

Analisis Pengaruh Penambahan Suplai Daya 1000 MW Terhadap Performansi Jaringan Backbone 500 kV

Mudjiono *^{a)}, Imron Ridzki^{a)}, Priya Surya^{a)}

(Artikel diterima: Januari 2021, direvisi: Februari 2021)

Abstract : *Paiton Extra High Voltage Substation is one of the large substations that serve transmission with a voltage of 500 KV in East Java, which gets electricity supply from PLTU Paiton of 4600 MW, for outgoing Paiton GITET also sends electrical power to Grati 1, Grati 2 and Kediri 1, Kediri 2 with a voltage rating of 500 KV. Based on the Decree of the Minister of Energy and Mineral Resources (ESDM) Number 0074.K / 21 / MEM / 2015 concerning the Ratification of the 2016-2025 Electricity Supply Business Plan (RUPTL), the load growth every year has increased. Therefore, there will be additional Generating Units with a capacity of 1000 MW at PLTU Paiton, it is necessary to analyze the effect of additional loads in 2017 - 2022 on the 500 KV GITET system before and after the addition of a 1000 MW generator. Based on the analysis, it is known that the additional power of 1000 MW will strengthen the Paiton GITET reserve margin in bearing the load growth, it can be seen from the reserve margin value before the addition of power plants by 16% and after the addition of 29%. For the ability of the Paiton - Grati GITET transmission line until 2022, the load is 62% with a power loss of 35.41 MW (2.85%) and the load on the Paiton - Kediri GITET transmission line is 62% with a power loss of 35.41 MW (2.85%) indicates that the channel still in good shape. In addition, the load condition for the IBT transformer until 2022 is 84%, it can be concluded that the transformer is in good condition.*

Keywords : *Substation, reserve margin, transmission, IBT*

Abstrak : Gardu Induk Paiton Extra High Voltage merupakan salah satu Gardu Induk besar yang melayani transmisi dengan tegangan 500 KV di Jawa Timur yang mendapat suplai listrik dari PLTU Paiton sebesar 4600 MW, untuk outgoing GITET Paiton juga mengirimkan tenaga listrik ke Grati 1, Grati 2 dan Kediri 1, Kediri 2 dengan rating tegangan 500 KV. Berdasarkan Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) Nomor 0074.K / 21 / MEM / 2015 tentang Pengesahan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) 2016-2025, pertumbuhan beban setiap tahun mengalami peningkatan. Oleh karena itu akan ada penambahan Unit Pembangkit berkapasitas 1000 MW di PLTU Paiton, maka perlu dilakukan analisa pengaruh penambahan beban tahun 2017 - 2022 terhadap sistem GITET 500 KV sebelum dan sesudah penambahan pembangkit 1000 MW. Berdasarkan hasil analisa diketahui bahwa penambahan daya sebesar 1000 MW akan memperkuat margin cadangan GITET Paiton dalam menopang pertumbuhan beban, hal ini terlihat dari nilai margin cadangan sebelum penambahan pembangkit sebesar 16% dan setelah penambahan pembangkit. dari 29%. Untuk kemampuan saluran transmisi GITET Paiton - Grati sampai tahun 2022 beban 62% dengan rugi daya 35,41 MW (2,85%) dan beban pada saluran transmisi GITET Paiton - Kediri 62% dengan rugi daya 35,41 MW (2,85%) menunjukkan bahwa saluran tersebut masih dalam kondisi yang baik. Selain itu kondisi beban trafo IBT sampai dengan tahun 2022 adalah 84%, maka dapat disimpulkan trafo dalam keadaan baik.

Kata – kata kunci : GITET , Sistem Transmisi, Reverse Margin , IBT

1. Pendahuluan

Jawa Timur sebagai salah satu sistem interkoneksi 500 kV Jawa Bali terdiri dari 3 pembangkit thermal yaitu PLTU Paiton, PLTGU Grati dan PLTGU Gresik. PLTU Paiton memiliki 8 Unit diantaranya Unit 1, Unit 2, Unit 3, Unit 5, Unit 6, Unit 7, Unit 8, Unit 9. PLTGU Grati terdiri dari 2 blok, blok 1 terdiri dari GT 1.1, GT 1.2, GT 1.3, dan ST 1.0 dan blok 2 yaitu GT 2.1, GT 2.2 dan GT 2.3. Terakhir adalah PLTGU Gresik yang terdiri dari PLTU Unit 1, Unit 2, Unit 3, Unit 4. PLTGU blok 1, 2 dan 3. PLTG Unit 1 dan Unit 2. Sistem tenaga listrik Jawa – Bali di hubungkan oleh saluran udara tegangan ekstra tinggi 500 KV dan saluran udara tegangan tinggi 150 KV dan 70 KV.

