

**ANALISIS KESTABILAN TEGANGAN SISTEM SULBAGSEL  
TERHADAP DINAMIKA PEMBANGKIT BESAR MEMPERHATIKAN  
INTERMITENSI PLTB**



**TUGAS AKHIR**

*Disusun dalam rangka memenuhi salah satu persyaratan untuk menyelesaikan*

*Program Strata Satu Departemen Teknik Elektro Fakultas Teknik*

*Universitas Hasanuddin*

*Makassar*

Oleh:

**AYU FARADILLAH**

**D411 16 002**

**DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO FAKULTAS TEKNIK**

**UNIVERSITAS HASANUDDIN**

**MAKASSAR**

**2020**

**LEMBAR PENGESAHAN TUGAS AKHIR**

**ANALISIS KESTABILAN TEGANGAN SISTEM SULBAGSEL TERHADAP  
DINAMIKA PEMBANGKIT BESAR MEMPERHATIKAN INTERMITENSI  
PLTB**

Disusun Oleh:

**AYU FARADILLAH**  
**D41116002**

Disusun dalam Rangka Memenuhi Salah Satu Pernyataan untuk Menyelesaikan

Program Strata-1 pada Sub-Program Teknik Energi.

Departemen Elektro Fakultas Teknik Universitas Hasanuddin

Makassar, 15 Juni 2020

Disahkan Oleh:

Pembimbing I



**Ardiaty Arief, ST., MTM., Ph.D**

NIP. 19780424 200112 2 001

Pembimbing II



**Ir. Muh. Bachtiar Nappu., ST., MT., M.Phil., Ph.D**

NIP. 19760406 200312 1 002

Mengetahui,

Ketua Departemen Teknik Elektro



**Prof. Dr. Ir. H. Salama Manjang, MT.**

NIP. 19621231 199003 1 024

## ABSTRAK

**AYU FARADILLA, Analisis Kestabilan Tegangan Sistem Sulbagsel Terhadap Dinamika Pembangkit Besar Memperhatikan Intermitensi PLTB (dibimbing oleh Ardiaty Arief dan Muhammad Bachtiar Nappu).**

Kestabilan tegangan merupakan salah satu hal terpenting dalam operasi sistem tenaga listrik. Kestabilan tegangan adalah kemampuan suatu sistem untuk mempertahankan kondisi kestabilan tegangan pada seluruh busbar saat sistem dalam kondisi normal maupun setelah terjadi gangguan. Suatu sistem dapat dikatakan stabil apabila tegangan berada pada batas toleransi +5% dan -10% dari tegangan nominal sesuai dengan standar PLN. Sedangkan, sistem dapat dikategorikan mengalami ketidakstabilan tegangan apabila terjadi gangguan, peningkatan beban ataupun pembangkit yang tiba-tiba lepas dari sistem yang mengakibatkan tegangan berada di luar batas kestabilan yang telah ditentukan. Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB) adalah salah satu pembangkit energi terbarukan yang mengkonversi energi kinetik angin menjadi energi listrik. Energi listrik yang dihasilkan oleh PLTB bervariasi bergantung dengan kecepatan angin. Hadirnya PLTB pada sistem interkoneksi Sulbagsel akan mempengaruhi kondisi kestabilan tegangan. Tujuan dari penelitian ini adalah: (i) menganalisis kestabilan tegangan sistem Sulbagsel ketika semua pembangkit beroperasi saat beban puncak siang dan malam (ii) menganalisis kestabilan tegangan sistem Sulbagsel setelah pelepasan pada PLTU Punagaya dan/atau PLTU Jeneponto Ekspansi saat daya output PLTB konstan (iii) menganalisis kestabilan tegangan sistem Sulbagsel setelah pelepasan pada PLTU Punagaya dan/atau PLTU Jeneponto Ekspansi saat daya output PLTB bervariasi (iv) mengetahui solusi untuk menjaga kestabilan tegangan sistem Sulbagsel ketika terjadi pelepasan PLTU Jeneponto Ekspansi dan PLTU Punagaya. Proses analisis kestabilan tegangan sistem disimulasikan dengan menggunakan *software* DIGSILENT *Power Factory* 15.1.7. Hasil simulasi menunjukkan bahwa saat ini sistem dalam kondisi normal tegangan pada seluruh busbar sesuai dengan standar PLN. Saat terjadi pelepasan pembangkit pada sistem Sulbagsel baik saat daya output PLTB konstan maupun bervariasi terdapat 9 busbar yang mengalami *under voltage* untuk itu dilakukanlah solusi perbaikan tegangan dengan menaikkan input tegangan dari 1.0 pu menjadi 1.05 pada pembangkit yang berada di ULTG Kendari dan juga dengan menggunakan metode *islanding operation*.

Kata Kunci: Kestabilan Tegangan, Pembangkit Listrik Tenaga Bayu, Variasi Daya Ouput, Sistem Sulbagsel, Standar Tegangan PLN.

## KATA PENGANTAR

Puji dan syukur penulis panjatkan kehadirat Allah Subhanahu Wa Ta'ala, karena berkat limpahan rahmat dan karunia-Nya sehingga penulisan tugas akhir ini dapat terselesaikan dengan baik. Tak lupa pula shalawat dan taslim selalu kita panjatkan kepada junjungan Nabi Besar Muhammad Shallallahu 'Alaihi Wassalam yang telah mengantarkan manusia dari kegelapan menjadi zaman yang terang benderang. Tugas Akhir dengan judul "Analisis Kestabilan Tegangan Sistem Sulbagsel Terhadap Dinamika Pembangkit Besar Memperhatikan Intermittensi PLTB" merupakan salah satu syarat untuk meraih gelar Sarjana Teknik untuk menyelesaikan studi pada Program Strata 1 Teknik Elektro Universitas Hasanuddin.

Dalam kesempatan ini penulis menghaturkan rasa terima kasih dan penghargaan yang setinggi-tingginya dengan segala ketulusan dan kerendahan hati kepada kedua orang tua penulis Arifuddin dan Hajriani serta kedua saudara penulis Agung Darmawan Putra dan Muh. Andi Afrizal atas segala doa, jerih payah, kasih sayang, nasehat dan pengorbanan yang diberikan dalam bentuk moril maupun materil selama penulis menempuh pendidikan di Fakultas Teknik Unhas.

Selama menyusun tugas akhir ini penulis banyak memperoleh bimbingan dan masukan dari beberapa pihak, baik secara langsung maupun tidak langsung. Oleh karena itu dalam kesempatan ini penulis mengucapkan terima kasih kepada:

1. Bapak Prof. Dr. Ir. H. Salama Manjang, M.T., selaku Ketua Departemen Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Hasanuddin.
2. Ibu Ardiaty Arief, ST., MTM., Ph.D. selaku pembimbing I dan Bapak Ir. Muhammad Bachtiar Nappu, ST., MT., M.Phil., Ph.D. selaku pembimbing II atas semua waktu, tenaga, pikiran, semangat dan motivasi yang telah diberikan dalam penyusunan tugas akhir ini.
3. Bapak Prof. Dr. Ir. H. Nadjamuddin Harun, MS., dan Ibu Dr. Ir. Hj. Sri Mawar Said, MT., selaku penguji I dan II atas koreksi dan kritikan yang sangat bermanfaat dalam penyusunan tugas akhir ini.
4. Seluruh dosen, staf pengajar serta pegawai Departemen Teknik Elektro atas bimbingan, didikan, kemudahan dan bantuan yang telah diberikan kepada penulis selama menempuh perkuliahan.
5. PT. PLN (Persero) UP2B Sulawesi Selatan, Sulawesi Barat dan Sulawesi Tenggara yang telah membantu penulis dalam memperoleh data yang terkait dengan penelitian ini.
6. Kepada kak Ainun Maulidah yang senantiasa membantu dalam memberi saran, masukan serta motivasi kepada penulis selama penyusunan tugas akhir ini.
7. Sahabatku Devira Ayu Dia yang selalu bersama penulis dalam suka dan duka selalu memberi semangat dan dukungan terkhusus dalam penelitian dan penyusunan tugas akhir ini.
8. Teman seperjuangan lab riset, Ummu Khalsum, A. Anugrah Paranrengi, Aidil Fudhail Mumtaz, Wahyudi S. Salama, Ema Robertho Nani, Andi Dwiki

Yulianto, Almand P. Darmayanto, terima kasih karena selalu saling menyemangati dalam mengerjakan tugas akhir.

9. Kepada Shania Miranda, Amelia Febrina, dan Muh. Amin yang saling berbagi informasi serta saling menyemangati satu sama lain dalam menjalani perkuliahan sampai menulis tugas akhir.
10. Kawan-kawan seperjuangan “Exciter” Departemen Teknik Elektro angkatan 2016 tanpa terkecuali yang tak dapat disebutkan satu persatu atas segala kebersamaan, kerjasama dan motivasinya selama penulis menapak masa-masa perkuliahan hingga pada penyelesaian studi ini.
11. Keluarga besar Asisten Laboratorium Rangkaian Listrik Dasar dan Asisten Laboratorium Teknik Energi (LABTE), terima kasih atas pengalaman berharga dan ilmunya selama ini.
12. Seluruh pihak yang telah membantu dalam penyelesaian tugas akhir ini namun tidak bisa disebutkan satu persatu pada kesempatan ini.

Penulis menyadari bahwa masih banyak kekurangan yang terdapat dalam penulisan tugas akhir ini sehingga penulis mengharapkan saran dan kritik yang sifatnya konstruktif demi kesempurnaan dan perbaikan tugas akhir pada masa yang akan datang. Akhir kata semoga apa yang penulis sajikan dalam tugas akhir ini dapat bermanfaat bagi pembaca terutama bagi penulis sendiri.

Makassar, 10 Mei 2020

Peneliti

## DAFTAR ISI

<b>SAMPUL</b> .....	i
<b>LEMBAR PENGESAHAN TUGAS AKHIR</b> .....	ii
<b>ABSTRAK</b> .....	iii
<b>KATA PENGANTAR</b> .....	iv
<b>DAFTAR ISI</b> .....	vii
<b>DAFTAR GAMBAR</b> .....	x
<b>DAFTAR TABEL</b> .....	xiii
<b>BAB I PENDAHULUAN</b> .....	1
<b>1.1 Latar Belakang</b> .....	1
<b>1.2 Rumusan Masalah</b> .....	4
<b>1.3 Tujuan Penelitian</b> .....	5
<b>1.4 Batasan Masalah</b> .....	6
<b>1.5 Metodologi</b> .....	6
<b>1.6 Sistematika Penulisan</b> .....	7
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA</b> .....	9
<b>2.1 Sistem Tenaga Listrik</b> .....	9
<b>2.2 Kestabilan Sistem Tenaga Listrik</b> .....	10
<b>2.3 Klasifikasi Kestabilan Sistem Tenaga Listrik</b> .....	12
<b>2.4 Kestabilan Tegangan</b> .....	15
<b>2.5 Solusi untuk Mengatasi Kestabilan Tegangan</b> .....	18
<b>2.6 Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB)</b> .....	19
2.6.1 Angin dan Energi Angin .....	19
2.6.2 Potensi Energi Angin di Sulawesi Selatan.....	21
2.6.3 Pembangkit Listrik Tenaga Bayu.....	24



2.6.4	Strategi untuk PLTB yang Bersifat <i>Intermittent</i> .....	24
<b>2.7</b>	<b>DIgSILENT <i>PowerFactory</i></b> .....	<b>25</b>
<b>BAB III METODOLOGI PENELITIAN</b> .....		<b>27</b>
<b>3.1</b>	<b>Judul Penelitian</b> .....	<b>27</b>
<b>3.2</b>	<b>Lokasi Penelitian</b> .....	<b>27</b>
<b>3.3</b>	<b>Waktu Penelitian</b> .....	<b>27</b>
<b>3.4</b>	<b>Teknik Pengambilan Data</b> .....	<b>27</b>
<b>3.5</b>	<b>Alur Penelitian</b> .....	<b>28</b>
<b>BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN</b> .....		<b>30</b>
<b>4.1</b>	<b>Perencanaan Simulasi</b> .....	<b>30</b>
<b>4.2</b>	<b>Data Penelitian</b> .....	<b>30</b>
<b>4.3</b>	<b>Hasil Simulasi</b> .....	<b>44</b>
4.3.1	Simulasi Aliran Daya Sistem Sulbagsel saat Kondisi Normal ( <i>Steady State</i> ) .....	44
4.3.2	Simulasi Ketika Terjadi Pelepasan pada Pembangkit Termal saat Daya PLTB Konstan .....	47
4.3.3	Simulasi Ketika Terjadi Pelepasan pada Pembangkit Termal saat Daya PLTB Bervariasi .....	61
<b>BAB V KESIMPULAN DAN SARAN</b> .....		<b>83</b>
<b>5.1</b>	<b>Kesimpulan</b> .....	<b>83</b>
<b>5.2</b>	<b>Saran</b> .....	<b>84</b>
<b>DAFTAR PUSTAKA</b> .....		<b>86</b>
	Lampiran 1 Aliran daya sistem Sulbagsel setelah pelepasan PLTU Punagaya dan PLTU Jenepono Ekspansi saat daya PLTB Konstan .....	89
	Lampiran 2 Hasil simulasi kestabilan tegangan ketika pelepasan unit 1 PLTU Punagaya saat daya output PLTB bervariasi .....	106



Lampiran 3 Hasil simulasi daya output pembangkit ketika pelepasan unit 1 PLTU Punagaya saat daya output PLTB bervariasi .....	118
Lampiran 4 Hasil simulasi kestabilan tegangan ketika pelepasan Punagaya dan PLTU Jeneponto Ekspansi saat daya output PLTB bervariasi .....	120
Lampiran 5 Hasil simulasi daya output pembangkit ketika pelepasan unit 1 PLTU Punagaya dan PLTU Jeneponto Ekspansi saat daya output PLTB bervariasi .....	132
Lampiran 6 Single Line Diagram Sistem Sulbagsel .....	134



## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Sistem tenaga listrik .....	9
Gambar 2.2 Klasifikasi kestabilan sistem tenaga listrik .....	13
Gambar 2.3 (a) Tempat bagus. (b) Tempat buruk. (c) Hambatan.....	20
Gambar 2.4 (a) Potensi energi angin di Watang Pulu (b) Potensi energi angin di Arungkeke.....	23
Gambar 3.1 Diagram alur penelitian.....	29
Gambar 4. 1 Single line diagram sistem kelistrikan Sulbagsel.....	43
Gambar 4. 2 Profil tegangan sistem Sulbagsel 70 kV saat kondisi normal pada beban puncak siang dan malam .....	44
Gambar 4. 3 Profil tegangan sistem Sulbagsel 150 kV saat kondisi normal pada beban puncak siang dan malam .....	45
Gambar 4. 4 Profil tegangan sistem Sulbagsel 275 kV saat kondisi normal pada beban puncak siang dan malam .....	45
Gambar 4. 5 Kondisi sistem Sulbagsel setelah pelepasan PLTU Punagaya.....	48
Gambar 4. 6 Gambar pembagian Unit Layanan Transmisi dan Gardu Induk (ULTG) pada sistem Sulbagsel .....	50
Gambar 4. 7 Profil tegangan sistem Sulbagsel 70 kV saat pelepasan PLTU Punagaya pada beban puncak siang dan malam .....	52
Gambar 4. 8 Profil tegangan sistem Sulbagsel 150 kV saat pelepasan PLTU Punagaya pada beban puncak siang dan malam .....	53
Gambar 4. 9 Profil tegangan sistem Sulbagsel 275 kV saat pelepasan PLTU Punagaya pada beban puncak siang dan malam .....	53
Gambar 4. 10 Kondisi sistem Sulbagsel setelah pelepasan unit 1 PLTU Punagaya dan PLTU Jeneponto Ekspansi .....	54
Gambar 4. 11 Aliran daya sistem Sulbagsel setelah pelepasan PLTU Punagaya dan PLTU Jeneponto Ekspansi.....	57
Gambar 4. 12 Profil tegangan sistem Sulbagsel 70 kV saat pelepasan PLTU Punagaya dan PLTU Jeneponto Ekspansi pada beban puncak siang dan malam .	59

Gambar 4. 13 Profil tegangan sistem Sulbagsel 150 kV saat pelepasan PLTU Punagaya dan PLTU Jeneponto Ekspansi pada beban puncak siang dan malam .	60
Gambar 4. 14 Profil tegangan sistem Sulbagsel 275 kV saat pelepasan PLTU Punagaya dan PLTU Jeneponto Ekspansi pada beban puncak siang dan malam .	60
Gambar 4. 15 Kondisi tegangan sistem Sulbagsel beban puncak siang ketika pelepasan PLTU Punagaya saat PLTB bervariasi .....	64
Gambar 4. 16 Kondisi tegangan sistem Sulbagsel beban puncak malam ketika pelepasan PLTU Punagaya saat PLTB bervariasi .....	65
Gambar 4. 17 Kondisi tegangan sistem Sulbagsel beban puncak siang ketika pelepasan PLTU Punagaya dan PLTU Jeneponto Ekspansi saat PLTB bervariasi .....	67
Gambar 4. 18 Kondisi tegangan sistem Sulbagsel beban puncak malam ketika pelepasan PLTU Punagaya dan PLTU Jeneponto Ekspansi saat PLTB bervariasi .....	68
Gambar 4. 19 (a) Kondisi tegangan sebelum dilakukan perubahan (b) Kondisi tegangan setelah dilakukan perubahan.....	70
Gambar 4. 20 Profil tegangan sistem Sulbagsel 70 kV sebelum dan setelah tegangan pembangkit dinaikkan .....	71
Gambar 4. 21 Profil tegangan sistem Sulbagsel 150 kV sebelum dan setelah tegangan pembangkit dinaikkan .....	72
Gambar 4. 22 Profil tegangan sistem Sulbagsel 275 kV sebelum dan setelah tegangan pembangkit dinaikkan .....	72
Gambar 4. 23 Kondisi sistem Sulbagsel setelah dilakukan metode islanding operation .....	76
Gambar 4. 24 Aliran daya sistem Sulbagsel setelah dilakukan metode islanding operation .....	78
Gambar 4. 25 Profil tegangan sistem Sulbagsel 70 kV sebelum dan setelah menggunakan metode islanding operation.....	80
Gambar 4. 26 Profil tegangan sistem Sulbagsel 150 kV sebelum dan setelah menggunakan metode islanding operation.....	80

Gambar 4. 27 Profil tegangan sistem Sulbagsel 275 kV sebelum dan setelah menggunakan metode islanding operation..... 81



## DAFTAR TABEL

Tabel 4. 1 Data transformator sistem Sulbagsel .....	31
Tabel 4. 2 Rating tegangan, arus, dan panjang saluran transmisi sistem Sulbagsel .....	35
Tabel 4. 3 Data impedansi dan reaktansi saluran transmisi Sulbagsel.....	36
Tabel 4. 4 Data kapasitas pembangkit terpasang sistem Sulbagsel .....	38
Tabel 4. 5 Data pembangkit existing sistem Sulbagsel .....	39
Tabel 4. 6 Data beban sistem Sulbagsel.....	40
Tabel 4. 7 Keluaran daya dan losses sistem Sulbagsel saat kondisi normal.....	46
Tabel 4. 8 Keluaran daya dan losses sistem Sulbagsel saat unit 1 PLTU Punagaya lepas .....	49
Tabel 4. 9 Keluaran daya dan losses sistem Sulbagsel saat unit 1 PLTU Punagaya dan PLTU Jeneponto Ekspansi lepas .....	55
Tabel 4. 10 Kondisi tegangan pada ULTG Kendari sebelum dan setelah pelepasan PLTU Punagaya dan PLTU Jeneponto Ekspansi.....	61
Tabel 4. 11 Skenario daya output yang dihasilkan PLTB saat beban puncak siang pada sistem Sulbagsel (968.64 MW) .....	62
Tabel 4. 12 Skenario daya output yang dihasilkan PLTB saat beban puncak malam pada sistem Sulbagsel (1121.79 MW) .....	63
Tabel 4. 13 Perbandingan daya ouput sebelum dan setelah dilakukan perubahan	70
Tabel 4. 14 Tabel perbandingan tegangan sebelum dan setelah menggunakan metode islanding operation .....	73
Tabel 4. 15 Tabel perbandingan tegangan sebelum dan setelah menggunakan metode islanding operation .....	74
Tabel 4. 16 Kondisi tegangan pada ULTG Kendari sebelum dan setelah menggunakan metode islanding operation.....	79
Tabel 4. 17 Keluaran daya dan losses daerah island A dan B .....	81

# **BAB I**

## **PENDAHULUAN**

### **1.1 Latar Belakang**

Seiring kemajuan zaman, kehidupan manusia tidak terlepas dari listrik. Hadirnya energi listrik menjadi salah satu hal yang mendukung pesatnya perkembangan kehidupan dunia saat ini. Energi listrik merupakan energi utama yang menunjang keberlangsungan hidup masyarakat. Penggunaan listrik bukan hanya untuk memenuhi kebutuhan secara sosial tetapi juga kebutuhan pribadi. Berkembangnya teknologi, perindustrian dan pertumbuhan penduduk setiap tahun khususnya di Indonesia, menjadikan penyedia pasokan listrik memerhatikan agar kapasitas listrik yang tersalurkan sesuai dengan kebutuhan konsumen listrik. Namun, seiring berjalannya waktu akan timbul masalah dalam upaya penyediaannya. Suplai energi listrik pada umumnya berasal dari bahan bakar fosil yaitu gas alam, minyak bumi dan batu bara yang persediannya kian menipis dan akan habis jika terus digunakan. Selain itu, dampak yang ditimbulkan dari hasil pembakaran fosil dapat mengakibatkan polusi udara dan memicu adanya efek gas rumah kaca.

Indonesia dengan jumlah penduduk yang sangat banyak membutuhkan energi listrik yang sangat besar. Ada banyak sumber energi listrik yang dapat dimanfaatkan sebagai pembangkit listrik. Secara umum, sumber energi tersebut dapat digolongkan menjadi dua bagian, yaitu sumber energi konvensional dan non-konvensional. Tercatat kapasitas pembangkit tenaga listrik PLN tahun 2017 yang

menggunakan energi konvensional diantaranya 16.897,00 MW PLTU, 3.616,47 MW PLTG, 8.894,11 MW PLTGU, 2.272,77 MW PLTMG, dan 5.889,88 MW PLTD [1]. Permasalahan umum yang terjadi adalah, sebagian besar sumber energi listrik berasal dari energi konvensional. Sehingga diketahui bahwa masih besarnya tingkat ketergantungan pada sumber energi yang berasal dari bahan bakar fosil. Namun, cadangan bahan bakar fosil di dunia makin hari kian menipis, sehingga fluktuasi harga cenderung meningkat. Oleh karena itu, kita harus berpikir untuk mencari alternatif penyediaan energi listrik yang dapat mengurangi ketergantungan terhadap pemakaian energi fosil dengan memanfaatkan potensi sumber daya energi yang ada. Hal ini dapat menjadi penunjang bagi generasi mendatang. Dengan melihat kondisi negara kita yang kaya akan potensi energi terbarukan, maka saat ini telah dikembangkan beberapa pembangkit yang berasal dari sumber energi terbarukan atau sumber energi non-konvensional.

Energi terbarukan adalah energi yang dapat diperoleh ulang dan berasal dari proses alami yang bersifat ramah lingkungan, tidak pernah habis dan tidak terpengaruh oleh perubahan iklim. Jenis sumber energi terbarukan saat ini sudah cukup banyak, apabila dikelola dan dimanfaatkan secara baik dapat menggantikan energi fosil. Adapun sumber energi terbarukan yang memiliki potensi yang besar seperti air, angin, sinar matahari, biomassa dan sebagainya.

Berdasarkan kapasitas terpasang pembangkit tenaga listrik PLN tahun 2017, tercatat bahwa di Sulawesi Selatan memiliki 148,50 MW PLTA, 4,78 MW PLTMH, dan 1,30 MW PLTS [1]. Saat ini, terdapat pula keberadaan dua pembangkit listrik tenaga bayu (PLTB) yang berada di Kabupaten Jeneponto dan



Kabupaten Sidrap. Sehingga diketahui bahwa Sulawesi Selatan memiliki potensi yang besar terhadap sumber energi terbarukan.

PLTB Tolo I Jeneponto merupakan pembangkit listrik tenaga bayu yang dapat beroperasi pada September 2019 mendatang. Terletak di kampung Lengke-Lengkesse, Kecamatan Binamu, Kabupaten Jeneponto ini memiliki tinggi 133 meter dan panjang baling-baling 63 meter. Masing-masing turbin mampu mengalirkan listrik sebesar 3,6 MW, sehingga kapasitas totalnya mencapai 72 MW [2]. Pembangkit listrik tenaga bayu pertama yang beroperasi di Indonesia adalah PLTB Sidrap. Terletak di Desa Mattirotasi, Kecamatan Watang Pulu, Kabupaten Sidrap ini memiliki 30 turbin serta memiliki tinggi 80 meter dan panjang baling-baling 57 meter yang masing-masing menggerakkan turbin berkapasitas 2,5 MW sehingga PLTB Sidrap menghasilkan 75 MW [3].

Output yang dihasilkan oleh pembangkit listrik tenaga bayu bergantung pada kekuatan angin, sehingga tidak selalu konstan atau bervariasi (*intermittent*). Apabila dilakukan interkoneksi antara kedua PLTB tersebut di jaringan interkoneksi Sulawesi bagian Selatan pastinya akan mempengaruhi kestabilan dari sistem tenaga listrik, salah satunya adalah kestabilan tegangan. Jika didalam suatu sistem terjadi ketidakstabilan tegangan, maka akan menyebabkan ketidakstabilan sistem tenaga secara keseluruhan, mempengaruhi pengiriman daya ke konsumen, dan bisa mengakibatkan terjadinya pemadaman total atau sebagian, sehingga setiap sistem hendaknya menjaga kestabilan tegangannya.

Jika terjadi pelepasan pembangkit yang besar, misalnya PLTU Jenepono Ekspansi dengan kapasitas 2 x 135 MW dan/atau PLTU Punagaya dengan kapasitas 2 x 100 MW pada sistem Sulawesi bagian Selatan pastinya juga akan mempengaruhi kestabilan tegangan. Apalagi, dengan mengetahui bahwa kecepatan angin yang dihasilkan oleh PLTB tidak selalu konstan atau bervariasi. Sehingga, penulis tertarik untuk meneliti kestabilan tegangan pada sistem kelistrikan Sulbagsel terhadap dinamika pembangkit besar dengan memperhatikan output PLTB yang bervariasi (*intermittent*). Adapun judul penelitian yang akan diangkat adalah “Analisis Kestabilan Tegangan Sistem Sulbagsel terhadap Dinamika Pembangkit Besar Memperhatikan Intermittensi PLTB”. Pada penelitian ini, akan disimulasikan dengan menggunakan *software* DIGSILENT PowerFactory (*Digital Simulation and Electrical Network*).

## 1.2 Rumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang maka rumusan masalah pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Bagaimana kestabilan tegangan sistem Sulbagsel ketika semua pembangkit beroperasi saat beban puncak siang dan malam?
2. Bagaimana kestabilan tegangan sistem Sulbagsel setelah pelepasan pada PLTU Punagaya dan/atau PLTU Jenepono Ekspansi saat daya output PLTB konstan?

3. Bagaimana kestabilan tegangan sistem Sulbagsel setelah pelepasan pada PLTU Punagaya dan/atau PLTU Jenepono Ekspansi saat daya output PLTB bervariasi?
4. Bagaimana solusi untuk menjaga kestabilan tegangan sistem Sulbagsel ketika terjadi pelepasan PLTU Jenepono Ekspansi dan PLTU Punagaya?

### **1.3 Tujuan Penelitian**

Tujuan penelitian ini berdasarkan rumusan masalah yang dijabarkan sebagai berikut:

1. Untuk menganalisis kestabilan tegangan sistem Sulbagsel ketika semua pembangkit beroperasi saat beban puncak siang dan malam
2. Untuk menganalisis kestabilan tegangan sistem Sulbagsel setelah pelepasan pada PLTU Punagaya dan/atau PLTU Jenepono Ekspansi saat daya output PLTB konstan.
3. Untuk menganalisis kestabilan tegangan sistem Sulbagsel setelah pelepasan pada PLTU Punagaya dan/atau PLTU Jenepono Ekspansi saat daya output PLTB bervariasi.
4. Untuk mengetahui solusi untuk menjaga kestabilan tegangan sistem Sulbagsel ketika terjadi pelepasan PLTU Jenepono Ekspansi dan PLTU Punagaya.

#### 1.4 Batasan Masalah

Adapun batasan masalah penelitian analisis kestabilan tegangan sistem Sulbagsel terhadap dinamika pembangkit besar dengan mempertimbangkan daya output PLTB yang bervariasi antara lain:

1. Sistem kelistrikan yang dianalisis adalah sistem kelistrikan Sulawesi bagian Selatan.
2. Kestabilan yang dibahas hanya pada kestabilan tegangan.
3. PLTB yang diteliti hanya pada daya output yang dihasilkan.
4. Pelepasan pembangkit yang besar hanya pada PLTU Jenepono Ekspansi dan/atau PLTU Punagaya.
5. Simulasi dilakukan dengan menggunakan *software* DIgSILENT *PowerFactory*.

#### 1.5 Metodologi

Tahap pengerjaan dalam menyelesaikan proposal ini adalah:

1. Studi Literatur

Studi literatur ini dilakukan dengan tujuan untuk mengumpulkan dan mencari referensi bahan melalui buku, jurnal ilmiah (*paper*), dan melalui media internet yang berhubungan dengan judul penelitian untuk menunjang pengumpulan data sehingga dapat dipelajari dalam pengerjaan dan penelitian tugas akhir.

2. Pengambilan Data

Berupa pengambilan data yang penting dan untuk diolah dalam penelitian ini.

### 3. Pemodelan

Pemodelan ini akan menggunakan *software* simulasi DIGSILENT. Dalam tugas akhir ini dilakukan pemodelan *single line diagram* pada *software* simulator untuk sistem Sulbagsel.

### 4. Simulasi dan Pengolahan Data

Dilakukan simulasi aliran daya yang bertujuan untuk mengetahui karakteristik profil tegangan pada sistem kelistrikan

### 5. Analisa Data

Dilakukan analisis data hasil dari simulasi aliran daya dan menganalisis kestabilan tegangan dengan berbagai kondisi output yang bervariasi dan terjadi pelepasan pembangkit yang besar.

### 6. Penarikan Kesimpulan

Diperoleh setelah dilakukan korelasi antara hasil pengolahan dengan permasalahan yang diteliti. Simpulan ini merupakan hasil akhir dari semua masalah yang dibahas.

## 1.6 Sistematika Penulisan

Penyusunan proposal ini memiliki sistematika penulisan sebagai berikut :

### **BAB I PENDAHULUAN**

Bab ini berisi uraian tentang latar belakang, rumusan masalah, tujuan penelitian, batasan masalah, metodologi, dan sistematika penulisan.

## **BAB II TINJAUAN PUSTAKA**

Bab ini mengenai teori penunjang dan literatur/referensi lain terkait kestabilan tegangan dan pembangkit listrik tenaga bayu (PLTB).

## **BAB III METODOLOGI PENELITIAN**

Dalam bab ini berisi tentang waktu dan tempat penelitian, metode pengambilan data, analisa data, dan langkah-langkah penelitian.

## **BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN**

Pada bab ini berisi hasil simulasi dan pembahasan berdasarkan rumusan masalah.

## **BAB V KESIMPULAN DAN SARAN**

Pada bab ini berisi kesimpulan dan saran berdasarkan tujuan penelitian.



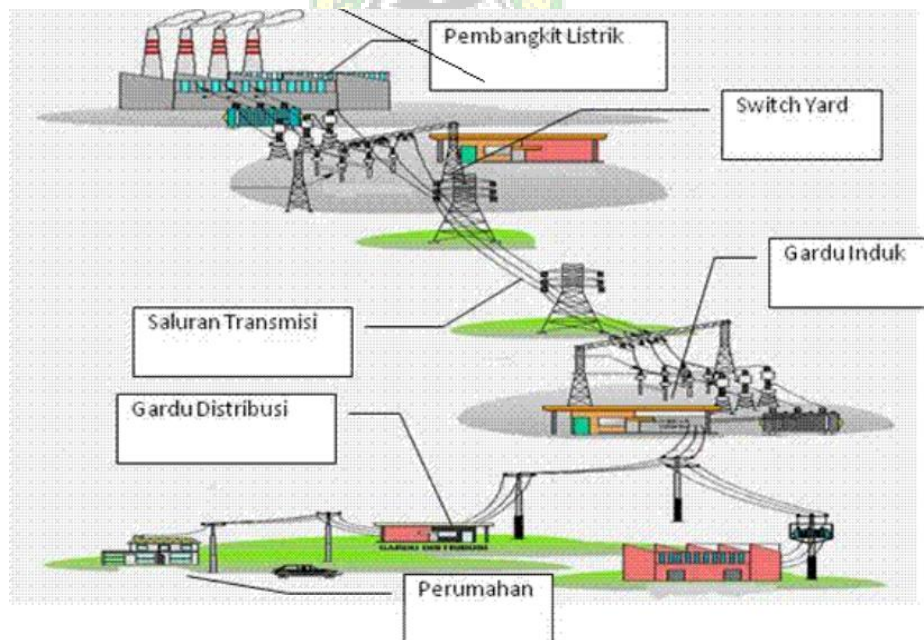
## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA

#### 2.1 Sistem Tenaga Listrik

Secara umum sistem tenaga listrik merupakan gabungan komponen-komponen tenaga listrik seperti pembangkit, transmisi, dan distribusi yang saling terhubung satu sama lain untuk melayani kebutuhan beban. Tujuan dari sistem tenaga listrik ini adalah mengupayakan penyediaan dan pengiriman daya listrik yang serendah mungkin dan tetap memperhatikan mutu serta keandalan yang diukur dengan frekuensi, tegangan dan gangguan [4].

Secara garis besar Sistem Tenaga Listrik dapat digambarkan dengan skema di bawah ini.



Gambar 2.1 Sistem tenaga listrik [5]



Fungsi masing-masing komponen secara garis besar adalah sebagai berikut [5]:

1. Pembangkit merupakan komponen yang berfungsi membangkitkan tenaga listrik, yaitu mengubah energi yang berasal dari sumber energi lain.
2. Transmisi merupakan komponen yang berfungsi menyalurkan daya atau energi dari pusat pembangkitan ke pusat beban.
3. Distribusi merupakan komponen yang berfungsi mendistribusikan energi listrik ke lokasi konsumen energi listrik.
4. Beban adalah peralatan listrik di lokasi konsumen yang memanfaatkan energi listrik dari sistem tersebut.

