

**STUDI ALIRAN DAYA SISTEM KELISTRIKAN 150 kV
GORONTALO TERHADAP MASUKNYA PLTU
TANJUNG KARANG 2 X 50 MW**

OLEH
MUHAMAD BAYU SAPUTRO
T21.15.046

SKRIPSI



**PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO
FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS IHSAN GORONTALO
2022**

HALAMAN PENGESAHAN

**STUDI ALIRAN DAYA SISTEM KELISTRIKAN GORONTALO
TERHADAP MASUKAN PLTU TANJUNG KARANG 2 x 50 Mw**

OLEH
MUHAMAD BAYU SAPUTRO
T2115046

SKRIPSI

Untuk memenuhi salah satu syarat ujian guna memenuhi gelar sarjana dan telah
disetujui tim pembimbing pada Tanggal 07 Mei 2022

Gorontalo, 07 Mei 2022

Pembimbing I



Steven Humena, ST., MT
NIDN. 0907118903

Pembimbing II

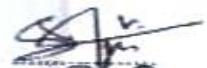
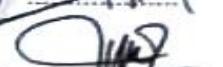


Frengki Eka Putra Surusa, ST., MT
NIDN. 0906018504

HALAMAN PERSETUJUAN

**STUDI ALIRAN DAYA SISTEM KELISTRIKAN GORONTALO
TERHADAP MASUKAN PLTU TANJUNG KARANG 2 x 50 Mw**
OLEH
MUHAMAD BAYU SAPUTRO
T2115046

Di Periksa Oleh Panitia Ujian Strata Satu (S1)
Universitas Ichsan Gorontalo

- | | | |
|--|-------------------|---|
| 1. Muammar Zainuddin, ST.,MT | (Ketua Penguji) |  |
| 2. Ir. Stephan A. Hulukati ST., MT., M.Kom | (Anggota Penguji) |  |
| 3. Amelya Indah Pratiwi, ST., MT | (Anggota Penguji) |  |
| 4. Steven Humena, ST., MT | (Anggota Penguji) |  |
| 5. Frengki Eka Putra Surusa, ST.,MT | (Anggota Penguji) |  |

Gorontalo, 07 Mei 2022

Mengetahui:



LEMBAR PERNYATAAN

Yang bertanda tangan dibawah ini :

Nama : Muhamad Bayu Saputro
NIM : T2115046
Kelas : Karyawan
Program Studi : Teknik Elektro

Dengan ini saya menyatakan bahwa :

1. Karya tulis Saya (Skripsi) ini adalah asli dan belum pernah diajukan untuk mendapatkan gelar akademik (Sarjana) baik di Universitas Ichsan Gorontalo maupun di Perguruan Tinggi lainnya.
2. Karya tulis ini adalah murni gagasan, rumusan dan penelitian saya sendiri, tanpa bantuan pihak lain kecuali arahan dari tim pembimbing.
3. Dalam karya tulis ini tidak terdapat karya atau pendapat yang telah dipublikasikan orang lain, kecuali secara tertulis dicantumkan sebagai acuan dalam naskah disebutkan nama pengarang dan dicantumkan dalam daftar pustaka.
4. Pernyataan ini saya buat dengan sesungguhnya dan apabila dikemudian hari terdapat penyimpangan dan ketidakbenaran dalam pernyataan ini, maka saya bersedia menerima sanksi akademik berupa pencabutan gelar yang telah diperoleh karena karya tulis ini, serta sanksi lainnya sesuai dengan norma yang berlaku di Universitas Ichsan Gorontalo.

Gorontalo, Mei 2022

Yang Membuat Pernyataan



Muhamad Bayu Saputro

NIM. T2115046

ABSTRACT

MUHAMAD BAYU SAPUTRO. T2115046. A STUDY OF POWER FLOW ON THE GORONTALO 150 kV ELECTRICITY SYSTEM ON THE ENTRY OF PLTU TANJUNG KARANG 2 X 50 MW

A study of power flow concerns the determination or calculation of the voltage, current, active power, and reactive power found at various points of the electrical network under normal operating conditions, both currently running and those expected to occur in the future. Through a study of power flow, we can find the voltage on each bus in the system, both magnitude and phase angle of the voltage, active power, and reactive power flowing in each channel in the system. It also finds the condition of all equipment and whether it meets the limits, specified for the desired power distribution. The study of power flow often employs the Newton Raphson method in its completion. The Newton Raphson method reaches a convergent value faster. In that way, the iteration process takes less time. By using ETAP, what actions need to be known can be known quickly.



Keywords: PLTU Tanjung Karang, power flow, Gorontalo 150 kV transmission system

ABSTRAK

MUHAMAD BAYU SAPUTRO. T2115046. STUDI ALIRAN DAYA SISTEM KELISTRIKAN 150 kV GORONTALO TERHADAP MASUKNYA PLTU TANJUNG KARANG 2 X 50 MW

Studi aliran daya merupakan penentuan atau perhitungan tegangan, arus, daya aktif maupun daya reaktif yang terdapat pada berbagai titik jaringan listrik pada keadaan operasi normal, baik yang sedang berjalan maupun yang diharapkan akan terjadi di masa yang akan datang. Dengan studi aliran daya dapat mengetahui tegangan pada setiap bus yang ada dalam sistem, baik magnitude maupun sudut fasa tegangan, daya aktif dan daya reaktif yang mengalir dalam setiap saluran yang ada dalam sistem, kondisi dari semua peralatan, apakah memenuhi batas-batas yang ditentukan untuk menyalurkan daya listrik yang diinginkan. Untuk menyelesaikan studi aliran daya, metode yang sering digunakan adalah metode Newton Raphson. Metode Newton Raphson lebih cepat mencapai nilai konvergen sehingga proses iterasi yang berlangsung lebih sedikit. Dengan menggunakan ETAP dapat diketahui dengan cepat tindakan apa yang harus diketahui.



Kata kunci: PLTU Tanjung Karang, studi aliran daya, sistem transmisi 150 kV Gorontalo

KATA PENGANTAR

Puji dan Syukur dipanjangkan kehadirat Allah SWT, atas berkat limpahan Rahmat dan karunia-Nya sehingga skripsi ini dapat terselesaikan dengan lancar dan tepat waktu.

Adapun penyusunan skripsi ini merupakan syarat yang harus dipenuhi untuk menyelesaikan studi di Fakultas Teknik Universitas Ichsan Gorontalo. Penulis menyadari begitu banyak hambatan dan tantangan yang ditemui namun melalui bimbingan dan bantuan dari berbagai pihak maka penulis dapat menyelesaikan skripsi ini sebagaimana yang diharapkan. Untuk itu perkenankanlah penulis menyampaikan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada :

1. Dr. Hj. Juriko Abdussamad, M. Si , selaku Ketua Yayasan Pengembangan Ilmu Pengetahuan Teknologi (YPIPT) Ichsan Gorontalo.
2. Dr. Abdul Gaffar Latjokke, M.Si, selaku Rektor Universitas Ichsan Gorontalo.
3. Kedua Orang Tua/Wali yang senantiasa memberikan dorongan, motivasi dan bantuan materiil selama proses perkuliahan sampai saat sekarang
4. Amru sioala, ST., MT selaku Dekan Fakultas Teknik Unisan Gorontalo
5. Frengki Eka Putra Suarsa, ST., MT selaku Ketua Program Studi Teknik Elektro Unisan Gorontalo. dan selaku Pembimbing II
6. Steven Humena, ST, MT, Pembimbing I
7. Bapak dan Ibu Dosen Universitas Ichsan Gorontalo, Pegawai Staf Administrasi Fakultas Teknik Universitas Ichsan Gorontalo Khususnya Jurusan Teknik Elektro.
8. Semua rekan-rekan mahasiswa Strata Satu (S1) Program Studi Teknik Elektro Universitas Ichsan Gorontalo, yang telah memberikan semangat, dukungan dan motivasi kepada penulis.

Akan menjadi sesuatu yang sangat berarti guna menyempurnakan proposal ini bila kritikan dan saran disampaikan pada penulis. Semoga Allah SWT yang membalas budi baik dan kerelaan saudara.

Gorontalo, Mei 2022

Penulis

Muhamad Bayu Saputro

DAFTAR ISI

HALAMAN SAMPUL	i
LEMBAR HALAMAN PERSETUJUAN	ii
KATA PENGATAR	iii
ABSTRAK	iv
ABSTRACT	v
DAFTAR ISI.....	vi
DAFTAR TABEL	viii
DAFTAR GAMBAR	ix
BAB I. PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah.....	2
1.3 Batasan Masalah.	2
1.4 Tujuan Penelitian.....	3
1.5 Manfaat Penelitian.	3
BAB II. TINJAUAN PUSTAKA	
2.1 Penelitian Terdahulu.....	4
2.2 Dasar Teori	5
2.3 Studi Aliran Daya	7
2.3.1 Persamaan Aliran Daya.....	9
2.3.2 Penyelesaian Aliran Daya Dengan Netwon Raphson	11
BAB III METODE PENELITIAN	
3.1 Kerangka Konsep	19
3.2 Tempat dan Waktu Penelitian	20
3.3 Tahap Alur Penelitian	21
3.3.1 Studi Literatur	21
3.3.2 Pengumpulan Data	21
3.3.3 Proses Pengolahan Data	22

3.3,4 Analisa Hasil	23
3.4. Single Line Diagram Subsistem Gorontalo	23
3.5 Flowchart Alur Penelitian	24
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	
4.1 Sistem Kelistrikan Gorontalo.	25
4.2 Analisa Data Sistem.....	26
4.3 Simulasi dan Pembahasan	30
4.3.1 Tegangan Bus Sebelum Interkoneksi PLTU Tanjung Karang	30
4.3.2 Aliran Beban Sebelum Interkoneksi PLTU Tanjung Karang.....	33
4.3.3 Rugi-Rugi Daya Sebelum Interkoneksi PLTU Tanjung Karang.....	34
4.3.4 Tegangan Bus Sesudah Interkoneksi PLTU Tanjung Karang.....	34
4.3.5 Aliran Beban Sesudah Interkoneksi PLTU Tanjung Karang	37
4.3.6 Rugi-Rugi Daya Sesudah Interkoneksi PLTU Tanjung Karang	38
4.3.7 Perbandingan Tegangan Bus Sebelum dan Sesudah Interkoneksi	38
4.3.8 Perbandingan Aliran Beban Sebelum dan Sesudah Interkoneksi.....	40
4.3.9 Perbandingan Rugi-Rugi Daya Sebelum dan Sesudah Interkoneksi.....	41
4.3.10 Tegangan Bus Setelah Peningkatan Beban di Tahun 2023	42
4.3.11 Rugi-Rugi Daya Setelah Peningkatan Beban di Tahun 2023	43
4.3.12 Tegangan Bus Setelah Peningkatan Beban di Tahun 2024	44
4.3.13 Rugi-Rugi Daya Setelah Peningkatan Beban di Tahun 2024.....	45
4.3.14 Tegangan Bus Setelah Peningkatan Beban di Tahun 2025	46
4.3.15 Rugi-Rugi Daya Setelah Peningkatan Beban di Tahun 2025	47
4.3.16 Tegangan Bus Setelah Peningkatan Beban di Tahun 2026	47
4.3.17 Rugi-Rugi Daya Setelah Peningkatan Beban di Tahun 2026.....	49
BAB V KESIMPULAN	
5.1 Kesimpulan.....	50
5.2 Saran	50
DAFTAR PUSTAKA	52

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Provinsi Gorontalo merupakan salah satu provinsi yang termuda di Indonesia, akan tetapi kaya dengan hasil pertanian dan kelautannya. Selain itu, pertumbuhan ekonomi di Provinsi Gorontalo tahun 2021 yang sebesar 2,41 persen [1]. Dalam pertumbuhan ekonomi yang kian menurun diakibatkan pandemic Covid-19 tetap membutuhkan pasokan energi listrik yang dapat memberikan kemajuan dalam pengembangan daerah. Dengan adanya peningkatan pertumbuhan ekonomi maka kebutuhan akan energi listrik juga akan semakin meningkat. Hal ini berpengaruh terhadap kemampuan sumber energi listrik untuk kelancaran kebutuhan konsumen.

Studi aliran daya merupakan penentuan atau perhitungan tegangan, arus, daya aktif maupun daya reaktif yang terdapat pada berbagai titik jaringan listrik pada keadaan operasi normal, baik yang sedang berjalan maupun yang diharapkan akan terjadi di masa yang akan datang. Dengan studi aliran daya dapat mengetahui tegangan-tegangan pada setiap bus yang ada dalam sistem, baik magnitude maupun sudut fasa tegangan, daya aktif dan daya reaktif yang mengalir dalam setiap saluran yang ada dalam system, kondisi dari semua peralatan, apakah memenuhi batas-batas yang ditentukan untuk menyalurkan daya listrik yang diinginkan[2].

Salah satu sumber energi listrik yang sekarang ini yang baru beroperasi yaitu sumber energi batubara, dalam hal ini Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU). PLTU tersebut dikoneksikan pada Gardu Induk Tanjung Karang. Terkoneksinya

pembangkit menjadi solusi dalam mengatasi masalah krisis tenaga listrik di Provinsi Gorontalo. Tambahan pembangkit listrik tenaga uap dengan kapasitas 2 x 50 MW ini akan menyebabkan terjadi perubahan aliran daya pada sistem existing. Oleh karena itu, diperlukan studi aliran daya untuk mengetahui profil aliran daya pada sistem.

1.2 Rumusan Masalah

Berdasarkan identifikasi masalah di atas, maka dapat dirumuskan masalah sebagai berikut:

1. Bagaimana kondisi tegangan pada sistem kelistrikan 150 kV Gorontalo setelah masuknya PLTU Tanjung karang 2 x 50 MW.
2. Bagaimana kondisi Rugi – rugi pada sistem kelistrikan 150 kV Gorontalo setelah masuknya PLTU Tanjung karang 2 x 50 MW.

1.3 Batasan Masalah

Agar pembahasan pada penelitian ini tidak terlalu luas jangkauan substansinya, maka diperlukan adanya batasan masalah sebagai berikut:

1. Sistem kelistrikan yang menjadi obyek penelitian adalah pada PLTU Tanjung karang 2 x 50 MW.
2. Tidak dibahas masalah stabilitas sistem dan sistem proteksi.
3. Studi aliran daya sebelum dan sesudah interkoneksi PLTU Tanjung karang 2 x 50 MW pada sistem kelistrikan 150 kV Gorontalo.
4. Metode yang dipakai yaitu metode *Newton Raphson* pada *software* ETAP 19.0.

1.4 Tujuan Penelitian

Tujuan penelitian ini adalah :

1. Untuk Mengetahui tegangan pada sistem kelistrikan 150 kV Gorontalo setelah masuknya PLTU Tanjung karang 2 x 50 MW.
2. Mengetahui kondisi Rugi-rugi daya pada sistem kelistrikan 150 kV Gorontalo setelah masuknya PLTU Tanjung karang 2 x 50 MW.

