembangkit yang Terhubung Langsung pada Sistem 150 KV di Krian Gresik Jawa Timur

Pada tugas akhir ini dilakukan pembahasan mengenai sistem 150 kV di Wilayah Jawa Timur. Pembangkit yang terhubung ke 500 kV dan 70 kV tidak mendapatkan perhatian dikarenakan IBT 500/150 kV sebagai penyalur daya dari sistem 500 kV ke sistem 150 kV sehingga dianggap sebagai pembangkit.

Tabel 1. Pembangkit Thermis yang Terhubung ke Sistem 150 kV.

No	Pusat Listrik		Daya Terpasang (MW)	Kemampuan (MW)
1	PLTU Tanjung Awar	1	300	300
		2	300	300
	TOTAL		600	600
2	PLTU Gresik	1	100	92
		2	100	92
		3	200	189
		4	200	189
TOTAL		600	562	
3	PLTU Pacitan	1	300	300
		2	300	300
	TOTAL		600	600
4	PLTG Gresik	1	20.10	16
		2	20.10	16
	TOTAL		40.20	32
5	PLTGU Gresik	1.1	112.45	95
		1.2	112.45	95
		1.3	112.45	95
		1.0	188.91	165
	TOTAL Block 1		526.26	450
	PLTGU Gresik	3.1	112.45	105
3.2		112.45	105	
TOTAL Block 3		224.90	212	
6		2.1	100.75	99
		2.2	100.75	99
		2.3	100.75	99
	TOTAL		302.25	297

Pada tugas akhir ini diketahui juga PLTA di wilayah Jawa Timur yang terhubung ke sistem 150 kV adalah PLTA Wlingi dan PLTA Sutami. Nilai daya terpasang beserta kemampuan dari PLTA Wlingi dan PLTA Sutami yang terhubung ke sistem 150 kV dapat dilihat pada tabel 2.

Tabel 2 PLTA yang terhubung ke Sistem 150 kV di Wilayah Jawa Timur.

No	Pusat Listrik		Daya Terpasang (MW)	Kemampuan (MW)
1	PLTA Wlingi	1	27	26.87
		2	27	26.87
	TOTAL		54	53.74
2	PLTA Sutami	1	25	34.86
		2	35	34.86
		3	35	34.86
	TOTAL		105	104.58

Tabel 2. dapat dijelaskan bahwa PLTA yang terhubung ke sistem 150 kV di wilayah Jawa Timur sebanyak 5 unit pembangkit yang terdiri dari PLTA wlingi unit 1 dan unit 2 dengan total daya terpasang 54 MW, PLTA Sutami Unit 1, 2, dan 3 dengan total daya terpasang 105 MW. Nilai FOR untuk PLTA sama dengan nol yang bertujuan untuk mempermudah perhitungan.

B. Inter Bus Transformer (IBT) 500/150 KV di Krian Gresik Jawa Timur

Inter Bus transformer atau IBT 500/150 KV yang termasuk dalam konfigurasi sistem kelistrikan sistem 150 kV region IV Wilayah Jawa Timur dianggap sebagai salah satu sumber generator yang menyuplai sistem 150 kV dengan kapasitas daya tertentu. IBT 500/150 kV di Wilayah Jawa Timur mempunyai 6 IBT terdiri dari IBT Gresik, IBT Krian, IBT Grati, IBT Paiton, IBT Ngimbang dan IBT Kediri. Inter Bus Transformer di Wilayah Jawa Timur beserta besar kapasitas daya yang mampu disuplai sebagai berikut:

Tabel 3 IBT 500/150 KV

LOKASI	MVA
GITET GRESIK IBT 1	500
GITET KRIAN IBT 1	500
GITET KRIAN IBT 2	500
GITET KRIAN IBT 3	500
GITET GRATI IBT 1	500
GITET GRATI IBT 2	500
GITET PAITON IBT 1	500
GITET PAITON IBT 2	500
GITET PAITON IBT 3	500
GITET NGIMBANG IBT 1	500
GITET NGIMBANG IBT 2	500
GITET KEDIRI IBT 1	500
GITET KEDIRI IBT 2	500
GITET KEDIRI IBT 3	500

Berdasarkan tabel 3 diamati bahwa kemampuan maksimal suplai IBT 500/150 kV sebesar 3000 MW. Hal ini dikarenakan IBT Krian, IBT Ngimbang, dan

IBT Kediri juga menanggung beban di region III. IBT 500/150 kV memiliki FOR = 0 karena dianggap tidak pernah terjadi gangguan. IBT memiliki kemampuan suplai sebesar 3000 MW dengan FOR = 0. PLTA di Jawa Timur memiliki daya sebesar 158,32 MW dengan FOR = 0.