## 2.2 Kestabilan Sistem Tenaga Listrik

Kestabilan sistem tenaga listrik dapat didefinisikan sebagai kemampuan suatu sistem tenaga listrik untuk mempertahankan kondisi operasi awal atau mengembalikan kesetimbangan kondisi operasinya setelah terjadinya gangguan. Agar kestabilan sistem tetap terjaga, integritas sistem tetap dipertahankan agar sistem tenaga listrik tetap utuh tanpa adanya pemutusan pembangkit atau beban. Kecuali jika gangguan yang terjadi memaksa diharuskannya suatu pemutusan, maka pemutusan dapat dilakukan untuk mengisolasi sistem dari elemen-elemen yang terkena gangguan atau pemutusan dilakukan untuk menjaga dan mempertahankan keberlangsungan operasi sistem [6].

Suatu sistem tenaga listrik yang baik harus memenuhi beberapa syarat, seperti: “*Reliability, Quality dan Stability*” [7]

- *Reliability* adalah kemampuan suatu sistem untuk menyalurkan daya atau

energi secara terus menerus.

- *Quality* adalah kemampuan sistem tenaga listrik untuk menghasilkan besaran-besaran standar yang ditetapkan untuk tegangan dan frekuensi.
- *Stability* adalah kemampuan dari sistem untuk kembali bekerja secara normal setelah mengalami suatu gangguan.

Dalam sistem tenaga listrik yang baik maka ketiga syarat tersebut harus dipenuhi yaitu sistem harus mampu memberi pasokan listrik secara terus menerus dengan standar besaran untuk tegangan dan frekuensi sesuai dengan aturan yang berlaku dan harus segera kembali normal bila sistem terkena gangguan.

Untuk jaringan yang sangat kompleks dimana beberapa pembangkit saling terkoneksi satu sama lain maka keluaran daya elektris berupa besaran seperti tegangan dan frekuensi haruslah diperhatikan agar tidak ada pembangkit yang kelebihan beban dan pembangkit yang lain bebannya kecil.

Sistem tenaga listrik mempunyai variasi beban yang sangat dinamis dimana setiap detik akan berubah-ubah, dengan adanya perubahan ini pasokan daya listrik tetap dan harus disuplai dengan besaran daya yang sesuai, bila pada saat tertentu terjadi lonjakan atau penurunan beban yang tidak terduga maka perubahan ini sudah dapat dikategorikan ke dalam gangguan pada sistem tenaga listrik yakni kondisi tidak seimbang antara pasokan listrik dan permintaan energi listrik akibat adanya gangguan, baik pada pembangkit ataupun pada sistem transmisi sehingga mengakibatkan kerja dari pembangkit yang lain menjadi lebih berat. Untuk itu diperlukan satu penelaahan kestabilan agar

pembangkit yang terganggu tidak terlepas dari sistem [7].

Analisis kestabilan biasanya digolongkan kedalam tiga jenis, tergantung pada sifat dan besarnya gangguan yaitu [7]:

1. Kestabilan keadaan tetap (*Steady State Stability*)

Kestabilan keadaan tetap adalah kemampuan sistem tenaga listrik untuk menerima gangguan kecil yang bersifat gradual, yang terjadi disekitar titik keseimbangan pada kondisi tetap. Kestabilan ini tergantung pada karakteristik komponen yang terdapat pada sistem tenaga listrik antara lain: Pembangkit, Beban, Jaringan transmisi, dan Kontrol sistem itu sendiri.

2. Kestabilan Dinamis (*Dynamic Stability*)

Kestabilan Dinamis adalah kemampuan sistem tenaga listrik untuk kembali ke titik keseimbangan setelah timbul gangguan yang relatif kecil secara tiba-tiba dalam waktu yang lama. Analisa kestabilan dinamis lebih kompleks karena juga memasukkan komponen kontrol otomatis dalam perhitungannya.

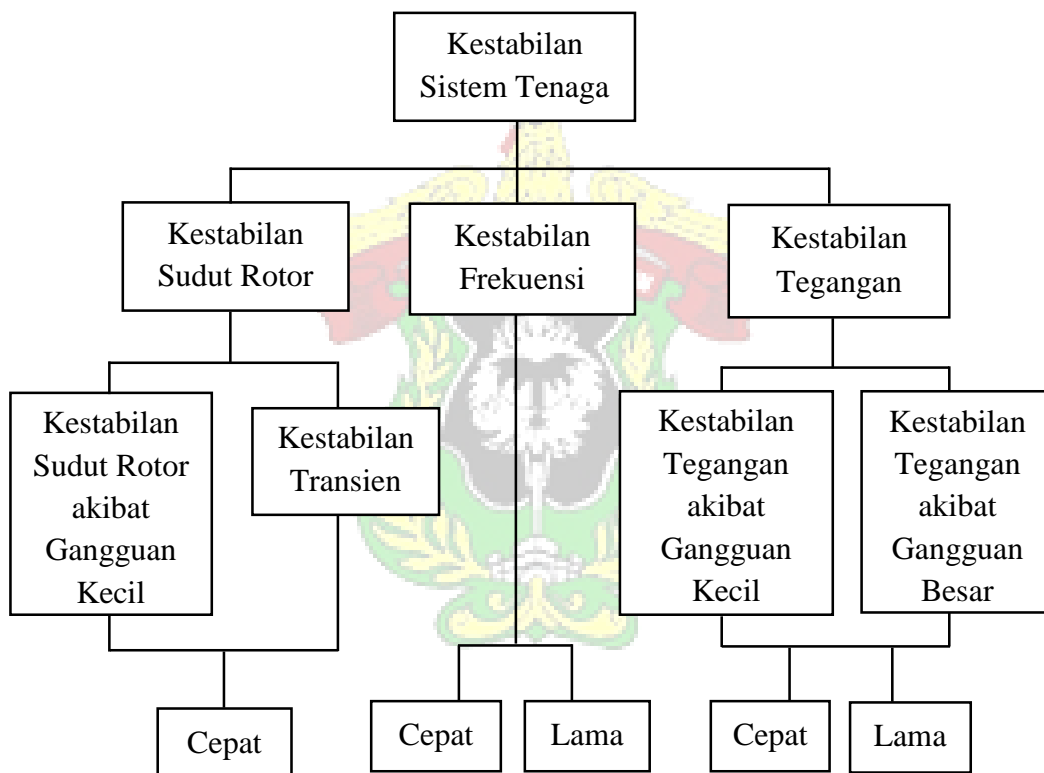
3. Kestabilan Peralihan (*Transient Stability*)

Kestabilan Peralihan adalah kemampuan sistem untuk mencapai titik keseimbangan / sinkronisasi setelah mengalami gangguan yang besar sehingga sistem kehilangan stabilitas karena gangguan terjadi diatas kemampuan sistem.

### **2.3 Klasifikasi Kestabilan Sistem Tenaga Listrik**

Kestabilan sistem tenaga listrik diklasifikasikan berdasarkan beberapa hal di bawah ini [6]:

- a. Sifat alami dari ketidakstabilan yang dihasilkan terkait dengan parameter sistem utama dimana ketidakstabilan bisa diamati.
- b. Ukuran gangguan dianggap menunjukkan metode perhitungan dan prediksi ketidakstabilan yang paling sesuai.
- c. Divais, proses dan rentang waktu yang harus diambil untuk menjadi pertimbangan dalam menentukan kestabilan.



Gambar 2.2 Klasifikasi kestabilan sistem tenaga listrik [6]

Gambar 2.2 memberikan gambaran mengenai permasalahan kestabilan sistem tenaga, dan memaparkannya sampai sub-kategori. Setelah memenuhi beberapa pertimbangan diatas, kestabilan pada sistem tenaga dapat dikelompokkan menjadi tiga bagian, yaitu [8]:

### 1. Kestabilan sudut rotor

Kestabilan sudut rotor adalah kemampuan dari mesin sinkron/generator yang saling terinterkoneksi pada suatu sistem tenaga untuk mempertahankan kondisi sinkron setelah terjadi gangguan. Kestabilan ini berhubungan dengan kemampuan untuk mempertahankan keseimbangan antara torsi elektromagnetik dan torsi mekanik pada masing masing mesin sinkron pada sistem. Ketidakstabilan tersebut dapat menyebabkan berubahnya kecepatan sudut ayunan beberapa generator menuju kehilangan sinkronisasi dengan generator yang lain. Hal ini disebabkan daya output dari generator berubah sesuai dengan berubahnya sudut rotor. Kestabilan sudut rotor terbagi atas dua kategori yaitu [8]:

### 2. Kestabilan frekuensi

Kestabilan frekuensi adalah kemampuan dari sistem tenaga agar dapat menjaga frekuensi ketika terjadi ketidakseimbangan antara pembangkit dan beban akibat gangguan di sistem [8]. Penurunan frekuensi yang besar dapat menimbulkan kegagalan pada beberapa unit pembangkitan sehingga dapat menyebabkan kegagalan pada sistem secara total. Pentingnya menjaga frekuensi adalah agar dapat menyediakan sumber energi yang berkualitas kepada konsumen. Dalam beroperasi normal, hendaknya frekuensi mendekati nilai nominalnya yaitu  $50 \pm 5\%$  Hz untuk sistem tenaga listrik di Indonesia.

### 3. Kestabilan tegangan

Kestabilan tegangan adalah kemampuan dari sistem tenaga untuk mempertahankan kestabilan tegangan pada semua bus setelah mengalami gangguan. Itu bergantung pada kemampuan untuk mempertahankan kesetimbangan

antara permintaan daya pembangkit dan pasokan beban. Kestabilan tegangan biasanya terjadi akibat lepasnya beban yang signifikan dan lepasnya generator sehingga tegangan menjadi drop. Hasil ketidakstabilan tegangan kemungkinan adalah hilangnya beban di suatu area atau tersandung transmisi garis/elemen lain yang mengarah ke gangguan aliran listrik [8].

## 2.4 Kestabilan Tegangan

Kestabilan tegangan berkaitan dengan kemampuan sistem untuk menjaga sistem tenaga pada seluruh bus agar tetap berada dalam batas kestabilan saat normal atau setelah terjadi gangguan. Sistem akan mengalami ketidakstabilan tegangan ketika terjadi gangguan, peningkatan permintaan beban, atau perubahan kondisi sistem sehingga mengakibatkan penurunan tegangan yang tak terkendali. Permasalahan utama pada ketidakstabilan tegangan adalah penurunan tegangan yang terjadi ketika daya aktif dan reaktif mengalir melalui reaktansi induktif yang dihubungkan dengan jaringan transmisi [9]. Ketidakstabilan tegangan dapat menginisiasi terjadinya runtuh tegangan. Di samping kekuatan jaringan transmisi dan kemampuan transfer daya, faktor-faktor yang berkontribusi dalam fenomena runtuh tegangan (*voltage collapse*), antara lain batas kendali tegangan/daya reaktif generator, karakteristik beban, karakteristik kompensator daya reaktif, dan aksi dari divais kendali tegangan seperti transformator *on-load tap changer* [6].

Istilah-istilah yang terkait dengan kestabilan tegangan dapat didefinisikan sebagai berikut [6]:

- a. Kestabilan tegangan (*voltage stability*) adalah kemampuan dari sistem tenaga listrik untuk mempertahankan tegangan pada seluruh bus dalam sistem agar

tetap berada dalam batas toleransi tegangan, baik pada saat kondisi normal maupun setelah terkena gangguan.

- b. Runtuh tegangan (*voltage collapse*) adalah proses dimana ketidakstabilan tegangan berakhir pada nilai tegangan yang sangat rendah pada bagian penting dari sistem tenaga listrik.
- c. Keamanan Tegangan (*Voltage security*) adalah kemampuan dari sistem tenaga listrik, tidak hanya untuk beroperasi stabil, tetapi juga tetap stabil (selama sistem proteksi tetap bekerja untuk mempertahankan tegangan) setelah terjadi gangguan atau perubahan keadaan sistem yang signifikan.

Ketidakstabilan tegangan dan proses runtuh tegangan dapat terjadi dalam selang waktu beberapa detik hingga beberapa menit. Beberapa komponen dan kendali sistem tenaga listrik berperan dalam kestabilan tegangan. Karakteristik sistem dan gangguan akan menentukan fenomena yang penting untuk suatu sistem tenaga listrik [6].

Berdasarkan rentang waktu terjadinya, kestabilan tegangan terbagi atas 2 bagian, yaitu [6]:

1. Kestabilan tegangan transien (*transien voltage stability*)

Kestabilan tegangan transien adalah kemampuan sistem tenaga listrik untuk mempertahankan kondisi sinkronnya saat mengalami gangguan peralihan atau gangguan transien. Biasanya kondisi ini berlangsung antara 0 sampai 10 detik. Kestabilan ini bergantung pada keadaan operasi awal dan juga besarnya gangguan yang terjadi. Kestabilan tegangan jangka pendek melibatkan



komponen beban kerja cepat seperti motor induksi, beban yang dikontrol secara elektronik, dan konverter HVDC (*High Voltage Direct Current*) [8].

2. Kestabilan tegangan jangka panjang (*long-term voltage stability*)

Kestabilan tegangan jangka panjang ini biasanya terjadi pada waktu kisaran beberapa menit sampai 10 menit. Gangguan kestabilan jangka panjang dapat menyebabkan *undervoltage* dan *overvoltage*. Kestabilan tegangan jangka panjang melibatkan peralatan kerja yang lebih lambat seperti *tap changer* trafo, beban yang dikontrol secara termostatis, dan pembatas arus generator [8].

Seperti yang telah diketahui di atas, bahwa rentang waktu untuk masalah kestabilan tegangan bervariasi dari beberapa detik hingga puluhan menit. Maka, perlu juga diketahui bahwa kestabilan tegangan terbagi atas dua bagian, yaitu [6]:

1. Kestabilan tegangan gangguan besar

Kestabilan ini berkaitan dengan kemampuan suatu sistem untuk mengendalikan tegangan mengikuti gangguan besar, seperti gangguan sistem, lepasnya pembangkitan atau *circuit contingencies*. Kemampuan ini ditentukan oleh karakteristik antara beban dan sistem, serta interaksi dari sistem proteksi dan kendali. Agar dapat menentukan kestabilan ini diperlukan pengujian performa sistem pada beban non-linear yang dinamis selama periode waktu tertentu sehingga dapat mengetahui interaksi dari beberapa peralatan seperti *on-load transformer tap changer* (OLTC) dan pembatas arus eksitasi pada generator. Pengujian untuk mengetahui masalah kestabilan tegangan bervariasi dari beberapa detik hingga hitungan menit.

## 2. Kestabilan tegangan gangguan kecil

Kestabilan ini berkaitan dengan kemampuan sistem untuk mengendalikan tegangan mengikuti gangguan kecil seperti kenaikan beban sistem. Penentu kestabilan ini adalah karakteristik beban dan sistem kendali. Konsep ini digunakan agar mengetahui bagaimana tegangan sistem dapat merespon terhadap perubahan kecil pada sistem setiap saat. Keadaan stabil alam merupakan proses dasar yang berkontribusi terhadap kestabilan tegangan gangguan kecil. Sehingga, analisis statis dapat digunakan secara efektif untuk menentukan batas kestabilan, mengidentifikasi faktor-faktor yang mempengaruhi kestabilan, dan menguji kondisi sistem dalam cakupan luas, serta sejumlah besar skenario pasca gangguan. Kriteria yang dapat diketahui untuk kestabilan tegangan gangguan kecil yaitu, pada kondisi operasi untuk setiap bus dalam sistem, nilai tegangan bus meningkat saat injeksi daya reaktif pada bus yang sama meningkat. Apabila ketika kondisi tersebut nilai tegangan bus menurun, sistem tersebut tidak stabil.

### **2.5 Solusi untuk Mengatasi Kestabilan Tegangan**

Terdapat beberapa solusi yang dapat dilakukan untuk mengatasi masalah kestabilan tegangan, antara lain [6]:

#### 1. Pembangkit cadangan yang harus beroperasi

Generator cadangan dioperasikan untuk menyediakan dukungan tegangan selama keadaan darurat atau ketika transformator terlambat beroperasi.

## 2. Kompensator daya reaktif

Dilakukan pemasangan kapasitor bank secara seri ataupun paralel. Tujuan menggunakan kapasitor secara seri adalah untuk mengurangi daya reaktif, yaitu dengan cara seolah-olah memperpendek saluran listrik. Sementara itu untuk penggunaan kapasitor secara paralel, meskipun diketahui penggunaan kapasitor secara paralel dapat menjadi masalah pada kestabilan tegangan, namun biasanya kapasitor tambahan juga dapat berfungsi sebagai cadangan daya reaktif pada generator.

## 3. Operasi pada tegangan yang lebih tinggi

Dalam kondisi ini, cadangan daya reaktif tidak ditingkatkan, namun permintaan daya reaktif diturunkan. Sehingga, generator dapat bertahan jauh dari batas reaktifnya.

## 4. Pelepasan beban *undervoltage*

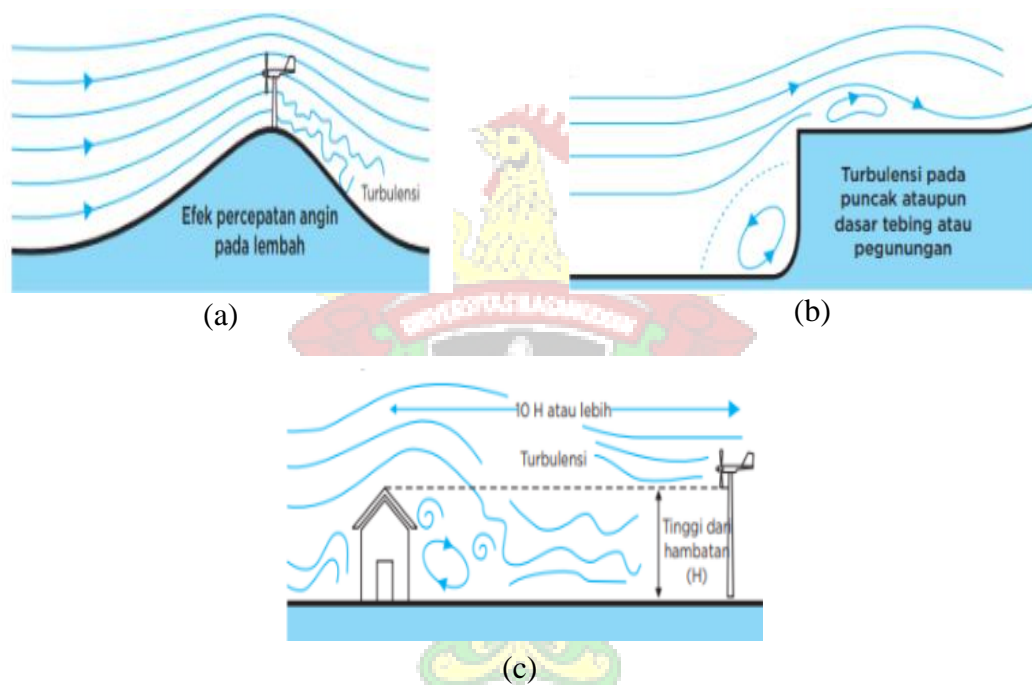
Dengan menurunkan beban, meskipun hanya 5% sampai 10% dapat membuat perbedaan antara *collapse* atau bertahan. Hal ini dilakukan dengan tujuan untuk mempertahankan kestabilan sistem jika terjadi gangguan.

## 2.6 Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB)

### 2.6.1 Angin dan Energi Angin

Angin merupakan udara yang bergerak disebabkan oleh rotasi bumi dan karena adanya perbedaan tekanan udara di sekitarnya. Pergerakan angin dari tempat bertekanan tinggi ke tempat bertekanan rendah. Apabila dipanaskan, maka udara akan memuai. Sehingga, ketika hal ini terjadi maka udara menjadi lebih ringan dan

akan mengakibatkan tekanan udara menurun. Udara dingin di sekitarnya mengalir ke tempat yang bertekanan rendah tadi. Udara menyusut menjadi lebih berat dan turun ke tanah. Di atas tanah udara menjadi panas lagi dan akan naik kembali. Aliran naiknya udara panas dan turunnya udara dingin ini disebut konveksi [10]. Gambar dibawah ini menjelaskan tentang kondisi lokasi yang cocok untuk aliran angin.



Gambar 2.3 (a) Tempat bagus. (b) Tempat buruk. (c) Hambatan. [11]

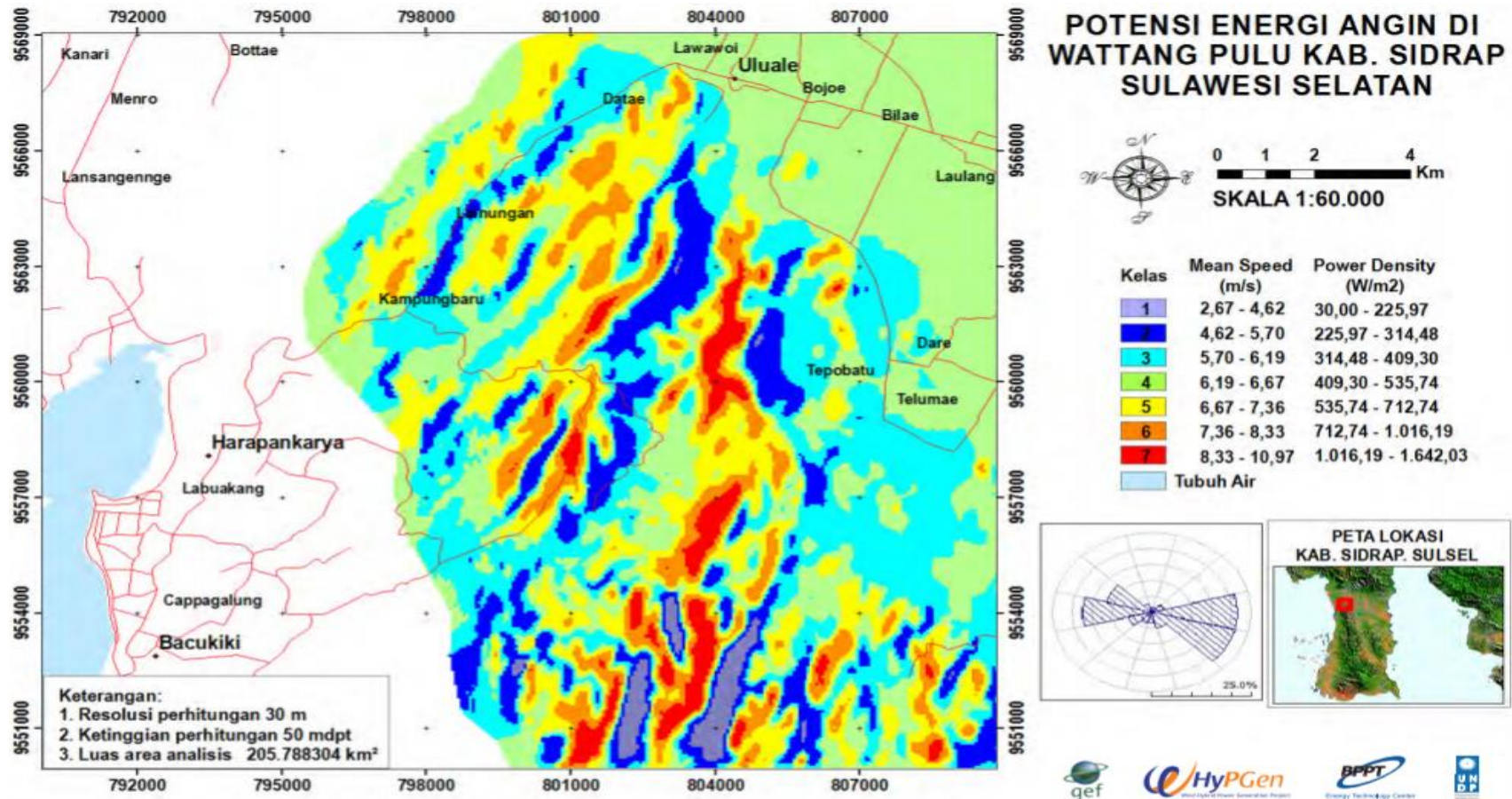
Energi angin adalah aliran angin yang terjadi akibat adanya perbedaan suhu antara dua tempat dengan kecepatan tertentu. Udara panas di suatu tempat pada permukaan bumi menjadi lebih ringan dan naik ke atas. Oleh karena itu, dalam hal mengisi kekosongan udara di tempat tersebut, maka udara yang lebih dingin akan bergerak ke tempat yang panas, sehingga terjadilah pergerakan udara/angin. Energi pada angin adalah energi kinetik yang dapat dikonversikan menjadi energi mekanik

sehingga menghasilkan energi listrik dengan menggunakan sebuah turbin angin [12].

### **2.6.2 Potensi Energi Angin di Sulawesi Selatan**

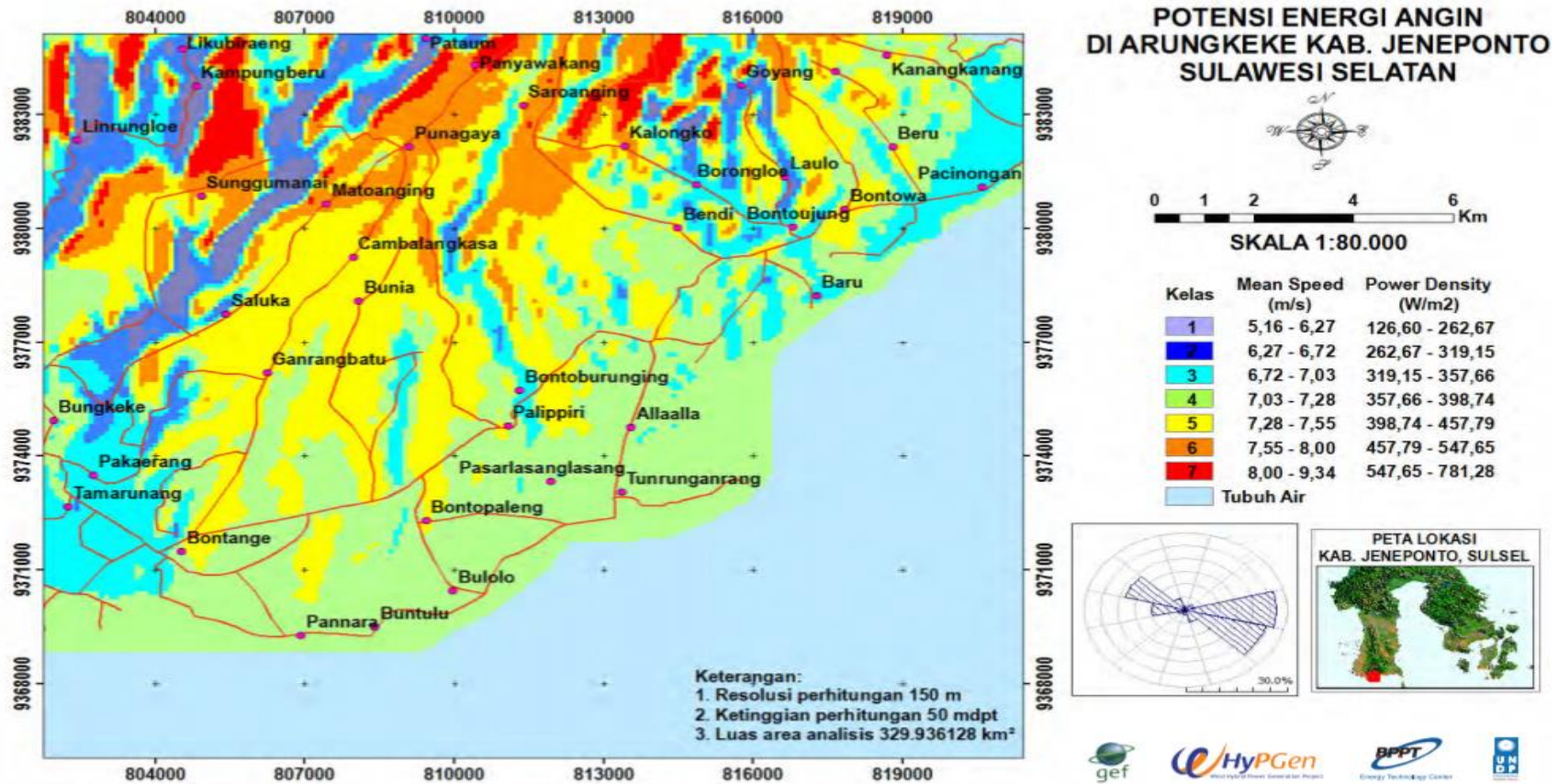
Potensi energi angin di Indonesia umumnya relatif kecil karena terletak di daerah khatulistiwa. Namun, terdapat beberapa daerah yang secara geografi merupakan daerah angin karena merupakan wilayah *nozzle effect* atau penyempitan antara dua pulau atau daerah lereng gunung antara dua gunung yang berdekatan. Sumber energi bayu berasal dari pergerakan udara akibat perubahan temperature udara karena pemanasan dari radiasi matahari [13]. Di Indonesia telah teridentifikasi potensi energi angin di beberapa lokasi terutama di wilayah Jawa, Sulawesi selatan, Nusa Tenggara dan Maluku. Beberapa pengembang telah mengusulkan pembangunan PLTB di beberapa lokasi seperti: Sukabumi, Banten, Sidrap, Bantul dan Jeneponto. Pembangkit listrik tenaga bayu yang merupakan pembangkit dengan sumber energi *intermittent*, menghasilkan energi listrik dalam bentuk yang fluktuatif. Sehingga, dalam pengoperasiannya dibutuhkan pembangkit cadangan sebagai pembangkit pendukung untuk mengantisipasi ketika terjadi penurunan kecepatan angin dibawah batasan desain turbin [14].

Dibawah ini dapat kita lihat peta lokasi potensi angin di Provinsi Sulawesi Selatan [15]:



(a)





(b)

Gambar 2.4 (a) Potensi energi angin di Watang Pulu (b) Potensi energi angin di Arungkeke

### 2.6.3 Pembangkit Listrik Tenaga Bayu

Pembangkit listrik tenaga bayu adalah suatu pembangkit listrik yang menggunakan sumber energi berupa angin agar dapat menghasilkan listrik. Pembangkit ini memanfaatkan energi kinetik angin yang masuk ke dalam area turbin untuk memutar baling-baling atau kincir angin, kemudian putaran tersebut menuju generator sehingga energi listrik muncul.

### 2.6.4 Strategi untuk PLTB yang Bersifat *Intermittent* [14]

1. Sifat *intermittent* dari PLTB dapat diprediksi menggunakan proyeksi perubahan cuaca, yakni harus dilengkapi dengan peralatan sensor cuaca (*anemometer*). Sehingga, sistem pada PLTB ini dapat dimonitor dalam satuan waktu tertentu.
2. Mayoritas PLTB terkoneksi dengan peralatan elektronika daya, sehingga memiliki inersia yang sangat rendah. Untuk mengantisipasi kebutuhan inersia pada sistem dapat dilakukan perubahan pola operasi pembangkit *thermal* konvensional skala besar, yang dioperasikan untuk menjaga inersia sistem namun pembebanannya tidak pada kondisi optimal.
3. Karena keterbatasan ketersediaan energi angin, maka digunakan alat penyimpanan energi (*accu*) yang berfungsi sebagai *back-up* energi listrik. ketika beban penggunaan daya listrik masyarakat meningkat atau ketika kecepatan angin suatu daerah sedang menurun. Namun, kendala dalam alat ini adalah membutuhkan catu daya DC (*Direct Current*) untuk mengisi



energi, sedangkan generator membutuhkan catu daya AC (*Alternating Current*). Sehingga dibutuhkan *rectifier-inverter* untuk keperluan ini [16].

## 2.7 DIgSILENT PowerFactory

*PowerFactory* atau biasa disebut DIgSILENT merupakan *engineering tool* yang digunakan untuk melakukan analisis jaringan tenaga listrik, transmisi, dan distribusi. DIgSILENT merupakan kepanjangan “*Digital Simulation and Electrical Network calculation program*”. Metode yang digunakan DIgSILENT adalah Newton Rhapson. Ada dua pilihan yang bisa digunakan:

1. *Classical Newton Rhapson* dengan *Power Equation*, pilihan ini digunakan untuk menganalisa sistem transmisi, terutama sistem dengan beban yang besar.
2. *Newton Rhapson* dengan *Current Equation*, pilihan ini digunakan untuk menganalisa sistem distribusi yang tidak seimbang [17].

Berikut merupakan simulasi yang terdapat pada *PowerFactory*:

- *Load Flow Analysis*
- *Short Circuit Analys*
- *Contingency Analysis*
- *Quasi-Dynamic Simulation*
- *RMS/EMT Simulation*
- *Modal Analysis*
- *Harmonics/Power Quality*
- *Realibility Analysis*

- *Optimal Power Restoration*
- *Generation Adequacy Analysis*
- *Distribution Network Tools*
- *Optimal Capacitor Placement*
- *Protection*



## **BAB III**

### **METODOLOGI PENELITIAN**

#### **3.1 Judul Penelitian**

Judul yang diangkat pada penelitian ini adalah Analisis Kestabilan Tegangan Sistem Sulbagsel terhadap Dinamika Pembangkit Besar Memperhatikan Intermitensi PLTB.

#### **3.2 Lokasi Penelitian**

Penelitian dilakukan di PT. PLN (Persero) UP2B Wilayah Sulselrabar dan di *Laboratorium Energy and Power System*, Departemen Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Hasanuddin.

#### **3.3 Waktu Penelitian**

Pelaksanaan penelitian dari tugas akhir ini akan dimulai September 2019 sampai bulan Februari 2020. Adapun penulisan tugas akhir dimulai dari bulan Agustus 2019 sampai bulan Mei 2020.