1.5 Manfaat Penelitian

Penelitian ini bermanfaat untuk mengetahui aliran daya sistem daya saat masuknya pembangkit baru pada jaringan 150 kV dan bagi PLN agar dapat dijadikan sebagai bahan pertimbangan pada saat menghubungkan pembangkit baru ke sistem yang ada.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Penelitian Terdahulu

Frengky E.P.S dkk menyatakan bahawa, Meningkatnya energi listrik akan meningkatkan kebutuhan pasokanya. Peningkatan tersebut memerlukan penambahan sumber-sumber pembangkit baru. Dengan adanya peningkatan konsumen yang memerlukan energi listrik, maka secara langsung akan mempengaruhi peningkatan pasokan energi listrik. Pembangkit yang akan dibangun harus di tentukan jenis dan tempat dengan memenuhi syarat ekonomi dan teknis[3].

Penilitian ini dilakukan oleh muslimin dkk, Meningkatnya daya reaktif induktif pada suatu sistem mengakibatkan terjadinya drop tegangan. Terjadinya drop tegangan pada penyaluran daya listrik akan berpengaruh besar terhadap susut energi. Salah satu yang bisa dilakukan untuk mengurangi susut energi adalah dengan cara memperbaiki profil tegangan. semakin baik profil tegangan pada suatu sistem tersebut, maka susut energi yang terjadi pada sistem tersebut akan semakin kecil [4].

Penilitian ini di lakukan oleh Rizki Tirta Nugraha DKK menyatakan bahwa faktor krisis energi dan resiko terhadap teknis yang juga dapat mempengaruhi tarif dasar listrik (TDL) telah memaksa kita untuk mencari solusi baru terkait diversifikasi energi. Dengan menambahkan atau injeksi pembangkit yang bersifat *renewable energy* dengan kapasitas besar, dapat mengurangi jatuh tegangan pada

sistem. Meningkatnya harga tarif dasar listrik (TDL) dapat menghasilkan dampak yang buruk [5].

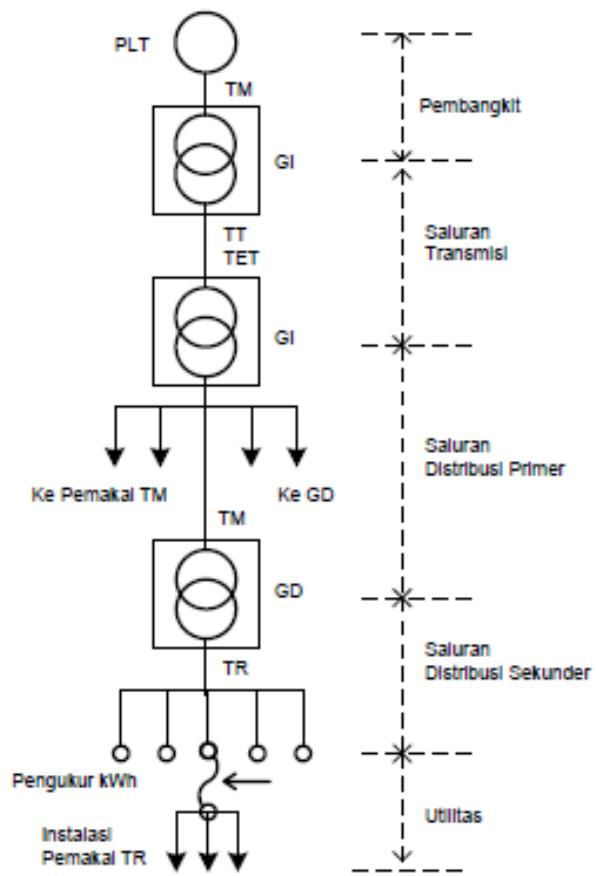
Penelitian ini di lakukan oleh Ervan Hasan Harun Dkk bertujuan untuk melakukan analisis aliran daya pada Sistem Tenaga Listrik 150 kV Gorontalo dalam kondisi normal. Permasalahan penelitian ini dibatasi pada penentuan tegangan, arus, daya aktif dan daya reaktif pada berbagai titik/bus dan saluran. Metode pendekatan aliran daya yang akan digunakan dalam penelitian ini adalah metode *Newton-Rhpson* dengan faktor ketelitian 0,0001 melalui simulasi dengan bantuan *software ETAP 4.0 (Electrical Transient Analyzer Program)*. Simulasi dilakukan pada tiga skenario pembebahan yakni: 1) beban 46%; 2) beban 60%; dan 3) beban 90%. Ketiga skenario disimulasi pada dua kondisi operasi sistem yakni saat sistem Gorontalo *isolated* dan saat sistem Gorontalo *interkoneksi* dengan sistem Minahasa. Hasil simulasi menunjukkan bahwa bus dengan kondisi tegangan normal untuk ketiga skenario saat *isolated* rata-rata 37,5%. Terjadi peningkatan jumlah bus dengan kondisi tegangan normal yakni rata-rata 66,67% ketika sistem Gorontalo *interkoneksi* dengan sistem Minahasa. Untuk kondisi beban skenario 2 dan skenario 3, pembangkit yang ada pada sistem Gorontalo sudah tidak mampu lagi menangani beban. Dari hasil simulasi, daya aktif yang harus dibangkitkan oleh unit pembangkit sudah melebihi daya mampu dan kapasitas terpasang [6].

2.2 Dasar Teori

Pada umumnya sistem tenaga listrik dapat dibagi dalam empat subsistem. Pertama, subsistem pusat pembangkit tenaga listrik, dimana tegangan yang dihasilkan adalah tegangan menengah (TM). Kedua, subsistem transmisi,

merupakan rantai penghubung antara gardu induk penaik tegangan (GI *Step up transformer*) dengan gardu induk penurun tegangan (GI *Step down transformer*) dengan menggunakan tegangan tinggi (TT) atau tegangan ekstra tinggi (TET), karena mempunyai jarak saluran yang jauh dari beban[7]. Ketiga, sub sistem distribusi, berfungsi untuk menghubungkan gardu induk (GI) penurun tegangan (*Step down*) dengan gardu distribusi (transformator distribusi) yang dapat menghubungkan kesemua beban yang terdiri atas subsistem distribusi primer yang menggunakan tegangan menengah (TM) dan subsistem distribusi sekunder yang menggunakan tegangan rendah (TR). Keempat, instalasi pemakai atau utilisasi, yang terdiri atas instalasi pemakaian tegangan menengah dan instalasi tegangan rendah.

Gambar 2.1 memperlihatkan skema suatu sistem tenaga listrik. Kiranya jelas bahwa arah mengalirnya tenaga listrik berawal dari pusat pembangkit tenaga listrik melalui saluran transmisi dan distribusi dan berakhir pada instalasi pemakai yang merupakan unsur utilisasi. Hal ini terlaksana dengan adanya gardu induk (*Substation*), dimana terdiri dari gardu induk (GI) penaik tegangan (*Step up*) dan gardu induk (GI) penurun tegangan (*Step down*) serta ada gardu hubung (GH). Representasi saluran transmisi pada suatu sistem tenaga listrik ditunjukkan pada Gambar 2.1.



Gambar 2.1 Sistem Tenaga Listrik (Kadir, 2006)

Keterangan Gambar 2.1 :

- PTL = Pembangkit tenaga listrik
- GI = Gardu induk
- TT = Tegangan tinggi
- TET = Tegangan ekstra tinggi
- TM = Tegangan menengah
- GD = Gardu distribusi
- TR = Tegangan rendah

2.3 Studi Aliran Daya

Studi aliran daya adalah suatu studi yang dilakukan untuk menghitung tegangan, arus, daya dan faktor daya atau daya reaktif yang terdapat pada berbagai titik dalam suatu jaringan listrik pada keadaan operasi normal. Hal penting yang dapat diperoleh dari studi aliran daya adalah besar dan sudut fasa tegangan setiap

bus, daya aktif dan daya reaktif yang mengalir dalam setiap saluran. Selain itu, analisis aliran daya sangat dibutuhkan untuk mengevaluasi unjuk kerja sistem tenaga, memberikan informasi mengenai beban saluran transmisi, rugi-rugi saluran, dan menganalisis kondisi pembangkitan dan pembebahan. Oleh sebab itu studi aliran daya sangat diperlukan dalam perencanaan serta pengembangan sistem di masa yang akan datang[8].

Pada aliran daya, bus dikelompokan menjadi 3 (tiga) macam, yaitu:

1. *Slack bus* atau *swing bus* atau *bus referensi*.

Besaran yang diketahui dalam *slack bus* adalah V dan δ (sudut phasanya). Selama perhitungan aliran daya, besaran V dan δ akan tetap dan tidak berubah. *Slack bus* berfungsi untuk memenuhi kekurangan daya (rugi-rugi dan beban) seluruhnya, karena rugi-rugi saluran tidak dapat diketahui sebelum perhitungan selesai[9].

2. *Voltage controlled bus* atau *bus generator*.

Pada bus generator yang diketahui adalah besaran P dan V .

3. *Load bus* atau *bus beban*.

Bus beban yang diketahui adalah $P-Q$.

Sehingga pada bus sistem terdapat empat parameter atau besaran yaitu:

1. Daya nyata (*real power*) mempunyai simbol P .
2. Daya semu (*reactive power*) mempunyai simbol Q .
3. Besaran (*magnitude*) tegangan, mempunyai simbol $|V|$.
4. Sudut fasa tegangan, mempunyai simbol δ .

Dari empat parameter di atas, pada tiap bus hanya 2 (dua) macam besaran yang ditentukan

2.3.1 Persamaan Aliran Daya

Persamaan umum untuk arus yang mengalir menuju suatu bus adalah:

$$I_1 = Y_{11}V_1 + Y_{12}V_2 + Y_{13}V_3 + \dots + Y_{1q}V_q$$

$$I_2 = Y_{21}V_1 + Y_{22}V_2 + Y_{23}V_3 + \dots + Y_{2q}V_q$$

$$I_3 = Y_{31}V_1 + Y_{32}V_2 + Y_{33}V_3 + \dots + Y_{3q}V_q$$

$$I_p = Y_{p1}V_1 + Y_{p2}V_2 + Y_{p3}V_3 + \dots + Y_{pq}V_q$$

(2.1)

dapat ditulis dengan persamaan berikut:

$$I_p = \sum_{q=1}^n Y_{pq} V_q \quad p : 1, 2, 3, \dots, n$$

Admitansi dan tegangan dinyatakan dalam bentuk polar, maka:

$$Y_{pq} = |Y_{pq}| \angle \theta_{pq} \quad (2.3)$$

$$V_q = |V_q| \angle \delta_q \quad (2.4)$$

dengan

I_p : arus pada bus p

Y_{pq} : element matriks Y_{bus} yang terkait dengan bus p dan q

V_q : tegangan pada bus q

θ_{pq} : sudut admitansi dari bus p ke bus q

δ_q : sudut phasa tegangan pada bus q

Persamaan unjuk kerja sistem ten

admitansi sebagai berikut:

5

Das ist ein sehr schöner Tag für uns.

Y_{bus} : matrik admitansi bus (Y)

V_{bus} : tegangan bus (V)

Dengan I_{bus} adalah vektor arus bus yang diinjeksikan. Arus positif jika menuju bus dan negatif jika meninggalkan bus. V_{bus} adalah vektor tegangan bus yang diukur dari simpul referensi[10]. Y_{bus} dikenal sebagai matriks admitansi bus. Persamaan (2.1) dapat dinyatakan ke dalam bentuk matriks admitansi sebagai berikut:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \dots \\ I_p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{21} & \dots & Y_{1q} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2q} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ Y_{p1} & Y_{23} & \dots & Y_{pp} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \dots \\ V_q \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

Y_{pp} : element diagonal matriks Y_{bus} pada bus p

I_p : arus pada bus p

Pada studi aliran daya, sistem diasumsikan pada kondisi seimbang dan digunakan pemodelan menggunakan *single phase* serta ada empat variabel yang diperhitungkan pada tiap-tiap bus yaitu *voltage magnitude* $|V|$, (δ) sudut phasa tegangan, *real power* (P), *dan reactive power* (Q).

Daya aktif dan daya reaktif pada bus i adalah

$$P_p - jQ_p = V_p * I_p \quad (2.7)$$

atau

$$I_p = \frac{P_p - jQ_p}{V_p^*} \quad (2.8)$$

dengan :

I_p : arus pada bus p.

V_p : tegangan pada bus p

P_p : daya aktif pada bus p

Q_p : daya reaktif pada bus p

2.3.2 Penyelesaian Aliran Daya dengan *Newton Raphson*

Metode *Newton-Raphson* menggunakan sejumlah persamaan nonlinier untuk menyatakan daya aktif dan reaktif sebagai fungsi dari besar dan sudut *phasa* tegangan[11]. Dengan mensubsitusikan persamaan (2.2) ke dalam persamaan (2.7) diperoleh persamaan:

$$P_p - jQ_p = |V_p| \angle -\delta_p \left(\sum_{q=1}^n |Y_{pq}| |V_q| \angle \theta_{pq} + \delta_q \right) \quad (2.9)$$

atau

$$P_p - jQ_p = \sum_{q=1}^n |V_p| |Y_{pq}| |V_q| \angle (\theta_{pq} + \delta_q - \delta_p) \quad (2.10)$$

Pemisahan bagian nyata dan imajiner, akan diperoleh persamaan daya nyata pada bus p adalah

$$P_p = \sum_{q=1}^n |V_p| |Y_{pq}| |V_q| \cos(\theta_{pq} + \delta_q - \delta_p) \quad (2.11)$$

Persamaan daya reaktif bus p adalah

$$Q_p = - \sum_{q=1}^n |V_p| |Y_{pq}| |V_q| \sin(\theta_{pq} + \delta_q - \delta_p) \quad (2.12)$$

Kedua persamaan non linier P_p dan Q_p ini merupakan persamaan utama dalam analisis aliran daya dengan menggunakan metode *Newton-Raphson* dan rumusan ini menghasilkan dua persamaan nonlinier dalam setiap bus. Daya aktif dan daya reaktif diketahui, besar tegangan dan sudut *phasa* tegangan tidak diketahui untuk semua bus, kecuali pada *slack bus*, dimana besar tegangannya diketahui dan dijaga konstan. Jadi terdapat $2(n-1)$ persamaan yang harus diselesaikan untuk penyelesaian aliran daya.