GITET Paiton merupakan salah satu Gardu induk besar yang melayani transmisi dengan tegangan 500 KV yang ada di Jawa Timur, yang mendapat suplai tenaga listrik dari pembangkit

listrik tenaga uap (PLTU) Paiton Unit 1 = 400 MW, Unit 2= 400 MW, Unit, 3 = 800 MW, Unit 5 = 600 MW, Unit 6 = 600 MW, Unit 7 = 600 MW, Unit 8 = 600 MW dan Unit 9 = 600 MW dengan rating tegangan 500 KV, untuk outgoing dari GITET Paiton juga mengirimkan daya listrik menuju Grati 1, Grati 2 dan Kediri 1, Kediri 2 dengan rating tegangan sebesar 500 KV. Untuk outgoing dari GITET Paiton dari IBT 1, IBT 2 , IBT 3, 500 KV/ 150 KV menuju Gardu Induk Kraksaan 1, Kraksaan 2, Situbondo 1, Situbondo 2

Seiring dengan bertambahnya kebutuhan daya listrik yang terus meningkat, perlu adanya penambahan unit pembangkit sebagai penyedia daya listrik. Berdasarkan Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) Nomor 0074.K/21/MEM/2015 tentang Pengesahan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) 2015-2024, Oleh karena itu di adakannya program President proyek 35.000 MW. Maka akan ada rencana penambahan Unit Pembangkit baru di PLTU Paiton

* Korespondensi: mudjiono@polinema.ac.id

a) Prodi Sistem Kelistrikan, Jurusan Teknik Elektro, Polinema.
Jalan Soekarno-Hatta No. 9 Malang 65141

dengan kapasitas 1000 MW. Selain berdampak positif yaitu memperkuat sistem kelistrikan di Jawa Timur, juga mempunyai dampak lain yang harus diperhatikan, yaitu bagaimana kondisi GITET 500 KV Paiton terhadap penambahan tersebut. Oleh karena itu perlu adanya analisa pengaruh penambahan beban pada tahun 2017 – 2022 terhadap sistem GITET 500 KV sebelum dan sesudah penambahan generator 1000 MW.

2. Tinjauan Pustaka

2.1. Sistem Interkoneksi

Sistem interkoneksi adalah sistem tenaga listrik yang terdiri dari beberapa pusat listrik dan Gardu Induk yang terhubung satu sama lain yang terhubung melalui saluran transmisi dan melayani beban yang ada pada seluruh Gardu Induk. Sistem interkoneksi dapat diterapkan apabila suatu daerah mengalami defisit energy sedangkan daerah lainnya mengalami surplus energi listrik. Dalam system interkoneksi, semua pembangkit perlu dikoordinir agar tercapai biaya pembangkitan minimum, tentunya dengan memperhatikan mutu serta kehandalan. Demikian juga pada saluran transmisi perlu diperhatikan agar tidak ada peralatan penyaluran yang mengalami pembebanan lebih.

Sistem interkoneksi memiliki beberapa keuntungan, yaitu:

1. Meningkatkan mutu dan keandalan pasokan tenaga listrik.
2. Daerah yang surplus energi dapat membantu daerah yang mengalami defisit energi listrik.
3. Meningkatkan efisiensi biaya dalam pengelolaan penyediaan tenaga listrik. Namun sistem interkoneksi juga mempunyai beberapa kelemahan, yaitu:
4. Kegagalan pada salah satu unit pembangkit ataupun transmisi akan mengganggu sistem secara keseluruhan.
5. Diperlukan pengontrolan dan pengaturan yang tepat agar sistem bekerja secara efisien.

2.2. Gardu Induk (Sub Station)

Gardu Induk merupakan *sub sistem* dari sistem penyaluran (transmisi) tenaga listrik, atau merupakan satu kesatuan dari sistem penyaluran (transmisi), Penyaluran (transmisi) merupakan sub sistem dari sistem tenaga listrik. Berarti, gardu induk merupakan sub-sub sistem dari sistem tenaga listrik.

Sebagai sub sistem dari sistem penyaluran (transmisi), gardu induk mempunyai peranan penting, dalam pengoperasiannya tidak dapat dipisahkan dari sistem penyaluran (transmisi) secara keseluruhan.