#### **3.4 Teknik Pengambilan Data**

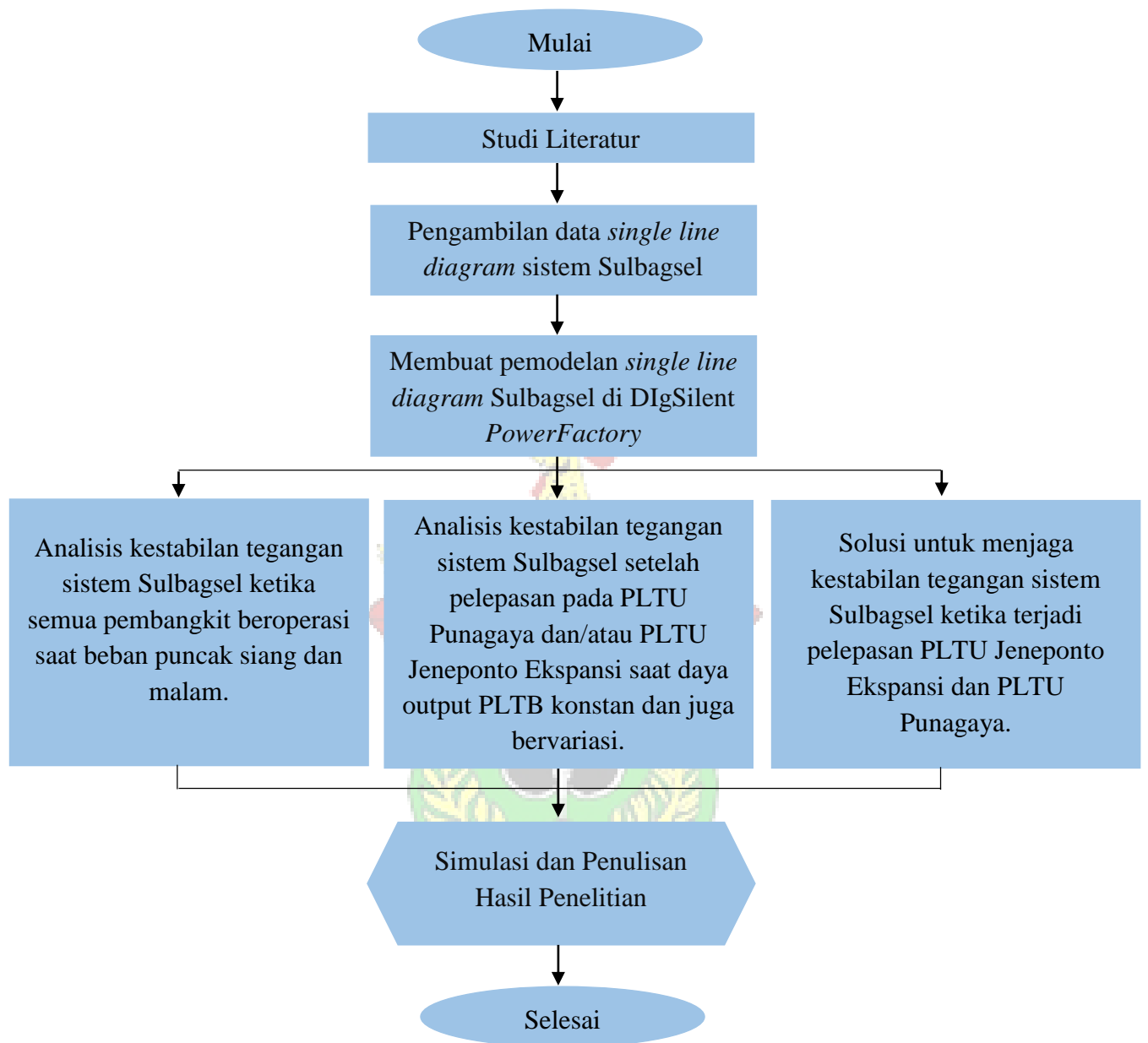
Jenis penelitian ini adalah analisis dan studi kasus sistem Sulbagsel, dimana dalam penelitian ini yang akan diteliti yaitu mengenai kestabilan tegangan sistem Sulbagsel terhadap dinamika pembangkit besar memperhatikan *intermittent* PLTB. Dengan demikian penelitian ini diharapkan dapat menggambarkan secara objektif

tentang kestabilan tegangan sistem kelistrikan Sulbagsel ketika PLTB Sidrap dan PLTB Jeneponto terhubung ke sistem dimana daya output PLTB yang bervariasi (*intermittent*) dan terdapat pelepasan pada PLTU Punagaya dan/atau PLTU Jeneponto Ekspansi. Data yang dianalisa berupa data sekunder yang bersumber dari PT. PLN (Persero) UP2B wilayah Sulselrabar khususnya data yang berhubungan dengan penelitian. Adapun data yang akan dikumpulkan adalah data pembangkit, data transformator, data transmisi, single line diagram sistem Sulbagsel, data aliran daya sistem Sulbagsel, data reaktansi dan impedansi, beban daya aktif, dan beban daya reaktif pada tiap bus.

### **3.5 Alur Penelitian**

Adapun langkah-langkah penelitian ini digambarkan dalam diagram alur (*Flowchart*) dibawah ini:





Gambar 3.1 Diagram alur penelitian

## BAB IV

### HASIL DAN PEMBAHASAN

#### 4.1 Perencanaan Simulasi

Perencanaan simulasi pada penelitian ini dilakukan beberapa simulasi terkait kestabilan tegangan pada sistem Sulbagsel saat interkoneksi PLTB Sidrap dan PLTB Jeneponto jika daya outputnya bervariasi serta terjadi dinamika pada PLTU Punagaya dan PLTU Jeneponto Ekspansi. Dinamika yang dimaksudkan disini adalah ketika pembangkit beroperasi dalam kondisi normal dan *maintenance*. Sehingga dari kondisi tersebut kita dapat melihat profil tegangan pada seluruh bus dalam sistem agar tetap berada dalam batas toleransi tegangan.

Ada beberapa skenario yang akan dilakukan pada simulasi integrasi sistem Sulbagsel ketika terintegrasi PLTB Sidrap dan PLTB Jeneponto Ekspansi menggunakan software DIgSILENT *PowerFactory* yaitu simulasi aliran daya sistem Sulbagsel dalam kondisi normal, simulasi jika daya output PLTB Sidrap dan PLTB Jeneponto bervariasi ketika beban puncak siang dan beban puncak malam, simulasi saat terjadi pelepasan pada pembangkit.

#### 4.2 Data Penelitian

Data pada penelitian ini meliputi seluruh sistem sulbagsel. Sistem sulbagsel ini merupakan sistem kelistrikan yang terinterkoneksi di Sulawesi Selatan yang mana terdiri dari pembangkit yang berbeda-beda dan tersebar di Sulawesi Selatan,

daya dari pembangkit disalurkan melalui jaringan transmisi 275 kV, 150kV, 70kV, hingga ke konsumen melalui jaringan distribusi 20kV dan 11kV.

Penelitian yang dilakukan berdasarkan data yang diperoleh dari PT. PLN (Persero) Unit Pengatur Beban Wilayah Sulselrabar. Data yang diperoleh meliputi data *Single Line Diagram*, pembangkit, transmisi, transformator dan data beban. Berikut adalah data-data yang diperoleh dan digunakan pada penelitian ini.

Tabel 4. 1 Data transformator sistem Sulbagesel

<b>Gardu Induk</b>	<b>Transformator</b>	<b>HV-rtd.Volt. (kV)</b>	<b>LV-rtd.Volt. (kV)</b>	<b>Daya (MVA)</b>
GI. Panakkukang	Distribusi 1	150	20	30
GI. Panakkukang	Distribusi 2	150	20	60
GI. Panakkukang	Distribusi 3	150	20	60
GI. Borongloe	Distribusi 1	69	20	10
GI. Borongloe	Distribusi 2	69	20	20
GI. Barawaja	Distribusi 1	30	20	10
GI. Sungguminasa	Distribusi 1	150	20	60
GI. Sungguminasa	Distribusi 2	150	20	60
GI. Sungguminasa	TG Sgmsa 1	150	20	60
GI. Sungguminasa	TG Sgmsa 2	150	20	60
GI. Tallo Lama	TG 1	150	69	31.5
GI. Tallo Lama	TG 2	150	69	31.5
GI. Tallo Lama	Distribusi 1	150	20	30
GI. Tallo Lama	Distribusi 2	150	20	30
GI. Tallo Lama	Distribusi 3	150	20	60
GIS. Bontoala	Distribusi 1	150	20	60
GIS. Bontoala	Distribusi 2	150	20	60
GI. Bontoala	Distribusi 1	69	7	20
GI. Bontoala	Distribusi 2	69	7	20
GI. T.Bunga	Distribusi 1	150	20	60
GI. T.Bunga	Distribusi 2	150	20	60
GI. T.Bunga	Distribusi 3	150	20	60
GI. Tello	TG 1	150	30	20
GI. Tello	TG 3	150	69	31.5
GI. Tello	TG 5	150	69	31.5
GI. Tello	Distribusi 1	150	20	60

Lanjutan Tabel 4. 1

<b>Gardu Induk</b>	<b>Transformator</b>	<b>HV- rtd.Volt. (kV)</b>	<b>LV- rtd.Volt. (kV)</b>	<b>Daya (MVA)</b>
GI. Tello	Distribusi 2	150	20	60
GI. Tello	TG Ge 1	150	11	70
GI. Tello	TG Ge 2	150	11	70
GI. Tello	TG Mits 1	150	6.3	15
GI. Tello	TG Mits 2	150	6.3	15
GI. Tello	TG Swd 1	150	6.3	15
GI. Tello	TG Swd 2	150	6.3	15
GI. Tello	TG Wescan	30	6.3	18.5
GI. Tello	TG Alsthom	30	6.3	30
GI. Tello	TG Wescan	30	6.3	18.5
GI. Tello	TG Alsthom	30	6.3	30
GI. Tello	TG Alsthom 2	70	11	27
GI. Tello	TG Bbili 1	70	20	10
GI. Tello	TG Bbili 2	70	20	20
GI. Daya	Distribusi 1	69	20	20
GI. Daya	Distribusi 2	69	20	20
GI. Mandai	Distribusi 1	69	20	20
GI. Mandai	Distribusi 2	69	20	20
GI. Pangkep	TG 1	150	69	31.5
GI. Pangkep	TG 2	150	69	31.5
GI. Pangkep	TG 3	150	69	31.5
GI. Pangkep	Distribusi 1	150	20	30
GI. Pangkep	Distribusi 2	150	20	20
GI. Maros	Distribusi 1	150	20	30
GI. Maros	Distribusi 2	150	20	30
GI. Kima	Distribusi 1	150	20	30
GI. Kima	Distribusi 2	150	20	60
GI. Bakaru	Distribusi 1	150	20	20
GI. Bakaru	TG Bakaru	150	11	80
GI. Bakaru	TG Bakaru 3	150	11	80
GI. Pinrang	Distribusi 1	150	20	16
GI. Pinrang	Distribusi 2	150	20	30
GI. Parepare	Distribusi 1	150	20	16
GI. Parepare	Distribusi 2	150	20	30
GI. Parepare	TG Suppa	150	11	45
GI. Parepare	TG Suppa	150	11	45
GI. Barru	Distribusi 1	150	20	5
GI. Barru	Distribusi 2	150	20	20



Lanjutan Tabel 4. 1

<b>Gardu Induk</b>	<b>Transformator</b>	<b>HV- rtd.Volt. (kV)</b>	<b>LV- rtd.Volt. (kV)</b>	<b>Daya (MVA)</b>
GI. Barru	TG Barru	150	11	70
GI. Barru	TG Barru	150	11	70
GI. Balusu	Distribusi 1	150	20	6.3
GI. Sidrap	Distribusi 1	150	20	20
GI. Sidrap	Distribusi 2	150	20	30
GI. Soppeng	Distribusi 1	150	20	20
GI. Soppeng	Distribusi 2	150	20	30
GI. Soppeng	Distribusi 3	150	20	30
GI. Sengkang	Distribusi 1	150	20	20
GI. Sengkang	Distribusi 2	150	20	30
GI. Sengkang	Gt 11	150	11	70
GI. Sengkang	Gt 22	150	11	90
GI. Sengkang	St 19	150	11	70
GI. Sengkang	Gt 21	150	11	80
GI. Sengkang	Gt 22	150	11	90
GI. Sengkang	St 29	150	11	90
GI. Makale	Distribusi 1	150	20	20
GI. Makale	Distribusi 2	150	20	30
GI. Palopo	Distribusi 1	150	20	20
GI. Palopo	Distribusi 2	150	20	20
GI. Palopo	Distribusi 3	150	20	30
GI. Palopo	Distribusi 4	150	20	30
GI. Siwa	Distribusi 1	150	21	30
GI. Enrekang	Distribusi 1	150	20	30
GI. Wotu	TG 1	275	150	90
GI. Wotu	Distribusi 1	150	20	30
GI. Bone	Distribusi 1	150	20	20
GI. Bone	Distribusi 2	150	20	30
GI. Sinjai	Distribusi 1	150	20	20
GI. Sinjai	Distribusi 2	150	20	30
GI. Bulukumba	Distribusi 1	150	20	20
GI. Bulukumba	Distribusi 2	150	20	30
GI. Jeneponto	Distribusi 1	150	20	20
GI. Jeneponto	Distribusi 2	150	20	30
GI. Talassa	Distribusi 2	150	20	20
GI. Talassa	Distribusi 3	150	20	30
GI. Punagaya	Distribusi 1	150	20	30
GI. Punagaya	TG Pltu Be	150	11	125

Lanjutan Tabel 4. 1

<b>Gardu Induk</b>	<b>Transformator</b>	<b>HV- rtd.Volt. (kV)</b>	<b>LV- rtd.Volt. (kV)</b>	<b>Daya (MVA)</b>
GI. Punagaya	TG Pltu Be	150	11	125
GI. Punagaya	TG Pngya	150	11	140
GI. Punagaya	TG Pngya	150	11	140
GI. Punagaya	TG Pln 1	150	11	125
GI. Punagaya	TG Pln 2	150	11	125
GI. Bantaeng New	Distribusi 1	150	20	30
GI. Polmas	Distribusi 1	150	20	20
GI. Polmas	Distribusi 2	150	20	30
GI. Majene	Distribusi 1	150	20	20
GI. Mamuju	Distribusi 1	150	20	20
GI. Mamuju	Distribusi 2	150	20	30
GI. Mamuju	Distribusi 3	150	23.1	16
GI. Mamuju	TG Pltu Mmuju 1	150	11	31.25
GI. Mamuju	TG Pltu Mmuju 2	150	11	31.25
GI Poso	TG Poso	275	11	80
GI Poso	TG Poso	275	11	80
GI Poso	TG Poso	275	11	80
GI Pamona	Pmona TG 1	275	150	90
GI Pamona	Pmona TG 2	275	150	90
GI Lattupa	Ltupa TG 1	275	150	90
GI Lattupa	Ltupa TG 2	275	150	90
GI Lattupa	Ltupa TG 3	275	150	90
GI Kolaka	Distribusi 1	150	20	30
GI Unaaha	Distribusi 1	150	20	30
GI Moramo	Distribusi 1	150	20	60
GI Tanasa	Distribusi 1	70	20	10
GI Puuwatu	Distribusi 1	70	20	20
GI Puuwatu	Distribusi 2	70	20	30
GI Puuwatu	Distribusi 3	70	20	30

Sumber: PT PLN (Persero) UP2B Wilayah Sulselbar

Tabel 4. 2 Rating tegangan, arus, dan panjang saluran transmisi sistem Sulbagsel

<b>Nama</b>	<b>Rtd Voltage (kV)</b>	<b>Rtd Current (kA)</b>	<b>Panjang (km)</b>
Tello-Tallo Lama	150	0.6	6.4
Tello-Sungguminasa	150	1.86	10.934
Sungguminasa-Tallasa	150	1.6	27.5
Tello-Panakkukang	150	1.6	4.5
Sungguminasa-Tanjung Bunga	150	0.6	11.89
Tello-Borongloe	70	0.409	12.4
Tallo Lama-Bontoala (SKTT)	70	0.4	4.2
Tello-Barawaja	30	0.409	3.4
Sungguminasa-Maros	150	1.509	50.307
Tallo Lama-GIS Bontoala (SKTT)	150	0.6	10
Sungguminasa-Bolangi	150	1.509	11.307
Bolangi-Maros	150	1.509	39
Tello-Pangkep	150	0.6	6
Mandai-Tello	150	0.4	12.1
Tello-Bosowa	150	0.535	34.42
Pangkep-Tonasa III	70	0.4	3.7
Pangkep-Mandai	70	0.4	37.7
Mandai-Daya	70	0.5	5
Daya-Tello	70	0.4	7.3
Pangkep-Bosowa	150	0.535	20.92
Maros-Sidrap	150	1.836	126.37
Tonasa III-Tonasa V	70	0.409	3.7
Bakaru-Pinrang	150	0.535	58.65
Tuppu-Polmas	150	0.638	27.788
Tuppu-Pinrang	150	0.638	36.421
Pinrang-Parepare	150	0.6	26.06
Parepare-Suppa	150	0.6	7.5
Parepare-Balusu	150	0.638	22
Parepare-Polmas	150	0.6	90.27
Barru-Pangkep	150	0.535	46
Balusu-Barru	150	0.535	22
Parepare-Sidrap	150	0.6	19.1
Sidrap-Soppeng	150	0.6	53.08
Soppeng-Bone	150	0.6	43.27
Soppeng-Sengkang	150	0.6	35.4
Sidrap-Makale	150	0.6	105.48
Makale-Palopo	150	0.535	37.35
Sengkang-Sidrap	150	1.509	40
Maros-PLTB Sidrap	150	1.509	128.603
PLTB Sidrap-Sidrap	150	1.509	10.728
Sidrap-Makale	150	0.6	105.48
Enrekang-Makale	150	1	54.8
Sengkang-Siwa	150	1.276	66.52
Siwa-Palopo	150	1.276	89.711
Sidera-Poso	150	0.8	141.69

Lanjutan Tabel 4. 2

Nama	Rtd Voltage (kV)	Rtd Current (kA)	Panjang (km)
Lattupa-Wotu	275	0.6	97
Palopo-Poso	275	0.6	209
Pamona-Poso	150	0.8	43.57
Sidera-Silae	150	0.535	28.9
Bone-Bulukumba	150	0.6	137.2
Bone-Sinjai	150	0.6	74.01
Sinjai-Bulukumba	150	0.6	59.5
Bulukumba-Jeneponto	150	0.535	46.4
Takalar-PLTU Jeneponto	150	1.836	25.74
TIP 58-Jeneponto	150	0.638	24.5
Jeneponto-Bantaeng New	150	0.6	20
Btg New-Btg Switching	150	0.6	1
Bantaeng Switching-Bulukumba	150	0.6	264
Polmas-Majene	150	0.6	50.16
Majene-Mamuju	150	0.6	114.3
Mamuju-PLTU Mamuju	150	0.638	83.18

Sumber: PT PLN (Persero) UP2B Wilayah Sulselbar

Tabel 4. 3 Data impedansi dan reaktansi saluran transmisi Sulbagsel

Nama	R'(AC,20°C)	X'	R0'(AC)	X0'
	Ohm/km	Ohm/km	Ohm/km	Ohm/km
Tello-Tallo Lama	0.084	0.346	0.262	0.809
Tello-Sungguminasa	0.037	0.281	0.189	0.874
Sungguminasa-Tallasa	0.084	0.281	0.246	0.875
Tello-Panakkukang	0.111	0.35	0.246	0.875
Sungguminasa-Tanjung Bunga	0.058	0.305	0.247	0.923
Tello-Borongloe	0.236	0.4333	0.268	1.272
Tallo Lama-Bontoala (SKTT)	0.236	0.4333	0.268	1.272
Tello-Kima	0.123	0.397	0.245	0.836
Tello-Barawaja	0.236	0.433	0.268	1.272
Sungguminasa-Maros	0.0345	0.2875	0.2371	1.2176
Tallo Lama-GIS Bontoala (SKTT)	0.056	0.1147	0.056	0.1147
Sungguminasa-Bolangi	0.0345	0.2875	0.2371	1.2176
Bolangi-Maros	0.0345	0.2875	0.2371	1.2176
Mandai-Tello	0.205	0.4	0.605	1.2
Tello-Bosowa	0.129	0.4049	0.3	1
Pangkep-Tonasa III	0.236	0.4333	0.268	1.272
Pangkep-Mandai	0.244	0.415	0.44	1.204
Mandai-Daya	0.236	0.4333	0.268	1.272
Daya-Tello	0.263	0.3	0.632	1.56
Pangkep-Bosowa	0.129	0.4049	0.3	1
Maros-Sidrap	0.0345	0.2875	0.2371	1.2176
Tonasa III-Tonasa V	0.236	0.433	0.268	1.272
Bakaru-Pinrang	0.129	0.4049	0.3	1

Lanjutan Tabel 4. 3

Nama	R'(AC,20°C) Ohm/km	X' Ohm/km	R0'(AC) Ohm/km	X0' Ohm/km
Bakaru-Polmas	0.117	0.409	0.318	1.077
Tuppu-Pinrang	0.117	0.409	0.318	1.077
Pinrang-Parepare	0.123	0.404	0.313	0.993
Parepare-Suppa	0.117	0.409	0.329	1.009
Parepare-Balusu	0.129	0.4049	0.3	1
Parepare-Polmas	0.123	0.404	0.266	0.923
Balusu-Pangkep	0.129	0.4049	0.3	1
Balusu-Barru	0.129	0.4049	0.3	1
Parepare-Sidrap	0.122	0.399	0.285	1.028
Sidrap-Soppeng	0.121	0.4	0.233	0.861
Soppeng-Bone	0.119	0.386	0.259	0.973
Soppeng-Sengkang	0.072	0.372	0.151	0.502
Sidrap-Enrekang	0.073	0.394	0.189	0.931
Sidrap-Makale	0.073	0.394	0.189	0.931
Makale-Palopo	0.129	0.4049	0.3	1
Sengkang-Sidrap	0.0345	0.2875	0.2371	1.2176
Maros-PLTB Sidrap	0.0345	0.2875	0.2371	1.2176
PLTB Sidrap-Sidrap	0.0345	0.2875	0.2371	1.2176
Sidrap-Makale	0.073	0.394	0.189	0.931
Enrekang-Makale	0.073	0.394	0.189	0.931
Sengkang-Siwa	0.0647	0.28	0.3	1
Pamona-poso	0.0647	0.28	0.3	1
Silae-pasang kayu	0.129	0.4049	0.3	1
Sidera-Silae	0.129	0.4049	0.3	1
Sidera-Poso	0.0647	0.28	0.3	1
Palopo-Pamona	0.0345	0.2875	0.2371	1.2176
Lattupa-Wotu	0.0345	0.2875	0.2371	1.2176
Tallise-PJPP 2	0.111	0.35	0.246	0.875
Tallise-PJPP 2	0.111	0.35	0.246	0.875
Parigi-PJPP 2	0.111	0.35	0.246	0.875
Parigi-PJPP 1	0.111	0.35	0.246	0.875
Pamona-Wotu	0.0345	0.2875	0.2371	1.2176
Bone-Bulukumba	0.122	0.408	0.258	0.933
Bone-Sinjai	0.116	0.391	0.286	0.915
Sinjai-Bulukumba	0.134	0.44	0.317	1.089
Bulukumba-Jeneponto	0.129	0.4049	0.3	1
Punagaya-Pltu be	0.0345	0.2875	0.2371	1.2176
Talasa-Pltu be	0.0345	0.2875	0.2371	1.2176
TIP 58-Jeneponto	0.129	0.4049	0.3	1
Punagaya-Tip 58	0.0345	0.2875	0.2371	1.2176
Jeneponto-Pltb tolo	0.0647	0.28	0.3	1
Jeneponto-Bantaeng New	0.122	0.408	0.296	0.971
Bantaeng New-Bantaeng Switching	0.122	0.408	0.296	0.971
Talasa-Pltu Jnpto	0.0345	0.2875	0.2371	1.2176

Lanjutan Tabel 4. 3

Nama	R'(AC,20°C) Ohm/km	X' Ohm/km	R0'(AC) Ohm/km	X0' Ohm/km
Pltu Expsi	0.0345	0.2875	0.2371	1.2176
Polmas-Majene	0.121	0.396	0.272	0.99
Majene-Mamuju	0.129	0.396	0.28	0.953
Mamuju-PLTU Mamuju	0.0647	0.28	0.3	1

Sumber: PT PLN (Persero) UP2B Wilayah Sulselbar

Tabel 4. 4 Data kapasitas pembangkit terpasang sistem Sulbagsel

Nama Pembangkit	Daya Aktif (MW)
PLTA Bili-Bili #1	6
PLTA Bili-Bili #2	14.1
PLTU Barru #1	50
PLTU Barru #2	50
PLTM Sawitto	1.5
PLTA Bakar #1	63
PLTA Bakar #2	63
PLTU Mamuju #1	25
PLTU Mamuju #2	25
PLTD Silae	18
PLTA Poso #1	65
PLTA Poso #2	65
PLTA Poso #3	65
PLTU Jeneponto #1	100
PLTU Jeneponto #2	100
PLTU Jeneponto Exspi #3	125
PLTU Jeneponto Exspi #4	125
PLTU Punagaya #1	100
PLTU Punagaya #2	100
PLTB Tolo Jeneponto	60
PLTGU Sengkang	195
PLTB Sidrap	70
PLTM Bungin	3
PLTD Altrac	17
PLTA Konawe #1	25
PLTA Konawe #2	25
PLTU Maramo #1	50
PLTU Maramo #2	50
PLTMG Blok 1 #1	9.7
PLTMG Blok 1 #2	9.7

Lanjutan Tabel 4. 4

<b>Nama Pembangkit</b>	<b>Daya Aktif (MW)</b>
PLTMG Blok 1 #3	9.7
PLTMG Blok 2 #1	9.7
PLTMG Blok 2 #2	9.7
PLTMG Blok 2 #3	9.7
PLTM Malili	4.69
<b>Total</b>	<b>1718.49</b>

Sumber: PT PLN (Persero) UP2B Wilayah Sulselbar

Tabel 4. 5 Data pembangkit *existing* sistem Sulbagsel

<b>Nama Pembangkit</b>	<b>Beban Puncak</b>	
	<b>Pukul 13.00 (MW)</b>	<b>Pukul 19.00 (MW)</b>
BAKARU#1	40	52
BAKARU#2	40	47
BILIBILI#1	4.2	4.8
BILIBILI#2	9.87	11.28
POSO#1	40	40
POSO#2	40	40
POSO#3	40	40
SAWITTO	0.64	0.64
BUNGIN	0	1.2
BARRU#1	30.2	36.2
BARRU#2	35	39.5
PUNAGAYA#1	70	70
PUNAGAYA#2	70	70
JENEPONTO#1	70	70
JENEPONTO#2	80	80
JENEPONTO EXP#3	90	95
JENEPONTO EXP#4	92	96
SENGKANG	57	152
SILAE	0	1.16
KONAWE #1	20	20
KONAWE #2	20	20
MARAMO #1	40	40
MARAMO #2	40	40

Lanjutan Tabel 4. 5

Nama Pembangkit	Beban Puncak	
	Pukul 13.00 (MW)	Pukul 19.00 (MW)
MAMUJU#1	15.32	21.03
MAMUJU#2	15.32	21
ALTRAC	0	10
PLTMG BLOK 1 #1	5	7.76
PLTMG BLOK 1 #2	5	7.76
PLTMG BLOK 1 #3	5	7.76
PLTMG BLOK 2 #1	5	7.76
PLTMG BLOK 2 #2	5	7.76
PLTMG BLOK 2 #3	5	7.76
PLTM MALILI	3	3
PLTB TOLO JENEPONTO	5.76	5.76
PLTB SIDRAP	4	4
<b>TOTAL</b>	<b>1002.67</b>	<b>1178.13</b>

Sumber: PT PLN (Persero) UP2B Wilayah Sulselbar

Tabel 4. 6 Data beban sistem Sulbagsel

Gardu Induk	Transformator	Beban Puncak	
		Pukul 13.00	Pukul 19.00
GI TELLO 150 kV	Trafo Dist#1 60 MVA	9.4	10.6
	Trafo Dist#2 60 MVA	32	38.3
GI DAYA	Trafo Dist#1 20 MVA	6.1	6.9
	Trafo Dist#2 20 MVA	12.1	12.9
GI KIMA	Trafo Dist#1 30 MVA	8.7	8.6
	Trafo Dist#2 60 MVA	6.1	5.7
GI TONASA	Tonasa	36.1	34.9
GI BOSOWA	Bosowa	48.11	53.5
GI MANDAI	Trafo Dist#1 20 MVA	10.6	12.6
	Trafo Dist#2 20 MVA	12.8	15.3
GI MAROS	Trafo Dist#2 30 MVA	12.2	16.6
GI PANGKEP	Trafo Dist#4 20 MVA	7.3	9.7
	Trafo Dist#5 30 MVA	8	10.3
GI BONTOALA	Trafo Dist#2 20 MVA	13.2	12.9
GIS BONTOALA	Trafo Dist#1 60 MVA	21.2	24.8
GI PANAKKUKANG	Trafo Dist#1 30 MVA	12.7	15.4
	Trafo Dist#3 60 MVA	22.9	25.2
	Trafo Baru 60 MVA	29.2	32.8
GI TLAMA	Trafo#2 30 MVA	12.1	12.1
	Trafo#3 60 MVA	19.8	24.3
GI TANJUNG BUNGA	Trafo Dist#1 60 MVA	22.6	29.1



Lanjutan Tabel 4. 6

Gardu Induk	Transformator	Beban Puncak	
		Pukul 13.00	Pukul 19.00
GI SUNGGUMINASA	Trafo Dist#2 60 MVA	25.7	27.6
	Trafo Dist#1 60 MVA	14.1	19
	Trafo Dist#2 60 MVA	18.9	26.9
GI BORONGLOE	Trafo Dist#2 60 MVA	2	5.4
GI BOLANGI	Trafo Dist#1 60 MVA	10.9	13.5
GI BARRU	Trafo Dist#1 20 MVA	5.9	8.1
GI BALUSU	Trafo#1 6.3 MVA	1.7	2.4
GI PARE-PARE	Trafo Dist#1 30 MVA	8.5	10.8
	Trafo Dist#2 16 MVA	7.2	9.1
GI PINRANG	Trafo Dist#1 30 MVA	15	18.8
	Trafo Dist#2 16 MVA	7.5	9.3
GI BAKARU	Trafo#1 20 MVA	0.1	4.97
GI TALLASA	Trafo Dist#1 30 MVA	6.6	10.8
	Trafo Dist#2 20 MVA	5.6	9.8
GI JENEPONTO	Trafo Dist#1 20 MVA	5.3	8.5
	Trafo Dist#2 30 MVA	6.1	11.1
GI BULUKUMBA	Trafo Dist#1 20 MVA	7.3	11.7
	Trafo Dist#2 30 MVA	13.1	18.9
GI SINJAI	Trafo#1 20 MVA	8.1	12.7
	Trafo#2 30 MVA	9.7	11.1
GI BONE	Trafo#2 20 MVA	11.9	15.9
	Trafo#3 30 MVA	12.1	16.7
	Trafo#1 30 MVA	5.9	10.6
GI BANTAENG NEW	Trafo#1 30 MVA	2.1	3.61
GI PUNAGAYA	Trafo Dist#1 20 MVA	9.7	11.7
GI SIDRAP	Trafo Dist#2 30 MVA	13.7	15.5
	Trafo Dist#1 20 MVA	4.5	6.3
GI SOPPENG	Trafo Dist#2 30 MVA	6.1	8.6
	Trafo Dist#1 20 MVA	9.8	13.3
GI SENGKANG	Trafo Dist#2 30 MVA	11.3	16
	Trafo Dist#1 30 MVA	7.65	8.7
GI ENREKANG	Trafo Dist#1 30 MVA	5.7	9.5
GI MAKALE	Trafo Dist#1 20 MVA	0.8	4.9
	Trafo Dist#2 30 MVA	3.7	6.7
GI PALOPO	Trafo Dist#1 20 MVA	11.9	14.5
	Trafo Dist#2 20 MVA	1.2	1.5
	Trafo Dist#3 30 MVA	11.3	16.3
	Trafo Dist#4 30 MVA	10.8	15.9
GI PAMONA	Trafo Dist#1 10 MVA	2.61	5.03
GI POSO	Trafo Dist#1 20 MVA	6.97	10.6
GI WOTU	Trafo Dist 30 MVA	12.77	17.38
GI MAMUJU	Trafo Dist#1 20 MVA	9.8	12.2
	Trafo Dist#2 30 MVA	11.3	6.6
GI MAJENE	Trafo Dist#1 20 MVA	9.2	14.1

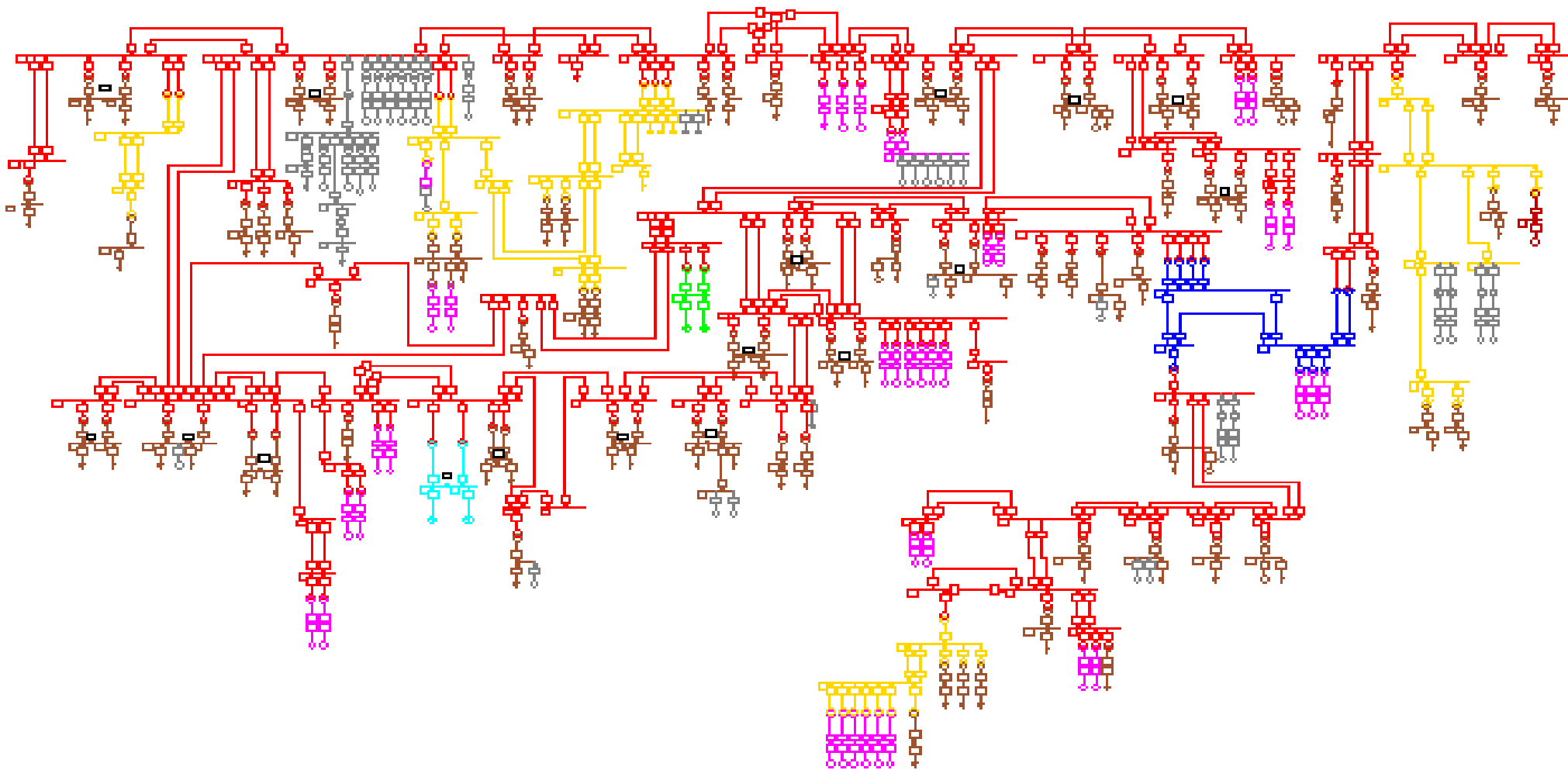
Lanjutan Tabel 4. 6

Gardu Induk	Transformator	Beban Puncak	
		Pukul 13.00	Pukul 19.00
GI POLMAS	Trafo Dist#1 20 MVA	6.5	9.1
	Trafo Dist#2 30 MVA	3.9	6
SIDERA	Trafo Dist#2 30 MVA	10.2	16.3
SILAE	Trafo Dist#3 60 MVA	21.1	27.8
TALISE	Trafo Dist#2 30 MVA	15.4	21.3
PARIGI	Trafo Dist#1 20 MVA	5.1	6.9
	Trafo Dist#1 20 MVA	3.7	7.1
PSKYU	Trafo Dist#2 30 MVA	0.8	8.2
UNNAHA	Trafo Dist#1 30 MVA	14.2	24.14
KOLAKA	Trafo Dist#1 30 MVA	11.46	19.482
LASUSUA	Trafo Dist#1 30 MVA	4.36	7.412
MORAMO	Trafo Dist#1 30 MVA	9.28	15.776
KENDARI	Trafo Dist#1 30 MVA	7.41	12.6
<b>TOTAL</b>		841.31	1080.306