Dalam bentuk *hybrid*

$$V_p = V_p \angle \delta_p, Y_M = G_M + jB_M \text{ dan } \delta_{pq} = \delta_p - \delta_q \quad (2.13)$$

Dengan mensubsitusikan persamaan (2.13) kedalam persamaan (2.10) maka persamaan daya menjadi:

$$P_p - jQ_p = V_p * I_p = V_p \cdot \sum_{q=1}^n (G_{pq} + jB_{pq}) V_q \angle \delta_q - \delta_p \quad (2.14)$$

Pemisahan bagian nyata dan imajiner, diperoleh persamaan daya aktif pada bus p adalah

$$P_p = \left| V_p \left| \sum_{q=1}^n V_q \right| (G_{pq} \cos \delta_{pq} + B_{pq} \sin \delta_{pq}) \right| \quad (2.15)$$

Persamaan daya reaktif bus p adalah

$$Q_p = \left| V_p \left| \sum_{q=1}^n V_q \right| (G_M \sin \delta_M - B_M \cos \delta_M) \right| \quad (2.16)$$

Dalam penyelesaian iterasi pada metode *Newton Raphson*, nilai dari daya aktif (P_p) dan daya reaktif (Q_p) yang telah dihitung harus dibandingkan dengan nilai yang telah ditetapkan dengan mensubsitusikan persamaan (2.15) sehingga persamaan perubahan daya aktif seperti persamaan (2.18).

$$\Delta P_p = P_p^{diket} - P_p^{hitung} \quad (2.17)$$

$$\Delta P_p = P_p^{diket} - V_p \sum_{q=1}^n V_q (G_{pq} \cos \delta_{pq} + B_{pq} \sin \delta_{pq}) \quad (2.18)$$

$P=1,2,\dots,n$ $p \neq s$ (*slack bus*)

$$\Delta Q_p = P_p^{diket} - P_p^{hitung} \quad (2.19)$$

$$\Delta Q_p = P_p^{diket} - V_p \sum_{q=1}^n V_q (G_{pq} \sin \delta_{pq} - B_{pq} \cos \delta_{pq}) \quad (2.20)$$

$P=1,2,\dots,n$ $p \neq s$ (*slack bus*)

Proses iterasi akan berlangsung sampai terjadi perubahan daya aktif (ΔP_p) dan perubahan daya reaktif (ΔQ_p) telah mencapai nilai konvergen (P) yang telah ditetapkan. Umumnya nilai *konvergen* antara 0,01 sampai 0,0001 (Sulasno, 1993). Matrik *jacobian* terdiri dari turunan parsial dari P dan Q terhadap variabel, besar dan sudut fasa tegangan pada persamaan (2.15) dan (2.16). Besar tegangan, sudut fasa tegangan, daya aktif dan daya reaktif digunakan untuk mendapatkan elemen *jacobian*. Dan akan diperoleh nilai dari perubahan besar tegangan $\Delta|V|/V$ dan perubahan sudut $\Delta\delta$. Adapun bentuk matrik *jacobian* seperti pada persamaan berikut:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_p \\ \Delta Q_p \end{bmatrix}_{(K)} = [H \quad N]_{(K)} \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta|V|/V \end{bmatrix}_{(K)} \quad (2.21)$$

dengan

ΔP_p : perubahan daya aktif (MW)

ΔQ_p : perubahan daya reaktif (Mvar)

$\Delta\delta$: perubahan sudut tegangan

$\Delta|V|/V$: perubahan tegangan (V)

[HNJL] : element matrik *jacobian*

Submatrik H , N , J dan L menunjukkan turunan parsial dari persamaan (2.11) dan (2.12) terhadap nilai $|P|$ dan δ . Dengan mensubsitusikan persamaan (2.14), nilai dari masing-masing elemen matrik *jacobian* adalah sebagai berikut.

Untuk $p \neq q$

$$H_{pq} = \frac{\partial P_p}{\partial \delta_q} = |V_p||V_q| (G_{pq} \sin \delta_{pq} - B_{pq} \cos \delta_{pq}) \quad (2.22)$$

$$N_{pq} = \frac{\partial P_p}{\partial |V_q|} = |V_p|/|V_q| (G_{pq} \sin \delta_{pq} + B_{pq} \cos \delta_{pq}) \quad (2.23)$$

$$J_{pq} = \frac{\partial Q_p}{\partial \delta_q} = -V_p V_q (G_{pq} \cos \delta_{pq} + B_{pq} \sin \delta_{pq}) \quad (2.24)$$

$$L_{pq} = \frac{\partial P_p}{\partial |V_q|} = |V_p|/|V_q| (G_{pq} \sin \delta_{pq} - B_{pq} \cos \delta_{pq}) \quad (2.25)$$

Untuk $p=q$

Persamaan daya aktif :

$$P_p = V_p \sum_{q=1, q \neq p}^n V_q (G_{pq} \cos \delta_{pq} + B_{pq} \sin \delta_{pq}) + V_p^2 G_{pp} \quad (2.26)$$

Persamaan daya reaktif :

$$Q_p = V_p \sum_{q=1, q \neq p}^n V_q (G_{pq} \sin \delta_{pq} - B_{pq} \cos \delta_{pq}) + V_p^2 B_{pp} \quad (2.27)$$

Dengan mensubsitusikan persamaan (2.27) dan (2.18), elemen submatrik jacobiannya adalah sebagai berikut:

$$H_{pp} = \frac{\partial P_p}{\partial \delta_p} = \left| V_p \left| \sum_{q=1, q \neq p}^n V_q \right| \left(-G_{pq} \sin \delta_{pq} - B_{pq} \cos \delta_{pq} \right) \right| = -Q_p \cdot B_{pp} |V_p|^2 \quad (2.28)$$

$$N_{pp} = \left| V_p \right| \frac{\partial P_p}{\partial |V_p|} = \left| V_p \right| \left(\sum_{q=1, q \neq p}^n V_q (G_{pq} \cos \delta_{pq} + B_{pq} \sin \delta_{pq}) \right) + |V_p| (2V_p G_{pp}) = P_p + G_{pp} |V_p|^2 \quad (2.29)$$

$$J_{pp} = \frac{\partial Q_p}{\partial \delta_p} = \left| V_p \left| \sum_{q=1, q \neq p}^n V_q \right| \left(G_{pq} \cos \delta_{pq} + B_{pq} \sin \delta_{pq} \right) \right| = P_p - G_{pp} |V_p|^2 \quad (2.30)$$

$$L_{pp} = V_p \frac{\partial Q_p}{\partial |V_p|} = V_p \sum_{q=1, q \neq p}^n V_q (G_{pq} \sin \delta_{pq} - B_{pq} \cos \delta_{pq}) - 2V_p^2 B_{pp} = Q_p \cdot B_{pp} |V_p|^2 \quad (2.31)$$

Misalkan untuk sebuah sistem daya elektrik terdiri dari 4 bus, dengan bus 1 slack bus dan ketiga bus yang lain adalah bus beban, maka rumusan sistem

persamaan linier untuk analisis aliran daya, dengan metode *Newton-Raphson* dalam bentuk *hibrid* adalah

$$\begin{bmatrix} \Delta P^{(k)} \\ \Delta Q^{(k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H^{(k)} & N^{(k)} \\ J^{(k)} & L^{(k)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta^{(k)} \\ \Delta V^{(k)} \\ V^{(k)} \end{bmatrix} \quad (2.32)$$

dengan

$$\Delta P = \begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \\ \Delta P_4 \end{bmatrix} \quad \Delta Q = \begin{bmatrix} \Delta Q_2 \\ \Delta Q_3 \\ \Delta Q_4 \end{bmatrix}$$

$$\Delta \bar{z} = \begin{bmatrix} \Delta \bar{z}_2 \\ \Delta \bar{z}_3 \\ \Delta \bar{z}_4 \end{bmatrix} \quad \frac{\Delta \bar{z}}{\bar{z}} = \begin{bmatrix} \frac{\Delta \bar{z}_2}{\bar{z}_2} \\ \frac{\Delta \bar{z}_3}{\bar{z}_3} \\ \frac{\Delta \bar{z}_4}{\bar{z}_4} \end{bmatrix} \quad (2.33)$$

dan elemen-elemen sub matrik *jacobian* adalah:

$$\begin{aligned}
 H &= \begin{bmatrix} \bar{c}P_2 \\ \bar{c}\bar{o}_2 \\ \bar{c}P_3 \\ \bar{c}\bar{o}_2 \\ \bar{c}P_4 \\ \bar{c}\bar{o}_2 \end{bmatrix} \quad N = \begin{bmatrix} V_2 \frac{\bar{c}P_2}{\bar{c}V_2} & V_3 \frac{\bar{c}P_2}{\bar{c}V_3} & V_4 \frac{\bar{c}P_2}{\bar{c}V_4} \\ V_2 \frac{\bar{c}P_3}{\bar{c}V_2} & V_3 \frac{\bar{c}P_3}{\bar{c}V_3} & V_4 \frac{\bar{c}P_3}{\bar{c}V_4} \\ V_2 \frac{\bar{c}P_4}{\bar{c}V_2} & V_3 \frac{\bar{c}P_4}{\bar{c}V_3} & V_4 \frac{\bar{c}P_4}{\bar{c}V_4} \end{bmatrix} \\
 J &= \begin{bmatrix} \bar{c}Q_2 \\ \bar{c}\bar{o}_2 \\ \bar{c}Q_3 \\ \bar{c}\bar{o}_2 \\ \bar{c}Q_4 \\ \bar{c}\bar{o}_2 \end{bmatrix} \quad L = \begin{bmatrix} V_2 \frac{\bar{c}Q_2}{\bar{c}V_2} & V_3 \frac{\bar{c}Q_2}{\bar{c}V_3} & V_4 \frac{\bar{c}Q_2}{\bar{c}V_4} \\ V_2 \frac{\bar{c}Q_3}{\bar{c}V_2} & V_3 \frac{\bar{c}Q_3}{\bar{c}V_3} & V_4 \frac{\bar{c}Q_3}{\bar{c}V_4} \\ V_2 \frac{\bar{c}Q_4}{\bar{c}V_2} & V_3 \frac{\bar{c}Q_4}{\bar{c}V_3} & V_4 \frac{\bar{c}Q_4}{\bar{c}V_4} \end{bmatrix}
 \end{aligned} \tag{2.34}$$

Setelah seluruh persamaan diselesaikan, maka nilai dari *magnitude* tegangan dan sudut fasa yang baru dapat diperoleh dengan menambahkan nilai koreksi *magnitude* tegangan dan sudut *phasor* dengan nilai sebelumnya. Persamaan sudut fasa tegangan dan tegangan yang baru seperti pada persamaan berikut:

$$\delta^{(k+1)} = \delta^{(k)} + \Delta \delta^k \quad (2.35)$$

$$|V|^{(k+1)} = |V|^{(k)} + \frac{\Delta V}{V} |V|^{(k)} \quad (2.36)$$

dengan:

$\delta^{(k+1)}$: sudut *phasa* tegangan baru

$\delta^{(k)}$: sudut *phasor* tegangan lama

$\Delta\delta^k$: nilai koreksi sudut *phasor* tegangan

$|V|^{(k+1)}$: tegangan yang baru

$|V|^{(k)}$: tegangan yang lama

$\frac{\Delta V}{V}/V^{(k)}$: nilai koreksi tegangan

proses iterasi akan berhenti jika nilai ϵ sudah terpenuhi.

$$|\Delta|P_p^{(k)}| \leq \epsilon \quad (2.37)$$

$$|\Delta|Q_p^{(k)}| \leq \epsilon \quad (2.38)$$

Arus yang mengalir pada bus p ke q adalah:

$$I_{pq} = (V_p - V_q)y_{pq} + V_p \frac{y'_{pq}}{2} \quad (2.39)$$

dengan:

y_{pq} : admitansi saluran dari p ke q.

y'_{pq} : admitansi *line charging* total.

$V_p \frac{y'_{pq}}{2}$: arus yang mengalir pada bus akibat adanya *line charging* ke tanah.

I_{pq} : arus yang mengalir pada bus p ke q

V_p : tegangan pada bus p

V_q : tegangan pada bus q

Daya yang mengalir dari bus p dan q adalah:

$$S_{pq} = P_{pq} + jQ_{pq} = V_p I_{pq}^* \quad (2.40)$$

dengan:

P_{pq} : daya aktif pada saluran dari bus p ke bus q

Q_{pq} : daya reaktif pada saluran dari bus p ke bus q

Sebaliknya, arus yang mengalir dari bus q ke bus p adalah:

$$I_{qp} = (V_q - V_p)y_{qp} + V_q \frac{y'_{pq}}{2} \quad (2.41)$$

dengan:

y_{qp} : admitansi saluran dari q ke p.

y'_{qp} : admitansi *line charging* total.

$V_q \frac{y'_{pq}}{2}$: arus yang mengalir pada bus akibat adanya *line charging* ke tanah.

I_{qp} : Arus yang mengalir pada bus q ke p

V_p : tegangan pada bus p

V_q : tegangan pada bus q

Daya yang mengalir dari bus q dan p adalah:

$$S_{qp} = P_{qp} + jQ_{qp} = V_q I^*_{Pp} \quad (2.42)$$

dengan :

P_{qp} : daya aktif pada saluran dari bus q ke bus p

Q_{qp} : daya rektif pada saluran dari bus q ke bus p

Rugi-rugi daya pada saluran p-q adalah jumlah aljabar dari persamaan (2.42) dan persamaan (2.24)

sehingga persamaan untuk rugi-rugi daya pada saluran p-q adalah:

$$SL_{pq} = S_{pq} + S_{qp} \quad (2.43)$$

dengan :

SL_{pq} : rugi-rugi daya transmisi (MVA)

S_{pq} : daya yang mengalir dari bus p ke bus q

S_{qp} : daya yang mengalir dari bus q ke bus p

Langkah-langkah yang diperlukan untuk memperoleh tegangan bus dengan menggunakan metode *Newton-Raphson* adalah sebagai berikut:

- 1) Berikan nilai awal besar tegangan dan sudut tegangan untuk semua tegangan bus beban, dan sudut awal bagi semua sudut tegangan bus generator.
- 2) Hitung daya aktif dan daya reaktif dan kurangkan ke daya aktif dan reaktif yang diketahui sehingga diperoleh vektor kolom perubahan daya. Jika semua elemen vektor kolom ini memenuhi ketelitian yang diberikan maka lanjutkan ke langkah 7, jika tidak lanjutkan ke langkah 3.
- 3) Tentukan elemen-elemen matrik *jacobian* dengan menggunakan persamaan (2.32) sampai dengan (2.41).
- 4) Selesaikan persamaan linier pada persamaan (2.32) untuk memperoleh perubahan besar tegangan dan sudut fasanya.
- 5) Perbaiki besar tegangan dan sudut fasa tegangan dengan menggunakan persamaan (2.35) dan (2.36)
- 6) Kembali ke langkah 2 Selesai