Tegangan yang dibangkitkan generator terbatas dalam belasan kilovolt, sedangkan transmisi membutuhkan tegangan dalam puluhan sampai ratusan kilovolt, sehingga diantara pembangkit dan transmisi dibutuhkan trafo daya *step up*. Oleh karena itu, semua peralatan yang terpasang di sisi sekunder trafo ini harus mampu memikul tegangan tinggi. Tegangan transmisi dalam puluhan sampai ratusan kilovolt sedangkan konsumen membutuhkan tegangan ratusan sampai dua puluhan kilovolt, sehingga diantara transmisi dan konsumen dibutuhkan trafo daya *step down*. Semua perlengkapan yang terpasang di sisi primer trafo ini juga harus mampu memikul tegangan tinggi. Trafo- trafo daya ini bersama perlengkapan-perengkapannya disebut gardu

induk.

2.3. Aliran Daya

Aliran daya atau *load flow* adalah penentuan atau perhitungan tegangan, arus, daya aktif dan daya reaktif serta faktor daya yang terdapat pada berbagai simpul dalam jaringan listrik pada kondisi operasi normal. Studi aliran daya diperlukan dalam perencanaan pengembangan suatu sistem tenaga karena pengoperasian sistem tersebut akan bergantung pada penambahan beban, pembangkit baru ataupun saluran transmisi baru. Pada umumnya tujuan dilakukannya analisis aliran daya antara lain (P.S.R. Murthy, 2007:98).

1. Mengetahui aliran daya (MW dan MVA) dari cabang pada *network*.
2. Mengetahui efek dari hilangnya sumber daya pada pembebanan sistem.
3. Mengetahui efek dari perubahan komponen pada sistem tenaga, baik komponen pada sistem pembangkit, transmisi, maupun distribusi terhadap pembebanan sistem tersebut.
4. Mengetahui tegangan pada busbar.
5. Membuat kondisi optimum pada sistem tenaga.

2.4. Peramalan Beban Metode Regresi Linear Sederhana

Peramalan adalah dugaan atau prakiraan atas suatu kejadian tertentu di waktu yang akan datang. Menurut Supranto (1984), forecasting atau peramalan adalah memperkirakan sesuatu pada waktu-waktu yang akan datang berdasarkan data masa lampau yang dianalisis secara ilmiah, khususnya menggunakan metode statistika. Menurut Sofjan Assauri (1993), peramalan merupakan seni dan ilmu dalam memprediksikan kejadian yang mungkin dihadapi pada masa yang akan datang. Beban sering disebut sebagai *demand*, merupakan besaran kebutuhan tenaga listrik yang dinyatakan dengan MWh, MW atau MVA tergantung kepada konteksnya [1]. Maka definisi dari peramalan beban adalah peramalan beban tertinggi (puncak) dalam periode tertentu. Berdasarkan periode waktunya, jenis peramalan beban listrik dapat dibagi menjadi tiga, yakni:

1. Peramalan Jangka Pendek (*Short-Term Forecasting*)
Peramalan jangka pendek merupakan peramalan yang memprediksikan keadaan jangka waktu tiap jam hingga harian.
2. Peramalan Jangka Menengah (*Mid-Term Forecasting*)
Peramalan jangka menengah merupakan peramalan yang membuat prediksi keadaan dalam jangka waktu bulanan hingga mingguan.
3. Peramalan Jangka Panjang (*Long-Term Forecasting*)
Peramalan jangka panjang merupakan peramalan yang membuat prediksi keadaan dalam jangka waktu beberapa tahun ke depan.

Metode Regresi Linear Sederhana adalah suatu pola hubungan yang berbentuk garis lurus antara suatu variable yang mempengaruhinya atau variable bebas. Dalam analisa deret waktu ini variable bebasnya adalah waktu. Pola hubungan yang ditunjukkan oleh analisa regresi linear sederhana ini diasumsikan

bahwa hubungan diantara 2 variabel tersebut dinyatakan dalam suatu garis lurus.

2.5. Macam-macam Cadangan

2.5.1. Reserve Margin

Reserve Margin didefinisikan sebagai ukuran dari kapasitas pembangkit yang ada untuk memenuhi permintaan beban yang ada. Dapat diartikan pula sebagai selisih antara total pembangkitan dengan beban puncak tahunan dibagi beban puncak (IAEA,1984).

$$RM = \frac{\text{Daya Mampu} - \text{beban puncak}}{\text{beban puncak}} = (\%)$$