Sumber: PT PLN (Persero) UP2B Wilayah Sulselbar

Adapun gambar *Single Line Diagram* dari sistem Subbagsel yaitu sebagai berikut:



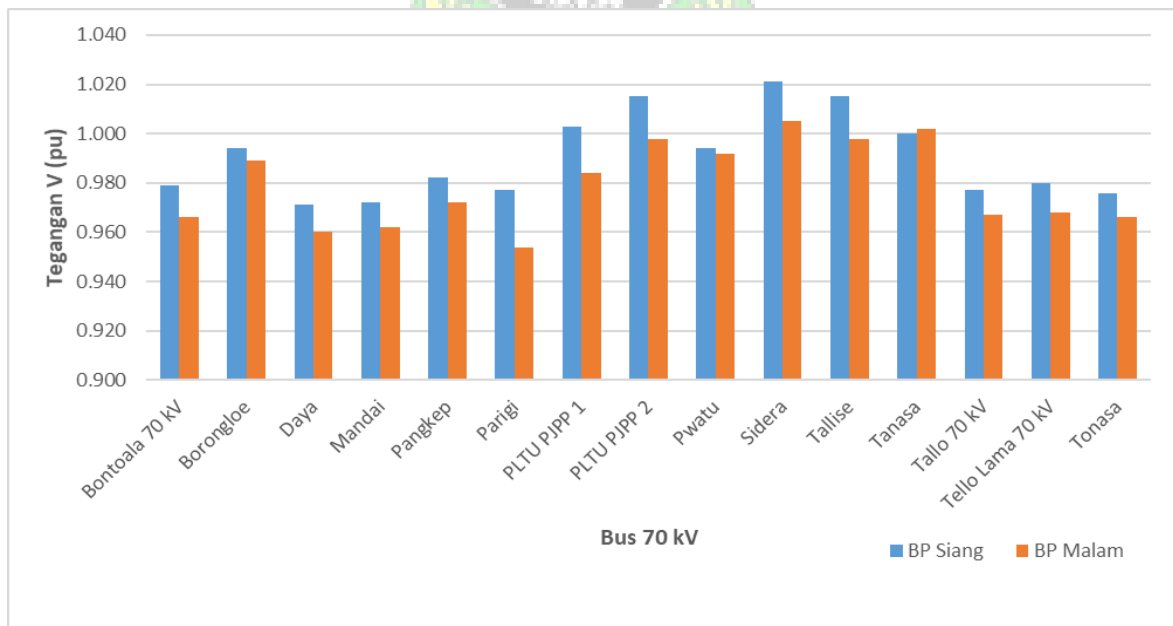


Gambar 4. 1 *Single line diagram* sistem kelistrikan Sulbagsel

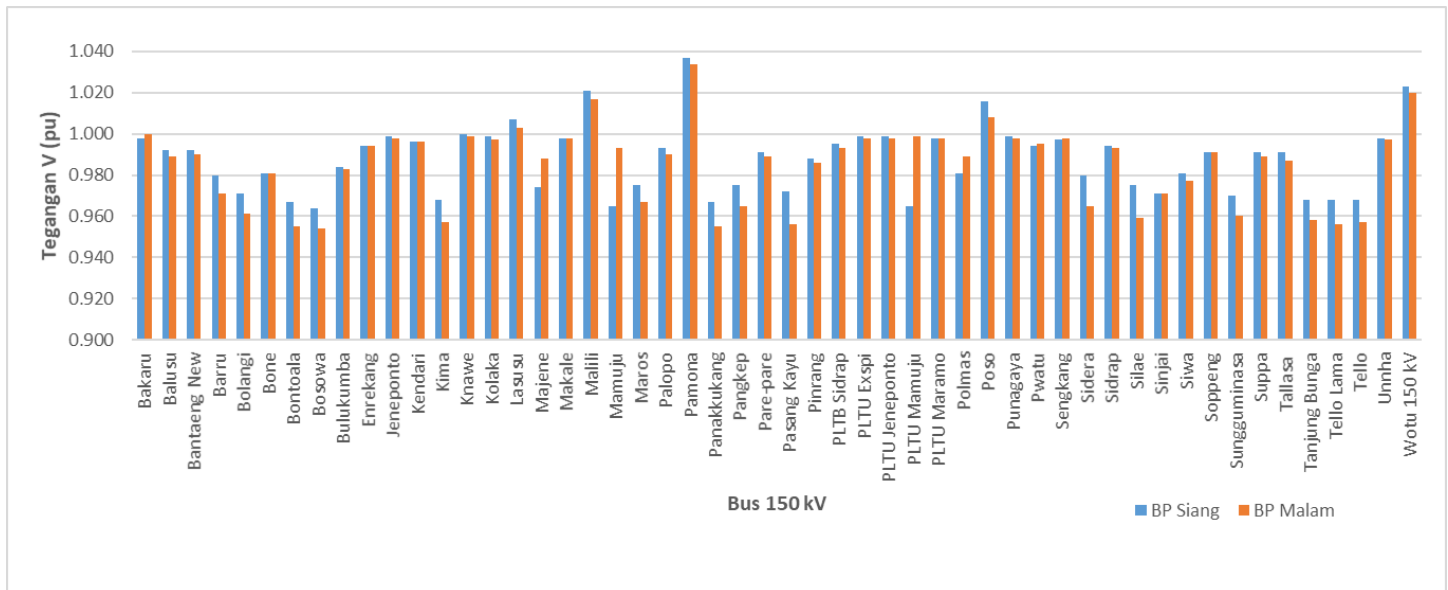
### 4.3 Hasil Simulasi

#### 4.3.1 Simulasi Aliran Daya Sistem Sulbagsel saat Kondisi Normal (*Steady State*)

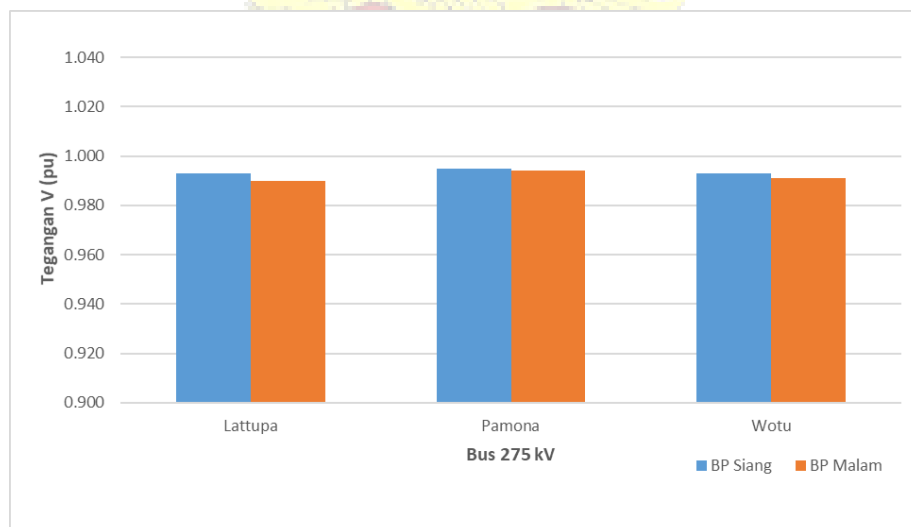
Simulasi ini bertujuan untuk mengetahui aliran daya sistem Sulbagsel tahun 2020 saat berada dalam kondisi normal pada beban puncak siang dan beban puncak malam. Simulasi aliran daya ini dilakukan menggunakan DIGSILENT *PowerFactory* 15.1.7. Simulasi ini menggunakan gambar *existing* sistem transmisi Sulbagsel untuk melihat kondisi tegangan di setiap bus dalam keadaan normal pada saat beban puncak siang sebesar 841.31 MW dan beban puncak malam sebesar 1080.306 MW. Pada simulasi ini terdiri dari 3 jenis bus yaitu bus referensi (bus Punagaya), bus tegangan dan bus beban. Setelah dilakukan simulasi program aliran daya maka didapat hasil profil tegangan pada masing-masing bus dapat dilihat pada gambar dibawah:



Gambar 4. 2 Profil tegangan sistem Sulbagsel 70 kV saat kondisi normal pada beban puncak siang dan malam



Gambar 4. 3 Profil tegangan sistem Sulbagsel 150 kV saat kondisi normal pada beban puncak siang dan malam



Gambar 4. 4 Profil tegangan sistem Sulbagsel 275 kV saat kondisi normal pada beban puncak siang dan malam

Gambar 4.2 hingga Gambar 4.4 menunjukkan profil tegangan transmisi sistem Sulbagsel 2020 pada bus 70 kV, 150 kV dan 275 kV dalam kondisi normal pada beban puncak siang dan beban puncak malam. Dari grafik dapat dilihat bahwa

nilai tegangan pada saat beban puncak siang dan beban puncak malam tidak jauh berbeda dan tetap berada dalam batas toleransi tegangan PLN +5% sampai -10% dari tegangan nominal. Adapun hasil simulasi aliran daya pada sistem Sulbagsel adalah sebagai berikut:

Tabel 4. 7 Keluaran daya dan *losses* sistem Sulbagsel saat kondisi normal

SISTEM SULBAGSEL	DAYA			LOSSES		CADANGAN	
	P (MW)	Q (MVA <sub>r</sub> )	S (MVA)	P (MW)	Q (MVA <sub>r</sub> )	P (MW)	%
BP Siang	1170.42	236.57	1194.09	18.62	97.74	548.07	31.89
BP Malam	1428.81	301.21	1460.21	28.18	149.73	289.68	16.85

Pada Tabel 4.7 diketahui bahwa total aliran daya aktif pada sistem Sulbagsel untuk beban puncak siang adalah 1170.42 MW dan beban puncak malam adalah 1428.81 MW. Dimana, sistem Sulbagsel memiliki kapasitas total sebesar 1718.49 MW sehingga diketahui masih ada kapasitas daya yang tidak digunakan atau biasanya dikenal dengan istilah *spinning reserve*. Untuk mendapatkan nilai dari *spinning reserve* pada suatu sistem dapat dihitung menggunakan rumus dibawah ini:

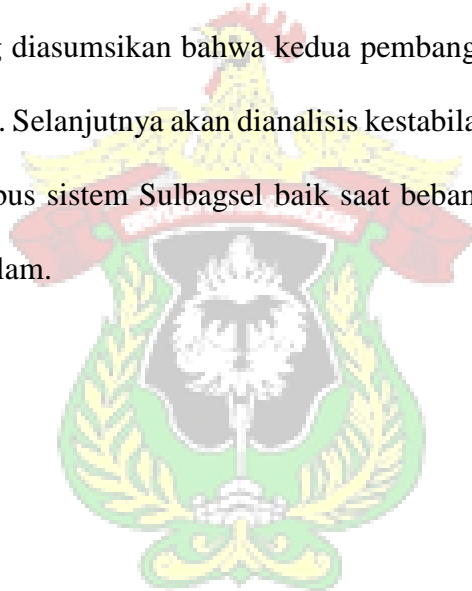
$$Spinning\ reserve\ (MW) = \text{kapasitas total} - \text{kapasitas terpakai} \dots (1)$$

Sehingga dengan mengetahui rumus diatas maka dapat pula dihitung besaran *spinning reserve* dalam bentuk persentase. Adapun rumusnya adalah sebagai berikut:

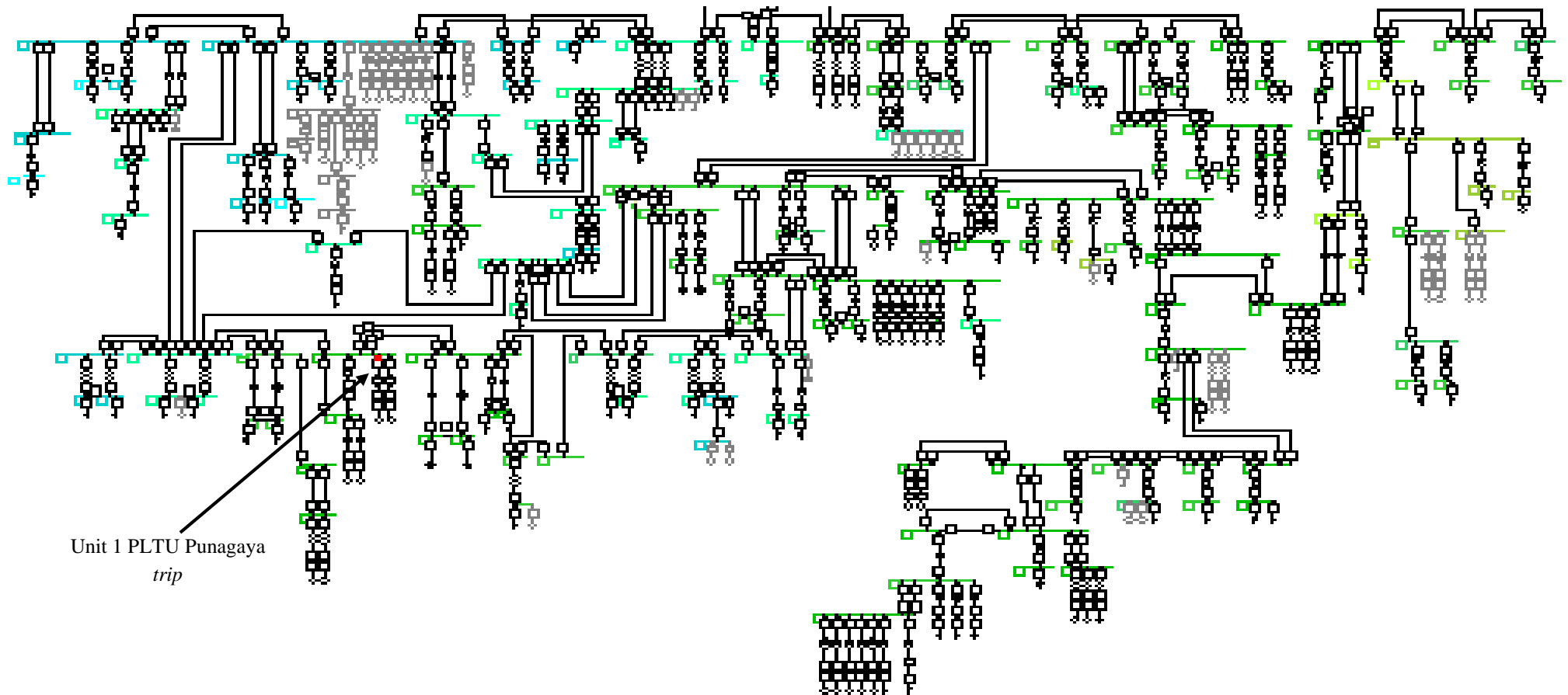
$$Spinning\ reserve\ (\%) = \frac{spinning\ reserve\ (MW)}{kapasitas\ total} \times 100\% \dots (2)$$

### 4.3.2 Simulasi Ketika Terjadi Pelepasan pada Pembangkit Termal saat Daya PLTB Konstan

Dalam skenario pelepasan pembangkit termal ini, yang menjadi objek pelepasan adalah PLTU Punagaya dan PLTU Jeneponto Ekspansi, dimana daya output PLTB diasumsikan maksimal yaitu masing-masing daya output PLTB 80%. Dalam kasus ini terdapat 2 kondisi yaitu: Pertama, PLTU Punagaya lepas yang diasumsikan bahwa unit tersebut sedang melakukan *overhaul maintenance* pada unit 1. Kedua, ketika PLTU Punagaya (MW) dan PLTU Jeneponto Ekspansi (MW) lepas dari sistem yang diasumsikan bahwa kedua pembangkit tersebut melakukan *overhaul maintenance*. Selanjutnya akan dianalisis kestabilan kontingensi tegangan pada masing-masing bus sistem Sulbagsel baik saat beban puncak siang maupun saat beban puncak malam.



### 4.3.2.1 Simulasi saat PLTU Punagaya Lepas



Gambar 4. 5 Kondisi sistem Sulbagsel setelah pelepasan PLTU Punagaya

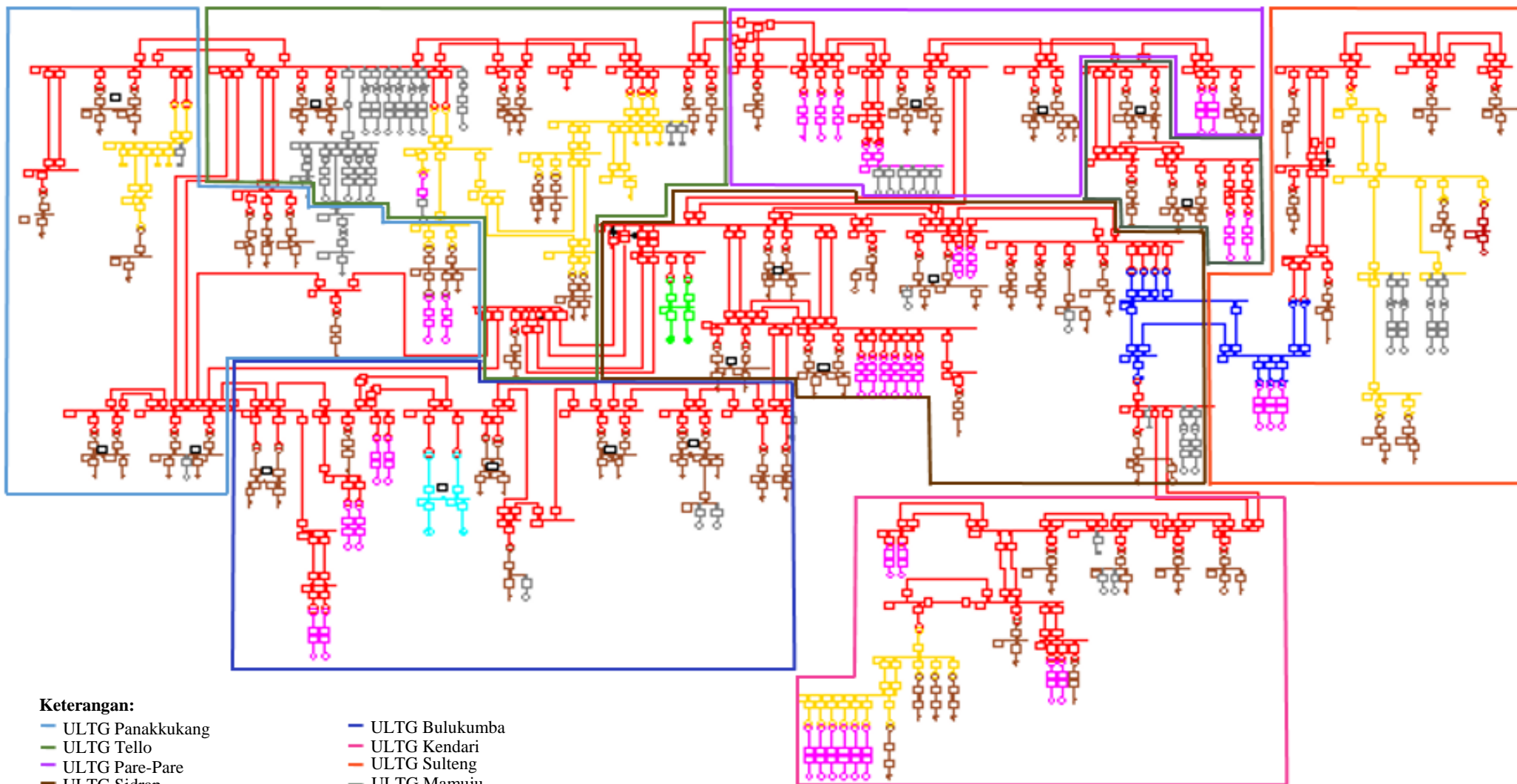


Gambar 4.5 menunjukkan kondisi sistem Sulbagsel setelah unit 1 PLTU Punagaya lepas dari sistem. Dimana, setelah dilakukan simulasi terjadi peningkatan daya reaktif pada sisi pembangkit dan peningkatan *losses* sebesar 18.99 MW pada sistem Sulbagsel beban puncak siang dan 28.12 MW pada sistem Sulbagsel beban puncak malam. Sebagaimana dapat kita lihat pada tabel berikut ini:

Tabel 4. 8 Keluaran daya dan *losses* sistem Sulbagsel saat unit 1 PLTU Punagaya lepas

SISTEM SULBAGSEL	DAYA			LOSSES		CADANGAN	
	P (MW)	Q (MVA <sub>r</sub> )	S (MVA)	P (MW)	Q (MVA <sub>r</sub> )	P (MW)	%
BP Siang	1145.67	237.93	1170.11	18.99	102.50	502.82	29.25
BP Malam	1401.73	299.05	1433.28	28.12	151.60	246.76	14.35

Ketika terjadi pelepasan pada PLTU Punagaya diakibatkan unitnya sedang *overhaul maintenance*, maka gangguan akan bermula pada detik ke - 2 lalu berlangsung selama beberapa detik sehingga akan menyebabkan penurunan tegangan. Namun, umumnya yang diketahui bahwa sistem tenaga listrik memiliki cadangan putar (*spinning reserve*) yang dapat memberikan suplai secara langsung ketika terjadi penurunan tegangan pada sistem. Sehingga, pembangkit yang lain meningkatkan suplai dengan cara menambahkan bahan bakar yang dibantu dengan governor akibatnya sistem masih dapat diselamatkan dalam kasus seperti ini. Oleh karena itu didapatkan nilai *spinning reserve* yang lebih rendah daripada saat sistem dalam kondisi normal. Adapun analisis hasil simulasi ini dilakukan pada setiap Unit Layanan Transmisi dan Gardu Induk (ULTG) PLN yang terdiri dari beberapa gardu induk.



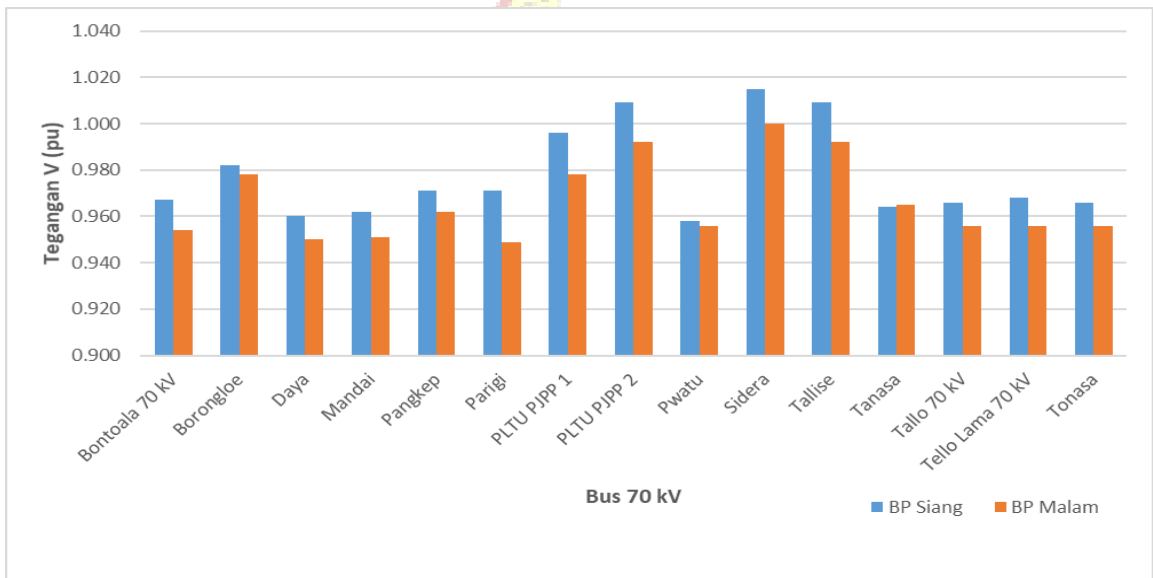
Gambar 4. 6 Gambar pembagian Unit Layanan Transmisi dan Gardu Induk (ULTG) pada sistem Sulbagsel

Pada Gambar 4.6 dapat diketahui bahwa terdapat 8 buah pembagian Unit Layanan Transmisi dan Gardu Induk (ULTG) yaitu ULTG Panakkukang, ULTG Tello, ULTG Pare-Pare, ULTG Sidrap, ULTG Bulukumba, ULTG Mamuju, ULTG Sulteng, dan Kendari. Saat melakukan simulasi gangguan yang diasumsikan bermula pada detik ke-2. Maka ketika gangguan terjadi pembangkit cadangan akan langsung beroperasi hingga lama kelamaan gangguan tersebut akan berisolasi sampai dengan 0.632 detik sampai 0.802 detik untuk beban puncak siang dan 0.602 detik sampai 0.842 detik untuk beban puncak malam. Adapun tabel lama gangguan pada setiap ULTG dapat dilihat di lampiran 1 tabel 1. Lama gangguan tersebut akan mengakibatkan perubahan yang cukup signifikan pada sistem Sulbagsel mulai dari pasokan daya pembangkit, nilai tegangan hingga konsumsi daya beban.

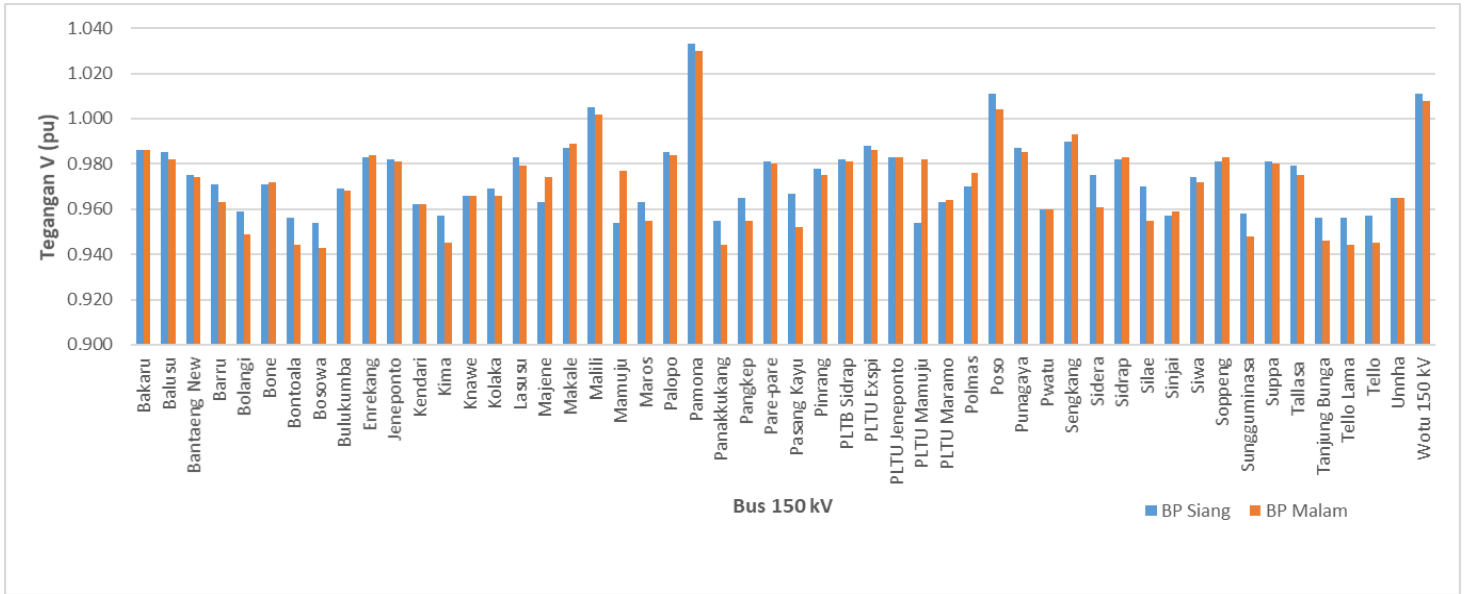
Saat terjadi gangguan seluruh pembangkit berusaha meningkatkan suplai agar sistem tetap berada dalam kondisi stabil. Dimana, sistem dapat dikatakan stabil apabila memiliki tegangan yang berada antara 0.90 pu sampai 1.05 pu. Peningkatan suplai pembangkit dilakukan dengan cara menambahkan pasokan bahan bakar. Untuk melihat perubahan daya output pembangkit sebelum dan setelah gangguan dapat dilihat di lampiran 2 tabel 1. Adapun untuk kondisi beban saat terjadi kontigensi maka akan mengalami penurunan. Hal ini disebabkan oleh beban yang digunakan pada *software* DlgSILENT *PowerFactory* 15.1.7 memiliki model Z konstan. Saat kondisi normal beban akan mengonsumsi daya sesuai rating yang diberikan. Tetapi, ketika terjadi gangguan (pelepasan unit 1 PLTU Punagaya) daya menurun akibat model beban yang digunakan. Hal ini dibuktikan dengan menggunakan rumus dibawah ini:

$$S = \frac{V^2}{Z} \dots\dots\dots (3)$$

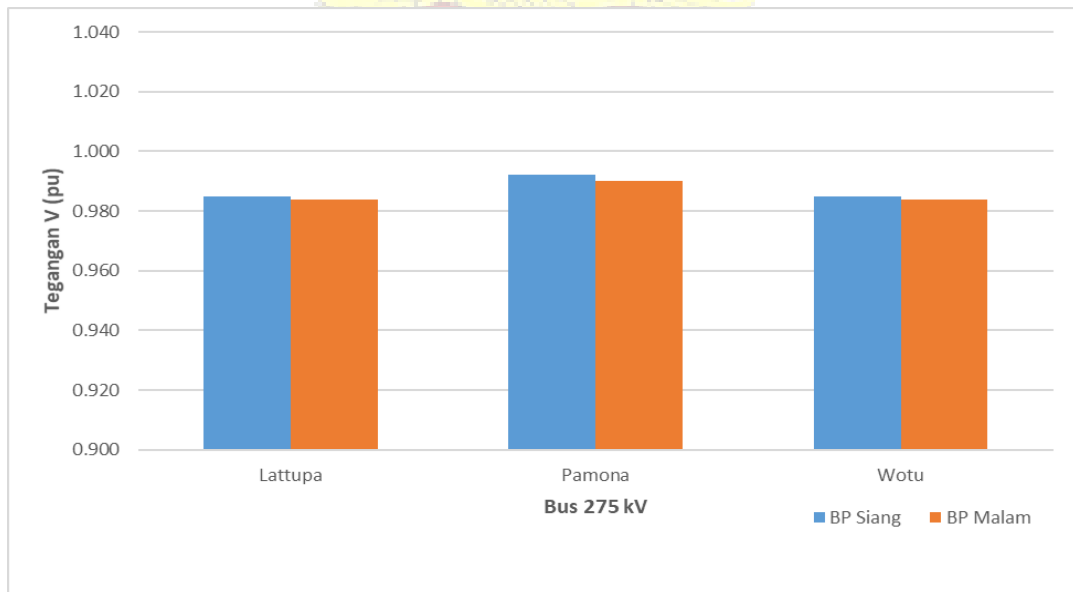
Dari rumus diatas diketahui bahwa apabila Z konstan maka daya akan menurun kuadratis terhadap tegangan. Perbandingan konsumsi daya sebelum dan setelah gangguan terdapat pada lampiran 3 tabel 1. Selain daya pada beban yang mengalami penurunan, tegangan juga akan mengalami penurunan ketika kondisi kontigensi. Namun, penurunannya masih berada dalam batas toleransi tegangan PLN yaitu 0.90 pu sampai 1.05 pu jadi semua daerah masih bisa tersuplai listrik. Adapun kondisi tegangan sistem Sulbagsel adalah sebagai berikut:



Gambar 4. 7 Profil tegangan sistem Sulbagsel 70 kV saat pelepasan PLTU Punagaya pada beban puncak siang dan malam