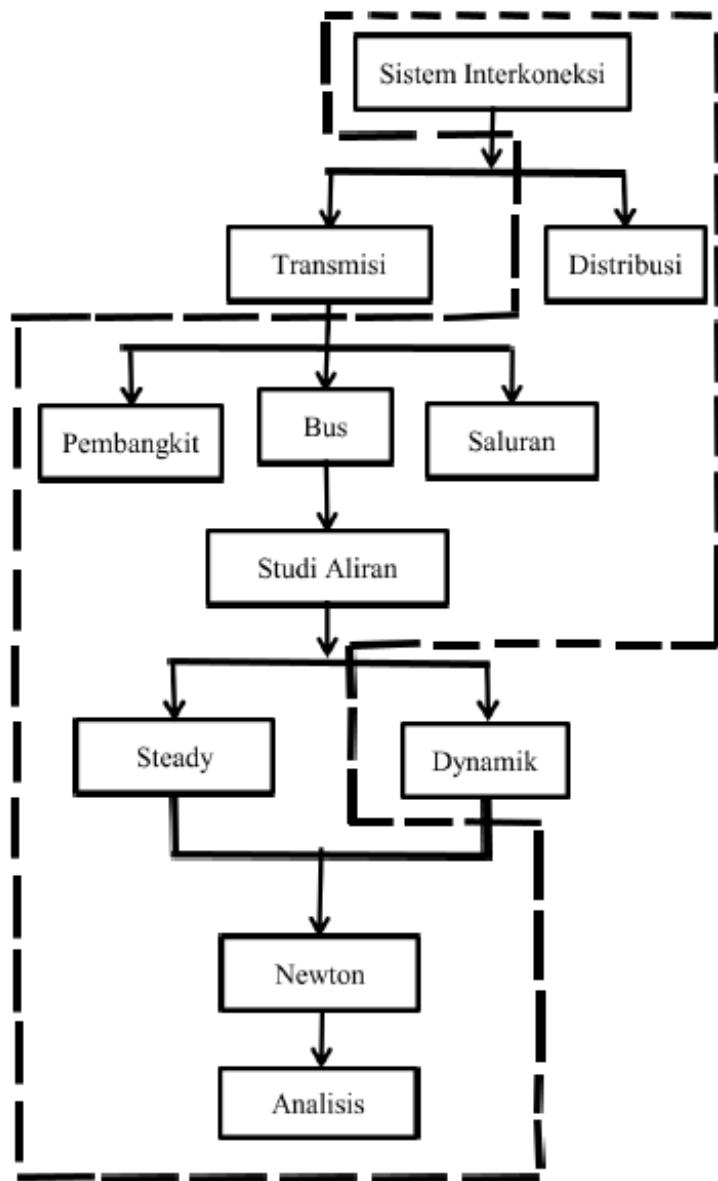
BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Kerangka Konsep

Kerangka penelitian dalam bentuk diagram alir diperlihatkan pada gambar 3.1. Pada diagram alir dijelaskan tentang konsep dari penelitian ini yaitu studi aliran daya pada sistem kelistrikan Gorontalo dengan adanya penambahan pembangkit baru. Daya listrik yang dibangkitkan oleh PLTU Tanjung Karang diinjeksikan ke jaringan melalui Gardu Induk. Pembangkit baru ini akan di injeksikan ke jaringan listrik sistem 150 kV melalui dengan memperhitungkan rugi-rugi daya serta profil tegangan.

Penambahan suplai daya listrik akan mengakibatkan perubahan aliran daya pada sistem maka diperlukan analisa aliran daya (*load flow*) untuk mengetahui perubahan arah aliran daya yang gunanya untuk dapat mengetahui bus dan saluran mana yang mampu dan mana yang kritis sehingga komponen komponen yang kritis dapat di *upgrade* kemampuannya. Jaringan yang dianalisis merupakan jaringan transmisi 150 kV, yang meliputi pembangkit, bus dan saluran, sehingga diperlukan analisa aliran daya (*load flow*) yang menggunakan metoda *Newton-Raphson* dengan bantuan perangkat lunak *Software ETAP 16.0.0* untuk simulasinya.



Gambar 3.1 Diagram Alir kerangka konsep penelitian

3.2 Tempat Dan Waktu Penelitian

Tempat penelitian ini berlokasi di PT. PLN (Persero) Unit Induk Pembangkitan dan Penyaluran Sulawesi, UP3B Minahasa ULTG Gorontalo dan waktu penelitian di laksanakan dari Januari 2022 sampai dengan Mei 2022.

3.3 Tahapan Alur Penelitian

3.3.1 Studi Literatur

Pada tahap ini, penulis melakukan tinjauan pustaka atau pemebelajaran terhadap referensi, jurnal jurnal serta teori teori dasar yang berhubungan dengan aliran daya, profil tegangan dan rugi-rugi daya. Serta memperdalam pengalaman tentang objek yang akan diteliti sebagai latar belakang dari penelitian ini.

3.3.2 Pengumpulan Data

Pengumpulan data terdiri dari dua yaitu data primer dan data sekunder.

a. Data primer

Data yang digunakan dalam penelitian ini adalah data sistem transmisi 150 kV yang terinterkoneksi dengan PLTU Tanjung Karang dengan kapasitas 2×50 MW.

b. Data sekunder

Dalam metode ini di lakukan pencarian sebanyak mungkin literature dari jurnal, buku, maupun dari internet.

Data yang dibutuhkan dalam penelitian ini adalah data yang ada pada sistem transmisi 150 kV. Sumber data yaitu dari PT. PLN (Persero) Unit Induk Pembangkitan dan Penyaluran Sulawesi, UP3B Minahasa ULTG Gorontalo. Adapun data data yang dibutuhkan dalam penelitian ini adalah :

1. Diagram satu garis sistem transmisi 150 kV.
2. Pembangkit yang tersambung dengan sistem transmisi 150 kV, data yang dibutuhkan adalah: rating tegangan (kV), kapasitas daya terpasang (MW) dan daya mampu dari masing masing pembangkit.
3. Trafo terpasang pada system transmisi 150 kV, data yang dibutuhkan adalah: rasio tegangan (kV), rating daya (kVA).

4. Jenis dan panjang penghantar yang digunakan, data yang dibutuhkan adalah impedansi saluran (R,X, dan Y)
5. Bus, data yang dibutuhkan adalah rating kV.

3.3.3 Proses Pengolahan Data

Data data yang di dapatkan dari lapangan masih data mentah. Sebelum dilakukan simulasi, data tersebut masih melalui tahap perhitungan manual untuk mendapatkan nilai parameter sistem yang akan menjadi input pada simulasi dan data beban yang di input yaitu data beban setiap trafo terpasang. Selanjutnya dilakukan simulasi aliran daya pada sistem transmisi 150 kV menggunakan program ETAP 16.0.0 dengan metode *newton raphson*.

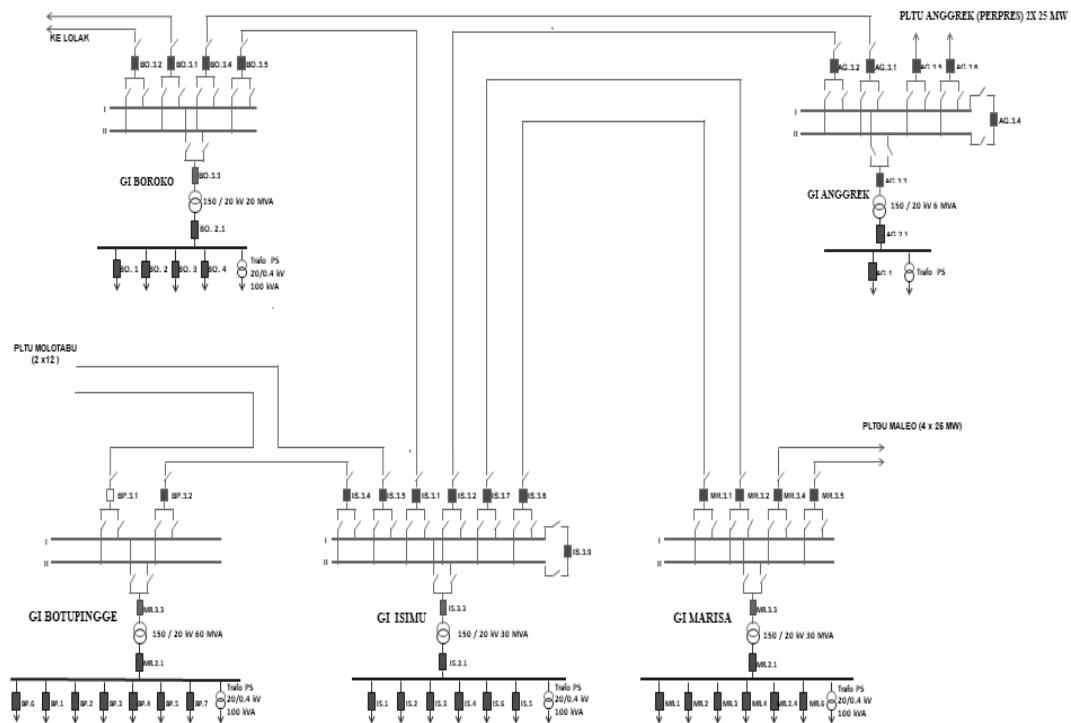
Adapun data yang menjadi input pada simulasi aliran daya menggunakan ETAP 16.0.0 adalah sebagai berikut:

1. Nama Busbar.
2. Tipe Busbar adalah bus referensi, bus beban dan bus pembangkit.
3. Rating tegangan Busbar.
4. Data penghantar pada saluran distribusi.
5. Daya semu, yakni beban yang tersambung pada bus beban (kVA).
6. Daya aktif dalam MW pada setiap bus pembangkit.
7. Dasar MVA yakni 100 MVA dan kV dasar adalah 150 kV.
8. Faktor daya yakni pembangkit 0,8 dan beban 0,9.

3.3.4 Analisa Hasil

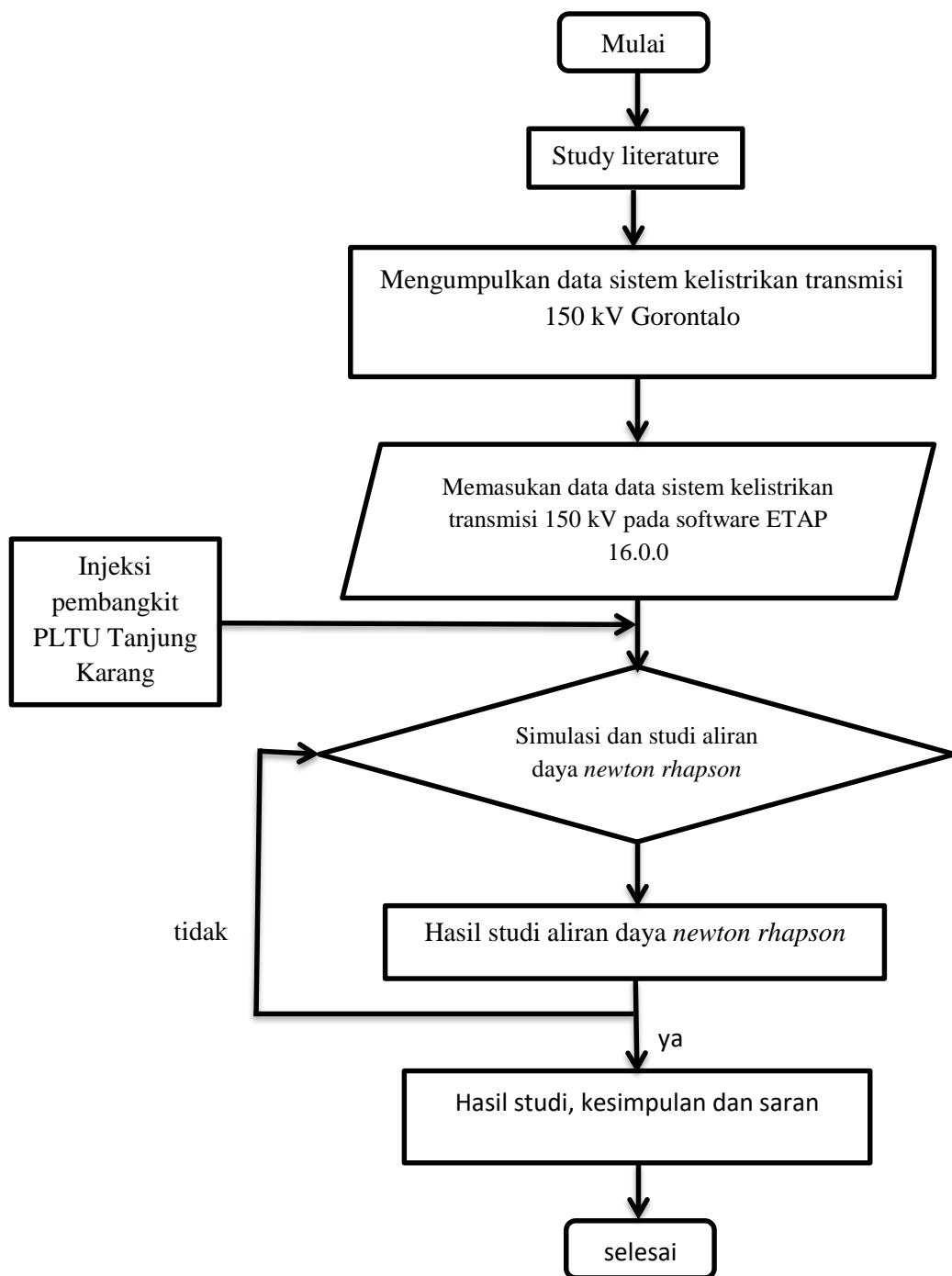
Tahap terakhir adalah melakukan analisa terhadap aliran daya, profil tegangan dan rugi – rugi daya pada sistem transmisi 150 kV sebelum dan setelah masuknya PLTU Tanjung Karang 2 x 50 MW ke sistem.

3.4 Single Line Diagram Subsistem Gorontalo



Gambar 3.2 Single Line Diagram Subsistem Gorontalo

3.5 Flowchart Alur Penelitian



Gambar 3.3 *flowchart* alur penelitian

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

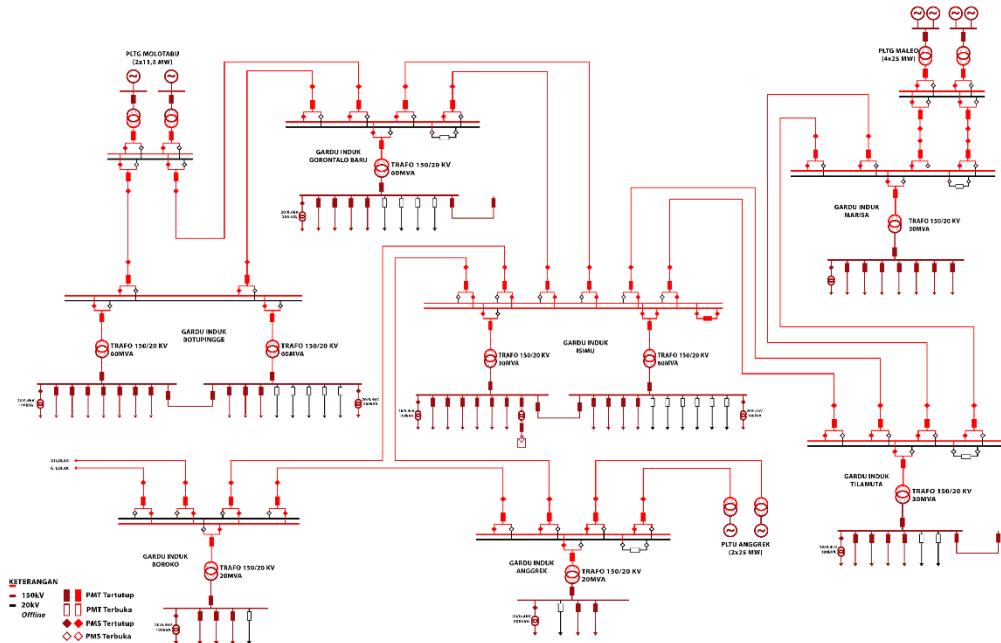
4.1 Sistem Kelistrikan Gorontalo

Sistem Kelistrikan di Gorontalo merupakan satu kesatuan interkoneksi dengan sistem kelistrikan Minahasa melalui saluran transmisi 150 kV. Ada 7 (Tujuh) pusat beban Gardu Induk dan ada 3 (tiga) pusat listrik yang besar yang saling terinterkoneksi melalui Saluran Udara Tegangan Tinggi (SUTT) 150 kV. Disamping itu pada Tahun 2020 telah dibangun 1 (satu) Pembangkit besar yang berlokasi di pinggiran pantai utara Gorontalo, tepatnya di Kecamatan Tomilito Kabupaten Gorontalo Utara. Pada akhir Tahun 2021 pembangkit ini telah dioperasikan dengan mesin unit satunya yaitu sebesar 50 MW.