C. Forced Outage Rate (FOR) Pembangkit

Dari setiap pembangkit akan dicari nilai FOR nya dan sesuai dengan metoda cumulant yang mana selanjutnya akan dicari momen-momen setiap pembangkit sesuai dengan beban sistem untuk mencari nilai LOLP. Adapun hasil FOR setiap pembangkit yang terhubung langsung dengan sistem 150 KV Jawa Timur di tampilkan pada tabel 4 dibawah ini :

Tabel 4 Nilai FOR dan 1-FOR setiap pembangkit.

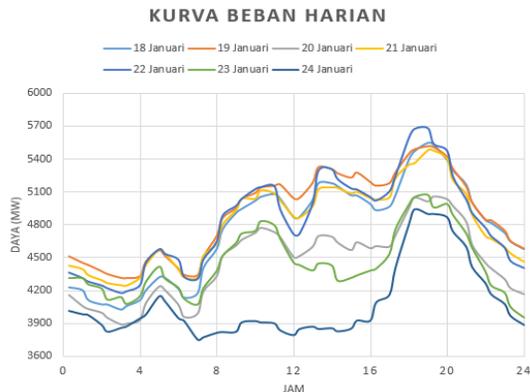
N O	NAMA PEMBANGKIT	KAPASITAS (MW)	FOR	1-FOR
1.	IBT 500/150KV	3158,32	0	1
2.	PLTU Tanjung Awar #1	300	0,381849 3151	0,618150 6849
3.	PLTU Tanjung Awar #2	300	0.002328 7671	0.997671 2329
4.	PLTU Gresik #1	92	0.009965 7534	0.990034 2466
5.	PLTU Gresik #2	92	0.125473 7443	0.874526 2557
6.	PLTU Gresik #3	189	0.105268 2648	0.894731 7352
7.	PLTU Gresik #4	189	0.116666 6667	0.883333 3333
8.	PLTU Pacitan #1	300	0.127511 4155	0.872488 5845
9.	PLTU Pacitan #2	300	0.275279 6804	0.724720 3196
10.	PLTG Gresik #1	16	0.052054 7945	0.947945 2055
11.	PLTG Gresik #2	16	0.065753 4247	0.934246 5753
12.	PLTGU Gresik #1.0	165	0.036883 5616	0.963116 4384
13.	PLTGU Gresik #1.1	95	0.014965 7534	0.985034 2466
14.	PLTGU Gresik #1.2	95	0.009486 3014	0.990513 6986
15.	PLTGU Gresik #1.3	95	0.124554 7945	0.875445 2055
16.	PLTGU Gresik #3.1	105	0	1
17.	PLTGU Gresik #3.2	107	0.054794 5205	0.945205 4795

N O	NAMA PEMBANGKIT	KAPASITAS (MW)	FOR	1-FOR
18	PLTGU Grati #2.1	99	0	1
19	PLTGU Grati #2.3	99	0.0200913242	0.9799086758
20	PLTGU Grati #2.3	99	0.0251141552	0.9748858448