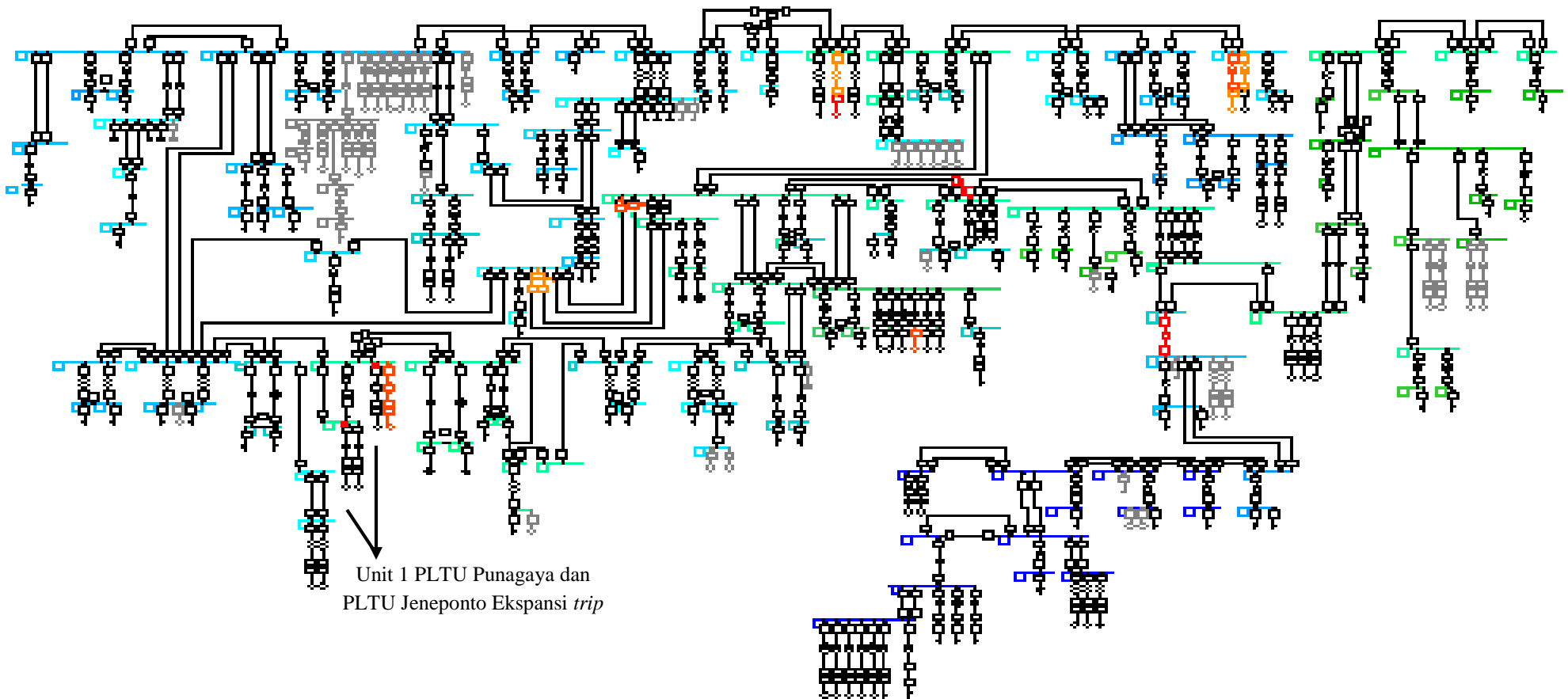


Gambar 4. 8 Profil tegangan sistem Sulbagsel 150 kV saat pelepasan PLTU Punagaya pada beban puncak siang dan malam



Gambar 4. 9 Profil tegangan sistem Sulbagsel 275 kV saat pelepasan PLTU Punagaya pada beban puncak siang dan malam

#### 4.3.2.2 Simulasi saat PLTU Punagaya dan PLTU Jeneponto Ekspansi Lepas



Gambar 4. 10 Kondisi sistem Subagsel setelah pelepasan unit 1 PLTU Punagaya dan PLTU Jeneponto Ekspansi

Gambar 4.10 menunjukkan kondisi sistem Sulbagsel setelah unit 1 PLTU Punagaya dan PLTU Jeneponto Ekspansi lepas dari sistem. Dimana, setelah dilakukan simulasi terjadi peningkatan daya reaktif pada sisi pembangkit dan peningkatan *losses* sebesar 21.42 MW pada sistem Sulbagsel beban puncak siang dan 37.79 MW pada sistem Sulbagsel beban puncak malam. Sebagaimana dapat kita lihat pada tabel berikut ini:

Tabel 4. 9 Keluaran daya dan *losses* sistem Sulbagsel saat unit 1 PLTU Punagaya dan PLTU Jeneponto Ekspansi lepas

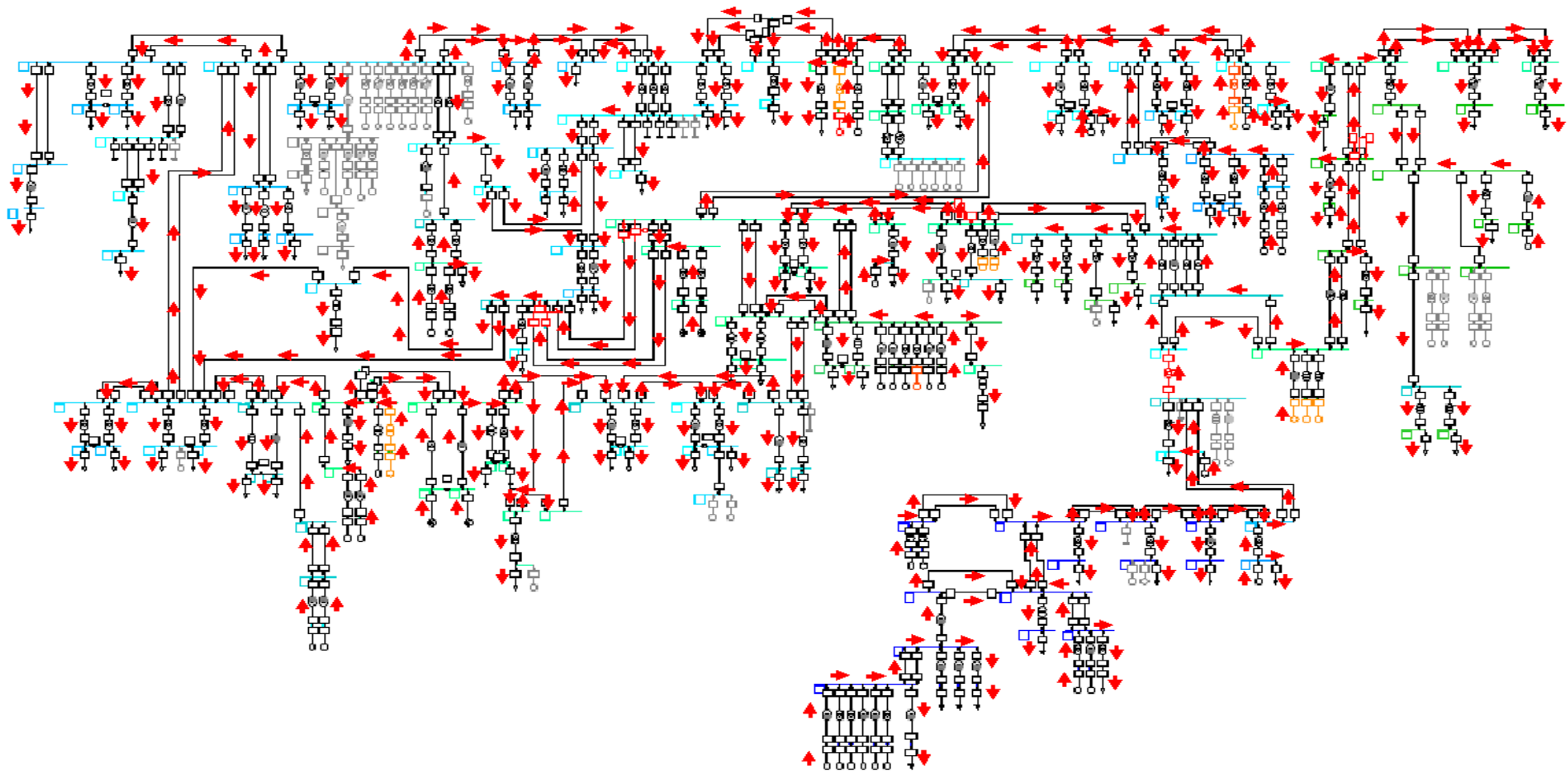
SISTEM SULBAGSEL	DAYA			LOSSES		CADANGAN	
	P (MW)	Q (MVA <sub>r</sub> )	S (MVA)	P (MW)	Q (MVA <sub>r</sub> )	P (MW)	%
BP Siang	1122.23	249.45	1149.62	21.42	117.62	431.26	25.09
BP Malam	1334.71	337.32	1376.68	37.79	202.34	218.78	12.73

Ketika terjadi pelepasan pada PLTU Punagaya dan PLTU Jeneponto Ekspansi diakibatkan 1 unitnya sedang *overhaul maintenance*, maka gangguan akan bermula pada detik ke - 2 lalu berlangsung selama beberapa detik sehingga akan menyebabkan penurunan tegangan. Namun, umumnya yang diketahui bahwa sistem tenaga listrik memiliki cadangan putar (*spinning reserve*) yang dapat memberikan suplai secara langsung ketika terjadi penurunan tegangan pada sistem. Sehingga, pembangkit yang lain meningkatkan suplai dengan cara menambahkan bahan bakar yang dibantu dengan governor akibatnya sistem masih dapat diselamatkan dalam kasus seperti ini. Oleh karena itu didapatlah nilai *spinning reserve* yang lebih rendah daripada saat sistem dalam kondisi normal. Adapun

analisis hasil simulasi ini dilakukan pada setiap Unit Layanan Transmisi dan Gardu Induk (ULTG) PLN yang terdiri dari beberapa gardu induk. Adapun setelah melakukan simulasi gangguan, maka akan dilihat lama gangguan mulai dari 0.652 detik sampai 0.802 detik untuk beban puncak siang dan 0.532 detik sampai 0.842 detik untuk beban puncak malam, untuk lebih lengkapnya dapat dilihat pada lampiran 1 tabel 2. Selanjutnya, kondisi aliran daya sistem Sulbagsel ketika terjadi pelepasan PLTU Punagaya dan PLTU Jeneponto Ekspansi adalah sebagai berikut:







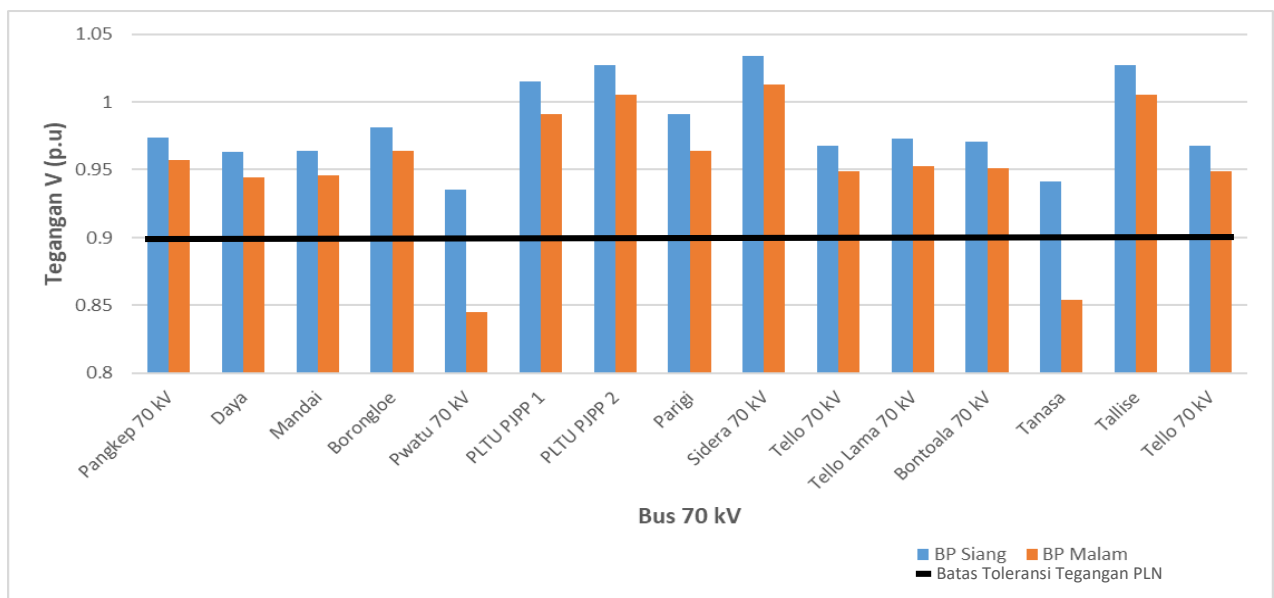
Gambar 4. 11 Aliran daya sistem Sulbagsel setelah pelepasan PLTU Punagaya dan PLTU Jeneponto Ekspansi

Dari Gambar 4.11 diketahui simulasi aliran daya pada sistem Sulbagsel ketika terjadi pelepasan pada PLTU Punagaya dan PLTU Jeneponto Ekspansi, adapun tabel aliran daya pada sistem Sulbagsel dapat dilihat pada lampiran 4. Saat terjadi gangguan seluruh pembangkit berusaha meningkatkan suplai agar sistem tetap berada dalam kondisi stabil. Peningkatan suplai pembangkit dilakukan dengan cara menambahkan pasokan bahan bakar. Namun setelah generator meningkatkan suplai, pada ULTG Kendari masih tidak dapat diselamatkan sehingga harus lepas dari sistem Sulbagsel. Hal ini dapat dilihat pada Gambar 4.11 bahwa saat terjadi gangguan sistem pada ULTG Kendari atau dapat diasumsikan sistem kecil akan mengalirkan daya outputnya ke ULTG lainnya, sehingga pemenuhan daya pada sistem Kendari tidak dapat dipenuhi. Oleh karena itu beberapa daerah pada ULTG Kendari harus lepas dari sistem Sulbagsel. Untuk melihat perubahan daya output pembangkit sebelum dan setelah gangguan dapat dilihat di lampiran 2 tabel 2.

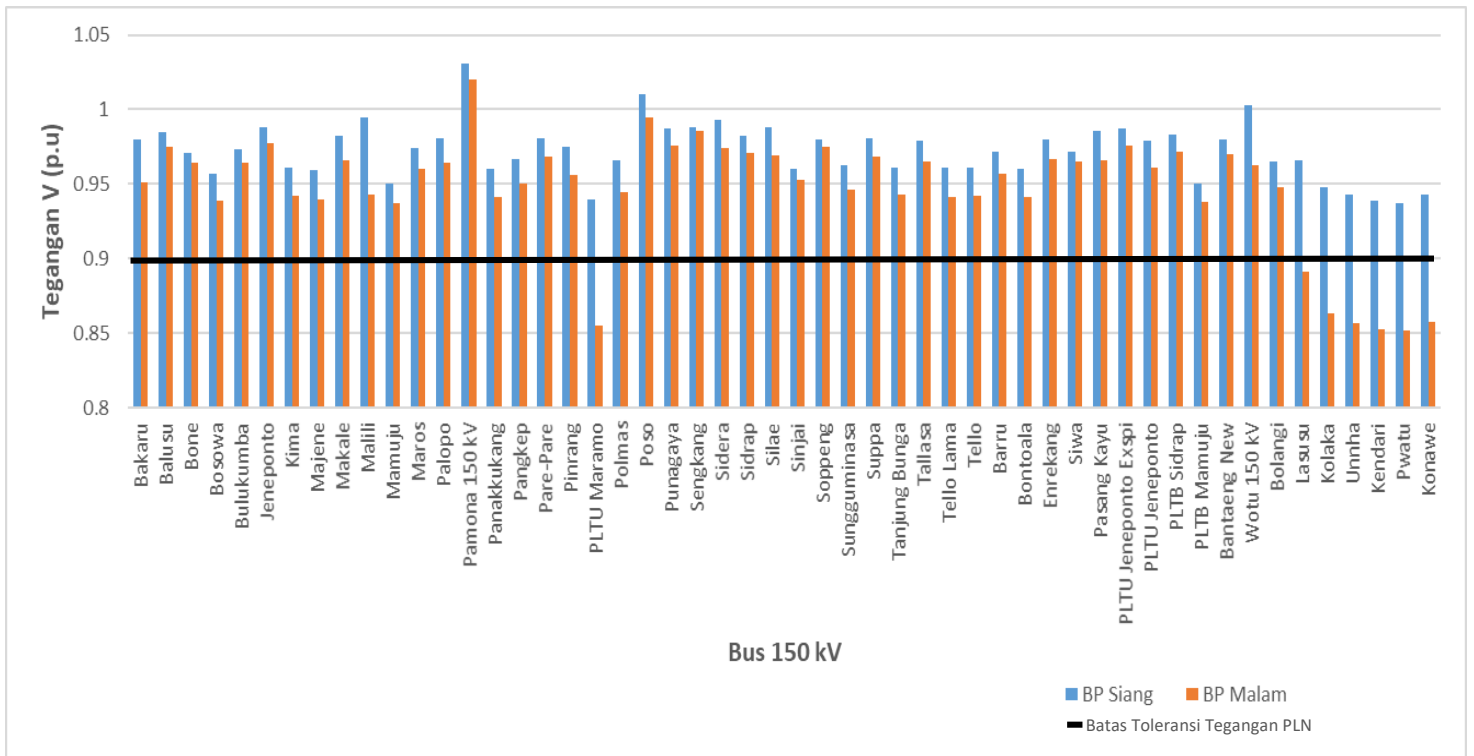
Saat terjadi gangguan konsumsi daya beban mengalami penurunan. Hal ini disebabkan oleh beban yang digunakan pada *software* DIgSILENT *PowerFactory* 15.1.7 memiliki model Z konstan. Saat kondisi normal beban akan mengonsumsi daya sesuai rating yang diberikan. Tetapi, ketika terjadi gangguan (pelepasan unit 1 PLTU Punagaya dan unit 1 PLTU Jeneponto Ekspansi) daya menurun akibat model beban yang digunakan. Hal ini dibuktikan dengan menggunakan rumus dibawah ini:

$$S = \frac{V^2}{Z} \dots\dots\dots (3)$$

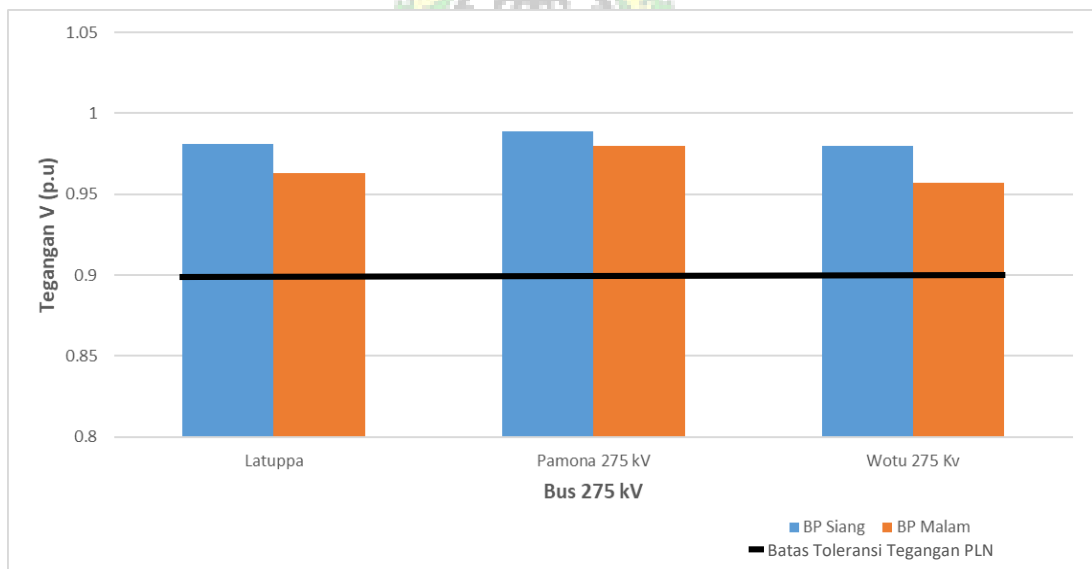
Sehingga, dari rumus diatas diketahui bahwa apabila  $Z$  konstan maka daya akan menurun kuadratis terhadap tegangan. Selain daya pada beban yang mengalami penurunan, tegangan juga akan mengalami penurunan ketika kondisi kontigensi. Penurunan tegangannya mencapai titik terendah sebesar 0.827 pu yang terjadi pada bus Pwatu 70 kV. Adapun kondisi tegangan sistem Sulbagsel lebih lengkapnya dapat dilihat pada gambar dibawah ini:



Gambar 4. 12 Profil tegangan sistem Sulbagsel 70 kV saat pelepasan PLTU Punagaya dan PLTU Jeneponto Ekspansi pada beban puncak siang dan malam



Gambar 4. 13 Profil tegangan sistem Sulbagsel 150 kV saat pelepasan PLTU Punagaya dan PLTU Jenepono Ekspansi pada beban puncak siang dan malam



Gambar 4. 14 Profil tegangan sistem Sulbagsel 275 kV saat pelepasan PLTU Punagaya dan PLTU Jenepono Ekspansi pada beban puncak siang dan malam

Dari Gambar 4.12 sampai Gambar 4.14 dapat diketahui bahwa terdapat beberapa busbar yang melampaui batas tegangan PLN yaitu berada dibawah tegangan 0.9 pu. Busbar tersebut merupakan kelompok dari ULTG Kendari. Dibawah ini dapat dilihat kondisi tegangan busbar yang mengalami *under voltage*:

Tabel 4. 10 Kondisi tegangan pada ULTG Kendari sebelum dan setelah pelepasan PLTU Punagaya dan PLTU Jeneponto Ekspansi

Bus	Tegangan Sebelum (pu)	Tegangan Setelah (pu)	Perubahan Tegangan (%)
Kendari	0.994	0.837	-0.157
Kolaka	0.989	0.845	-0.144
Konawe	0.998	0.842	-0.156
Lasusu	0.988	0.866	-0.122
Tanasa	0.999	0.843	-0.156
PLTU Maramo	0.997	0.839	-0.158
Pwatu 150 kV	0.999	0.835	-0.164
Pwatu 70 kV	0.987	0.827	-0.16
Unnha	0.995	0.840	-0.155

Pada Tabel 4.10 memperlihatkan kondisi tegangan pada beberapa busbar sebelum dan setelah pelepasan PLTU Punagaya dan PLTU Jeneponto Ekspansi. Dapat dilihat bahwa tegangan pada busbar tersebut mengalami *under voltage* hingga 0.843 pu. Hal ini dikarenakan beberapa pembangkit pada ULTG Kendari belum mampu menyuplai beban ketika terjadi kondisi seperti ini sehingga menyebabkan 9 daerah mengalami pemadaman listrik.

#### 4.3.3 Simulasi Ketika Terjadi Pelepasan pada Pembangkit Termal saat Daya

##### PLTB Bervariasi

Simulasi kestabilan tegangan ini diambil saat sistem mengalami beban puncak siang dan malam. Tujuannya untuk mengetahui kondisi kestabilan tegangan pada

sistem Sulbagsel dengan mempertimbangkan daya output PLTB yang bervariasi saat terjadi dinamika pada pembangkit termal. Ada dua unit PLTB yang beroperasi pada sistem Sulbagsel 2020 yaitu PLTB Sidrap dengan kapasitas sebesar 30 x 2.5 MW dan PLTB Jeneponto sebesar 20 x 3.6 MW. Pemodelan PLTB ini menggunakan kecepatan angin yang dianggap konstan, untuk variasi daya output yang konstan pula agar memudahkan dalam menganalisis kestabilan tegangannya. Adapun variasi daya output PLTB Sidrap 75 MW dan PLTB Jeneponto 72 MW diasumsikan sebagai berikut:

Tabel 4. 11 Skenario daya output yang dihasilkan PLTB saat beban puncak siang pada sistem Sulbagsel (968.64 MW)

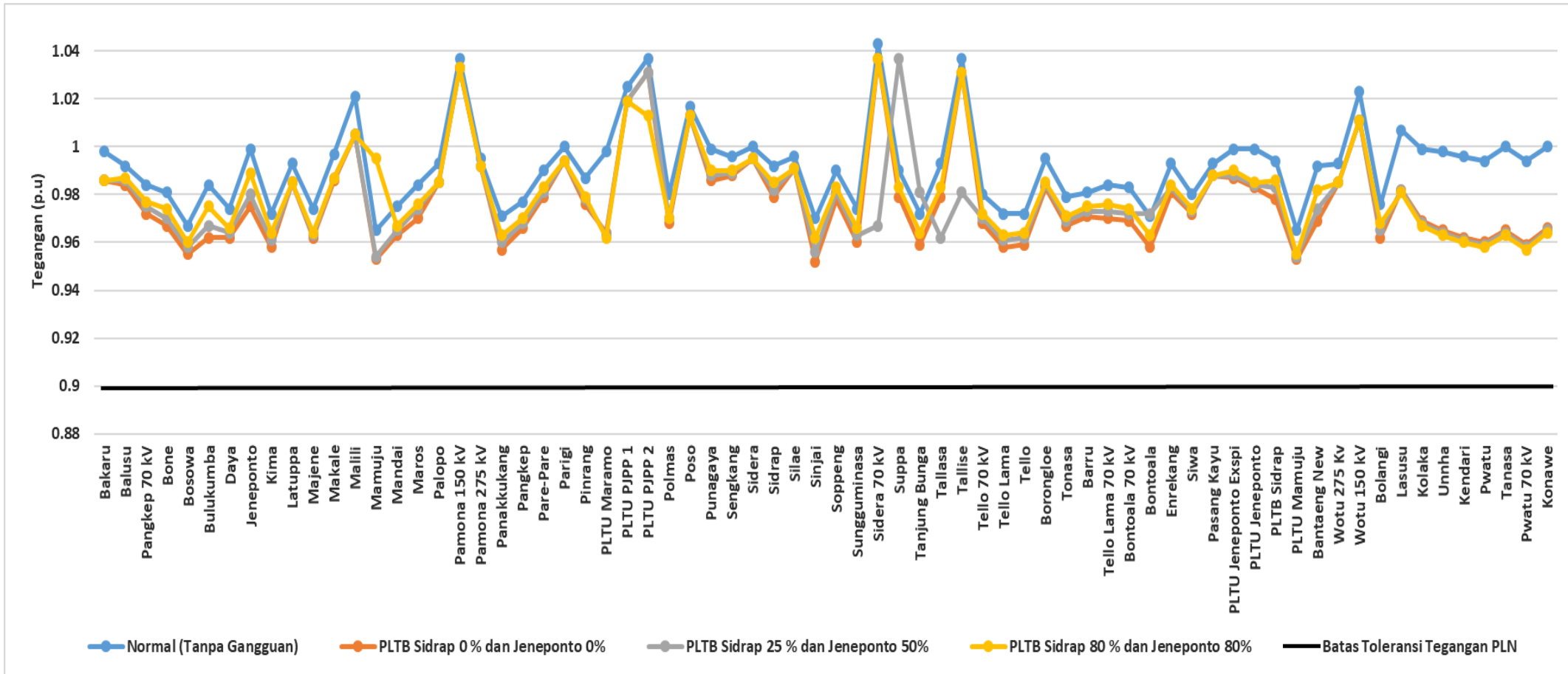
Skenario	Pembangkit Existing (MW)	PLTB Jeneponto 72 MW		PLTB Sidrap 75 MW	
		Daya Output (%)	Daya Output (MW)	Daya Output (%)	Daya Output (MW)
1.	968.64	0	0	0	0
2.	968.64	0	0	25	18.75
3.	968.64	0	0	50	37.5
4.	968.64	0	0	80	60
5.	968.64	25	18	0	0
6.	968.64	50	36	0	0
7.	968.64	80	57.6	0	0
8.	968.64	25	18	50	37.5
9.	968.64	25	18	80	60
10.	968.64	50	36	25	18.75
11.	968.64	80	57.6	25	18.75

Tabel 4. 12 Skenario daya output yang dihasilkan PLTB saat beban puncak malam pada sistem Sulbagsel (1121.79 MW)

Skenario	Pembangkit Existing (MW)	PLTB Jeneponto 72 MW		PLTB Sidrap 75 MW	
		Daya Output (%)	Daya Output (MW)	Daya Output (%)	Daya Output (MW)
1.	1121.79	0	0	0	0
2.	1121.79	0	0	25	18.75
3.	1121.79	0	0	50	37.5
4.	1121.79	0	0	80	60
5.	1121.79	25	18	0	0
6.	1121.79	50	36	0	0
7.	1121.79	80	57.6	0	0
8.	1121.79	25	18	50	37.5
9.	1121.79	25	18	80	60
10.	1121.79	50	36	25	18.75
11.	1121.79	80	57.6	25	18.75

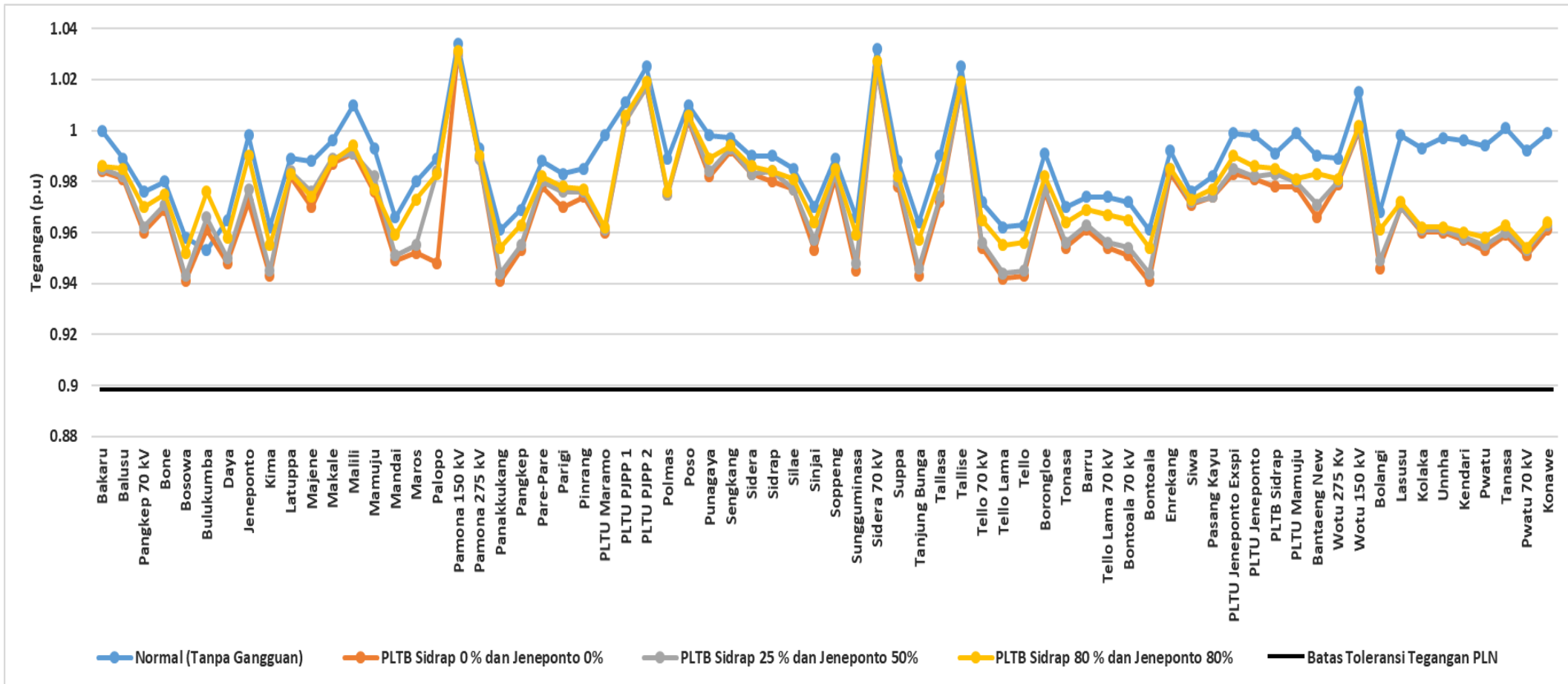
Secara umum perubahan daya output yang dihasilkan oleh PLTB Sidrap dan PLTB Jeneponto saat beban puncak siang dan beban puncak malam tidak terlalu jauh berbeda. Oleh karena itu hanya ada 11 skenario yang akan dijelaskan untuk kondisi kestabilan tegangannya yaitu pada kondisi kedua PLTB 0 MW, dan juga saat kedua PLTB memiliki daya output bervariasi. Bagian berikut akan menjelaskan grafik hasil simulasi tegangan untuk skenario 1, 8 dan 10 serta membandingkannya dengan hasil simulasi saat sistem Sulbagsel dalam kondisi normal yang akan diperlihatkan pada Gambar 4.15 hingga Gambar 4.18. Adapun grafik hasil simulasi tegangan untuk skenario yang lain ada pada lampiran.