PLTU Tanjung Karang telah di interkoneksi langsung melalui saluran Transmisi 150 kV ke Gardu Induk Boroko 2 Line, ke Gardu Induk Anggrek 1 Line dan 1 line ke Gardu Induk Isimu. Interkoneksi PLTU Tanjung Karang ini diharapkan dapat membantu kebutuhan energy dan juga dapat memperbaiki profil tegangan dengan memperhitungkan rugi-rugi daya di sistem kelistrikan Gorontalo. Sehingga perlu analisis aliran daya pada kondisi saat ini yaitu sebelum interkoneksi PLTU Tanjung Karang dan sesudah interkoneksi. Dalam analisis aliran daya perlu data system kelistrikan Gorontalo. Adapun data tersebut berupa data Pembangkit listrik, data transformator Gardu induk, beban pada masing-masing Gardu Induk dan data kawat Penghatar. Setelah mendapatkan data sistem selanjutnya menganalisis data sistem tersebut.

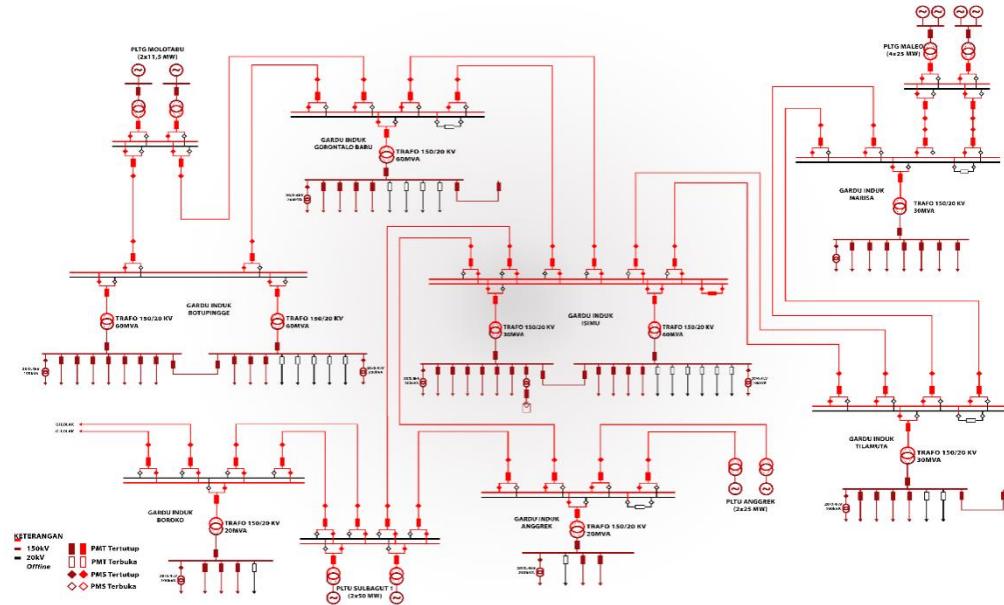
4.2 Analisis Data Sistem

Perolehan data dari lapangan untuk sistem kelistrikan Gorontalo didapat dari ULTG Gorontalo dan UPDK Gorontalo. Data yang diperoleh berupa Gambar *single line diagram*, data pembangkit, data saluran penghantar transmisi, data trafo gardu induk dan data beban penyulang. Gambar single line sistem 150 kV Gorntalo sebelum dan sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang dapat dilihat pada Gambar 4.1 untuk sebelum intekoneksi PLTU Tanjung karang dan Gambar 4.2 sesudah interkoneksi Tanjung Karang.



Gambar 4.1 Single Line Diagram Sebelum Interkoneksi PLTU Tanjung Karang

Dari Gambar 4.1 sebelum interkoneksi PLTU Tanjung Karang terlihat bahwa ada 3 pembangkit listrik yang memberikan supply energi listrik ke beban melalui jaringan transmisi 150 kV.



Gambar 4.2 Single Line Diagram Sesudah Interkoneksi PLTU Tanjung Karang

Dari Gambar 4.2 sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang terlihat bahwa sudah 4 pembangkit listrik yang memberikan supplay energi listrik ke beban melalui jaringan transmisi 150 kV. Data Pembangkit dapat dilihat pada Tabel 4.1

Tabel 4.1 Data Pembangkit

No	Nama Pembangkit	Data Trafo		Data Generator
		Tegangan (step up)	Kapasitas	Daya Terpasang
		(kV)	(MVA)	(MW)
1	PLTU Tanjung Karang #1	150/10.5	75	50
2	PLTU Tanjung Karang #2	150/10.6	75	50
3	PLTG Maleo #1	150/11.5	70	25
4	PLTG Maleo #2	150/11.6		25
5	PLTG Maleo #3	150/11.5	70	25
6	PLTG Maleo #4	150/11.6		25
7	PLTU Anggrek #1	150/11.5	30	25
8	PLTU Anggrek #2	150/11.6	30	25
16	PLTU Molotabu #1	150/6.3	16	12.5
17	PLTU Molotabu #2	150/6.4	16	12.5

Dari Tabel 4.1 data pembangkit listrik terlihat bahwa pembangkit dengan supplay daya terbesar ada pada pembangkit PLTG Maleo dengan memiliki 4 unit mesin generator yang masing masing berkapasitas daya terpasang 4×25 MW. Kemudian dengan adanya interkoneksi Tanjung Karang dengan kapasitas pembangkit 2×50 MW. Namun dari hasil perolehan data bahwa PLTU Molotabu masih dalam tahap perbaikan mesin generator, sehingga yang beroperasi sekarang adalah 1 unit mesin generator dengan supplay daya 10 MW dari total kapsitas daya mesin yang terpasang. Data saluran kawat penghantar Transmisi 150 kV dapat dilihat pada Tabel 4.2.

Tabel 4.2 Data Saluran Penghantar Transmisi 150 kV

No	Transmisi / Jurusan	Penghantar		Impedansi Saluran			
		Panjang (kms)	Jenis	Z_{1-2}		Z_0	
				R	jX	R	jX
1	GI. Isimu – GI. Anggrek	30,652	ACSR 240/40 mm ²	0,12	0,388	0,31	0,717
2	GI. Anggrek – PLTU. Tanjung Karang	39,389	ACSR 240/40 mm ²	0,12	0,388	0,31	0,717
3	GI. Isimu – GI Tilamuta	49,662	ACSR 240/40 mm ²	0,12	0,388	0,31	0,717
4	GI. Boroko – PLTU. Tanjung Karang	33,497	ACSR 240/40 mm ²	0,12	0,388	0,31	0,717
5	GI. Isimu – PLTU. Tanjung Karang	43,15	ACSR 240/40 mm ²	0,12	0,388	0,31	0,717
6	PLTG. Maleo – GI. Marisa	1,467	HAWK 2x240/40 mm ²	0,24	0,42	0,71	0,717
7	GI. Lolak – GI. Boroko	88,662	ACSR 240/40 mm ²	0,12	0,388	0,31	0,717
8	GI. Botupingge – PLTU. Molotabu	20,097	ACSR 240/40 mm ²	0,12	0,388	0,31	0,717
9	GI. Gorontalo Baru – PLTU. Molotabu	19,979	ACSR 240/40 mm ²	0,12	0,388	0,31	0,717
10	GI. Gorontalo Baru – GI Botupingge	13,655	ACSR 240/40 mm ²	0,12	0,388	0,31	0,717
11	GI. Isimu – GI. Gorontalo Baru	25,082	ACSR 240/40 mm ²	0,12	0,388	0,31	0,717
12	GI. Tilamuta – GI. Marisa	60,908	ACSR 240/40 mm ²	0,12	0,388	0,31	0,717

Dari Tabel 4.2 data saluran transmisi terlihat bahwa saluran terpanjang antara GI ada pada GI Tilamuta menuju GI Marisa. Sedangkan saluran terpendek

antara GI ada pada GI Gorontalo Baru (Gobar) menuju GI Botupingge. Sedangkan pembangkit listrik terdekat dengan GI ada pada PLTG Maleo menuju GI Marisa. Adapun data GI dapat dilihat pada Tabel 4.3.

Tabel 4.3 Data Gardu Induk

No	Nama Gardu Induk (GI)	Kapasitas Trafo (MVA)	Penyulang Beban
1	GI Isimu #1	30	3
2	GI Isimu #2	60	6
3	Gardu Induk Boroko	20	3
4	Gardu Induk Marisa	30	6
5	GI Botupingge #1	60	7
6	GI Botupingge #2	60	3
7	GI Anggrek	20	3
8	GI Gorontalo Baru	60	7
9	GI Tilamuta	30	4

Dari Tabel 4.3 data Gardu Induk (GI) terlihat bahwa GI Botupingge dan GI Isimu terdapat 2 unit transformator daya dengan kapasitas trafo terbesar terdapat pada GI Botupingge, hal ini dikarenakan pusat beban yang dilayani terbesar ada pada GI tersebut. Sedangkan GI Isimu merupakan GI sentral dari sistem transmisi 150 kV Gorontalo yang memiliki banyak percabangan dari penghantar dan merupakan pusat beban yang besar dari pusat beban yang ada di GI Botupingge. Adapun beban pada masing-masing Gardu Induk (GI) dapat dilihat pada Tabel 4.4.

Tabel 4.4 Data Beban Penyulang Beban GI

No	Gardu Induk (GI)	Beban Penyulang (MVA)
1	Isimu (IS)	23,36
2	Botupingge (BP)	44,43
3	Tilamuta (TA)	9,38
4	Anggrek (AG)	13,04

5	Marisa (MR)	27,96
6	Boroko (BK)	5,54
7	Gobar (GB)	26,88
Jumlah Keseluruhan		150,59

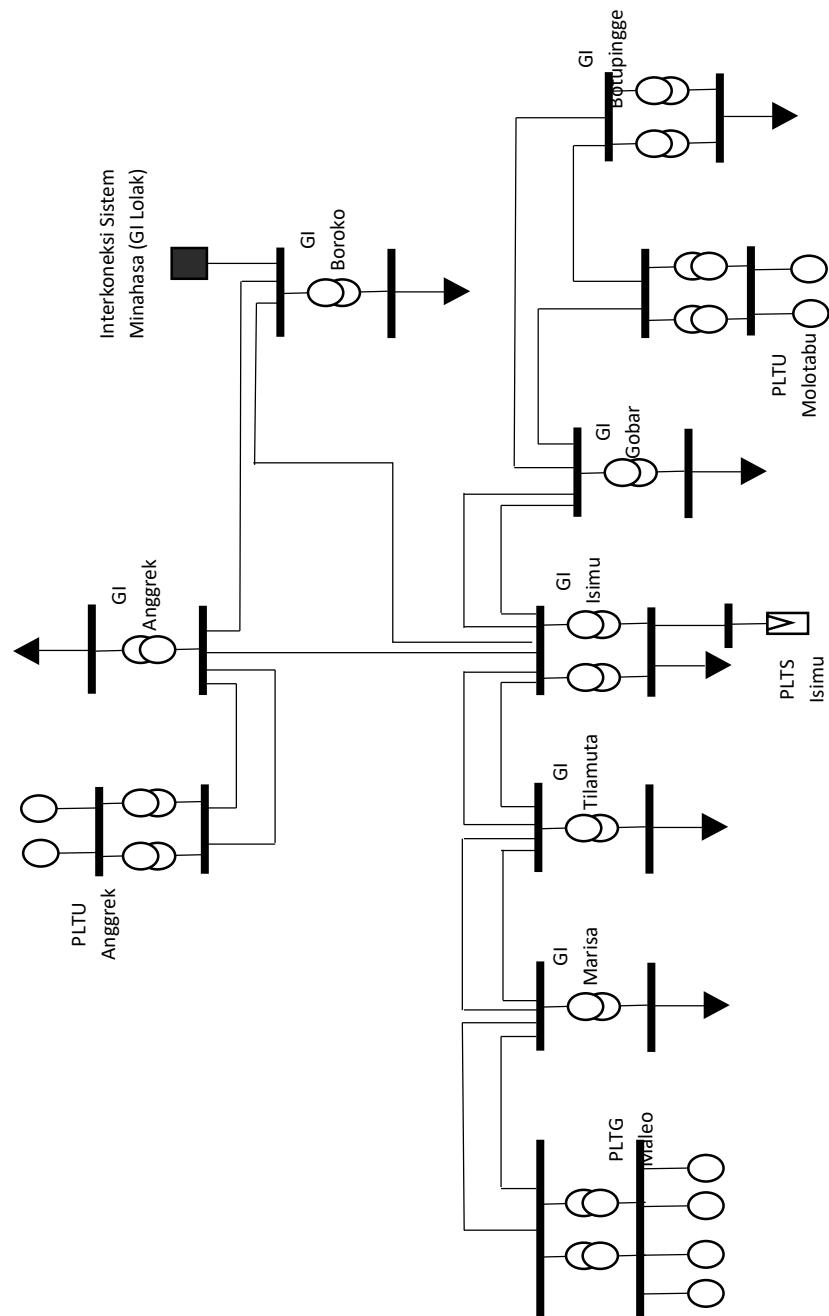
Dari Tabel 4.4 beban penyulang masing-masing GI terlihat bahwa beban terbesar terdapat pada GI Botupingge. Hal ini dikarenakan bahwa GI Botupingge melayani beban konsumen listrik dari Kota Gorontalo, Bone Bolango dan Sebagian Kabupaten Gorontalo. Sedangkan beban penyulang terkecil ada pada GI Boroko.