2.5.2. Cadangan Berputar (Spinning Reserve)

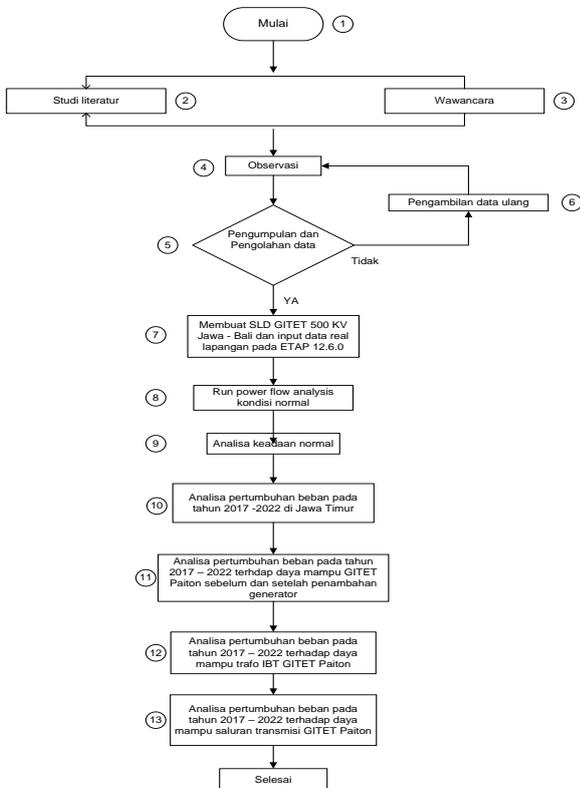
Cadangan Berputar didefinisikan sebagai jumlah kapasitas daya pembangkitan yang tersedia dan tidak dibebani, yang beroperasi dalam sistem. Pembangkit yang dapat diasut dan disinkronkan ke sistem dalam waktu 10 menit. (PERMEN ESDM NO.03 TH 2007)

2.5.3. Cadangan Dingin

Didefinisikan sebagai pembangkit yang dapat diasut dan disinkronkan dalam waktu 4 jam. (PERMEN ESDM NO.03 TH 2007)

3. Metodologi

Pengambilan data untuk penelitian ini bertempat di PT. PLN (Persero)P2B Waru. Diagram alir proses penyelesaian penelitian ditunjukkan oleh Gambar 3.1



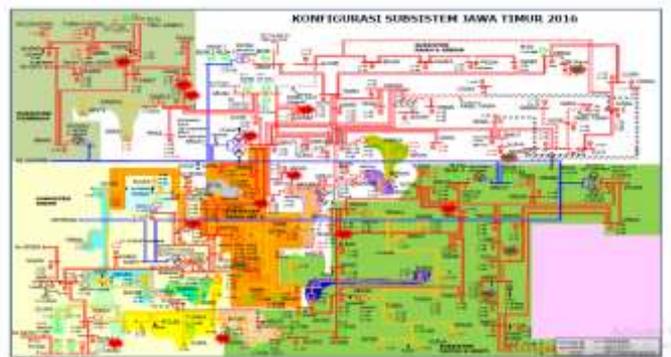
Gambar 1. Diagram alir penelitian

4. Pembahasan

4.1. Sistem Kelistrikan di Jawa Timur

Operasi sistem kelistrikan di Jawa Timur pada sistem tegangan ekstra tinggi 500 KV terdiri 6 buah subsistem. Dimana antar subsistem saling interkoneksi, sehingga kekurangan daya di suatu area akan dapat dipenuhi oleh area lain melalui jaringan interkoneksi. Oleh karena itu pengendalian pada sistem interkoneksi di Jawa Timur akan mempunyai nilai yang sangat strategis dalam meningkatkan efisiensi penyaluran tenaga listrik kepada konsumen. Berikut daftar subsistem di Jawa – Timur :

1. Subsistem Gitet 500 KV Paiton
2. Subsistem Gitet 500 KV Grati
3. Subsistem Gitet 500 KV Gresik
4. Subsistem Gitet 500 KV Kediri
5. Subsistem Gitet 500 KV Ngimbang
6. Subsistem Gitet 500 KV Surabaya barat



Gambar 2. konfigurasi subsistem di Jawa timur

4.1.1. Hasil Aliran Daya Pada Bus Grid GITET 500 KV pada saat kondisi normal

Tabel 4.1 Hasil simulasi Aliran Daya pada saat beban normal bus Grid 500 KV Menggunakan Software ETAP 12.6.0