### A. PLTU Punagaya Lepas



Gambar 4. 15 Kondisi tegangan sistem Sulbagsel beban puncak siang ketika pelepasan PLTU Punagaya saat PLTB bervariasi



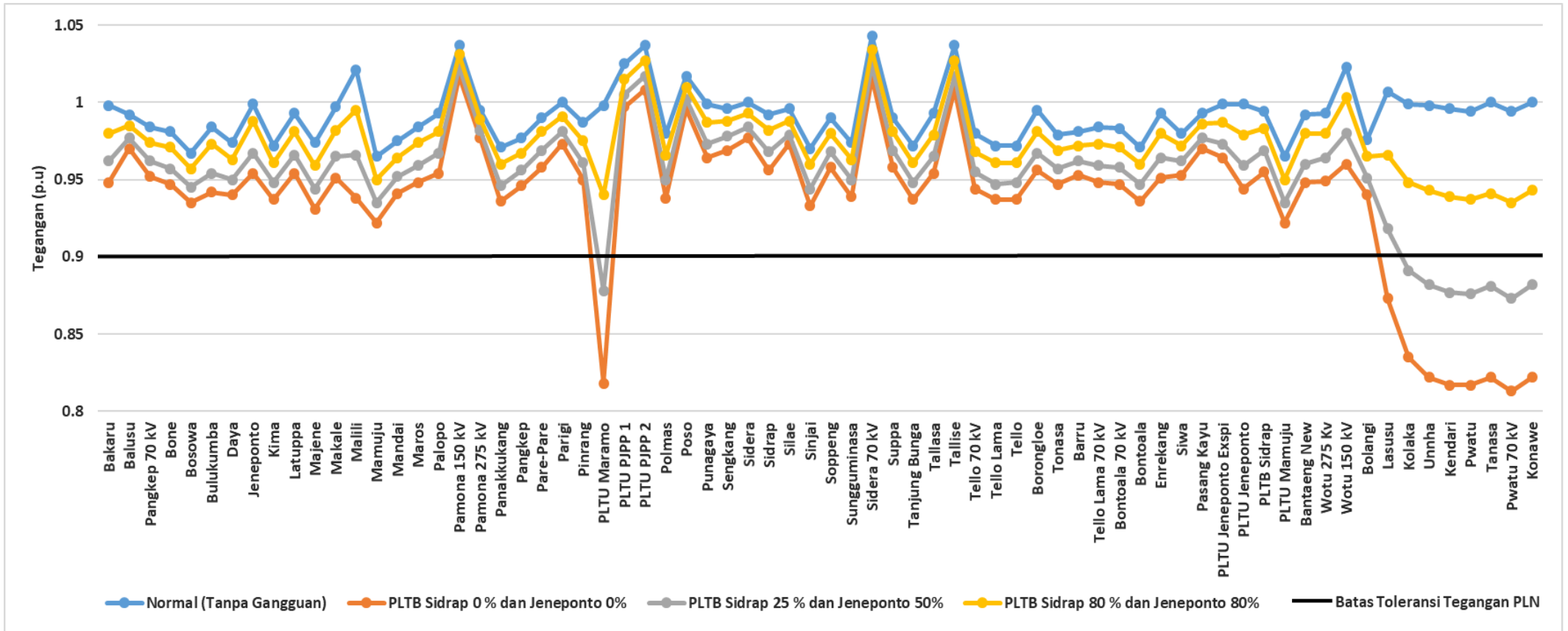


Gambar 4. 16 Kondisi tegangan sistem Sulbagsel beban puncak malam ketika pelepasan PLTU Punagaya saat PLTB bervariasi

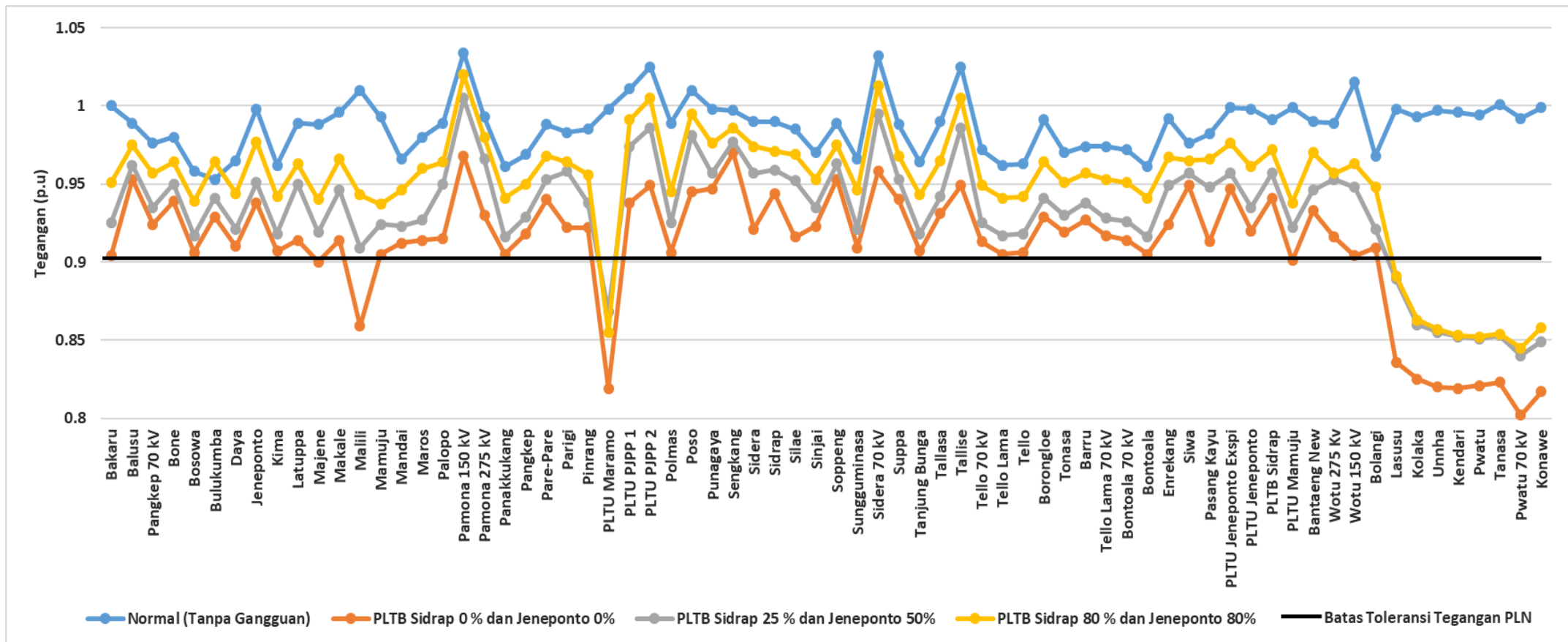
Pada Gambar 4.15 dan Gambar 4.16 menunjukkan kondisi tegangan sistem Sulbagsel saat terjadi pelepasan PLTU Punagaya saat daya PLTB bervariasi. Dimana, dapat diketahui bahwa seluruh bus masih tetap berada dalam kondisi normal, yaitu masih sesuai dengan standar tegangan PLN 0.90 pu sampai 1.05 pu. Hal ini dikarenakan pembangkit yang lain masih dapat memberi suplai untuk sistem sehingga seluruh busbar masih dalam kondisi stabil. Adapun lama gangguan yang terjadi pada setiap ULTG saat daya output PLTB bervariasi juga berbeda-beda untuk lebih lengkapnya dapat dilihat pada lampiran 1 tabel 3.



### B. PLTU Punagaya dan PLTU Jeneponto Ekspansi Lepas



Gambar 4. 17 Kondisi tegangan sistem Sulbagsel beban puncak siang ketika pelepasan PLTU Punagaya dan PLTU Jeneponto Ekspansi saat PLTB bervariasi



Gambar 4. 18 Kondisi tegangan sistem Sulbagsel beban puncak malam ketika pelepasan PLTU Punagaya dan PLTU Jeneponto Ekspansi saat PLTB bervariasi

Pada Gambar 4.17 dan Gambar 4.18 menunjukkan kondisi tegangan sistem Sulbagsel saat terjadi pelepasan PLTU Punagaya dan PLTU Jenepono Ekspansi saat daya PLTB bervariasi. Dimana, dapat diketahui terdapat 9 bus yang mengalami *under voltage*. Hal ini dikarenakan, dapat dikatakan ketika terjadi kondisi ini maka sistem pada ULTG Kendari menyuplai sistem lainnya atau dengan kata lain sistem yang besar, sehingga ketika terjadi kondisi ini sistem pada ULTG Kendari tidak dapat menyuplai sistemnya sendiri sehingga terjadilah *under voltage* pada ULTG Kendari. Adapun lama gangguan yang terjadi pada setiap ULTG dapat dilihat pada lampiran 1 tabel 4.

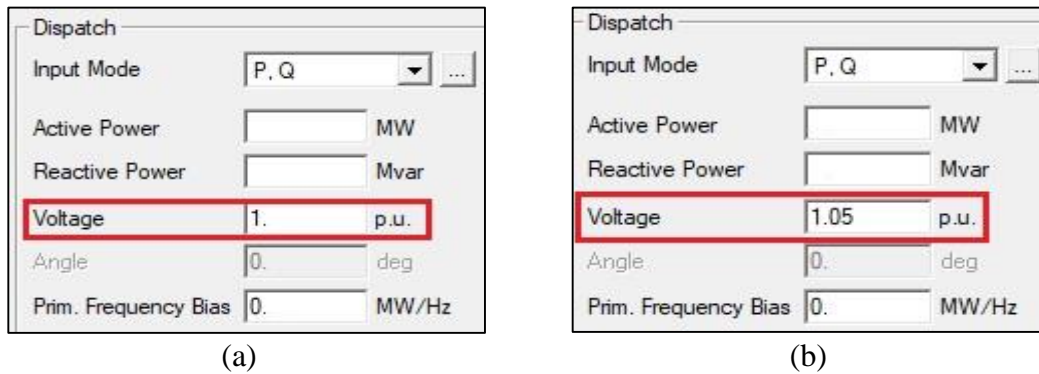
#### **4.3.3.3 Solusi Perbaikan Tegangan saat Pelepasan Pembangkit Termal**

Dari hasil simulasi setelah terjadinya dinamika pada pembangkit besar terdapat beberapa bus yang mengalami ketidakstabilan tegangan atau terjadi jatuh tegangan. Bus tersebut mengalami penurunan tegangan hingga mencapai tegangan terkecil 0.843 pu pada kondisi beban puncak malam saat PLTU Punagaya dan PLTU Jenepono Ekspansi lepas. Hal ini mengakibatkan bus yang mengalami jatuh tegangan harus lepas dari sistem dan pada daerah tersebut harus mengalami pemadaman listrik. Untuk mengatasi adanya ketidakstabilan tegangan saat terjadinya dinamika pembangkit besar dapat dilakukan 2 solusi yaitu:

##### **1. Menaikkan Input Tegangan pada Pembangkit di Kendari**

Pada kondisi ini dilakukan skenario dengan menaikkan input tegangan dari 1.0 pu menjadi 1.05 pu pada pembangkit di ULTG Kendari yaitu pada PLTMG Blok 1, PLTMG Blok 2, PLTU Maramo, PLTA Konawe, PLTM Lasusu. Sehingga,

terjadilah perubahan tegangan busbar pada sistem Sulbagsel. Dibawah ini dapat dilihat perbedaan input sebelum dan sesudah dilakukan dinaikkan:



Gambar 4. 19 (a) Kondisi tegangan sebelum dilakukan perubahan (b) Kondisi tegangan setelah dilakukan perubahan

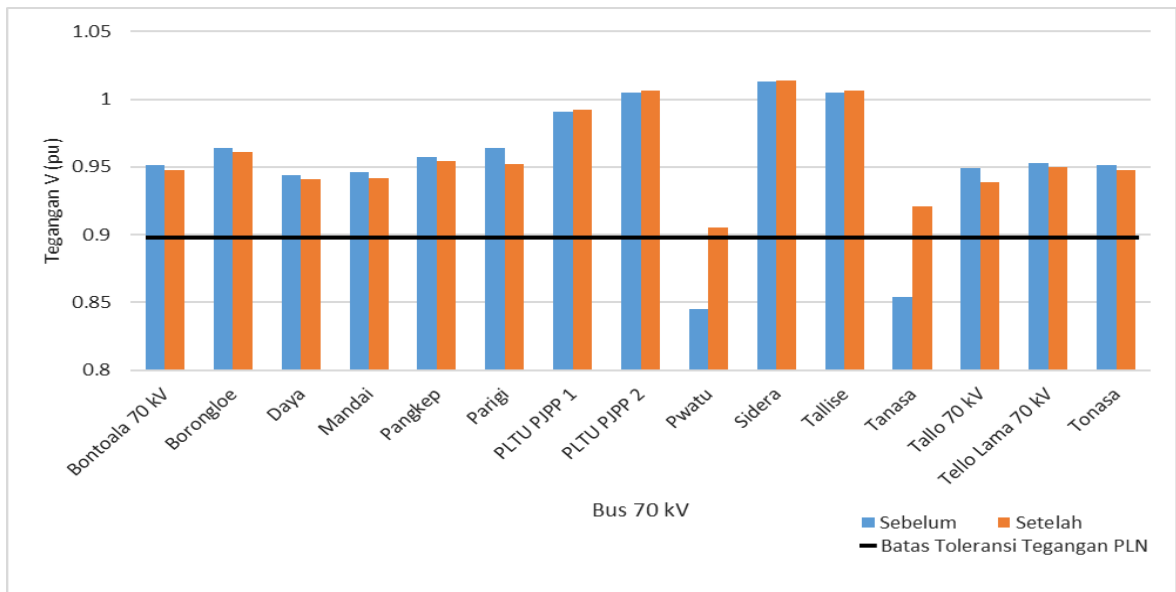
Pada Gambar 4.19 dapat dilihat perbedaan masukan tegangan pada pembangkit di ULTG Kendari. Dilakukan skenario bahwa kenaikan tegangan pada pembangkit disebabkan oleh menaikkan arus eksitasi generator, sehingga ketika dilakukan simulasi gangguan maka seluruh tegangan busbar pada sistem Sulbagsel berada dalam kondisi normal. Hal ini dibuktikan dengan melihat tabel dibawah ini:

Tabel 4. 13 Perbandingan daya ouput sebelum dan setelah dilakukan perubahan

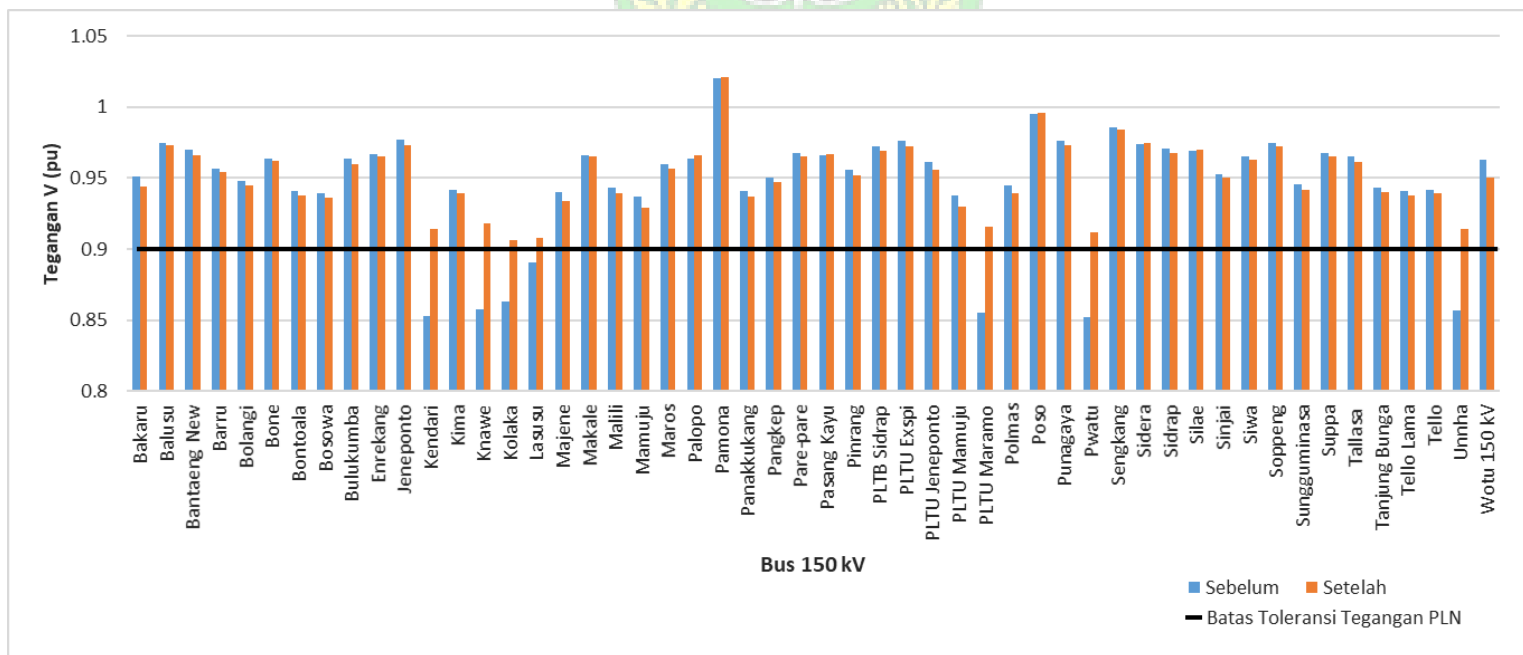
No	Nama Busbar	Tegangan (p.u)	
		Sebelum	Setelah
1	PLTU Maramo	0.839	0.916
2	Lasusu	0.866	0.908
3	Kolaka	0.845	0.906
4	Unnha	0.840	0.914
5	Kendari	0.837	0.914
6	Pwatu	0.835	0.912
7	Tanasa	0.843	0.921
8	Pwatu 70 kV	0.827	0.905
9	Konawe	0.842	0.918

Dengan melihat Tabel 4.13 dapat diketahui bahwa tegangan pada 9 busbar yang awalnya mengalami *under voltage* kini sudah dapat berada pada batas

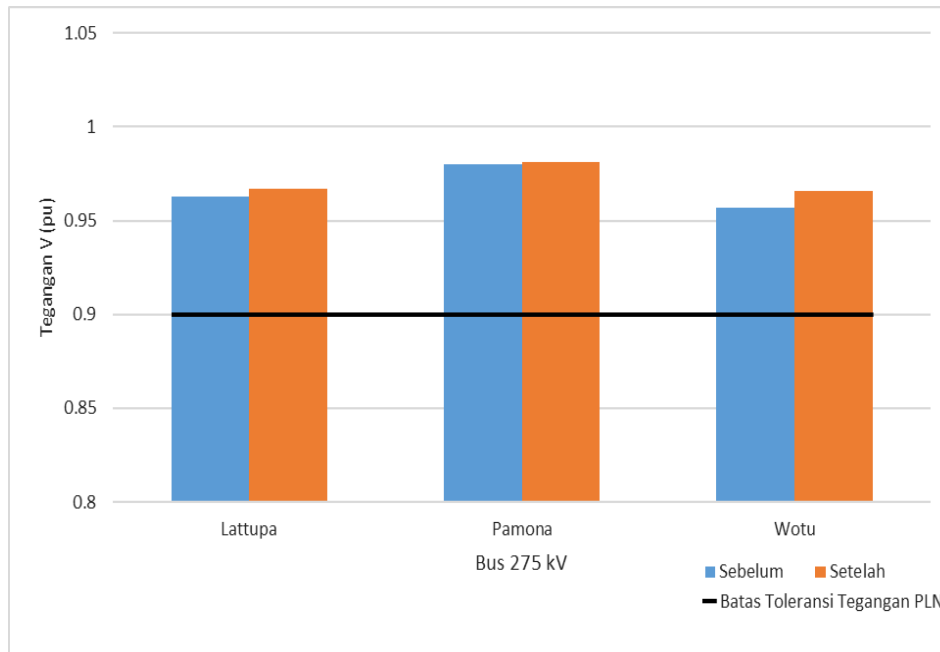
toleransi tegangan PLN yaitu 0.90 pu sampai 1.05 pu. Untuk seluruh busbar selain 9 busbar diatas juga mengalami perubahan tegangan akibat mengubah *dispatch* pada pembangkit. Adapun profil tegangan sistem Sulbagsel lebih jelasnya adalah sebagai berikut:



Gambar 4. 20 Profil tegangan sistem Sulbagsel 70 kV sebelum dan setelah tegangan pembangkit dinaikkan



Gambar 4. 21 Profil tegangan sistem Sulbagsel 150 kV sebelum dan setelah tegangan pembangkit dinaikkan



Gambar 4. 22 Profil tegangan sistem Sulbagsel 275 kV sebelum dan setelah tegangan pembangkit dinaikkan

Pada Gambar 4.20 sampai Gambar 4.22 dapat dilihat bahwa tegangan pada sistem Sulbagsel baik pada kondisi 70 kV, 150 kV, dan 275 kV semuanya sudah berada sesuai standar PLN yaitu 0.90 pu sampai 1.05 pu. Sehingga, apabila terjadi kondisi gangguan pelepasan pembangkit termal seperti ini maka solusi alternatif yang dapat kita lakukan adalah dengan menaikkan eksitasi generator sehingga tegangan pembangkit pada ULTG Kendari bisa naik dari 1.0 pu menjadi 1.05 pu.

## 2. Metode *Islanding Operation*

*Islanding Operation* adalah bagian dari sistem kelistrikan yang terpisah dari sistem interkoneksi yang tetap beroperasi. Dengan menggunakan metode ini maka



pembangkit yang beroperasi pada daerah *island* dapat dipertahankan sebelum padam total (*trip*). Ketika terjadi pelepasan pada PLTU Punagaya dan PLTU Jeneponto Ekspansi maka ULTG Kendari mengalami *under voltage* sehingga dilakukanlah metode ini agar dapat menstabilkan tegangan seluruh busbar pada sistem Sulbagsel. Metode ini dilakukan dengan melepaskan saluran transmisi yang terhubung dengan busbar Kendari, karena busbar tersebut merupakan interkoneksi antara banyak transmisi sehingga dapat dicapai keseimbangan antara pembangkit yang sedang beroperasi dengan beban di *island* tersebut.

a) Pelepasan Transmisi Unnha-Kendari

Ketika pelepasan pada transmisi Unnha-Kendari saat terjadi gangguan maka seluruh busbar yang awalnya mengalami *under voltage* kini dapat kembali stabil dimana tegangannya berkisar 0.929 pu sampai 1.033 pu. Adapun tabel hasil simulasi sebelum dan setelah menggunakan metode *islanding operation* adalah sebagai berikut:

Tabel 4. 14 Tabel perbandingan tegangan sebelum dan setelah menggunakan metode *islanding operation*

No.	Bus Under Voltage	Sebelum menggunakan metode <i>islanding operation</i>	Setelah menggunakan metode <i>islanding operation</i>
1	Kolaka	0.845	0.933
2	Konawe	0.842	0.929
3	Lasusu	0.866	0.944
4	Unnha	0.840	0.930
5	Kendari	0.837	1.028
6	Tanasa	0.843	1.033
7	PLTU Maramo	0.839	1.032
8	Pwatu 150 kV	0.835	1.026
9	Pwatu 70 kV	0.827	1.022

b) Pelepasan Transmisi Kendari-Pwatu 150 kV

Ketika pelepasan pada transmisi Kendari-Pwatu 150 kV saat terjadi gangguan maka masih ada busbar yang dalam kondisi *under voltage* dimana tegangannya berkisar 0.851 pu sampai 0.905 pu. Hal ini dikarenakan suplai dari pembangkit tidak cukup untuk menanggung beban. Adapun tabel hasil simulasi sebelum dan setelah menggunakan metode *islanding operation* adalah sebagai berikut:

Tabel 4. 15 Tabel perbandingan tegangan sebelum dan setelah menggunakan metode *islanding operation*

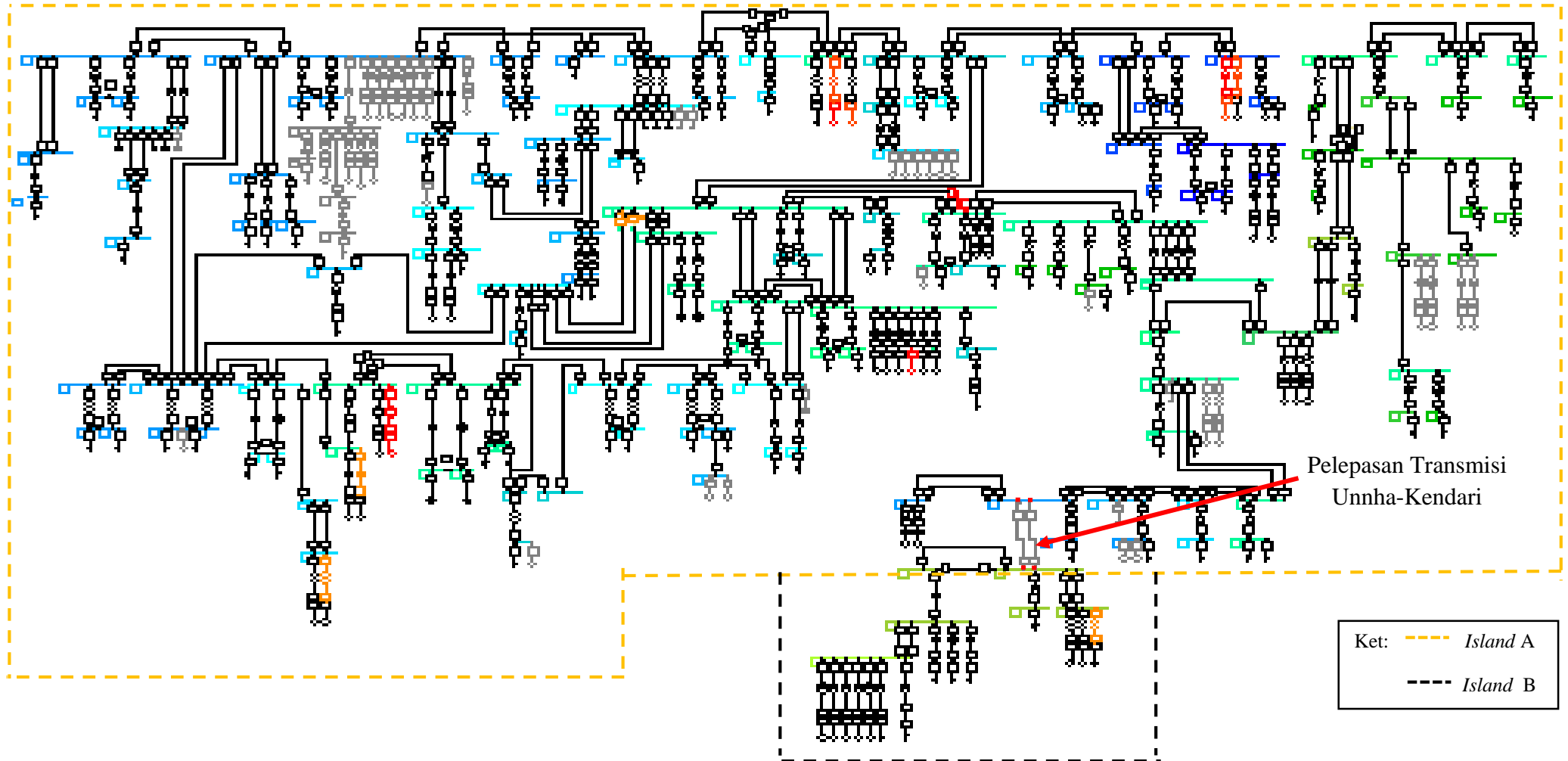
No.	Bus Under Voltage	Sebelum menggunakan metode <i>islanding operation</i>	Setelah menggunakan metode <i>islanding operation</i>
1	Kolaka	0.845	0.893
2	Konawe	0.842	0.894
3	Lasusu	0.866	0.905
4	Unnha	0.840	0.893
5	Kendari	0.837	0.893
6	Tanasa	0.843	0.864
7	PLTU Maramo	0.839	0.894
8	Pwatu 150 kV	0.835	0.851
9	Pwatu 70 kV	0.827	0.851

Setelah dilakukan analisis pelepasan pada 2 kondisi tersebut, maka dapat diketahui bahwa pelepasan transmisi Unnha-Kendari adalah yang paling efektif. Adapun langkah-langkah yang dapat kita lakukan ketika ingin membentuk daerah *island* adalah sebagai berikut:

- Pastikan pada daerah *island* tersebut terdapat unit pembangkit yang dapat memikul beban.
- Apabila ingin memutus saluran transmisi maka lakukanlah pada daerah yang mengalami *under voltage* dan merupakan interkoneksi antar banyak transmisi.

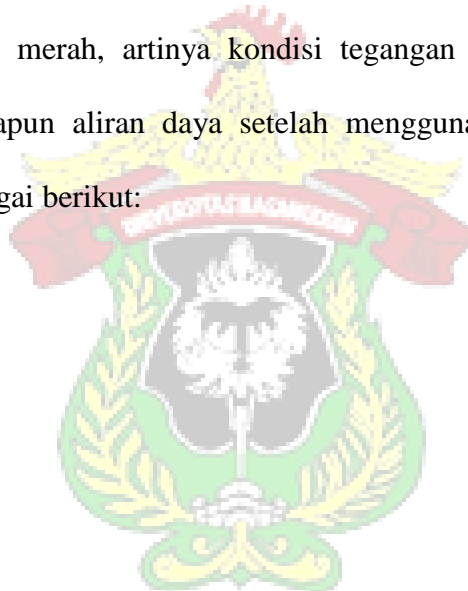
Ketika diketahui bahwa pelepasan saluran transmisi Unnha-kendari dapat membantu menaikkan tegangan, maka setelah dilakukan simulasi dapat kita lihat gambarnya seperti dibawah ini:

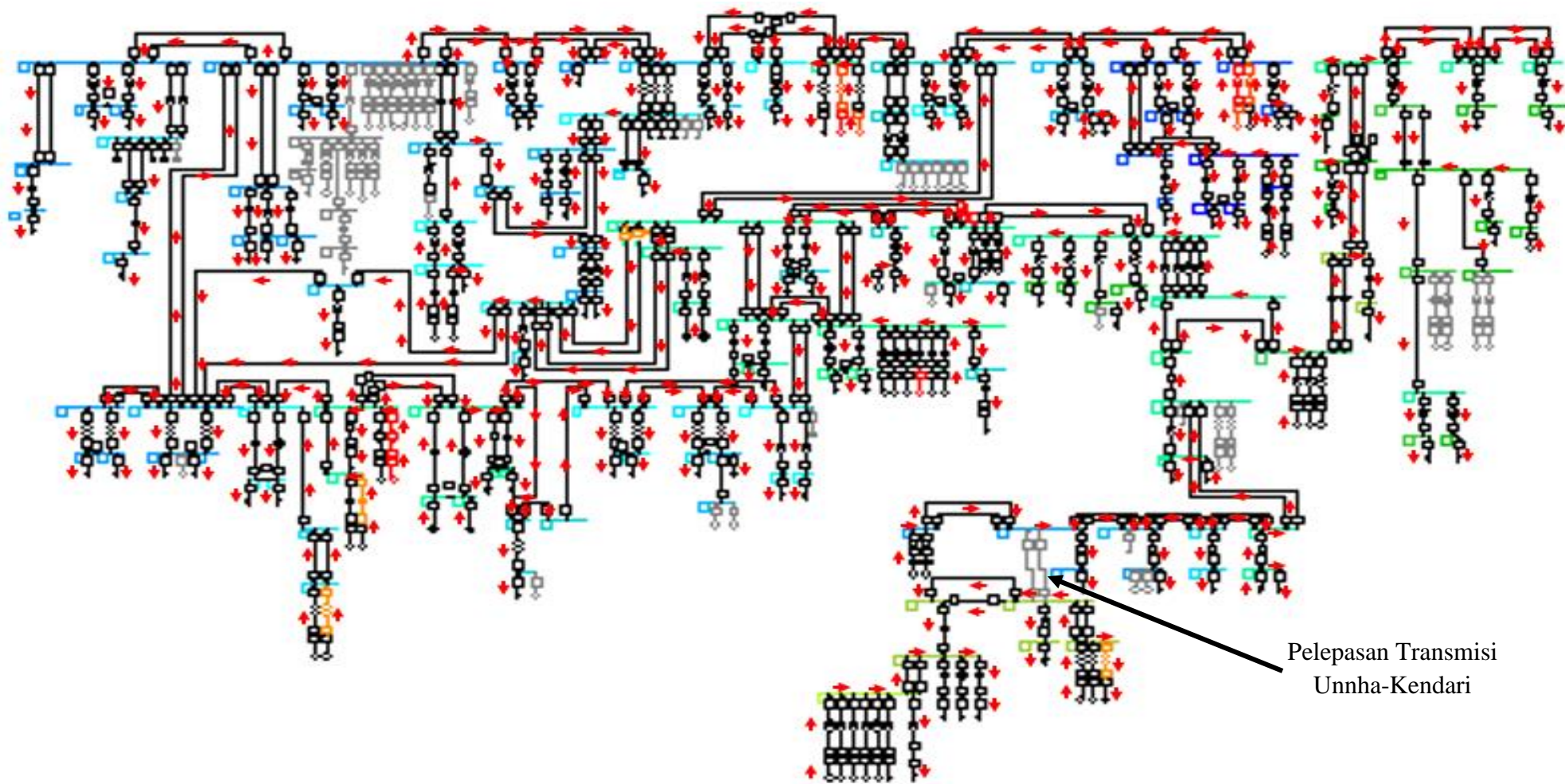




Gambar 4. 23 Kondisi sistem Sulbagsel setelah dilakukan metode *islanding operation*

Dari Gambar 4.23 dapat diketahui bahwa ketika menggunakan metode *Islanding Operation* terdapat 2 *Island*, dimana bus Kendari, bus PLTU Maramo, bus Pwatu 150 kV, bus Pwatu 70 kV dan bus Tanasa merupakan bagian dari *island* B dan untuk bus-bus lainnya berada pada *island* A. Ketika menggunakan metode ini untuk mengatasi ketidakstabilan tegangan setelah pelepasan PLTU Punagaya dan PLTU Jeneponto Ekspansi pada beban puncak malam, ternyata dapat menaikkan tegangan sampai batas toleransi tegangan PLN yakni 0.90 pu sampai 1.05 pu. Dapat dilihat pada Gambar 4.24 bahwa tidak ada bus yang berwarna biru tua bahkan berwarna merah, artinya kondisi tegangan pada *island* A dan B semuanya stabil. Adapun aliran daya setelah menggunakan metode *islanding operation* adalah sebagai berikut:





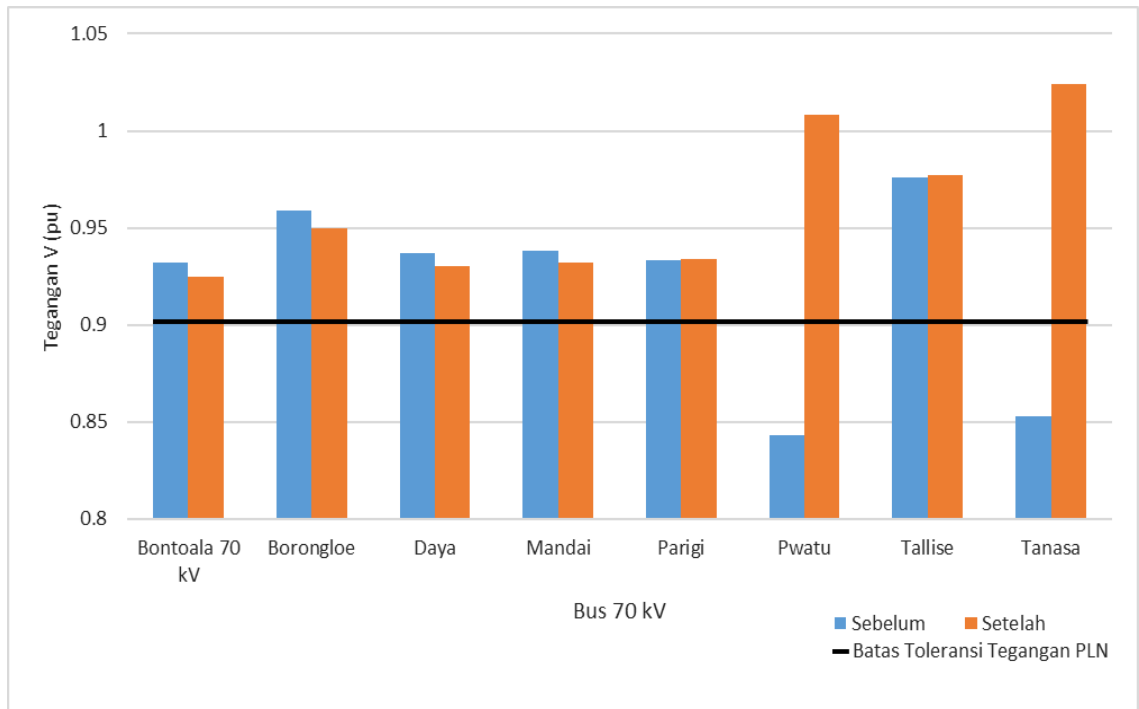
Gambar 4. 24 Aliran daya sistem Sulbagsel setelah dilakukan metode *islanding operation*