Beberapa data yang diperoleh terlebih dahulu dikonversi untuk diinput pada simulasi permodelan sistem. Setelah memperoleh hasil dari pengolahan data, sistem dimodelkan dengan menggunakan bantuan software ETAP 19.0.1. Kemudian dilakukan input data untuk melakukan simulasinya. Setelah penginputan data dilakukan simulasasi, maka didapat hasilnya dan kemudian hasilnya dianalisis. Hasil dari simulasasi hasil aliran daya berupa tegangan pada setiap bus sistem, aliran beban dan rugi-rugi daya sistem.

4.3 Simulasi dan Pembahasan

4.3.1 Tegangan Bus Sebelum Interkoneksi PLTU Tanjung Karang

Simulasi aliran daya (power flow), pertama-tama system dimodelkan sesuai dengan *single line* system Gorontalo sebelum interkoneksi PLTU Tanjung Karang. Setelah system dimodelkan, selanjutnya dilakukan penginputan data dari masing-masing parameter sesuai dengan hasil pengolahan data dan referensi system. Penginputan data pembangkit, slack bus, transformator, penghantar dan beban kedalam software ETAP 19.0.1. Gambar permodelan sebelum interkoneksi terlihat pada Gambar 4.3



Gambar 4.3 Permodelan Sebelum Interkoneksi PLTU Tanjung Karang

Setelah penginputan data, dilakukan simulasi dan kemudian dilihat hasil tegangan pada masing-masing bus sistem, aliran beban dan rugi-rugi daya secara

keseluruhan sistem kelistrikan Gorontalo. Setelah didapatkan hasil tegangan pada setiap masing-masing bus maka dilakukan analisis tegangan.

Hasil dari simulasi tegangan sebelum interkoneksi PLTU Tanjung Karang ditunjukkan pada Tabel 4.5.

Tabel 4.5 Hasil Simulasi Tegangan Sebelum Interkoneksi PLTU Tanjung Karang

ID	Tegangan	
	kV	%
GI AG 20	18,94	94,70%
GI AG 150	147,49	98,33%
GI BK 20	19,68	98,40%
GI BK 150	150	100,00%
GI BP 20	18,71	93,55%
GI BP 150	143,93	95,95%
GI GB 20	18,69	93,45%
GI GB 150	144,66	96,44%
GI IS 20	19,11	95,55%
GI IS 150	145,93	97,29%
GI MR 20	18,41	92,05%
GI MR 150	147,43	98,29%
GI TA 20	19,12	95,60%
GI TA 150	146,57	97,71%
PLTU Anggrek	147,51	98,34%
PLTG Maleo	147,49	98,33%
PLTU Molotabu	144,74	96,49%

Pada Tabel 4.5 terlihat bahwa hasil simulasi tegangan sebelum interkoneksi PLTU Tanjung Karang pada sisi transmisi 150 kV yang tertinggi terdapat pada bus PLTU Anggrek sebesar 98,34 % dan bus GI Anggrek adalah sebesar 98,33% sedangkan tegangan terendah terdapat pada GI Botupingge yaitu 95,95%. Pada sisi 20 kV tegangan tertinggi terdapat pada GI Boroko sebesar 98,40% sedangkan tegangan terendah terdapat pada GI Marisa yaitu 92,05%. Hal ini menandakan bahwa tegangan yang ada pada masing-masing bus GI baik sisi 150 kV maupun

dari sisi 20 kV masih dalam batas standar SPLN yaitu 110% (+ 10 %) dan 90% (– 10%).

4.3.2 Aliran Beban Sebelum Interkoneksi PLTU Tanjung Karang

Hasil simulasi aliran beban sebelum interkoneksi PLTU Tanjung Karang dengan menggunakan metode Newton-Raphson dapat dilihat pada Tabel 4.6.

Tabel 4.6 Hasil Simulasi Aliran Beban Sebelum Interkoneksi
PLTU Tanjung Karang

ID		Load Flow	
From	To	MW	Mvar
GI BK	GI AG	24,34	4,49
GI BK	GI IS	30,35	7,12
GI IS	GI TA	1,98	2,52
GI IS	GI GB	20,11	10,09
GI IS	GI AG	24,73	8,46
GI TA	GI MR	5,67	1,17
GI GB	GI BP	19,85	11,41
PLTU Molotabu	GI BP	13,31	8,98
PLTU Molotabu	GI GB	0,19	0,95
PLTG Maleo	GI MR	15,77	8,64
PLTU Anggrek	GI AG	5,32	3,75

Dari Tabel 4.6 terlihat bahwa hasil simulasi aliran beban sebelum interkoneksi PLTU Tanjung Karang terbesar terdapat pada bus GI Boroko menuju GI Isimu yaitu daya aktif sebesar 30,35 MW dan daya reaktif sebesar 4,49 MVar. Sedangkan aliran beban terendah terdapat pada bus GI Isimu menuju GI Tilamuta yaitu daya aktif sebesar 1.98 MW dan daya reaktif yaitu sebesar 2,52 MVar. Supplay daya terbesar terdapat pada PLTG Maleo ke GI Marisa, sedangkan supplay daya terkecil terdapat pada PLTU Molotabu ke GI Gorontalo Baru (Gobar).

4.3.3 Rugi-rugi Daya sebelum interkoneksi PLTU Tanjung Karang

Hasil simulasi rugi-rugi daya sebelum interkoneksi PLTU Tanjung Karang dapat dilihat pada Tabel 4.7.

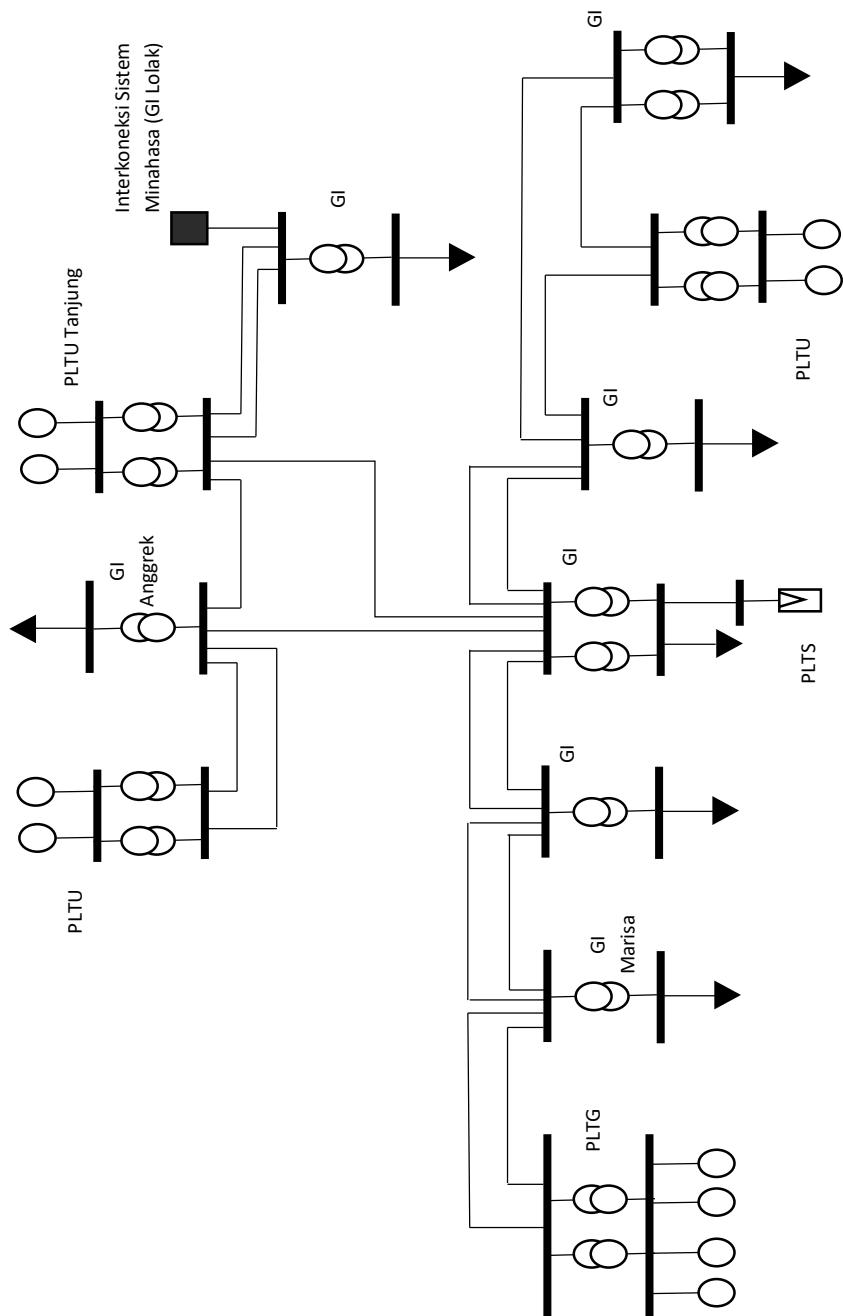
Tabel 4.7 Hasil Simulasi Rugi-rugi Daya Sebelum Interkoneksi PLTU Tanjung Karang

ID	Daya	
	MW	Mvar
Total Pembangkit	114,642	51,767
Total Beban	113,047	70,06
Rugi-rugi Daya	1,595	-18,294
Persentase	1,4%	-35,3%

Dari Tabel 4.7 terlihat bahwa hasil simulasi rugi-rugi daya total sebelum interkoneksi PLTU Tanjung Karang menggunakan metode Newton-Raphson untuk daya aktif adalah sebesar 1,595 MW dan untuk daya reaktif sebesar -18,294 MVar. Sedangkan perbandingan persentase rugi-rugi daya total dengan pembangkitan total adalah untuk daya aktif sebesar 1,4 % dan daya reaktif sebesar -35,3%.

4.3.4 Tegangan Bus Sesudah Interkoneksi PLTU Tanjung Karang

Dalam simulasi analisa aliran daya menggunakan metode Newton-Raphson, sistem dimodelkan sesuai dengan diagram satu garis system Gorontalo 150 kV dengan menginterkoneksi PLTU Tanjung Karang. Titik lokasi pembangunan PLTU Tanjung Karang terletak pada Kecamatan Tomilito, Kabupaten Gorontalo Utara. Geografis jaringan transmisi untuk interkoneksi PLTU Tanjung Karang yaitu berada di antara GI Boroko dan GI Isimu serta GI Anggrek. Model jaringgannya menggunakan model phi dengan 4 line out put yaitu 1 line menuju GI Isimu, 1 line menuju ke GI Anggrek dan 2 line menuju GI Boroko. Gambar permodelan sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang dapat dilihat pada Gambar 4.4.



Gambar 4.4 Permodelan Sistem Sesudah Interkoneksi Tanjung Karang

Setelah system dimodelkan, selanjutnya dilakukan penginputan data dari masing-masing parameter sesuai dengan hasil pengolahan data dan referensi system. Hasil simulasi tegangan sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang merupakan hasil tegangan pada setiap bus Gardu Induk di sisi 150 kV dan 20 kV.

Hasil simulasi tegangan sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang dapat dilihat pada Tabel 4.8.

Tabel 4.8 Hasil Simulasi Tegangan Sesudah Interkoneksi PLTU Tanjung Karang

ID	Tegangan	
	kV	%
GI AG 20	18,93	94,65%
GI AG 150	147,41	98,27%
GI BK 20	19,68	98,40%
GI BK 150	150	100,00%
GI BP 20	18,71	93,55%
GI BP 150	144,01	96,01%
GI GB 20	18,71	93,55%
GI GB 150	144,74	96,49%
GI IS 20	19,12	95,60%
GI IS 150	146,02	97,35%
GI MR 20	18,41	92,05%
GI MR 150	147,48	98,32%
GI TA 20	19,13	95,65%
GI TA 150	146,64	97,76%
PLTU Anggrek	147,42	98,28%
PLTG Maleo	147,54	98,36%
PLTU Molotabu	144,82	96,55%
PLTU Tanjung Karang	148,82	99,21%

Pada Tabel 4.8 terlihat bahwa hasil simulasi tegangan sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang pada sisi transmisi 150 kV yang tertinggi terdapat pada bus PLTU Tanjung Karang sebesar 99,21% dan GI Marisa sebesar 98,32%, sedangkan tegangan terendah terdapat pada GI Botupingge yaitu 96,01%. Pada sisi 20 kV tegangan tertinggi terdapat pada bus GI Boroko sebesar 98,40% sedangkan tegangan terendah terdapat pada bus GI Marisa yaitu 92,05%. Hal ini menandakan bahwa tegangan yang ada pada masing-masing bus GI masih dalam batas standar SPLN yaitu 110% (+ 10 %) dan 90% (- 10%).

4.3.5 Aliran Daya Sesudah Interkoneksi PLTU Tanjung Karang

Hasil simulasi aliran beban sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang dengan menggunakan metode Newton-Raphson dapat dilihat pada Tabel 4.9.

Tabel 4.9 Hasil Simulasi Aliran Beban Sesudah Interkoneksi PLTU Tanjung Karang

ID		Load Flow	
From	To	MW	Mvar
GI IS	GI TA	2,04	2,35
GI IS	GI GB	20,11	10,2
GI IS	GI AG	21,37	7,59
GI TA	GI MR	5,67	1,17
GI GB	GI BP	20,02	13,7
PLTU Molotabu	GI BP	13,36	8,93
PLTU Molotabu	GI GB	-0,14	0,84
PLTG Maleo	GI MR	15,83	8,47
PLTU Anggrek	GI AG	5,79	3,86
PLTU Tanjung Karang	GI BK	23,09	3,09
PLTU Tanjung Karang	GI AG	19,89	4,39
PLTU Tanjung Karang	GI IS	33,41	10,11

Dari Tabel 4.9 terlihat bahwa hasil simulasi aliran beban sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang terbesar terdapat pada bus GI Isimu menuju GI Anggrek yaitu daya aktif sebesar 21,37 MW dan daya reaktif sebesar 7,59 MVar. Sedangkan aliran beban terendah terdapat pada bus GI Isimu menuju GI Tilamuta yaitu daya aktif sebesar 2,04 MW dan daya reaktif yaitu sebesar 2,35 MVar. Supplay daya terbesar terdapat pada PLTU Tanjung Karang ke GI Isimu dan supplay daya terkecil terdapat pada PLTU Anggrek ke GI Anggrek, sedangkan PLTU Molotabu mengalami kekurangan supplay daya ke GI Gobar.

4.3.6 Rugi-rugi Daya sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang

Hasil simulasi rugi-rugi daya sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang dapat dilihat pada Tabel 4.9.

**Tabel 4.9 Hasil Simulasi Rugi-rugi Daya Sesudah Interkoneksi
PLTU Tanjung Karang**

ID	Daya	
	MW	Mvar
Total Pembangkit	114,678	50,69
Total Beban	113,139	70,12
Rugi-rugi Daya	1,539	-19,427
Persentase	1,3%	-38,3%

Dari Tabel 4.9 terlihat bahwa hasil simulasi rugi-rugi daya total sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang menggunakan metode Newton-Rapson untuk daya aktif adalah sebesar 1,539 MW dan untuk daya reaktif sebesar -19,427 MVar. Sedangkan perbandingan persentase rugi-rugi daya total dengan pembangkitan total adalah untuk daya aktif sebesar 1,3 % dan daya reaktif sebesar -38,3%.