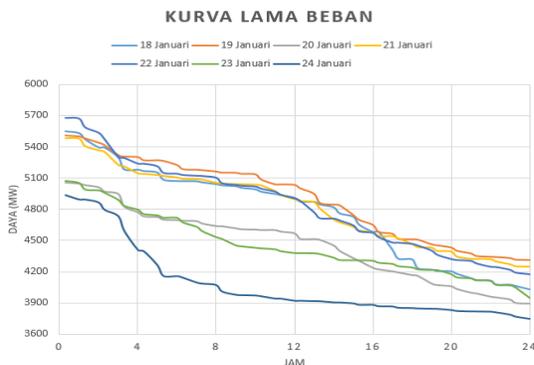
Dari tabel 4 diatas didapatkan bahwa IBT 500/150KV dianggap sebagai pembangkit yang mensuplai daya ke sistem 500/150 kV Jawa Timur. FOR untuk IBT 500/150 KV bernilai 0 dikarenakan dalam satu tahun tidak terjadi gangguan yang menyebabkan padamnya IBT sehingga nilai FORnya dianggap 0. Nilai FOR terbesar ada pada PLTU Tanjung Awar Unit 1 karena *maintenance* yang panjang dan penanganan saat terjadi *forced outage* yang lama.

D. Beban Sistem 150 KV Krian Gresik

Beban sistem ditunjukkan oleh kurva beban harian. Kurva beban harian pada tugas akhir ini didapat pada data PLN Laporan Harian Pelaksanaan Operasi selama satu minggu pada tanggal 18 Januari 2016 – 24 Januari 2016.



Gambar 1 Kurva Beban Harian



Gambar 2 Kurva lama beban

IV. SIMULASI DAN ANALISIS

A. Data Kapasitas Unit Pembangkit di Jawa Timur dan IBT 500/150 kV

Perhitungan data kapasitas unit pembangkit dan IBT 500/150 kV untuk indeks LOLP dilakukan menggunakan excel.

Tabel 5. Kapasitas Unit Pembangkit dan IBT 500/150 kV

Gen No	Nama Pmbangkit	Kapasitas (MW)
1	PLTU Tanjung Awar 1	300
2	PLTU Tanjung Awar 2	300
3	PLTU Gresik 1	92
4	PLTU Gresik 2	92
5	PLTU Gresik 3	189
6	PLTU Gresik 4	189
7	PLTU Pacitan 1	300
8	PLTU Pacitan 2	300
9	PLTG Gresik 1	16
10	PLTG Gresik 2	16
11	PLTGU Gresik 1.1	95
12	PLTGU Gresik 1.2	95
13	PLTGU Gresik 1.3	95
14	PLTGU Gresik 1.0	165
15	PLTGU Gresik 3.2	107
16	PLTGU Grati 2.1	99
17	PLTGU Grati 2.2	99
18	PLTGU Grati 2.3	99
19	PLTGU Gresik 3.1	105
20	IBT 500/150KV	3158,32

B. Data Forced Outage Rate

Tabel 6. Nilai *Unavailability* dan *Availability*

Gen No	<i>Unavailability</i>	<i>Availability</i>
1	0,3818493151	0,6181506849
2	0,0023287671	0,9976712329
3	0,0099657534	0,9900342466
4	0,1254737443	0,8745262557
5	0,1052682648	0,8947317352
6	0,1166666667	0,8833333333
7	0,1275114155	0,8724885845
8	0,2752796804	0,7247203196
9	0,0520547945	0,9479452055
10	0,0657534247	0,9342465753
11	0,0149657534	0,9850342466
12	0,0094863014	0,9905136986
13	0,1245547945	0,8754452055
14	0,0368835616	0,9631164384

Gen No	Unavailability	Availability
15	0,0547945205	0,9452054795
16	0,0200913242	0,9799086758
17	0,0251141552	0,9748858448
18	0	1
19	0	1
20	0	1

C. Perhitungan Momen Awal dan Momen Pusat Untuk Setiap Unit Pembangkit

(1) Momen Awal

Momen awal bertujuan untuk mencari nilai rata-rata dalam sistem cumulant k_1 . Untuk mencari momen awal digunakan rumus:

$$m = c \cdot q \quad (4)$$

Keterangan:

m = momen awal

c = Kapasitas Pembangkit

q = Nilai FOR

(2) Momen Pusat

Momen pusat adalah momen yang digunakan untuk mencari nilai M_1, M_2, M_3, M_4 dan M_5 dengan rumus sebagai berikut:

$$M_r = (x-m)^r \times \text{availability} + (x-m)^r \times \text{unavailability} \quad (5)$$

Keterangan :

M = momen pusat

x = kapasitas unit pembangkit

m = momen awal

r = pangkat (momen ke-)

D. Perhitungan Cumulant dari Unit Pembangkit

Setelah momen awal dan momen pusat dihitung maka selanjutnya dilakukan perhitungan nilai cumulant pada setiap unit pembangkit. Cumulant dilambangkan k dengan terdiri dari k_1, k_2, k_3, k_4 dan k_5 .