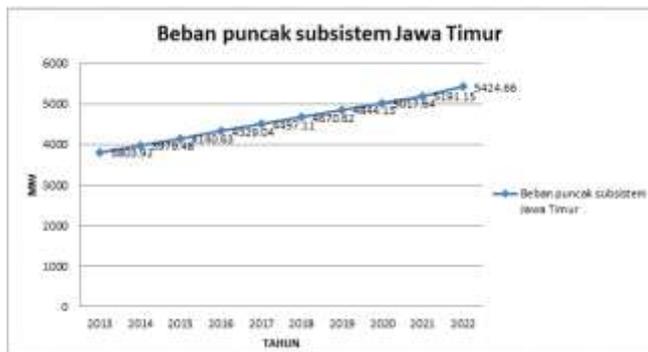
No	Bus Grid	Bus	Tegangan (kV)		% ERROR
		Name	ETAP 12.6.0	DATA PLN	
1	Paiton	A	504,5	504,20	0,34
2	Paiton	B	504,5	504,11	0,08
3	Kediri	A	494,84	497,71	0,58
4	Kediri	B	494,84	491,46	0,68
5	Gresik	A	498,62	501,94	0,66
6	Gresik	B	498,62	499,73	0,22
7	Grati	A	501,20	504,34	0,62
8	Grati	B	501,20	502,93	0,34
9	Surabaya Barat	A	479,56	489,78	2,11
10	Surabaya Barat	B	479,56	488,42	1,84
11	Ngimbang	A	495,91	494,81	0,22
12	Ngimbang	B	495,91	492,91	0,60

Mengacu pada peraturan menteri energi dan sumber daya mineral Nomor: 03 tahun 2007 tentang aturan jaringan sistem tenaga listrik Jawa – Madura – Bali tegangan sistem harus di pertahankan dalam batasan. Kondisi tegangan nominal extra

tinggi 500 KV yaitu ± 5% untuk kondisi normal. Maka standart minimum untuk tagangan 500 KV adalah 475 KV (0.09pu) dan untuk standart maximum adalah 525 KV (1.05pu). Dapat dilihat pada tabel 4.1 diketahui bahwa tegangan pada grid 500 KV GITET Paiton sebesar 504.5 KV menunjukkan bahwa kondisi GITET 500 KV Paiton dalam keadaan yang baik.

4.2. Hasil peramalan beban puncak listrik pada tahun 2017 – 2022 subsistem Jawa Timur

Dalam menentukan pertumbuhan beban untuk masa mendatang pada tahun 2017 – 2022 di Subsistem Jawa Timur digunakan metode regresi linier, dimana dalam analisa beban puncak listrik 6 tahun mendatang data yang digunakan untuk perhitungan peramalan beban adalah data beban puncak 4(empat) tahun terakhir .



Gambar 3. perkiraan beban puncak listrik tahun 2017 – 2022

Berdasarkan peramalan beban puncak menggunakan metode regresi linier di peroleh proyeksi beban puncak listrik di Jawa Timur pada tahun 2017 – 2022 seperti yang dapat di lihat pada gambar 4.2. terlihat setiap tahun pertumbuhan Beban puncak di Jawa Timur mengalami kenaikan pada tahun 2017 – 2022 secara berturut – turut sebesar 4497.11 MW, 4670.62 MW, 4844.13 MW, 5017.64 MW, 5191.15 MW, 5424.66 MW.

4.3. Analisa pertumbuhan beban listrik pada tahun 2017 – 2022 sebelum penambahan pembangkit

Pembahasan ini untuk mengetahui sistem kelistrikan di Jawa Timur sampai tahun berapakah pembangkitan di Jawa Timur masih mampu menanggung beban, sebelum adanya penambahan unit pembangkit baru.

4.3.1.Perhitungan reverse margin tanpa transfer pada tahun 2017 – 2022

Reserve Margin didefinisikan sebagai ukuran dari kapasitas pembangkit yang ada untuk memenuhi permintaan beban yang ada. Dapat diartikan pula sebagai selisih antara total pembangkitan dengan beban puncak tahunan dibagi beban puncak (IAEA,1984).

$$RM = \frac{\text{Daya Mampu} - \text{beban puncak}}{\text{beban puncak}} = (\%)$$

Dari gambar 4.2 hasil Peramalan Beban puncak listrik di Jawa Timur pada tahun 2017 – 2022, maka untuk menghitung nilai reserve margin pertahun sebagai berikut:

Tabel 4.2 Reserve margin tanpa tranfer

KAPASITAS PEMBANGKIT	TAHUN	BEBAN PUNCAK	RESERVE MARGIN
		MW	%
8285.82	2017	4497.11	84
	2018	4670.62	77
	2019	4844.13	71
	2020	5017.64	65
	2021	5191.15	60
	2022	5424.56	50

4.3.2.Perhitungan reserve margin dengan transfer

$$RM = \frac{\text{Daya Mampu} - (\text{beban puncak} + \text{Transfer})}{\text{beban puncak} + \text{Transfer}}$$