4.3.7 Perbandingan Tegangan Bus Sebelum dan sesudah Interkoneksi PLTU Tanjung Karang

Perbandingan hasil simulasi tegangan sebelum dan sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang dapat terlihat pada Tabel 4.10 berupa Tabel perbandingan hasil simulasi tegangan pada setiap bus.

Tabel 4.10 Perbandingan Hasil Simulasi Tegangan

ID	Sebelum		Sesudah	
	kV	%	kV	%
GI AG 20	18,94	94,70%	18,93	94,65%
GI AG 150	147,49	98,33%	147,41	98,27%
GI BK 20	19,68	98,40%	19,68	98,40%
GI BK 150	150	100,00%	150	100,00%
GI BP 20	18,71	93,55%	18,71	93,55%
GI BP 150	143,93	95,95%	144,01	96,01%
GI GB 20	18,69	93,45%	18,71	93,55%
GI GB 150	144,66	96,44%	144,74	96,49%
GI IS 20	19,11	95,55%	19,12	95,60%

GI IS 150	145,93	97,29%	146,02	97,35%
GI MR 20	18,41	92,05%	18,41	92,05%
GI MR 150	147,43	98,29%	147,48	98,32%
GI TA 20	19,12	95,60%	19,13	95,65%
GI TA 150	146,57	97,71%	146,64	97,76%
PLTU Anggrek	147,51	98,34%	147,42	98,28%
PLTG Maleo	147,49	98,33%	147,54	98,36%
PLTU Molotabu	144,74	96,49%	144,82	96,55%
PLTU Tanjung Karang	-	-	148,82	99,21%

Tabel 4.10 terlihat bahwa perbandingan hasil simulasi tegangan sebelum dan sesudah interkoneksi PLTU Tanjung karang dengan menggunakan metode Newton Raphson, yakni sebelum interkoneksi tegangan yang berada pada bus GI Isimu 150 kV adalah sebesar 97,29%. Setelah interkoneksi dari PLTU Tanjung Karang maka tegangan yang ada pada bus GI Isimu 150 kV naik menjadi 97,35%. Sama halnya dengan bus GI lainnya yang terdapat kenaikan tegangan dari sebelum interkoneksi dan sesudah Interkoneksi PLTU Tanjung Karang. Rata- rata kenaikan tegangan pada bus GI pada sisi 150 kV adalah sebesar 0,03 % sedangkan pada sisi 20 kV adalah sebesar 0,02 %. Dengan adanya interkoneksi PLTU Tanjung Karang pada sistem kelistrikan di Gorontalo dapat memberikan pengaruh terhadap profil tegangan. Pengaruhnya adalah berupa kenaikan tegangan rata-rata pada setiap bus GI. Sehingga membuat tegangan pada setiap bus sistem kelistrikan di Gorontalo menjadi lebih baik dan masih dalam batas-batas yang diizinkan menurut standar SPLN yaitu 110 % (+ 10 %) dan 90 % (- 10%).

4.3.8 Perbandingan Aliran Daya Sebelum dan sesudah Interkoneksi PLTU Tanjung Karang

Perbandingan hasil simulasi aliran beban sebelum dan sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang dapat terlihat pada Tabel 4.11.

Tabel 4.11 Perbandingan Aliran Daya

ID		Load Flow sebelum		Load Flow sesudah	
From	To	MW	Mvar	MW	Mvar
GI BK	GI AG	24,34	4,49	-	-
GI BK	GI IS	30,35	7,12	-	-
GI IS	GI TA	1,98	2,52	2,04	2,35
GI IS	GI GB	20,11	10,09	20,11	10,2
GI IS	GI AG	24,73	8,46	21,37	7,59
GI TA	GI MR	5,67	1,17	5,67	1,17
GI GB	GI BP	19,85	11,41	20,02	13,7
PLTU Molotabu	GI BP	13,31	8,98	13,36	8,93
PLTU Molotabu	GI GB	0,19	0,95	-0,14	0,84
PLTG Maleo	GI MR	15,77	8,64	15,83	8,47
PLTU Anggrek	GI AG	5,32	3,75	5,79	3,86
PLTU Tanjung Karang	GI BK	-	-	23,09	3,09
PLTU Tanjung Karang	GI AG	-	-	19,89	4,39
PLTU Tanjung Karang	GI IS	-	-	33,41	10,11

Tabel 4.11 terlihat bahwa hasil perbandingan simulasi aliran beban sebelum dan sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang dengan menggunakan metode Newton Raphson yakni aliran beban sebelum interkoneksi dari bus GI Isimu menuju GI Gorontalo Baru untuk daya aktif adalah sebesar 20,11 MW dan untuk daya reaktif adalah 10,09 MVar. Sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang maka aliran beban dari GI Isimu menuju GI Gorontalo Baru untuk daya aktif adalah sebesar 20,11 MW dan untuk daya reaktif adalah 10,02 MVar. Terlihat terjadi penurunan aliran beban untuk daya reaktif dari GI Isimu menuju GI Gorontalo Baru dan untuk aliran beban daya aktif tidak mengalami perubahan aliran daya. Hal tersebut terjadi hampir pada setiap aliran beban antar bus GI. Sedangkan aliran

beban dari GI Isimu menuju GI Anggrek untuk daya aktif mengalami penurunan yaitu sebelum interkoneksi adalah 24,73 MW dan sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang menjadi 21,37 MW sedangkan daya reaktif mengalami penurunan dari 8,46 MVar menjadi 7,59 MVar. Hal ini disebabkan karena GI Isimu dan GI Anggrek yang merupakan titik interkoneksi dari PLTU Tanjung Karang, sehingga memperlihatkan adanya penurunan aliran beban daya aktif terhadap GI Isimu menuju GI Anggrek.

4.3.9 Perbandingan Rugi-rugi Daya Sebelum dan sesudah Interkoneksi PLTU Tanjung Karang

Perbandingan rugi-rugi daya sebelum dan sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang, dapat terlihat pada Tabel 4.12.

Tabel 4.12 Perbandingan Rugi-rugi Daya

ID	Rugi-rugi Daya sebelum		Rugi-tugi Daya sesudah	
	MW	Mvar	MW	Mvar
Total Pembangkit	114,642	51,767	114,678	50,69
Total Beban	113,047	70,06	113,139	70,12
Rugi-rugi Daya	1,595	-18,294	1,539	-19,427
Persentase	1,4%	-35,3%	1,3%	-38,3%

Tabel 4.12 terlihat bahwa perbandingan hasil simulasi rugi-rugi daya sebelum dan sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang dengan menggunakan metode Newton Raphson yakni sebelum interkoneksi untuk daya aktif sebesar 1,595 MW dan daya reaktif sebesar -18,294 MVar. Sesudah interkoneksi PLTU Tanjung karang rugi-rugi daya untuk daya aktif adalah sebesar 1,539 MW dan untuk daya reaktif sebesar -19,427 MVar. Terjadi penurunan rugi-rugi daya untuk daya aktif sebesar 56 kW dan daya reaktif sebesar 1,133 MVar. Sedangkan

perbandingan persentase rugi-rugi daya sebelum dan setelah interkoneksi PLTU Tanjung Karang untuk daya aktif adalah sebesar 0,05 % dan daya reaktif 2,99 %. Dengan adanya interkoneksi PLTU Tanjung Karang ke dalam sistem kelistrikan Gorontalo 150 kV, maka memberikan pengaruh terhadap sistem kelistrikan di Gorontalo dengan meminimalisir rugi-rugi daya, sehingga memberikan performance sistem kelistrikan Gorontalo yang lebih baik.

4.3.10 Tegangan Bus Setelah Peningkatan Beban di Tahun 2023

Hasil simulasi tegangan sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang setelah adanya proyeksi peningkatan beban di Tahun 2023 dengan persentase kenaikan beban rata-rata 5% setiap Tahunnya berdasarkan RUPTL 2021-2027.

Hasil simulasi tegangan pada setiap bus dapat dilihat pada Tabel 4.13

Tabel 4.13 Hasil Simulasi Tegangan Setelah Peningkatan Beban Tahun 2023

ID	Tegangan	
	kV	%
GI AG 20	18,78	93,90%
GI AG 150	147,05	98,03%
GI BK 20	19,64	98,20%
GI BK 150	150	100,00%
GI BP 20	18,53	92,65%
GI BP 150	143,11	95,41%
GI GB 20	18,52	92,60%
GI GB 150	143,94	95,96%
GI IS 20	18,99	94,95%
GI IS 150	145,41	96,94%
GI MR 20	18,18	90,90%
GI MR 150	147,01	98,01%
GI TA 20	18,99	94,95%
GI TA 150	146,05	97,37%
PLTU Anggrek	147,06	98,04%
PLTG Maleo	147,07	98,05%
PLTU Molotabu	144,02	96,01%
PLTU Tanjung Karang	148,79	99,19%

Pada Tabel 4.13 terlihat bahwa hasil simulasi tegangan setelah adanya proyeksi peningkatan beban di Tahun 2023 pada sisi transmisi 150 kV yang tertinggi terdapat pada bus PLTU Tanjung Karang sebesar 99,19% dan GI Anggrek sebesar 98,03%, sedangkan tegangan terendah terdapat pada GI Botupingge yaitu 95,41%. Pada sisi 20 kV tegangan tertinggi terdapat pada bus GI Boroko sebesar 98,20% sedangkan tegangan terendah terdapat pada bus GI Marisa yaitu 90,90%. Hal ini menandakan bahwa tegangan yang ada pada masing-masing bus GI masih dalam batas standar SPLN yaitu 110% (+ 10 %) dan 90% (- 10%).

4.3.11 Rugi-rugi Daya Setelah Peningkatan Beban (Tahun 2023)

Hasil simulasi rugi-rugi daya setelah adanya peningkatan beban di Tahun 2023 dapat dilihat pada Tabel 4.14.

Tabel 4.14 Hasil Simulasi Rugi-rugi Daya Setelah Peningkatan Beban 2023

ID	Daya	
	MW	Mvar
Total Pembangkit	128,4	62,784
Total Beban	126,461	78,373
Rugi-rugi Daya	1,94	-15,589
Persentase	1,5%	-24,8%

Tabel 4.14 terlihat bahwa hasil simulasi rugi-rugi daya total sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang dengan peningkatan beban Tahun 2023 untuk daya aktif adalah sebesar 1,94 MW dan untuk daya reaktif sebesar -15,89 MVar. Sedangkan perbandingan persentase rugi-rugi daya total dengan pembangkitan total adalah untuk daya aktif sebesar 1,5 % dan daya reaktif sebesar -24,8%.

4.3.12 Tegangan Bus Setelah Peningkatan Beban Tahun 2024

Hasil simulasi tegangan sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang setelah adanya proyeksi peningkatan beban di Tahun 2024 dengan persentase kenaikan beban rata-rata 5% setiap Tahunnya berdasarkan RUPTL 2021-2027. Hasil simulasi tegangan pada setiap bus dapat dilihat pada Tabel 4.15

Tabel 4.15 Hasil Simulasi Tegangan Setelah Peningkatan Beban Tahun 2024

ID	Tegangan	
	kV	%
GI AG 20	18,72	93,60%
GI AG 150	146,86	97,91%
GI BK 20	19,62	98,10%
GI BK 150	150	100,00%
GI BP 20	18,46	92,30%
GI BP 150	142,73	95,15%
GI GB 20	18,45	92,25%
GI GB 150	143,59	95,73%
GI IS 20	18,94	94,70%
GI IS 150	145,13	96,75%
GI MR 20	18,09	90,45%
GI MR 150	146,8	97,87%
GI TA 20	18,94	94,70%
GI TA 150	145,79	97,19%
PLTU Anggrek	146,88	97,92%
PLTG Maleo	146,87	97,91%
PLTU Molotabu	143,68	95,79%
PLTU Tanjung Karang	148,71	99,14%

Pada Tabel 4.15 terlihat bahwa hasil simulasi tegangan setelah adanya proyeksi peningkatan beban di Tahun 2024 pada sisi transmisi 150 kV yang tertinggi terdapat pada bus PLTU Tanjung Karang sebesar 99,14% dan GI Marisa sebesar 97,87%, sedangkan tegangan terendah terdapat pada GI Botupingge yaitu 95,15%. Pada sisi 20 kV tegangan tertinggi terdapat pada bus GI Boroko sebesar 98,10% sedangkan tegangan terendah terdapat pada bus GI Marisa yaitu 90,45%. Hal ini menandakan bahwa tegangan yang ada pada masing-Q

AAZAmasing bus GI masih dalam batas standar SPLN yaitu 110% (+ 10 %) dan 90% (- 10%)

4.3.13 Rugi-rugi Daya Setelah Peningkatan Beban Tahun 2024

Hasil simulasi rugi-rugi daya setelah adanya peningkatan beban di Tahun 2024 dapat dilihat pada Tabel 4.16.

Tabel 4.16 Hasil Simulasi Rugi-rugi Daya Setelah Peningkatan Beban 2024

ID	Daya	
	MW	Mvar
Total Pembangkit	133,55	67,503
Total Beban	131,43	81,453
Rugi-rugi Daya	2,12	-13,95
Persentase	1,6%	-20,7%

Tabel 4.16 terlihat bahwa hasil simulasi rugi-rugi daya total sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang dengan adanya peningkatan beban Tahun 2024 untuk daya aktif adalah sebesar 2,12 MW dan untuk daya reaktif sebesar -13,95 MVar. Sedangkan perbandingan persentase rugi-rugi daya total dengan pembangkitan total adalah untuk daya aktif sebesar 1,6 % dan daya reaktif sebesar -20,7%.

4.3.14 Tegangan Bus Setelah Peningkatan Beban Tahun 2025

Hasil simulasi tegangan sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang setelah adanya proyeksi peningkatan beban di Tahun 2025 dengan persentase kenaikan beban rata-rata 5% setiap Tahunnya berdasarkan RUPTL 2021-2027.