E. Pengkelompokan Data Beban dan Cumulant Beban

Pengkelompokan beban dilakukan untuk mengetahui nilai probabilitas pada beban. Beban diketahui selama 1 minggu. kemudian beban yang dibagi dalam lima kelompok memiliki ukuran setiap kelompok 500 MW per 30 menit.

Tabel 7. Nilai beban dan Probabilitas

Beban (MW)	Probabilitas
3750	0,116
4250	0,322
4750	0,29
5250	0,247
5750	0,023

Selanjutnya mencari momen awal, momen pusat, dan cumulant beban yang dijelaskan dibawah ini.

(1) Momen awal

Perhitungan momen awal beban yaitu :

$$m = (3750 \times 0,116) + (4250 \times 0,322) + (4750 \times 0,29) + (5250 \times 0,247) + (5750 \times 0,023) = 4610$$

(2) Momen Pusat

Perhitungan momen pusat beban sebagai berikut:

$$M_1 = 0$$

$$M_2 = 264270,8$$

$$M_3 = 10815112$$

$$M_4 = 1,49259E+11$$

$$M_5 = 1,4305E+13$$

(3) Cumulant beban

Perhitungan cumulant beban sebagai berikut :

- $k_1 = m_1 = 4610$

- $k_2 = M_2 = 264270,8$

- $k_3 = M_3 = 10815112$

- $k_4 = M_4 - 3 \times (M_2)^2$
 $= 1,49359E+11 - 3 \times (264270,8)^2$
 $= -60258643518$

- $k_5 = M_5 - 10 \times M_2 \times M_3$
 $= 1,4305E+13 - 10 \times 264270,8 \times 10815112$
 $= -1,42762E+13$

F. Sistem Cumulant

Sistem cumulant adalah penjumlahan antara cumulant pembangkit dan cumulant beban. Nilai pembangkit, beban, dan total pada penjumlahan sistem cumulant dapat dilihat pada tabel 8 dibawah ini.

Tabel 8 Sistem Cumulant

Cumulant	Pembangkit	Beban	Total
k1	322,9616153	4610	4932,961615
k2	60701,77785	264270,8	324972,5778
k3	7670010,244	10815112	18485122,244
k4	-656234878,5	-60258643518	-60914878396
k5	-6,18267E11	-1,42762E+13	-1,48944E+13

G. Variabel Normal Standar

Nilai z yang sudah dihitung yaitu:

$$z = \frac{5911,32 - 4931,961615}{324972,5778}$$

$$= 1,71622654$$

H. Perhitungan LOLP

Perhitungan LOLP dapat dihitung dengan perumusan:

$$\text{LOLP} = Q(z) + F(z) \quad (6)$$

Sebelum menghitung LOLP maka terlebih dahulu mencari nilai $Q(z)$ dan $F(z)$ yang dijelaskan dibawah ini.

(1) Perhitungan $Q(z)$

$Q(z)$ adalah nilai normal PDF (probability density function).

Perhitungan $N(z)$ seagai berikut:

$$N(z) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{1,71622654^2}{2}\right]$$

$$= 0,091478135$$

Perhitungan nilai t sebagai berikut:

$$t = \frac{1}{1+r+z}$$

$$t = \frac{1}{1 + 0,232 + 1,71622654}$$

$$= 0,715223394$$

Hasil akhir perhitungan nilai $Q(z)$ sebagai berikut :

$$Q(z) = N(z) \times ((b1 \times t) + (b2 \times (t)^2) + (b3 \times (t)^3))$$

$$= 0,091478135 \times ((0,319 \times 0,715223394) + (-0,356 \times (0,715223394)^2) + (1,781 \times (0,715223394)^3))$$

$$= 0,063820488$$

(2) Perhitungan $F(z)$

Sebelum mencari $F(z)$ maka menghitung terlebih dahulu nilai $G1$, $G2$, dan $G3$. Perhitungan sebagai berikut:

- $G1 = \frac{k3}{(k2)^{1,5}} = \frac{18485122,24}{(324972,5778)^{1,5}}$
 $= 0,099782011$
- $G2 = \frac{k4}{(k2)^2} = \frac{-60914878396}{(324972,5778)^2}$
 $= -0,576806241$
- $G3 = \frac{k5}{(k2)^{2,5}} = \frac{-1,48944E+13}{(324972,5778)^{2,5}}$
 $= -0,247404376$

Selanjutnya dilakukan perhitungan *derivative* normal.

- $N1 = -(z \times N(z))$
 $= -(1,71622654 \times 0,091478135)$
 $= -0,156997202$
- $N2 = ((z)^2 - 1) \times N(z)$
 $= ((1,71622654)^2 - 1) \times 0,091478135$
 $= 0,177964631$
- $N3 = -2 \times N1 - z \times N2$
 $= -2 \times (-0,156997202) - 1,71622654 \times 0,177964631$
 $= 0,008566782$
- $N4 = -3 \times N2 - z \times N3$

$$= -3 \times 0,177964631 - 1,71622654 \times 0,008566782$$

$$= -0,548596432$$

$$F(z) = \frac{G1 \times N2}{3!} - \frac{G2 \times N3}{4!} + \frac{G3 \times N4}{5!}$$

$$= \frac{0,099782011 \times 0,177964631}{3!} - \frac{(-0,576806241) \times 0,008566782}{4!} + \frac{(-0,247404376) \times (-0,548596432)}{5!} = 0,670731265$$

Hasil akhir nilai LOLP adalah $\text{LOLP} = Q(z) + F(z)$
 $\text{LOLP} = 0,063820488 + 0,670731265 = 0,734551753$ hari pertahun.

V. KESIMPULAN

Hasil perhitungan nilai LOLP pada sistem 150 kV di Jawa Timur sebesar 0,734551753 hari per tahun. Hal ini belum dapat memenuhi standart internasional sebesar 0,25 hari per tahun tetapi telah memenuhi standart PLN 1 hari per tahun untuk sistem jamali menurut RUPTL PT. PLN 2013 -2022.

Faktor yang menyebabkan nilai LOLP tidak memenuhi standart internasional adalah tingginya nilai FOR pada dua pembangkit. Diantaranya PLTU Tanjung Awar Unit 1 dan PLTU Pacitan Unit 2 karena waktu *maintenance* yang cukup lama.

Untuk meningkatkan keandalan sistem 150 KV di Jawa Timur dilakukan dengan cara memperkecil nilai FOR dari pembangkit yang memiliki nilai FOR paling besar dan memperbesar cadangan daya terpasang sesuai prediksi beban pada masa yang akan datang dan tetap memperhitungkan nilai investasi tersebut.

VI. DAFTAR PUSTAKA

- [1] Marsudi, Djiteng, "Operasi Sistem Tenaga Listrik", Graha Ilmu, Yogyakarta, 2006.
- [2] M.N.Sahadat, S.R.Deeba, Nahid-AI-Masood, "Reliability Evaluation of Bangladesh Power System Using Cumulant Method". IEEE, 978-1-4244-8679-3/11.2011
- [3] Rencana Pekerjaan PT PLN (Persero) P3B APB Jawa Timur pada Tanggal 1 Januari 20015 – 31 Januari 2016.
- [4] Laporan Harian Pelaksanaan Operasi PT PLN (Persero) P3B APB Jatim pada Tanggal 18 Januari 2016 – 24 Januari 2016.
- [5] Aprinta P.P, R. Wenda, "Analisis Keandalan Sistem Interkoneksi 150 KV di Wilayah Jawa Barat Ditinjau dari Sisi Pembangkit", Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Industri : Institut Teknologi Sepuluh Nopember. 2011.