Dari Gambar 2.24 dapat diketahui aliran daya sistem Sulbagsel setelah menggunakan metode *islanding operation*. Dimana, ketika terjadi pelepasan transmisi Unnha-Kendari maka aliran daya tidak mengalir menuju transmisi Unnha. Sehingga, daerah pada *island* B menjadi sebuah sistem kecil dan hanya disuplai oleh 2 pembangkit yaitu PLTU Maramo dan PLTMG Tanasa. Adapun, ketika menggunakan metode ini, semua daerah pada ULTG Kendari menjadi normal kembali, yaitu sudah sesuai dengan batas toleransi tegangan PLN -10% sampai +5%. Hasil simulasi pada kedua *island* tersebut sebelum dan sesudah menggunakan metode *islanding operation* adalah sebagai berikut:

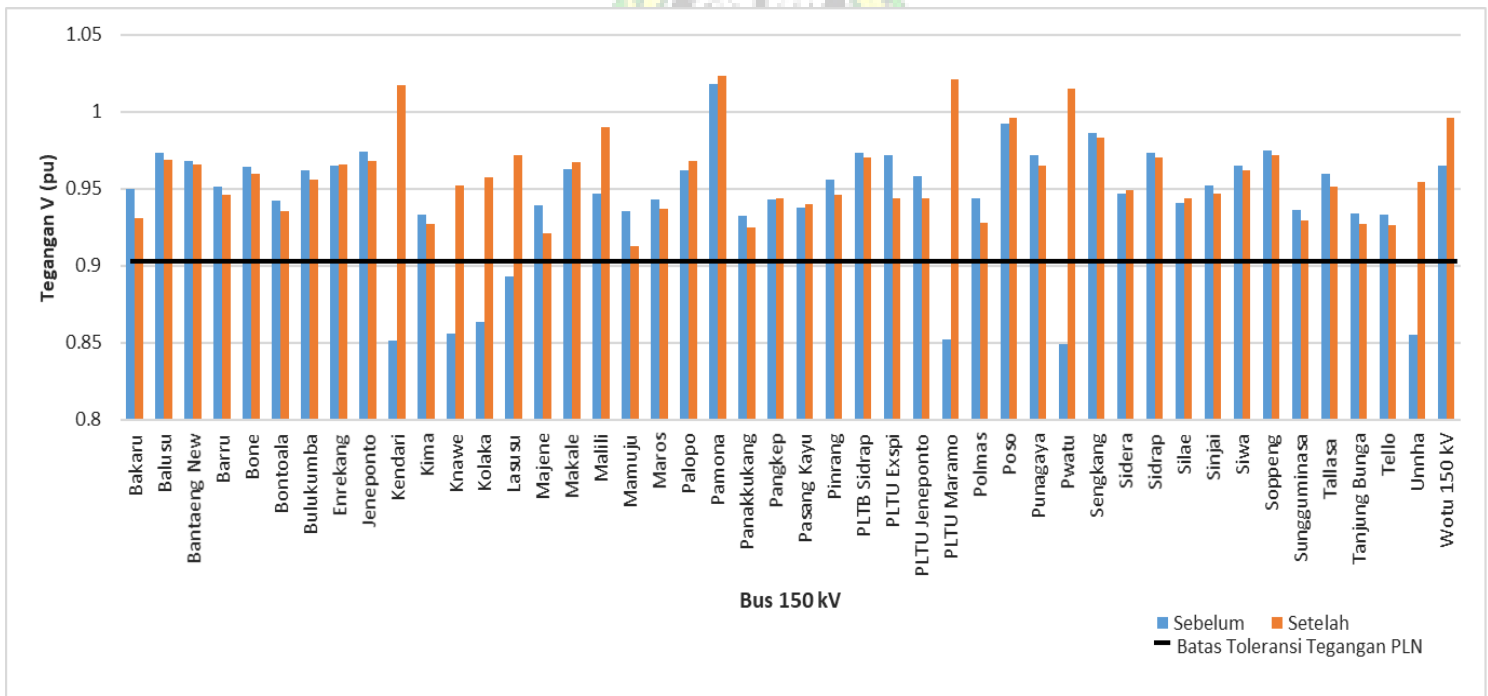
Tabel 4. 16 Kondisi tegangan pada ULTG Kendari sebelum dan setelah menggunakan metode *islanding operation*

No.	Bus Under Voltage	Sebelum menggunakan metode <i>islanding operation</i>	Setelah menggunakan metode <i>islanding operation</i>
1	Kolaka	0.845	0.933
2	Konawe	0.842	0.929
3	Lasusu	0.866	0.944
4	Unnha	0.840	0.930
5	Kendari	0.837	1.028
6	Tanasa	0.843	1.033
7	PLTU Maramo	0.839	1.032
8	Pwatu 150 kV	0.835	1.026
9	Pwatu 70 kV	0.827	1.022

Tabel 4.16 menunjukkan kondisi tegangan seluruh bus yang awalnya mengalami *under voltage*, kini sudah dapat melampaui batas toleransi tegangan PLN yaitu 0.90 sampai 1.05 pu. Untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada gambar dibawah ini:

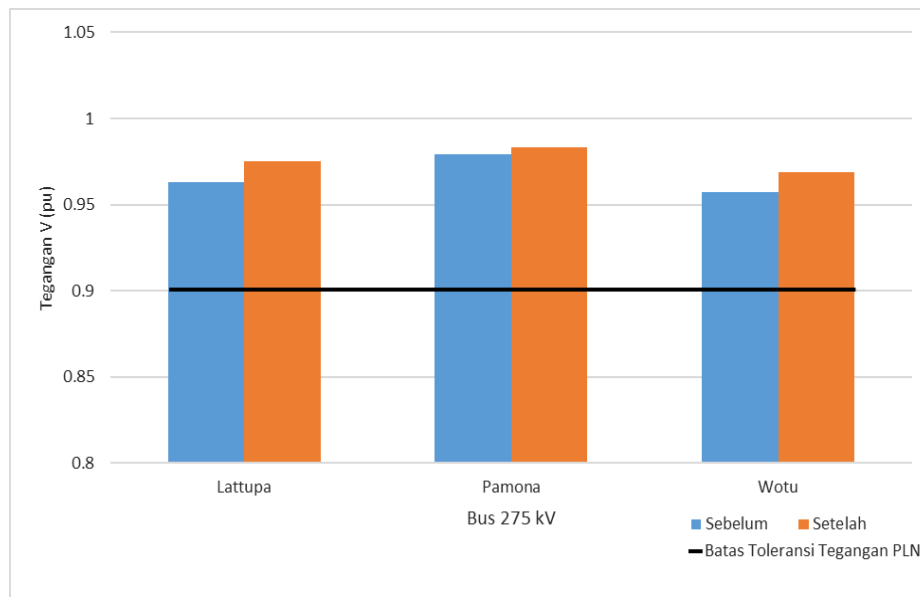


Gambar 4. 25 Profil tegangan sistem Sulbagsel 70 kV sebelum dan setelah menggunakan metode *islanding operation*



Gambar 4. 26 Profil tegangan sistem Sulbagsel 150 kV sebelum dan setelah menggunakan metode *islanding operation*





Gambar 4. 27 Profil tegangan sistem Sulbagsel 275 kV sebelum dan setelah menggunakan metode *islanding operation*

Dari Gambar 4.25 sampai Gambar 4.27 dapat kita lihat profil tegangan sistem Sulbagsel baik saat 70 kV, 150 kV, dan 275 kV dimana semua menunjukkan perubahan tegangan yang sebelumnya *under voltage* kini sudah berada pada batas toleransi tegangan PLN yaitu 0.90 pu sampai 1.05 pu. Adapun hasil simulasi aliran daya pada sistem Sulbagsel adalah sebagai berikut:

Tabel 4. 17 Keluaran daya dan *losses* daerah *island A* dan *B*

KONDISI SISTEM	DAYA			LOSSES		CADANGAN	
	P (MW)	Q (MVA <sub>r</sub> )	S (MVA)	P (MW)	Q (MVA <sub>r</sub> )	P (MW)	%
Sebelum Metode <i>Islanding Operation</i>	1334.71	337.32	1376.68	37.79	202.34	218.78	12.73
<i>Island A</i>	1233.45	274.33	1263.59	27.90	157.56	161.84	11.59
<i>Island B</i>	114.60	30.06	118.48	0.49	3.86	43.6	27.56

Setelah dilakukan 2 solusi untuk mengatasi ketidakstabilan tegangan, dapat diketahui bahwa ketika terjadi dinamika pada pembangkit besar dalam artian pelepasan PLTU Punagaya dan PLTU Jenepono Ekspansi maka metode alternatif yang dapat dilakukan adalah dengan menaikkan input tegangan pada pembangkit yang berada di Kendari dengan cara menaikkan eksitasi generator. Namun, apabila terjadi kegagalan, maka metode terakhir yang dapat dilakukan adalah dengan menggunakan metode *islanding operation*. Metode ini dilakukan dengan melepaskan bus Unnha-Kendari sehingga terdapatlah 2 buah *island* pada sistem tersebut, tegangan yang dihasilkan dari metode ini kisaran 0.932 pu sampai 1.024 pu.



## BAB V

### KESIMPULAN DAN SARAN

#### 5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil simulasi yang telah dilakukan pada *software* DIgSILENT *PowerFactory* 15.1.7 maka dapat disimpulkan bahwa:

1. Untuk simulasi aliran daya sistem Sulbagsel ketika semua pembangkit beroperasi atau dengan kata lain saat sistem dalam kondisi normal pada tegangan bus 70 kV, 150 kV dan 275 kV menunjukkan kondisi stabil yaitu tegangan antara 0.96 pu sampai dengan 1.03 pu dan tidak ada bus yang mengalami kondisi *over voltage* maupun *under voltage*.
2. Untuk simulasi pelepasan pada PLTU Punagaya dan/atau PLTU Jenepono Ekspansi saat daya output PLTB konstan terdapat 9 bus yang mengalami *under voltage*, yaitu bus Kolaka (0.845 pu); bus Konawe (0.842 pu), bus Lasusu (0.866 pu), bus Unnha (0.840 pu), bus Kendari (0.837 pu), bus Tanasa (0.843 pu), bus PLTU Maramo (0.839 pu), bus Pwatu 150 kV (0.835 pu); dan bus Pwatu 70 kV (0.827 pu).
3. Untuk simulasi pelepasan pada PLTU Punagaya dan/atau PLTU Jenepono Ekspansi saat daya output PLTB bervariasi diketahui bahwa tegangan saat terjadinya intermitensi PLTB mempengaruhi sistem baik saat beban puncak siang maupun beban puncak malam dan terdapat pula 9 bus yang mengalami *under voltage* hingga 0.802 pu yang terjadi pada busbar Pwatu 70 kV saat kondisi kedua PLTB 0% di beban puncak malam. Adapun busbar

yang mengalami penurunan tegangan dan tidak sesuai batas toleransi tegangan PLN yaitu bus Kolaka, bus Konawe, bus Lasusu, bus Unnha, bus Kendari, bus Tanasa, bus PLTU Maramo, bus Pwatu 150 kV dan bus Pwatu 70 kV.

4. Untuk mengatasi ketidakstabilan tegangan setelah pelepasan PLTU Jeneponto Ekspansi dan PLTU Punagaya terdapat 2 solusi. Pertama, menaikkan tegangan dari 1.0 pu menjadi 1.05 pu pada pembangkit-pembangkit yang ada di ULTG Kendari dengan cara meningkatkan eksitasi generator. Kedua, menggunakan metode *islanding operation* yaitu dengan melepaskan bus Unnha-Kendari sehingga terdapatlah 2 buah *island* pada sistem tersebut.

## 5.2 Saran

1. Bagi peneliti yang ingin mengembangkan penelitian ini, diharapkan agar dapat menggunakan data sistem yang terus berkembang setiap saat yang dimiliki oleh PT. PLN (Persero), hal ini penting untuk lebih mendukung keakuratan kelanjutan penelitian ini.
2. Analisis kestabilan tegangan sistem Sulbagsel terhadap dinamika pembangkit besar dengan daya output PLTB yang bervariasi ini masih dapat dikembangkan dengan melakukan analisis kestabilan sudut rotor maupun kestabilan frekuensi sistem.
3. Tetap memperhatikan kondisi tegangan yang terjadi agar masih dalam batas toleransi tegangan.

4. Semoga penelitian ini dapat bermanfaat bagi penulis maupun pembaca untuk dijadikan perbendaharaan, *literature* dan perbandingan dalam menambah pengetahuan.



## DAFTAR PUSTAKA

- [1] KESDM, Statistik Ketenagalistrikan 2017, Jakarta: Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan, 2018.
- [2] CNBC, PLTB Jeneponto dan Asa Energi Terbaru Pembangkit listrik, Available: [www.cnbcindonesia.com](http://www.cnbcindonesia.com), 2019.
- [3] Kompas, Infografik: 7 Fakta PLTB Sidrap, Available: [www.kompas.com](http://www.kompas.com), 2018.
- [4] S. Bandri, Studi Analisa Pemasangan Kapasitor pada Jaringan Udara Tegangan Menengah 20 kV terhadap Drop Tegangan, Institut Teknologi Padang: Jurnal Teknik Mesin, 2014.
- [5] S. Suropto, Sistem Tenaga Listrik, Yogyakarta: Universitas Muhammadiyah Yogyakarta, 2016.
- [6] P. Kundur, Power System Stability and Control, USA: McGraw-Hill, 1994.
- [7] Rosalina, Analisis Kestabilan Peralihan Sistem Tenaga Listrik Dengan Metode Lyapunov, Universitas Indonesia: Depok, 2010.
- [8] Prabha Kundur, dkk, "Definition and Classification of Power System Stability," *IEEE Transaction on Power System*, vol. 19, no. 2, p. 1387, 2004.
- [9] Mutmainnah, Analisis Kompensasi Daya Reaktif dengan Menggunakan Facts Devices pada Saluran Transmisi Sistem Kelistrikan Sulawesi Selatan, Makassar: Universitas Hasanuddin, 2013.
- [10] d. Zakaria, Pemodelan dan Pemetaan Potensi Energi Angin menggunakan Jaringan Saraf Tiruan (JST) di Bendungan Karangates Kabupaten Malang, Surabaya: Institut Teknologi Sepuluh Nopember, 2007.
- [11] Tim Contained Energy Indonesia, Buku Panduan Energi yang Terbarukan, PNPM.
- [12] A. Rachman, Analisis dan Pemetaan Potensi Energi Angin di Indonesia, Depok: Universitas Indonesia, 2012.

- [13] EBTKE, Jurnal Energi Media Komunikasi Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, Jakarta: Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, 2016.
- [14] KESDM, Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT.PLN (Persero), Jakarta: Menteri ESDM Republik Indonesia, 2018.
- [15] WHypGen, Peta Potensi PLTB di Indonesia dan Hasil Kajian Awal di 10 Lokasi, Tangerang Selatan: BPPT.
- [16] Daryanto, Ketrampilan Kejuruan Teknik Konversi Energi, Bandung: Satu Nusa, 2011.
- [17] M. Schmiege, "DigSILENT," PowerFactory 15.1.7, 1985. [Online]. Available: <https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html>. [Accessed 17 June 2019].





# LAMPIRAN



## Lampiran 1 Lama gangguan setelah pelepasan pembangkit

Tabel 1. Lama gangguan ketika pelepasan pada PLTU Punagaya

No.	Nama ULTG	t (s)	
		BP Siang	BP Malam
1	ULTG Panakkukang	0.632	0.622
2	ULTG Tello	0.642	0.602
3	ULTG Pare-Pare	0.652	0.512
4	ULTG Sidrap	0.672	0.612
5	ULTG Bulukumba	0.652	0.642
6	ULTG Mamuju	0.662	0.622
7	ULTG Sulteng	0.692	0812
8	ULTG Kendari	0.802	0.842

Pada Tabel 1 memperlihatkan lama gangguan yang terjadi setiap Unit Layanan Transmisi dan Gardu Induk (ULTG), dapat dilihat bahwa gangguan yang terjadi pada setiap ULTG tidak jauh berbeda kecuali pada ULTG Kendari yang mengakibatkan tegangan pada ULTG tersebut menurun dratis, hanya saja masih berada pada atas toleransi tegangan PLN yaitu 0.90 pu sampai 1.05 pu. Hal ini dikarenakan pembangkit lainnya masih dapat memberikan suplai ketika terjadi gangguan pada PLTU Punagaya.

Tabel 2. Lama gangguan ketika pelepasan pada PLTU Punagaya dan PLTU Jeneponto Ekspansi

No.	Nama ULTG	t (s)	
		BP Siang	BP Malam
1	ULTG Panakkukang	0.682	0.692
2	ULTG Tello	0.692	0.602
3	ULTG Pare-Pare	0.652	0.532
4	ULTG Sidrap	0.702	0.812
5	ULTG Bulukumba	0.642	0.552
6	ULTG Mamuju	0.642	0.572
7	ULTG Sulteng	0.722	0.812
8	ULTG Kendari	0.802	0.842

Pada Tabel 2 memperlihatkan lama gangguan yang terjadi setiap Unit Layanan Transmisi dan Gardu Induk (ULTG), dapat dilihat bahwa gangguan yang terjadi pada setiap ULTG tidak jauh berbeda kecuali pada ULTG Kendari yang mengakibatkan tegangan pada ULTG tersebut menurun dratis. Hal ini disebabkan sistem Kendari dapat dikatakan sistem kecil yang ketika terjadi kondisi seperti ini maka akan menyuplai ke sistem besar serta pembangkit disekitar wilayah tersebut tidak dapat memberi suplai secara keseluruhan. Dampaknya ketika terjadi gangguan pada PLTU Punagaya dan PLTU Jeneponto Ekspansi maka ULTG Kendari lepas dari sistem.

Tabel 3. Lama gangguan saat pelepasan PLTU Punagaya serta daya output PLTB bervariasi

No	Nama Busbar	t (s)					
		BP Siang			BP Malam		
		PLTB Jeneponto 0% & PLTB Sidrap 0%	PLTB Jeneponto 25% & PLTB Sidrap 50%	PLTB Jeneponto 50% & PLTB Sidrap 25%	PLTB Jeneponto 0% & PLTB Sidrap 0%	PLTB Jeneponto 25% & PLTB Sidrap 50%	PLTB Jeneponto 50% & PLTB Sidrap 25%
1	ULTG Panakkukang	0.592	0.622	0.622	0.592	0.612	0.612
2	ULTG Tello	0.612	0.632	0.652	0.562	0.582	0.602
3	ULTG Pare-Pare	0.622	0.642	0.642	0.502	0.512	0.512
4	ULTG Sidrap	0.652	0.662	0.662	0.592	0.612	0.612
5	ULTG Bulukumba	0.632	0.642	0.642	0.532	0.602	0.602
6	ULTG Mamuju	0.592	0.622	0.622	0.612	0.622	0.622
7	ULTG Sulteng	0.622	0.642	0.662	0.792	0.802	0.812
8	ULTG Kendari	0.782	0.792	0.792	0.822	0.842	0.842

Dari Tabel 3 diketahui bahwa saat daya output PLTB bervariasi, lama gangguannya hampir sama sehingga menyebabkan tegangan keluaran yang dihasilkan oleh setiap busbar itu juga tidak terlalu berbeda. Adapun daya output yang dihasilkan oleh sistem Sulbagsel saat pelepasan PLTU Punagaya dan PLTB bervariasi akan ditampilkan pada lampiran.

Tabel 4. Lama gangguan saat pelepasan PLTU Punagaya dan PLTU Jeneponto Ekspansi serta daya output PLTB bervariasi

No	Nama Busbar	t (s)					
		BP Siang			BP Malam		
		PLTB Jeneponto 0% & PLTB Sidrap 0%	PLTB Jeneponto 25% & PLTB Sidrap 50%	PLTB Jeneponto 50% & PLTB Sidrap 25%	PLTB Jeneponto 0% & PLTB Sidrap 0%	PLTB Jeneponto 25% & PLTB Sidrap 50%	PLTB Jeneponto 50% & PLTB Sidrap 25%
1	ULTG Panakkukang	0.652	0.662	0.682	0.672	0.682	0.692
2	ULTG Tello	0.682	0.692	0.692	0.582	0.592	0.592
3	ULTG Pare-Pare	0.632	0.642	0.642	0.522	0.532	0.532
4	ULTG Sidrap	0.682	0.692	0.712	0.792	0.812	0.822
5	ULTG Bulukumba	0.602	0.612	0.612	0.542	0.542	0.562
6	ULTG Mamuju	0.612	0.622	0.642	0.562	0.572	0.592
7	ULTG Sulteng	0.672	0.692	0.692	0.812	0.812	0.812
8	ULTG Kendari	0.782	0.792	0.792	0.842	0.842	0.842

Dari Tabel 4 diketahui bahwa saat daya output PLTB bervariasi, lama gangguannya hampir sama sehingga menyebabkan tegangan keluaran yang dihasilkan oleh setiap busbar itu juga tidak terlalu berbeda.

## Lampiran 2 Perbandingan daya output sebelum dan setelah kontigensi

Tabel 1. Perbandingan daya output sebelum dan setelah gangguan pada kondisi pelepasan PLTU Punagaya

No	Nama Pembangkit	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Output (MW)			
			BP Siang		BP Malam	
			Normal	Gangguan	Normal	Gangguan
1	PLTA Bili-Bili #1	6	4.2	4.853	4.8	5.156
2	PLTA Bili-Bili #2	14.1	9.87	10.305	11.28	11.636
3	PLTU Barru #1	50	30.2	31.429	36.2	37.2
4	PLTU Barru #2	50	35	36.227	39.5	40.499
5	PLTM Sawitto	1.5	0.64	0.706	0.64	0.693
6	PLTA Bakaru #1	63	40	41.526	52	53.243
7	PLTA Bakaru #2	63	40	41.526	47	48.243
8	PLTU Mamuju #1	25	15.32	16.001	21.03	21.584
9	PLTU Mamuju #2	25	15.32	16.001	21	21.554
10	PLTD Silae	18	0	0	1.16	1.69
11	PLTA Poso #1	65	40	41.798	40	41.276
12	PLTA Poso #2	65	40	41.798	40	41.276
13	PLTA Poso #3	65	40	41.798	40	41.276
14	PLTU Jeneponto #1	100	70	73.037	70	72.5
15	PLTU Jeneponto #2	100	80	83.037	80	82.499
16	PLTU Jeneponto Exspi #3	125	90	93.677	95	98.55
17	PLTU Jeneponto Exspi #4	125	92	95.041	96	98.497
18	PLTU Punagaya #1	100	70	OFF	70	OFF
19	PLTU Punagaya #2	100	70	73.041	70	72.496
20	PLTB Tolo Jeneponto	60	5.76	57.102	5.76	57.15
21	PLTGU Sengkang	195	57	83.158	152	157.294
22	PLTB Sidrap	70	4	59.594	4	59.676
23	PLTM Bungin	3	0.36	0.578	1.2	1.378
24	PLTD Altrac	17	0	0	10	10.354
25	PLTM Malili	4.69	3	3.091	3	3.354
26	PLTA Konawe #1	25	20	21.395	20	21.065
27	PLTA Konawe #2	25	20	21.395	20	21.065
28	PLTU Maramo #1	50	40	42.107	40	41.599
29	PLTU Maramo #2	50	40	42.107	40	41.599
30	PLTMG Blok 1 #1	9.7	5	5.471	7.76	8.115
31	PLTMG Blok 1 #2	9.7	5	5.471	7.76	8.115
32	PLTMG Blok 1 #3	9.7	5	5.471	7.76	8.115
33	PLTMG Blok 2 #1	9.7	5	5.471	7.76	8.115
34	PLTMG Blok 2 #2	9.7	5	5.471	7.76	8.115
35	PLTMG Blok 2 #3	9.7	5	5.471	7.76	8.115
<b>TOTAL</b>		<b>1718.49</b>	<b>1002.67</b>	<b>1105.154</b>	<b>1178.13</b>	<b>1253.092</b>

Tabel 2. Perbandingan daya output sebelum dan setelah gangguan pada kondisi pelepasan PLTU Punagaya dan PLTU Jeneponto Ekspansi

No	Nama Pembangkit	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Output (MW)			
			BP Siang		BP Malam	
			Normal	Gangguan	Normal	Gangguan
1	PLTA Bili-Bili #1	6	4.2	5.826	4.8	5.618
2	PLTA Bili-Bili #2	14.1	9.87	10.954	11.28	12.098
3	PLTU Barru #1	50	30.2	33.234	36.2	38.505
4	PLTU Barru #2	50	35	38.033	39.5	41.803
5	PLTM Sawitto	1.5	0.64	0.802	0.64	0.763
6	PLTA Bakaru #1	63	40	43.785	52	54.859
7	PLTA Bakaru #2	63	40	43.785	47	49.859
8	PLTU Mamuju #1	25	15.32	17.011	21.03	22.304
9	PLTU Mamuju #2	25	15.32	17.011	21	22.274
10	PLTD Silae	18	0	0	1.16	2.422
11	PLTA Poso #1	65	40	44.203	40	43.047
12	PLTA Poso #2	65	40	44.203	40	43.047
13	PLTA Poso #3	65	40	44.203	40	43.047
14	PLTU Jeneponto #1	100	70	77.605	70	75.718
15	PLTU Jeneponto #2	100	80	87.605	80	85.718
16	PLTU Jeneponto Exspi #3	125	90	OFF	95	OFF
17	PLTU Jeneponto Exspi #4	125	92	99.591	96	101.723
18	PLTU Punagaya #1	100	70	OFF	70	OFF
19	PLTU Punagaya #2	100	70	77.585	70	75.72
20	PLTB Tolo Jeneponto	60	5.76	56.492	5.76	56.57
21	PLTGU Sengkang	195	57	92.186	152	166.821
22	PLTB Sidrap	70	4	58.922	4	59.076
23	PLTM Bungin	3	0.36	0.901	1.2	1.69
24	PLTD Altrac	17	0	0	10	10.852
25	PLTM Malili	4.69	3	3.209	3	3.856
26	PLTA Konawe #1	25	20	23.042	20	22.842
27	PLTA Konawe #2	25	20	23.042	20	22.842
28	PLTU Maramo #1	50	40	44.524	40	44.308
29	PLTU Maramo #2	50	40	44.524	40	44.308
30	PLTMG Blok 1 #1	9.7	5	5.998	7.76	8.72
31	PLTMG Blok 1 #2	9.7	5	5.998	7.76	8.72
32	PLTMG Blok 1 #3	9.7	5	5.998	7.76	8.72
33	PLTMG Blok 2 #1	9.7	5	5.998	7.76	8.72
34	PLTMG Blok 2 #2	9.7	5	5.998	7.76	8.72
35	PLTMG Blok 2 #3	9.7	5	5.998	7.76	8.72
<b>TOTAL</b>		<b>1718.49</b>	<b>1002.67</b>	<b>1068.266</b>	<b>1178.13</b>	<b>1204.01</b>

### Lampiran 3 Perbandingan konsumsi daya beban sebelum dan setelah gangguan

Tabel 1. Perbandingan konsumsi daya beban sebelum dan setelah pelepasan PLTU Punagaya

No	Nama Beban	P (MW)			
		BP Siang		BP Malam	
		Normal	Gangguan	Normal	Gangguan
1	Beban 1 Tello	9.4	9.251	10.6	10.358
2	Beban 2 Tello	32	31.492	38.3	37.696
3	Beban 1 Daya	6.1	5.999	6.9	6.779
4	Beban 2 Daya	12.1	11.825	12.9	12.595
5	Beban 1 Kima	8.7	8.56	8.6	8.467
6	Beban 2 Kima	6.1	5.956	5.7	5.534
7	Beban Tonasa	36.1	35.581	34.9	33.672
8	Beban Bosowa	48.11	47.242	53.5	52.632
9	Beban 1 Mandai	10.6	10.339	12.6	12.366
10	Beban 2 Mandai	12.8	12.555	15.3	15.031
11	Beban Maros	12.2	11.968	16.6	16.35
12	Beban 1 Pangkep	7.3	7.08	9.7	9.489
13	Beban 2 Pangkep	8	7.862	10.3	10.166
14	Beban Bontoala	13.2	13.073	12.9	12.660
15	Beban GIS Bontoala	21.2	20.863	24.8	24.033
16	Beban 1 Panakkukang	12.7	12.489	15.4	14.842
17	Beban 2 Panakkukang	22.9	22.536	25.2	24.665
18	Beban 3 Panakkukang	29.2	28.835	32.8	32.485
19	Beban 1 Tello Lama	12.1	11.922	12.1	11.901
20	Beban 2 Tello Lama	19.8	19.387	24.3	23.854
21	Beban 1 Tanjung Bunga	22.6	22.238	29.1	28.587
22	Beban 2 Tanjung Bunga	25.7	25.289	27.6	27.125
23	Beban 1 Sungguminasa	14.1	13.874	19	18.636
24	Beban 2 Sungguminasa	18.9	18.598	26.9	26.471
25	Beban Borongloe	2	1.961	5.4	5.258
26	Beban Bolangi	10.9	10.728	13.5	13.291
27	Beban Barru	5.9	5.801	8.1	7.944
28	Beban Balusu	1.7	1.686	2.4	2.378
29	Beban 1 Pare-Pare	8.5	8.387	10.8	10.683
30	Beban 2 Pare-Pare	7.2	7.022	9.1	8.9
31	Beban 1 Pinrang	15	14.866	18.8	18.226
32	Beban 2 Pinrang	7.5	7.17	9.3	8.912
33	Beban Bakaru	0.1	0.04	4.97	4.511
34	Beban 1 Tallasa	6.6	6.468	10.8	10.599

Lanjutan Tabel 1

No	Nama Beban	P (MW)			
		BP Siang		BP Malam	
		Normal	Gangguan	Normal	Gangguan
35	Beban 2 Tallasa	5.6	5.488	9.8	9.538
36	Beban 1 Jeneponto	5.3	5.139	8.5	8.291
37	Beban 2 Jeneponto	6.1	5.941	11.1	10.340
38	Beban 1 Bulukumba	7.3	6.977	11.7	11.398
39	Beban 2 Bulukumba	13.1	12.904	18.9	18.682
40	Beban 1 Sinjai	8.1	7.89	12.7	12.189
41	Beban 2 Sinjai	9.7	9.529	11.1	10.951
42	Beban 1 Bone	11.9	11.67	15.9	15.302
43	Beban 2 Bone	12.1	11.899	16.7	16.215
44	Beban Bantaeng New	5.9	5.667	10.6	10.331
45	Beban Punagaya	2.1	2.026	3.61	3.530
46	Beban 1 Sidrap	9.7	9.541	11.7	11.233
47	Beban 2 Sidrap	13.7	13.515	15.5	15.312
48	Beban 1 Soppeng	4.5	4.433	6.3	6.22
49	Beban 2 Soppeng	6.1	5.985	8.6	8.517
50	Beban 1 Sengkang	9.8	9.614	13.3	13.187
51	Beban 2 Sengkang	11.3	11.11	16	15.567
52	Beban Siwa	7.65	7.562	8.7	8.629
53	Beban Enrekang	5.7	5.486	9.5	9.319
54	Beban 1 Makale	0.8	0.715	4.9	4.382
55	Beban 2 Makale	3.7	3.562	6.7	6.582
56	Beban 1 Palopo	11.9	11.631	14.5	14.287
57	Beban 2 Palopo	1.2	1.144	1.5	1.435
58	Beban 3 Palopo	11.3	11.064	16.3	16.069
59	Beban 4 Palopo	10.8	10.559	15.9	15.489
60	Beban Pamona	2.61	2.588	5.03	4.993
61	Beban Poso	6.97	6.877	10.6	10.499
62	Beban Wotu	12.77	12.242	17.38	16.85
63	Beban 1 Mamuju	9.8	9.537	12.2	11.766
64	Beban 2 Mamuju	11.3	11.268	6.6	6.366
65	Beban Majene	9.2	8.959	14.1	13.704
66	Beban 1 Polmas	6.5	6.275	9.1	8.847
67	Beban 2 Polmas	3.9	3.651	6	5.779
68	Beban Sidera	10.2	10.041	16.3	16.136

Lanjutan Tabel 1

No	Nama Beban	P (MW)			
		BP Siang		BP Malam	
		Normal	Gangguan	Normal	Gangguan
69	Beban Silae	21.1	20.813	27.8	27.534
70	Beban Tallise	15.4	15.145	21.3	21.045
71	Beban 1 Parigi	5.1	4.978	6.9	6.79
72	Beban 2 Parigi	3.7	3.632	7.1	7.024
73	Beban Pasang Kayu	0.8	0.747	8.2	8.127
74	Beban Unnha	14.2	13.213	24.14	23.25
75	Beban Kolaka	11.46	10.892	19.482	18.824
76	Beban Lasusu	4.36	4.153	7.412	7.196
77	Beban Moramo	9.28	6.374	15.776	12.844
78	Beban Kendari	7.41	6.618	12.6	11.784
<b>TOTAL</b>		<b>841.31</b>	<b>827.997</b>	<b>1080.306</b>	<b>1079.449</b>

Tabel 2. Perbandingan konsumsi daya beban sebelum dan setelah gangguan

No	Nama Beban	P (MW)			
		BP Siang		BP Malam	
		Normal	Gangguan	Normal	Gangguan
1	Beban 1 Tello	9.4	9.115	10.6	9.809
2	Beban 2 Tello	32	31.030	38.3	36.328
3	Beban 1 Daya	6.1	5.905	6.9	6.49
4	Beban 2 Daya	12.1	11.568	12.9	11.87
5	Beban 1 Kima	8.7	8.431	8.6	8.162
6	Beban 2 Kima	6.1	5.826	5.7	5.153
7	Beban Tonasa	36.1	35.093	34.9	33.098
8	Beban Bosowa	48.11	46.436	53.5	50.579
9	Beban 1 Mandai	10.6	10.095	12.6	11.807
10	Beban 2 Mandai	12.8	12.327	15.3	14.418
11	Beban Maros	12.2	12.014	16.6	15.701
12	Beban 1 Pangkep	7.3	6.873	9.7	8.975
13	Beban 2 Pangkep	8	7.733	10.3	9.839
14	Beban Bontoala	13.2	12.958	12.9	12.129
15	Beban GIS Bontoala	21.2	20.558	24.8	23.267
16	Beban 1 Panakkukang	12.7	12.315	15.4	13.6
17	Beban 2 Panakkukang	22.9	22.206	25.2	23.452
18	Beban 3 Panakkukang	29.2	28.412	32.8	31.771