Hasil simulasi tegangan pada setiap bus dapat dilihat pada Tabel 4.17

Tabel 4.17 Hasil Simulasi Tegangan Setelah Peningkatan Beban Tahun 2025

ID	Tegangan	
	kV	%
GI AG 20	18,67	93,35%

GI AG 150	146,73	97,82%
GI BK 20	19,61	98,05%
GI BK 150	150	100,00%
GI BP 20	18,4	92,00%
GI BP 150	142,46	94,97%
GI GB 20	18,39	91,95%
GI GB 150	143,35	95,57%
GI IS 20	18,9	94,50%
GI IS 150	144,93	96,62%
GI MR 20	18,02	90,10%
GI MR 150	146,66	97,77%
GI TA 20	18,9	94,50%
GI TA 150	145,61	97,07%
PLTU Anggrek	146,75	97,83%
PLTG Maleo	146,73	97,82%
PLTU Molotabu	143,44	95,63%
PLTU Tanjung Karang	148,65	99,10%

Pada Tabel 4.17 terlihat bahwa hasil simulasi tegangan setelah adanya proyeksi peningkatan beban di Tahun 2025 pada sisi transmisi 150 kV yang tertinggi terdapat pada bus PLTU Tanjung Karang sebesar 99,10% dan GI Anggrek sebesar 97,82%, sedangkan tegangan terendah terdapat pada GI Botupingge yaitu 94,97%. Pada sisi 20 kV tegangan tertinggi terdapat pada bus GI Boroko sebesar 98,05% sedangkan tegangan terendah terdapat pada bus GI Marisa yaitu 90,10%. Hal ini menandakan bahwa tegangan yang ada pada masing-masing bus GI masih dalam batas standar SPLN yaitu 110% (+ 10 %) dan 90% (- 10%).

4.3.15 Rugi-rugi Daya Setelah Peningkatan Beban Tahun 2025

Hasil simulasi rugi-rugi daya setelah adanya peningkatan beban di Tahun 2025 dapat dilihat pada Tabel 4.18.

Tabel 4.18 Hasil Simulasi Rugi-rugi Daya Setelah Peningkatan Beban 2025

ID	Daya	
	MW	Mvar
Total Pembangkit	137,195	70,889
Total Beban	134,941	83,629
Rugi-rugi Daya	2,254	-12,74
Persentase	1,6%	-18,0%

Tabel 4.18 terlihat bahwa hasil simulasi rugi-rugi daya total sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang dengan adanya peningkatan beban Tahun 2025 untuk daya aktif adalah sebesar 2,254 MW dan untuk daya reaktif sebesar -12,74 MVar. Sedangkan perbandingan persentase rugi-rugi daya total dengan pembangkitan total adalah untuk daya aktif sebesar 1,6 % dan daya reaktif sebesar -18,0%.

4.3.16 Tegangan Bus Setelah Peningkatan Beban Tahun 2026

Hasil simulasi tegangan sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang setelah adanya proyeksi peningkatan beban di Tahun 2026 dengan persentase kenaikan beban rata-rata 5% setiap Tahunnya berdasarkan RUPTL 2021-2027. Hasil simulasi tegangan pada setiap bus dapat dilihat pada Tabel 4.19.

Tabel 4.19 Hasil Simulasi Tegangan Setelah Peningkatan Beban Tahun 2026

ID	Tegangan	
	kV	%
GI AG 20	18,61	93,05%
GI AG 150	146,55	97,70%
GI BK 20	19,59	97,95%
GI BK 150	150	100,00%
GI BP 20	18,33	91,65%
GI BP 150	142,01	94,67%
GI GB 20	18,32	91,60%
GI GB 150	143,01	95,34%
GI IS 20	18,85	94,25%

GI IS 150	144,66	96,44%
GI MR 20	17,93	89,65%
GI MR 150	146,46	97,64%
GI TA 20	18,85	94,25%
GI TA 150	145,35	96,90%
PLTU Anggrek	146,56	97,71%
PLTG Maleo	146,54	97,69%
PLTU Molotabu	143,09	95,39%
PLTU Tanjung Karang	148,56	99,04%

Pada Tabel 4.19 terlihat bahwa hasil simulasi tegangan setelah adanya proyeksi peningkatan beban di Tahun 2026 pada sisi transmisi 150 kV yang tertinggi terdapat pada bus PLTU Tanjung Karang sebesar 99,04% dan GI Anggrek sebesar 97,70%, sedangkan tegangan terendah terdapat pada GI Botupingge yaitu 94,67%. Pada sisi 20 kV tegangan tertinggi terdapat pada bus GI Boroko sebesar 97,95% sedangkan tegangan terendah terdapat pada bus GI Marisa yaitu 89,65%. Hal ini menandakan bahwa tegangan yang ada pada masing-masing bus GI sisi transmisi 150 kV masih dalam batas standar SPLN yaitu 110% (+ 10 %) dan 90% (- 10%), sedangkan pada sisi 20 kV GI Marisa sudah berada diluar batas standar 90% (-10%).

4.3.17 Rugi-rugi Daya Setelah Peningkatan Beban Tahun 2026

Hasil simulasi rugi-rugi daya setelah adanya peningkatan beban di Tahun 2026 dapat dilihat pada Tabel 4.20.

Tabel 4.20 Hasil Simulasi Rugi-rugi Daya Setelah Peningkatan Beban 2026

ID	Daya	
	MW	Mvar
Total Pembangkit	142,228	75,624
Total Beban	139,782	86,629
Rugi-rugi Daya	2,446	-11,006
Persentase	1,7%	-14,6%

Tabel 4.20 terlihat bahwa hasil simulasi rugi-rugi daya total sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang dengan adanya peningkatan beban Tahun 2026 untuk daya aktif adalah sebesar 2,446 MW dan untuk daya reaktif sebesar -11,006 MVar. Sedangkan perbandingan persentase rugi-rugi daya total dengan pembangkitan total adalah untuk daya aktif sebesar 1,7 % dan daya reaktif sebesar -14,6%.

BAB V

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

1. Masuknya PLTU Tanjung Karang pada sistem kelistrikan Gorontalo 150 kV dapat langsung memberikan nilai perbaikan profil tegangan pada setiap bus Gardu Induk dan kondisi tegangan masih dalam batas standar tegangan SPLN $\pm 10\%$. Pada sisi tegangan Gardu Induk (GI) 150 kV yang tertinggi sebelum interkoneksi adalah 98,33% pada GI Anggrek dan terendah adalah 95,95% pada GI Botupingge. Pada sisi tegangan GI 20 kV yang tertinggi sebelum interkoneksi adalah 98,40% pada GI Boroko dan terendah adalah 92,05% pada GI Marisa.
2. Kondisi Rugi-rugi daya total pada sistem kelistrikan Gorontalo 150 kV sesudah masuknya PLTU Tanjung Karang dapat meminimalisir rugi-rugi daya aktif maupun daya reaktif. Persentase rugi-rugi daya aktif total sebelum interkoneksi adalah 1,4% diminimalisir menjadi 1,3% sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang. Persentase rugi-rugi daya reaktif total sebelum interkoneksi adalah -35,3% diminimalisir menjadi -38,3%. Sehingga memberikan performance sistem lebih baik.

5.2 Saran

Setelah melakukan analisis aliran daya setelah masuknya PLTU Tanjung Karang maka akan terjadi perubahan aliran daya pada sistem kelistrikan Gorontalo yang mengakibatkan pola operasi sistem berubah pula, sehingga perlu adanya penelitian lebih lanjut tentang pengaturan pola operasi untuk sistem kelistrikan

Gorontalo dan studi stabilitas sistem ketika terjadi gangguan naik turunnya beban, pelepasan beban dan adanya pembangkit listrik keluar dari sistem kelistrikan.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] B. P. S. P. Gorontalo, “Laporan Perekonomian Provinsi Gorontalo,” 2021.
- [2] A. Supriyadi, “ANALISA ALIRAN DAYA PADA SISTEM TENAGA LISTRIK MENGGUNAKAN SOFTWARE ETAP 12.6,” *Forum Teknol.*, vol. 06, no. 3, 2016.
- [3] W. frengki, suyono, “Analisis Steady State dan Dinamik pada Perencanaan Pengembangan Pembangkit Sistem Gorontalo,” pp. 9–14, 2016.
- [4] H. Muslimin, Suyono and N. Hasanah, “Perbaikan Profil Tegangan pada Feeder Harapan Baru Lima (H5) Area Samarinda untuk Pengurangan Susut Energi,” vol. 7, no. 2, pp. 131–136, 2013.
- [5] Rizki Tirta, “INJEKSI JUMLAH PEMBANGKIT TERSEBAR Publikasi Jurnal Skripsi,” 2014.
- [6] M. S. Ervan Hasan Harun, ST.,MT dan Taufiq Ismail Yusuf, ST., “ANALISIS ALIRAN DAYA PADA SISTEM TENAGA LISTRIKI 150 kV GORONTALO MENGGUNAKAN METODE NEWTON RAPHSON,” 2012.
- [7] Suharko, H. M. Taqiyuddin, and Sugiono, “ANALISIS KETIDAKSEIMBANGAN TEGANGAN PADA BUS 6,3 KV SUBSTATION 2A DAN SUBSTATION 2B DENGAN MENGGUNAKAN ETAP 12.6,” *Sci. ELECTRO*, vol. 6, no. 2, pp. 40–51, 2017, [Online]. Available: <http://www.riset.unisma.ac.id/index.php/jte/article/view/1672>.
- [8] H. Saadat, *Power System Analysis*. Kevin Kane, 1999.
- [9] A. Hasibuan. M. Isa, M.I Yusoff dan S.R.A Rahim., “Analisa Aliran Daya Pada Sistem Tenaga Listrik Dengan Metode Fast Decoupled Menggunakan Software Etap,” *RELE (Rekayasa Elektr. dan Energi) J. Tek. Elektro*, vol. 3, no. 1, pp. 37–45, 2020, doi: 10.30596/rele.v3i1.5236.
- [10] M. Zainuddin and F. E. P. Surusa, “Analisis Implementasi Static Synchronous Compensator (STATCOM) pada Saluran Transmisi 150 kV,” *J. Sains dan Teknol. Ind.*, vol. 12, no. 2, pp. 218–224, 2015, [Online]. Available: <http://ejournal.uin-suska.ac.id/index.php/sitekin/article/view/1016>.
- [11] S. Humena, F. E. P. Surusa, Y. Malago, and T. Libunelo, “Analisis Pengaruh Peningkatan Beban Terhadap Sistem Ketenagalistrikan 150 kV Gorontalo Berbasis Power System Analysis Toolbox-Matrix Laboratory,” vol. 19, no. 01, pp. 10–17, 2020.



No : 006.a/Adm/PE-PS-021-005/IV/2022
Lamp. : -
Hal : Surat Balasan

Kepada Yth.
Ketua Lembaga Penelitian Universitas Ichsan Gorontalo
Di
Tempat

Dengan Hormat,

Sehubungan dengan surat dari Fakultas Teknik Universitas Ichsan Gorontalo, Nomor 4162/PIP/LEMLIT-UNISAN/GTO/III/2022, hal Permohonan Izin Penelitian tertanggal 28 Maret 2022, maka dengan ini menerangkan bahwa mahasiswa :

Nama : Muhamad Bayu Saputro
NIM : T2115046
Fakultas : Teknik
Program Studi : Teknik Elektro

Benar telah melakukan penelitian di PLTU Sulbagut-1 Tanjung Karang 2 x 50 MW pada tanggal 1 April 2022 guna melengkapi data pada penyusun skripsi yang berjudul : **"Studi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 150 KV Gorontalo Terhadap Masukan PLTU Tanjung Karang 2 x 50 MW"**.

Demikian surat keterangan ini dibuat digunakan sebagaimana mestinya.

Tanjung Karang, 18 April 2022
Hormat Kami


Rahman Sani
Spv Administrasi PT. Tracon Industri
Project O&M Sulbagut-1 PLTU 2x50 MW

● 14% Overall Similarity

Top sources found in the following databases

- 12% Internet database
- Crossref database
- 3% Submitted Works database
- 1% Publications database
- Crossref Posted Content database

TOP SOURCES

The sources with the highest number of matches within the submission. Overlapping sources will not be displayed.

1	nanopdf.com	3%
	Internet	
2	LL Dikti IX Turnitin Consortium on 2019-07-19	2%
	Submitted works	
3	123dok.com	2%
	Internet	
4	repository.ub.ac.id	1%
	Internet	
5	media.neliti.com	1%
	Internet	
6	eprints.umm.ac.id	<1%
	Internet	
7	pt.scribd.com	<1%
	Internet	
8	LL Dikti IX Turnitin Consortium on 2019-07-19	<1%
	Submitted works	



**KEMENTERIAN PENDIDIKAN, KEBUDAYAAN,
RISET, DAN TEKNOLOGI
UNIVERSITAS IHSAN GORONTALO
FAKULTAS TEKNIK**

REKOMENDASI NOMBOR 84/D/O/2001
JL. Ahmad Badjau 17. Telp. (0435) 829978 Fax. (0435) 829978 Gorontalo

SURAT REKOMENDASI BEBAS PLAGIASI
No. 134/FT-UIG/VI/2022

Yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : Amelya Indah Pratiwi, ST.,MT
NIDN : 0907028701
Jabatan : Wakil Dekan I/Tim Verifikasi Fakultas Teknik

Dengan ini menerangkan bahwa :

Nama Mahasiswa : Muhamad Bayu Saputro
NIM : T21.15.046
Program Studi : Elektro
Fakultas : Teknik
Judul Skripsi : Studi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 150 Kv Gorontalo
Terhadap Masukan PLTU Tanjung Karang 2x50 Mw.

Sesuai hasil pengecekan tingkat kemiripan skripsi melalui aplikasi Turnitin untuk judul skripsi di atas diperoleh hasil Similarity sebesar 14%, berdasarkan Peraturan Rektor No. 32 Tahun 2019 tentang Pendekripsi Plagiat pada Setiap Karya Ilmiah di Lingkungan Universitas Ihsan Gorontalo dan persyaratan pemberian surat rekomendasi verifikasi calon wisudawan dari LLDIKTI Wil. XVI, bahwa batas kemiripan skripsi maksimal 30%, untuk itu skripsi tersebut di atas dinyatakan BEBAS PLAGIASI dan layak untuk diujiankan.

Demikian surat rekomendasi ini dibuat untuk digunakan sebagaimana mestinya.

Gorontalo, 21 Juni 2022
Tim Verifikasi.

Amelya Indah Pratiwi, ST.,MT
NIDN. 0907028701

Mengetahui
Dekan,

Amru Siela, ST.,MT
NIDN. 0922027502

Terlampir:
Hasil Pengecekan Turnitin

DAFTAR RIWAYAT HIDUP

Yang Bertandatangan Dibawah Ini:

Nama : Muhamad Bayu Saputro



Tempat Tanggal Lahir : Boyolali, 25 Juni 1993

Jenis Kelamin : Laki - Laki

Agama : Islam

Alamat : Dutohe, Kec.Kabila Kab.Gorontalo

Email :

PENDIDIKAN FORMAL

Sekolah Dasar Negeri : 2001-2007 (Sekola Dasar negeri bawu 3)

Sekolah Menengah Pertama : 2007 - 2009 (MTS Negeri Andong)

Sekolah Menengah Atas : 2009 - 2011 (SMA BOYOLALI)

Perguruan Tinggi : 2015 - 2022 (FAKULTAS TEKNIK, TEKNIK ELEKTRO, UNIVERSITAS ICSHAN GORONTALO)

Demikian Riwayat Hidup Penulis Untuk Diketahui