Tabel 4.3 Reserve margin dengan tranfer

KAPASITAS PEMBANGKIT	TAHUN	BEBAN PUNCAK	TRANSFER	TOTAL	RESERVE MARGIN DENGAN TRANSFER
		MW	MW		%
8285.82	2013	3803.92	1365.3	5169.22	60
	2014	3979.48	1620.4	5599.88	48
	2015	4140.63	1731.5	5872.13	41
	2016	4329.04	1688.9	6017.94	38
	2017	4497.11	1600	6097.11	36
	2018	4670.62	1600	6270.62	32
	2019	4844.13	1600	6444.13	29
	2020	5017.64	1600	6617.64	25
	2021	5191.15	1600	6791.15	22
	2022	5424.56	1600	7124.56	16

Dari tabel 4.2 dan 4.3 terlihat bahwa sebelum adanya penambahan unit pembangkit 1000 MW nilai reserve margin tanpa tranfer sebesar 50% dengan transfer sebesar 16 % jika memperhitungkan transfer maka pada tahun 2022 sistem kelistrikan jawa timur sudah tidak layak untuk melakukan transfer. Hal ini disebabkan karena nilai reserve margin jawa timur sudah tidak sesuai dengan apa yang direkomendasikan oleh International Energi Agency (IEA) yang menyatakan bahwa batas minimal reserve margin pada sistem kelistrikan adalah 18%.

4.4. Analisa pertumbuhan beban listrik pada tahun 2017 – 2022 setelah penambahan pembangkit

4.4.1.Perhitungan reverse margin tanpa transfer pada tahun 2017 – 2022

$$RM = \frac{\text{Daya Mampu} - \text{beban puncak}}{\text{beban puncak}}$$

Tabel 4.4 Reserve margin tanpa transfer

KAPASITAS PEMBANGKIT	TAHUN	BEBAN PUNCAK	RESERVE MARGIN
		MW	%
9185.82	2017	4497.11	104
	2018	4670.62	97
	2019	4844.13	90
	2020	5017.64	83
	2021	5191.15	77
	2022	5424.56	66

4.4.2.Perhitungan reserve margin dengan transfer

$$RM = \frac{\text{Daya Mampu} - (\text{beban puncak} + \text{Transfer})}{\text{beban puncak} + \text{Transfer}}$$

Tabel 4.5 Reserve margin dengan tranfer

KAPASITAS PEMBANGKIT	TAHUN	BEBAN PUNCAK MW	TRANSFER MW	TOTAL	RESERVE MARGIN DENGAN TRANSFER %
1100.02	2013	3803.82	1385.3	5189.22	7.6
	2014	3979.48	1520.6	5500.08	6.4
	2015	4140.83	1731.5	5872.33	5.6
	2016	4329.94	1888.9	6218.84	5.5
	2017	4497.11	1600	6097.11	3.1
	2018	4670.82	1600	6270.82	4.6
	2019	4844.13	1600	6444.13	4.5
	2020	5017.84	1600	6617.84	3.9
	2021	5191.15	1600	6791.15	3.5
	2022	5364.56	1600	6964.56	2.9

Dari tabel 4.4 dan 4.5 terlihat bahwa Setelah penambahan unit pembangkit 1000 MW. nilai reserve margin tanpa tranfer sebesar 66 % dengan tranfer sebesar 29 %, sesuai dengan *International Energi Agency (IEA)* yang menyatakan bahwa batas minimal reverse margin pembangkitan adalah 18%, menunjukan bahwa dengan penambahan daya sebesar 1000 MW akan memperkuat sistem kelistrikan di Jawa - Timur dalam menanggung pertumbuhan beban.

4.5. Analisa pertumbuhan beban listrik pada tahun 2017 – 2022 terhadap pembebanan trafo IBT 500 / 150 KV GITET 500 KV Paiton

Analisa yang akan dilakukan pada subbab ini adalah pembebanan terhadap trafo IBT 1, IBT 2, IBT 3 pada GITET 500 KV Paiton. analisa pembebananan trafo sangat penting dikaji sebagai dasar untuk mengetahui daya mampu trafo IBT GITET Paiton terhadap pertumbuhan beban puncak 6 tahun ke depan. sehingga dapat menghindari *overload* Transformator karena menanggung beban yang melebihi kapasitasnya sehingga bisa mengakibatkan Transformator *off*. Adapaun hasil perkiraan pembebanan trafo IBT1, IBT2, IBT3 tahun 2017 – 2022 sebagai berikut :



Gambar 4. Pembebanan trafo IBT 1 500 / 150 KV GITET Paiton



Gambar 5. Pembebanan trafo IBT 2 500 / 150 KV

GITET Paiton



Gambar 6. Pembebanan trafo IBT 3 500 / 150 KV GITET Paiton

Berdasarkan analisa perkiraan beban sampai tahun 2022 pada Trafo IBT GITET 500 KV Paiton pembebanan pada trafo IBT 1 sebesar 85 %, trafo IBT 2 sebesar 84%, trafo IBT 3 sebesar 84% terhadap kapasitas trafo pada tahun 2022. Berdasarkan standar SPLN 17A : 1979 atau IEC 354 menyatakan bahwa pembebanan maksimal yang diizinkan pada Transformator minyak dengan pendinginan ONAN atau ONAF dengan suhu lingkungan 30°C apabila dibebani secara “*continuous*” adalah 91% dari kapasitas trafo. dapat disimpulkan trafo IBT 1, IBT 2, IBT 3 GITET 500 KV Paiton hingga tahun 2022 masih dalam keadaan baik dan trafo dapat bekerja secara normal.

4.6. Analisa pertumbuhan beban pada tahun 2017–2022 terhadap pembebanan saluran tranmisi GITET 500 KV Paiton.

Analisa yang akan dilakukan pada subbab ini adalah pembebanan terhadap saluran tranmisi pada GITET 500 KV Paiton sebagai dasar untuk mengetahui daya mampu saluran tranmisi GITET Paiton terhadap pertumbuhan beban puncak listrik 6 tahun ke depan. Adapun spesifikasi saluran tranmisi sebagai berikut :

Name	Grid	Type	Length km	R1 Ohm	X1 Ohm
Paiton - Kedin 1	500kv	OHL-500kv-ACSR-GANNET 4X392.8mm (2400A)	71.9	0.087474	0.268962
Paiton - Kedin 2	500kv	OHL-500kv-ACSR-GANNET 4X392.8mm (2400A)	71.9	0.087474	0.268962
Paiton - Grati 1	500kv	OHL-500kv-ACSR-GANNET 4X392.8mm (2400A)	56	0.087474	0.268962
Paiton - Grati 1	500kv	OHL-500kv-ACSR-GANNET 4X392.8mm (2400A)	56	0.087474	0.268962

4.6.1. Analisa pertumbuhan beban pada tahun 2017 – 2022 terhadap pembebanan saluran tranmisi GITET Paiton – GITET Grati.

Tabel 4.7 Pembebanan dan losses saluran tranmisi GITET Paiton 1 – GITET Grati 1 tahun 2017 -2022

	TAHUN	SISI KIRIM	ARUS	PEMBEBANAN	TEGANGAN	COSPHI	R	LOSSES	
		MW	(A)	%				MW	%
PAITON - GRATI 1	2016	994	1197	50%	500	0.96	0.087474	7.019	0.71%
	2017	1094	1245	52%	500	0.96	0.087474	7.592	0.73%
	2018	1075	1295	54%	500	0.96	0.087474	8.211	0.76%
	2019	1118	1345	56%	500	0.96	0.087474	8.881	0.79%
	2020	1163	1400	58%	500	0.96	0.087474	9.606	0.83%
	2021	1209	1456	61%	500	0.96	0.087474	10.390	0.86%
	2022	1258	1515	63%	500	0.96	0.087474	11.237	0.89%

Tabel 4.8 Pembebanan dan losses saluran transmisi GITET Paiton 1 – GITET Grati 2 tahun 2017 -2022

	TAHUN	SISI KIRIM	ARUS	PEMBEBANAN	TEGANGAN	COSPHI	R	LOSSES	
		MW	(A)	%				MW	%
PAITON - GRATI 2	2016	981	1182	49%	500	0.96	0.087474	6.841	0.70%
	2017	1021	1229	51%	500	0.96	0.087474	7.399	0.73%
	2018	1061	1278	53%	500	0.96	0.087474	8.003	0.75%
	2019	1104	1329	55%	500	0.96	0.087474	8.656	0.78%
	2020	1148	1383	58%	500	0.96	0.087474	9.363	0.82%
	2021	1194	1438	60%	500	0.96	0.087474	10.127	0.85%
	2022	1242	1495	62%	500	0.96	0.087474	10.953	0.88%

Dari hasil perhitungan pembebanan saluran transmisi GITET 500 KV Paiton – GITET 500 KV Grati pada tahun 2022 sebesar 62 % dari KHA nya dengan rugi daya sebesar 35.41 MW (2.85%). Berdasarkan standart IEC kerugian daya pada saluran udara yakni 3% - 5% menunjukkan saluran tersebut masih berada dibatas normal.

4.6.2. Analisa pertumbuhan beban pada tahun 2017 – 2022 terhadap pembebanan saluran transmisi GITET Paiton – GITET Kediri

Dari hasil perhitungan pembebanan saluran transmisi GITET 500 KV Paiton – GITET 500 KV Kediri pada tahun 2022 sebesar 42 % dari KHA nya dengan rugi daya sebesar 20.33 MW (2.43%). Berdasarkan standart IEC kerugian daya pada saluran udara yakni 3% - 5% menunjukkan saluran tersebut masih berada dibatas normal

Tabel 4.9 Pembebanan dan losses saluran transmisi GITET Paiton 1 – GITET Grati 2 tahun 2017 -2022

	TAHUN	SISI KIRIM	ARUS	PEMBEBANAN	TEGANGAN	COSPHI	R	LOSSES	
		MW	(A)	%				MW	%
PAITON - KEDIRI 1	2016	660	795	33%	500	0.96	0.087474	3.528	0.53%
	2017	687	827	34%	500	0.96	0.087474	4.248	0.62%
	2018	714	860	36%	500	0.96	0.087474	4.595	0.64%
	2019	743	895	37%	500	0.96	0.087474	4.970	0.67%
	2020	773	930	39%	500	0.96	0.087474	5.375	0.70%
	2021	803	968	40%	500	0.96	0.087474	5.814	0.72%
	2022	836	1006	42%	500	0.96	0.087474	6.288	0.75%

5. Kesimpulan

Dari uraian pembahasan di atas, maka dapat disimpulkan bahwa:

1. Berdasarkan hasil simulasi pada *sofawre ETAP 12.6.0* pada saat beban normal daya mampu GITET 500 KV Paiton

sebesar 4600 MW dan tegangan pada grid 500 KV GITET Paiton sebesar 504.5 KV menunjukkan bahwa kondisi GITET 500 KV Paiton dalam keadaan yang baik. Sesuai dengan permen ESDM no 03 tahun 2007 yang meyakini bahwa sistem 500 KV harus dpertahamkan dalam batasan +5% -5%

2. reserve margin pembangkit sebelum penambahan generator tanpa tranfer sebesar 50 %, dengan transfer sebesar 16 % jika memperhitungkan transfer maka pada tahun 2022 sistem kelistrikan jawa timur sudah tidak layak untuk melakukan transfer
3. reserve margin pembangkit setelah penambahan generator tanpa tranfer sebesar 69 % dengan transfer sebesar 29 %, menunjukkan bahwa dengan penambahan daya sebesar 1000 MW akan memperkuat sistem kelistrikan di Jawa – Timur dalam menanggung pertumbuhan beban.
4. Berdasarkan analisa Pembebanan pada trafo IBT 1 sebesar 85 %, trafo IBT 2 sebesar 84%, trafo IBT 3 sebesar 84% terhadap kapasitas trafo pada tahun 2022. Berdasarkan standar SPLN 17A : 1979 atau IEC 354 menyatakan bahwa pembebanan maksimal yang diizinkan pada Tranformator minyak dengan pendinginan ONAN atau ONAF dengan suhu lingkungan 30°C apabila dibebani secara “*continuous*” adalah 91% dari kapasitas trafo. dapat disimpulkan trafo IBT 1, IBT 2, IBT 3 GITET 500 KV Paiton hingga tahun 2022 masih dalam keadaan baik dan trafo dapat bekerja secara normal.
5. Pembebanan saluran transmisi GITET 500 KV Paiton – GITET 500 KV Grati pada tahun 2022 sebesar 62 % dari KHA nya dengan rugi daya sebesar 35.41 MW (2.85%).
6. Pembebanan saluran transmisi GITET 500 KV Paiton – GITET 500 KV Kediri pada tahun 2022 sebesar 42 % dari KHA nya dengan rugi daya sebesar 20.33 MW (2.43%).

Daftar Pustaka

- [1] Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) 2015-2024. PT PLN (Persero), Jakarta. 2014.
- [2] IAEA, 1984. Expansion Planning for Electrical Generating Sistem.
- [3] Marsudi Djiteng, 1990. Operasi Sistem Tenaga Listrik, Balai Penerbit & Humas ISTN.
- [4] Rosalina, 2010. Analisis Kestabilan Peralihan Sistem Tenaga Listrik. Fakultas Teknik Universitas Indonesia.
- [5] Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia. 2007. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor : 03 Tahun 2007 : CC 2.1 Tentang Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik Jawa-Madura-Bali
- [6] Grainger,JJ, Stevenson, W.D. 1994.Power System Analysis. New Work: MC Graw Hill Inc
- [7] Das,Debapriya. 2006. Electrical Power Systems. West Bengal,India: New Age International (P) Ltd.,Publisher