Lanjutan Tabel 2

No	Nama Beban	P (MW)			
		BP Siang		BP Malam	
		Normal	Gangguan	Normal	Gangguan
19	Beban 1 Tello Lama	12.1	11.761	12.1	11.467
20	Beban 2 Tello Lama	19.8	19.012	24.3	22.843
21	Beban 1 Tanjung Bunga	22.6	21.912	29.1	27.442
22	Beban 2 Tanjung Bunga	25.7	24.918	27.6	26.065
23	Beban 1 Sungguminasa	14.1	13.671	19	17.825
24	Beban 2 Sungguminasa	18.9	18.325	26.9	25.521
25	Beban Borongloe	2	1.924	5.4	4.913
26	Beban Bolangi	10.9	10.570	13.5	12.807
27	Beban Barru	5.9	5.706	8.1	7.654
28	Beban Balusu	1.7	1.673	2.4	2.316
29	Beban 1 Pare-Pare	8.5	8.27	10.8	10.349
30	Beban 2 Pare-Pare	7.2	6.839	9.1	8.326
31	Beban 1 Pinrang	15	14.729	18.8	18.122
32	Beban 2 Pinrang	7.5	6.831	9.3	7.789
33	Beban Bakarua	0.1	0.02	4.97	4.364
34	Beban 1 Tallasa	6.6	6.357	10.8	10.193
35	Beban 2 Tallasa	5.6	5.939	9.8	9.009
36	Beban 1 Jeneponto	5.3	5.01	8.5	7.911
37	Beban 2 Jeneponto	6.1	5.813	11.1	10.66
38	Beban 1 Bulukumba	7.3	6.705	11.7	10.804
39	Beban 2 Bulukumba	13.1	12.739	18.9	18.272
40	Beban 1 Sinjai	8.1	7.699	12.7	11.932
41	Beban 2 Sinjai	9.7	9.379	11.1	10.622
42	Beban 1 Bone	11.9	11.445	15.9	15.2
43	Beban 2 Bone	12.1	11.702	16.7	16.047
44	Beban Bantaeng New	5.9	5.477	10.6	9.827
45	Beban Punagaya	2.1	1.968	3.61	3.41
46	Beban 1 Sidrap	9.7	9.378	11.7	11.058
47	Beban 2 Sidrap	13.7	13.324	15.5	14.776
48	Beban 1 Soppeng	4.5	4.365	6.3	5.998
49	Beban 2 Soppeng	6.1	5.867	8.6	8.288
50	Beban 1 Sengkang	9.8	9.419	13.3	12.863
51	Beban 2 Sengkang	11.3	10.912	16	15.486
52	Beban Siwa	7.65	7.47	8.7	8.427
53	Beban Enrekang	5.7	5.454	9.5	8.756
54	Beban 1 Makale	0.8	0.62	4.9	4.394

Lanjutan Tabel 2

No	Nama Beban	P (MW)			
		BP Siang		BP Malam	
		Normal	Gangguan	Normal	Gangguan
55	Beban 2 Makale	3.7	3.408	6.7	6.234
56	Beban 1 Palopo	11.9	11.31	14.5	13.501
57	Beban 2 Palopo	1.2	1.077	1.5	1.197
58	Beban 3 Palopo	11.3	10.783	16.3	15.217
59	Beban 4 Palopo	10.8	10.273	15.9	14.912
60	Beban Pamona	2.61	2.561	5.03	4.864
61	Beban Poso	6.97	6.768	10.6	10.149
62	Beban Wotu	12.77	11.627	17.38	14.96
63	Beban 1 Mamuju	9.8	9.267	12.2	10.51
64	Beban 2 Mamuju	11.3	11.235	6.6	5.691
65	Beban Majene	9.2	8.711	14.1	12.555
66	Beban 1 Polmas	6.5	6.044	9.1	8.112
67	Beban 2 Polmas	3.9	3.395	6	5.133
68	Beban Sidera	10.2	9.857	16.3	15.581
69	Beban Silae	21.1	20.483	27.8	26.631
70	Beban Tallise	15.4	14.858	21.3	20.21
71	Beban 1 Parigi	5.1	4.842	6.9	6.429
72	Beban 2 Parigi	3.7	3.555	7.1	6.776
73	Beban Pasang Kayu	0.8	0.686	8.2	7.877
74	Beban Unnha	14.2	12.097	24.14	20.197
75	Beban Kolaka	11.46	10.237	19.482	16.492
76	Beban Lasusu	4.36	3.913	7.412	6.427
77	Beban Moramo	9.28	6.138	15.776	12.222
78	Beban Kendari	7.41	5.735	12.6	9.046
<b>TOTAL</b>		<b>841.31</b>	<b>810.958</b>	<b>1080.306</b>	<b>1029.107</b>

**Lampiran 4 Aliran daya sistem Sulbagsel setelah pelepasan PLTU  
Punagaya dan PLTU Jeneponto Ekspansi saat daya PLTB Konstan**

No	Nama Busbar	Nama Transmisi	Daya Output	
			Daya Aktif (MW)	Daya Reaktif (Mvar)
1	<b>Bakaru</b>	Bakaru-Pinrang	67.36	-24.15
		Bakaru-Polmas	36.6	-3.85
2	<b>Balusu</b>	Balusu-Pare 1	-35.21	30.79
		Balusu-Pare 2	-36.05	30.26
		Barru-Balusu 1	70.18	3.29
		Barru-Balusu 2	70.18	3.29
3	<b>Pangkep 70 Kv</b>	Pangkep-Mandai	25.7	19.24
		Pangkep-Mandai 70 kV	2.52	1.89
		Pangkep-Tonasa 1	19.66	6.09
		Pangkep-Tonasa 2	19.66	6.09
4	<b>Sidera 70 kV</b>	Sidera-Tallise 1	12.79	6.86
		Sidera-Tallise 2	12.79	6.86
5	<b>Bone</b>	Bulukumba-Bone	3.29	-0.5
		Bone-Sinjai	16.66	3.77
		Bone-Soppeng 1	-27.97	-4.89
		Bone-Soppeng 2	-27.97	-4.89
6	<b>Bosowa</b>	Pangkep-Bosowa	-34.75	-16.91
		Telo-Bosowa	-27.22	4.09
7	<b>Bulukumba</b>	Bulukumba-Bone	-3.28	0.53
		Bulukumba-Bantaeng	-17	-6.59
		Bulukumba-Sinjai	11.41	5.03
		Jeneponto-Bulukumba	-24.35	-7.2
8	<b>Daya</b>	Mandai-Daya	-6.38	-12.05
		Tello-Daya	-22.42	8.76
9	<b>Jeneponto</b>	Jeneponto-Bantaeng	33.25	8.16
		Jeneponto-Bulukumba	24.53	7.79
		TIP 58 Jeneponto 1	-11.01	4.03
		TIP 58 Jeneponto 2	-11.01	4.03
10	<b>Kima</b>	Pangkep-Kima	2.08	-9.78
		Tello-Kima	-22.02	4.95
11	<b>Lattupa 275 kV</b>	Lattupa-Wotu	-67.11	27.4
		Lattupa-Pamona	-30.12	-18.56
12	<b>Majene</b>	Majene-Mamuju 1	-13.57	6.85
		Majene-Mamuju 2	-13.57	6.85
		Polmas-Majene 1	7.26	-7.62

No	Nama Busbar	Nama Transmisi	Daya Output	
			Daya Aktif (MW)	Daya Reaktif (Mvar)
13	<b>Makale</b>	Polmas-Majene 2	7.26	-7.62
		Enrekang-Makale	40.2	-7.42
		Makale-Palopo 1	-20.17	9.99
14	<b>Malili</b>	Makale-Palopo 2	-20.17	9.99
		Malili-Lasusu 1	-37.79	36.1
		Malili-Lasusu 2	-37.79	36.1
		Wotu-Malili 1	39.14	-41.5
		Wotu-Malili 2	39.14	-41.5
15	<b>Mamuju</b>	Majene-Mamuju 1	13.75	-6.32
		Majene-Mamuju 2	13.75	-6.32
		Mamuju-PLTU Mamuju 1	-22.66	4.54
		Mamuju-PLTU Mamuju 2	-22.66	4.54
16	<b>Mandai</b>	Mandai-Daya	6.39	12.07
		Pangkep-Mandai	-25.5	-18.87
		Pangkep-Mandai 70 kV	-2.5	-1.85
		Tello-Mandai 70 kV	-12.26	2.74
17	<b>Maros</b>	Bolangi-Maros	72.29	15.27
		Maros-Sidrap 1	-41.25	-8.06
		Maros-Sidrap 2	-41.25	-8.06
		Maros-Sungguminasa	69.08	14.12
18	<b>Palopo</b>	Makale-Palopo 1	20.28	-9.62
		Makale-Palopo 2	20.28	-9.62
19	<b>Pamona 150 kV</b>	Poso-Pamona 1	49.81	18.18
		Poso-Pamona 2	49.81	18.18
20	<b>Pamona 275 kV</b>	Lattupa-Pamona	30.25	19.64
		Wotu-Pamona	-3.03	57.7
		Tello-Panakkukang 1	-45.84	-8.5
21	<b>Panakkukang</b>	Tello-Panakkukang 2	-45.84	-8.5
		Pangkep-Barru 1	-62.87	3.38
22	<b>Pangkep 150 kV</b>	Pangkep-Barru 2	-63.41	3.41
		Pangkep-Kima 1	-2.05	9.88
		Pangkep-Bosowa	34.94	17.55
		Balusu-Pare 1	35.5	-29.88
23	<b>Pare-Pare</b>	Balusu-Pare 2	36.33	-29.34
		Pinrang-Pare 1	-35.83	37.88
		Pinrang-Pare 2	-33.08	26.56
		Pare-Sidrap 1	-14.17	-4.66
		Pare-Sidrap 2	-14.17	-4.66

No	Nama Busbar	Nama Transmisi	Daya Output	
			Daya Aktif (MW)	Daya Reaktif (Mvar)
24	<b>Parigi</b>	PLTU PJPP 1-Parigi	-17.6	-3.61
25	<b>Pinrang</b>	Bakaru-Pinrang	-65.44	30.19
		Pinrang-Pare	36.24	-36.51
26	<b>PLTU Maramo</b>	Kendari-PLTU Maramo 1	28.84	-4.31
		Kendari-PLTU Maramo 2	28.84	-4.31
27	<b>PLTU PJPP 1</b>	PLTU PJPP 1-Parigi	17.91	4.59
		PLTU PJPP 1-Tallise	-17.91	-4.59
28	<b>Polmas</b>	Bakaru-Polmas	-36.21	5.23
		Polmas-Majene 1	-7.23	7.73
		Polmas-Majene 2	-7.23	7.73
		Polmas-Pare	34.03	-23.43
29	<b>Poso</b>	Poso-Pamona 1	-49.18	-16.04
		Poso-Pamona 2	-49.18	-16.04
30	<b>Punagaya</b>	Punagaya-TIP 58 1	11.03	-3.96
		Punagaya-TIP 58 2	11.03	-3.96
		Punagaya-PLTU Jenepono Exspi	-104	20.63
		Tallasa-Punagaya	156.24	72.43
31	<b>Sengkang</b>	Sidrap-Sengkang 1	30.13	26.97
		Sidrap-Sengkang 2	30.13	26.97
		Soppeng-Sengkang 1	34.05	13.16
		Soppeng-Sengkang 2	33.88	13.1
		Sengkang-Siwa	10.25	13.16
32	<b>Sidera 150 kV</b>	Sidera-Poso 1	-42.19	-12.91
		Sidera-Poso 2	-42.19	-12.91
		Sidera-Silae 1	19.87	3.92
		Sidera-Silae 2	19.87	3.92
33	<b>Sidrap</b>	Pare-Sidrap 1	14.2	4.74
		Pare-Sidrap 2	14.2	4.74
		Sidrap-Sengkang 1	-30.03	-26.11
		Sidrap-Sengkang 2	-30.03	-26.11
		Sidrap-PLTB Sidrap 1	9.52	-4.19
		Sidrap-PLTB Sidrap 2	9.52	-4.19
		Soppeng-Sidrap 1	3.23	-5.29
		Soppeng-Sidrap 2	3.23	-5.29
		Sidrap-Enrekang	-32.71	11.85
		Sidrap Makale	-74.17	22.91
34	<b>Silae</b>	Pasangkayu-Silae 1	4.3	0.6
		Pasangkayu-Silae 2	4.3	0.6

No	Nama Busbar	Nama Transmisi	Daya Output	
			Daya Aktif (MW)	Daya Reaktif (Mvar)
35	<b>Sinjai</b>	Sidera-Silae 1	-19.8	-3.69
		Sidera-Silae 2	-19.8	-3.69
36	<b>Soppeng</b>	Bulukumba-Sinjai	-11.35	-4.83
		Bone-Sinjai	-16.54	-3.37
37	<b>Sungguminasa</b>	Bone-Soppeng 1	28.17	5.54
		Bone-Soppeng 2	28.17	5.54
38	<b>Tanjung Bunga</b>	Sidrap-Soppeng 1	-3.22	5.33
		Sidrap-Soppeng 2	-3.22	5.33
39	<b>Tallasa</b>	Soppeng-Sengkang 1	-33.9	-12.36
		Soppeng-Sengkang 2	-33.73	-12.3
40	<b>Tallise</b>	Maros-Sungguminasa	-68.67	-10.62
		Sungguminasa-Tallasa 1	-146.29	-4.66
41	<b>Tello 150 kV</b>	Sungguminasa-Tallasa 2	-146.29	-4.66
		Sungguminasa-Bolangi	-57.94	-7.24
42	<b>Tello 70 kV</b>	Tanjung Bunga-Sungguminasa 1	32.19	6.72
		Tanjung Bunga-Sungguminasa 2	32.19	6.72
43	<b>Tello Lama 150 kV</b>	Tello-Sungguminasa 1	151.68	3.39
		Tello-Sungguminasa 2	151.68	3.39
44	<b>Tello 70 kV</b>	Tanjung Bunga- Sungguminasa 1	-32.16	-6.53
		Tanjung Bunga- Sungguminasa 2	-32.16	-6.53
45	<b>Tello 70 kV</b>	Sungguminasa-Tallasa 1	148.77	12.94
		Sungguminasa-Tallasa 2	148.77	12.94
46	<b>Tello 70 kV</b>	Tallasa-Punagaya	-155.78	-68.61
		Tallasa-PLTU Jenepono	-164.81	39.32
47	<b>Tello 70 kV</b>	PLTU-Tallise	18.05	5.03
		Sidera-Tallise 1	-12.3	-6.69
48	<b>Tello 70 kV</b>	Sidera-Tallise 2	-12.3	-6.69
		Tello-Bosowa	27.39	-3.55
49	<b>Tello 70 kV</b>	Tello-Kima	22.04	-4.89
		Tello-Sungguminasa 1	-151.22	0.14
50	<b>Tello 70 kV</b>	Tello-Sungguminasa 2	-151.22	0.14
		Tello-Tello Lama 1	44.01	-2.37
51	<b>Tello 70 kV</b>	Tello-Tello Lama 2	44.01	-2.37
		Tello-Panakkukang 1	45.89	8.67
52	<b>Tello 70 kV</b>	Tello-Panakkukang 2	45.89	8.67
		Tello 70 kV-Terminal Tello 70 kV	35.03	-11.01
53	<b>Tello 70 kV</b>	Tello-Borongloe	-17.15	-3.16
		Tello-Tello Lama 1	-43.95	2.61

No	Nama Busbar	Nama Transmisi	Daya Output	
			Daya Aktif (MW)	Daya Reaktif (Mvar)
44	<b>Borongloe</b>	Tello-Tello Lama 2	-43.95	2.61
		Tello Lama-Bontoala 150 kV (1)	15.37	3.73
		Tello Lama-Bontoala 150 kV (2)	15.37	3.73
45	<b>Tonasa</b>	Tello 70 Kv-Borongloe	17.35	3.53
		Pangkep-Tonasa 1	-19.58	-5.94
46	<b>Terminal Tello 70 kV</b>	Pangkep-Tonasa 2	-19.58	-5.94
		Terminal Tello-Tello 70 kV	-35.02	11.03
		Tello-Mandai 70 kV	12.35	-2.56
47	<b>Barru</b>	Tello-Daya	22.67	-8.47
		Barru-Busbar Pangkep Balusu 1	-5.5	-0.57
		Barru-Busbar Pangkep Balusu 2	-4.96	-0.58
48	<b>Tello Lama 70 Kv</b>	Tello Lama-Bontoala 70 Kv (1)	7.74	1.74
		Tello Lama-Bontoala 70 Kv (2)	7.74	1.74
49	<b>Bontoala 70 kV</b>	Tello Lama-Bontoala 70 Kv (1)	7.73	-1.71
		Tello Lama-Bontoala 70 Kv (2)	-7.72	-1.71
50	<b>Bontoala 150 kV</b>	Tello Lama-Bontoala 150 kV (1)	-15.36	-3.72
		Tello Lama-Bontoala 150 kV (2)	-15.36	-3.72
51	<b>Enrekang</b>	Sidrap-Enrekang	32.93	-10.65
		Sidrap-Makale	-39.88	9.16
52	<b>Siwa</b>	Sengkang-Siwa	-10.04	-1.22
53	<b>Pasang Kayu</b>	Pasangkayu-Silae 1	-4.29	-0.57
		Pasangkayu-Silae 2	-4.29	-0.57
54	<b>PLTU Jeneponto Exspi</b>	Punagaya-PLTU Jeneponto Exspi	104.02	-20.48
55	<b>PLTU Jeneponto</b>	Tallasa-PLTU Jeneponto	166.03	-29.12
		PLTU Jeneponto-PLTU Jeneponto Exspi 1	-83.02	14.56
		PLTU Jeneponto-PLTU Jeneponto Exspi 2	-83.02	14.56
56	<b>PLTB Sidrap</b>	Maros-PLTB Sidrap 1	38.88	9.97
		Maros-PLTB Sidrap 2	38.88	9.97
		Sidrap-PLTB Sidrap 1	-9.52	4.21
		Sidrap-PLTB Sidrap 2	-9.52	4.21
57	<b>PLTU Mamuju</b>	Mamuju-PLTU Mamuju 1	22.81	-3.9
		Mamuju-PLTU Mamuju 2	22.81	-3.9
58	<b>Bantaeng New</b>	Jeneponto-Bantaeng	-33.11	-7.72
		Bantaeng-Bantaeng Sw	17.06	6.77
59	<b>Bantaeng Switching</b>	Bulukumba-Bantaeng Sw	17.06	6.76
		Bantaeng-Bantaeng Sw	-17.06	-6.76

No	Nama Busbar	Nama Transmisi	Daya Output			
			Daya Aktif (MW)	Daya Reaktif (Mvar)		
60	<b>Wotu 275 Kv</b>	Lattupa-Wotu	67.37	-25.31		
		Wotu-Pamona	3.21	-56.17		
61	<b>Wotu 150 Kv</b>	Wotu-Malili 1	-38.89	37.97		
		Wotu-Malili 2	-38.89	37.97		
62	<b>Bolangi 150 kV</b>	Sungguminasa-Bolangi	58	7.79		
		Bolangi-Maros	-71.93	-12.3		
63	<b>Lasusu</b>	Malili-Lasusu 1	38.49	-30.28		
		Malili-Lasusu 2	38.49	-30.28		
		Lasusu-Kolaka 1	-40.15	29.76		
		Lasusu-Kolaka 2	-40.15	29.76		
64	<b>Kolaka</b>	Lasusu-Kolaka 1	42.33	-23.07		
		Lasusu-Kolaka 2	42.33	-23.07		
		Kolaka-Unnha 1	-46.45	21.28		
		Kolaka-Unnha 2	-46.45	21.28		
65	<b>Unnha</b>	Kolaka-Unnha 1	48.1	-15.89		
		Kolaka-Unnha 2	48.1	-15.89		
		Unnha-Kendari 1	-30.07	13.43		
		Unnha-Kendari 2	-30.07	13.43		
		Konawe-Unnha 1	-23.01	0.73		
		Konawe-Unnha 2	-23.01	0.73		
		66	<b>Kendari</b>	Unnha-Kendari 1	30.61	-11.75
				Unnha-Kendari 2	30.61	-11.75
Kendari-Pwatu 150 Kv (1)	-7			5.93		
Kendari-Pwatu 150 Kv (2)	-5.57			6.53		
Kendari-PLTU Maramo 1	-28.71			4.73		
Kendari-PLTU Maramo 2	-28.71			4.73		
67	<b>Pwatu 150 kV</b>	Kendari-Pwatu 150 Kv (1)	5.59	-6.5		
		Kendari-Pwatu 150 Kv (2)	7.01	-5.9		
68	<b>Tanasa</b>	Tanasa-Pwatu 70 Kv (1)	23.26	-4.89		
		Tanasa-Pwatu 70 Kv (2)	23.26	-4.89		
69	<b>Pwatu 70 Kv</b>	Tanasa-Pwatu 70 Kv (1)	-22.77	5.81		
		Tanasa-Pwatu 70 Kv (2)	-22.77	5.81		
70	<b>Konawe</b>	Konawe-Unnha 1	23.06	-0.34		
		Konawe-Unnha 2	23.06	-0.34		
71	<b>Wotu 150 Kv</b>	Wotu-Malili 1	-38.89	37.97		
		Wotu-Malili 2	-38.89	37.97		
72	<b>Malili</b>	Malili-Lasusu 1	-37.79	36.1		
		Malili-Lasusu 2	-37.79	36.1		



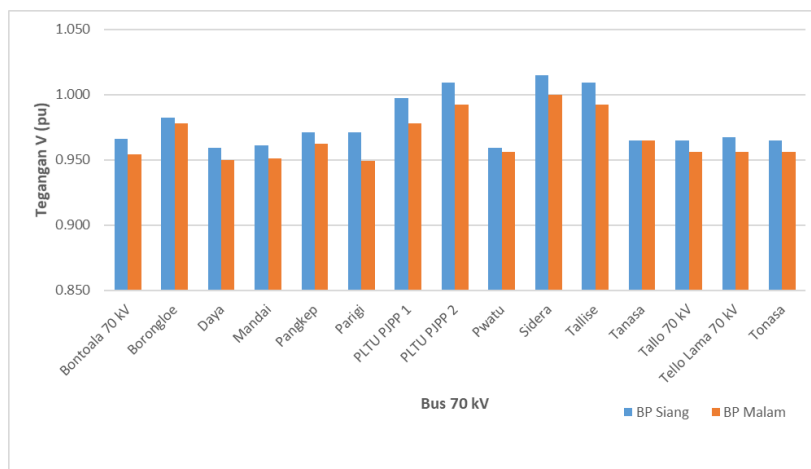
No	Nama Busbar	Nama Transmisi	Daya Output	
			Daya Aktif (MW)	Daya Reaktif (Mvar)
73	<b>Lasusu</b>	Wotu-Malili 1	39.14	-41.5
		Wotu-Malili 2	39.14	-41.5
		Malili-Lasusu 1	38.49	-30.28
		Malili-Lasusu 2	38.49	-30.28
		Lasusu-Kolaka 1	-40.15	29.76
74	<b>Kolaka</b>	Lasusu-Kolaka 2	-40.15	29.76
		Lasusu-Kolaka 1	42.33	-23.07
		Lasusu-Kolaka 2	42.33	-23.07
75	<b>Unnha</b>	Kolaka-Unnha 1	-46.45	21.28
		Kolaka-Unnha 2	-46.45	21.28
		Kolaka-Unnha 1	48.1	-15.89
		Kolaka-Unnha 2	48.1	-15.89
		Unnha-Kendari 1	-30.07	13.43
76	<b>Konawe</b>	Unnha-Kendari 2	-30.07	13.43
		Konawe-Unnha 1	-23.01	0.73
		Konawe-Unnha 2	-23.01	0.73
		Konawe-Unnha 1	23.06	-0.34
		Konawe-Unnha 2	23.06	-0.34
77	<b>Kendari</b>	Unnha-Kendari 1	30.61	-11.75
		Unnha-Kendari 2	30.61	-11.75
		Kendari-Pwatu 150 kV (1)	-7	5.93
		Kendari-Pwatu 150 kV (2)	-5.57	6.53
		Kendari-PLTU Maramo 1	-28.71	4.73
78	<b>PLTU Maramo</b>	Kendari-PLTU Maramo 2	-28.71	4.73
		Kendari-PLTU Maramo 1	28.84	-4.31
		Kendari-PLTU Maramo 2	28.84	-4.31
		Kendari-PLTU Maramo 1	28.84	-4.31
79	<b>Pwatu 150 kV</b>	Kendari-Pwatu 150 kV (1)	5.59	-6.5
		Kendari-Pwatu 150 kV (2)	7.01	-5.9
80	<b>Pwatu 70 Kv</b>	Tanasa-Pwatu 70 kV (1)	-22.77	5.81
		Tanasa-Pwatu 70 kV (2)	-22.77	5.81
81	<b>Tanasa</b>	Tanasa-Pwatu 70 kV (1)	23.26	-4.89
		Tanasa-Pwatu 70 kV (2)	23.26	-4.89

Pada Tabel diatas menunjukkan aliran daya setelah terjadi pelepasan pada PLTU Punagaya dan PLTU Jenepono Ekspansi, dimana tanda minus pada tabel tersebut menyatakan bahwa kondisi busbaranya menyerap daya aktif ataupun daya reaktif.

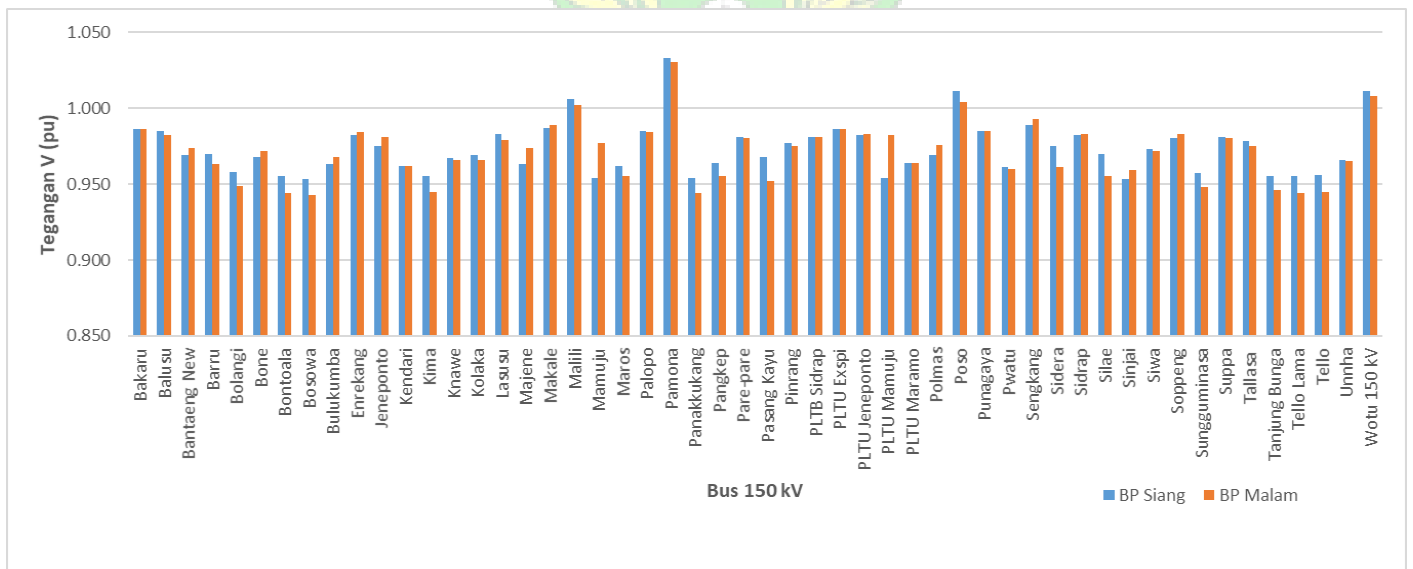
## Lampiran 5 Hasil simulasi kestabilan tegangan ketika pelepasan unit 1 PLTU Punagaya saat daya output PLTB bervariasi

### 1. PLTB Jeneponto 0% dan PLTB Sidrap 25%

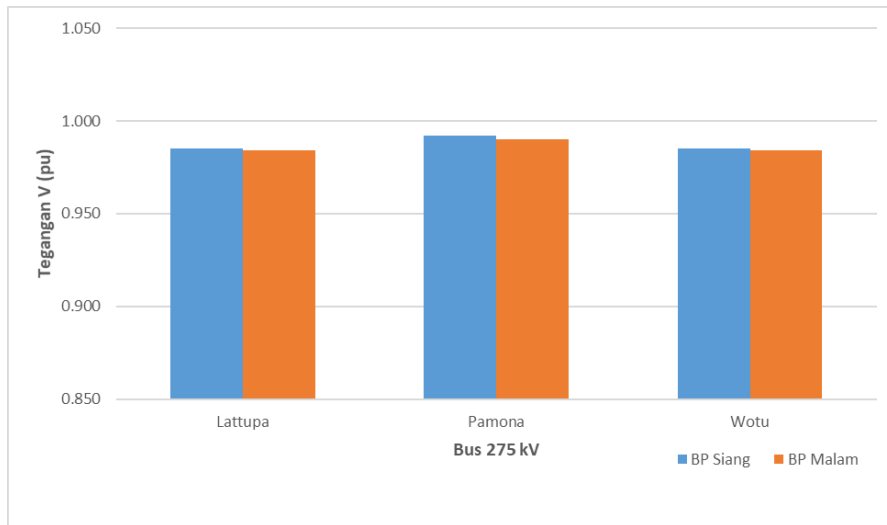
Pada kondisi ini diasumsikan daya output yang dihasilkan PLTB Jeneponto 0% atau 0 MW dan daya output yang dihasilkan PLTB Sidrap 25% atau 18.75 MW. Berikut hasil simulasi kondisi tegangan sistem Sulbagsel 70 kV, 150 kV dan 275 kV pada beban puncak siang dan beban puncak malam.



Profil tegangan sistem Sulbagsel 70 kV kondisi daya output PLTB Jeneponto 0% dan PLTB Sidrap 25% pada beban puncak siang dan beban puncak malam



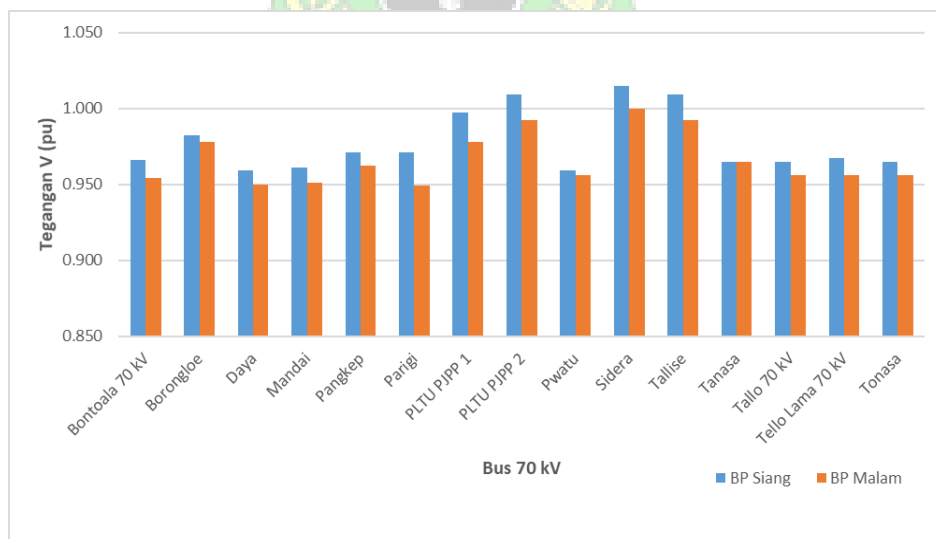
Profil tegangan sistem Sulbagsel 150 kV kondisi daya output PLTB Jeneponto 0% dan PLTB Sidrap 25% pada beban puncak siang dan beban puncak malam



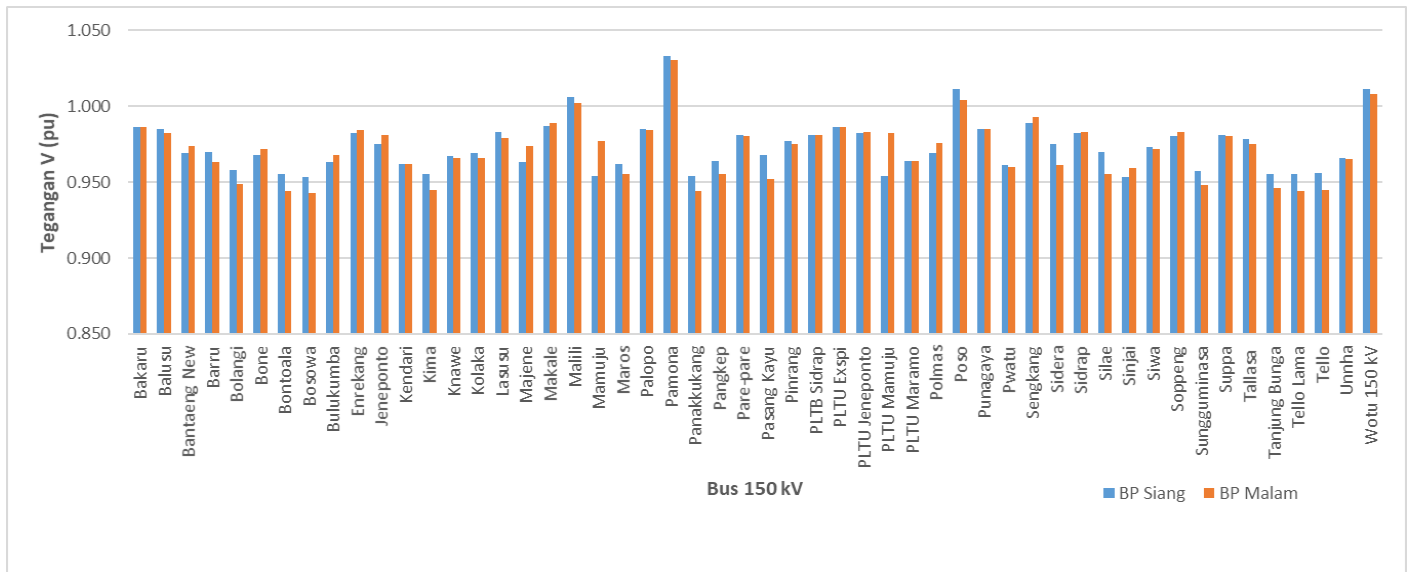
Profil tegangan sistem Sulbagsel 275 kV kondisi daya output PLTB Jeneponto 0% dan PLTB Sidrap 25% pada beban puncak siang dan beban puncak malam

## 2. PLTB Jeneponto 0% dan PLTB Sidrap 50%

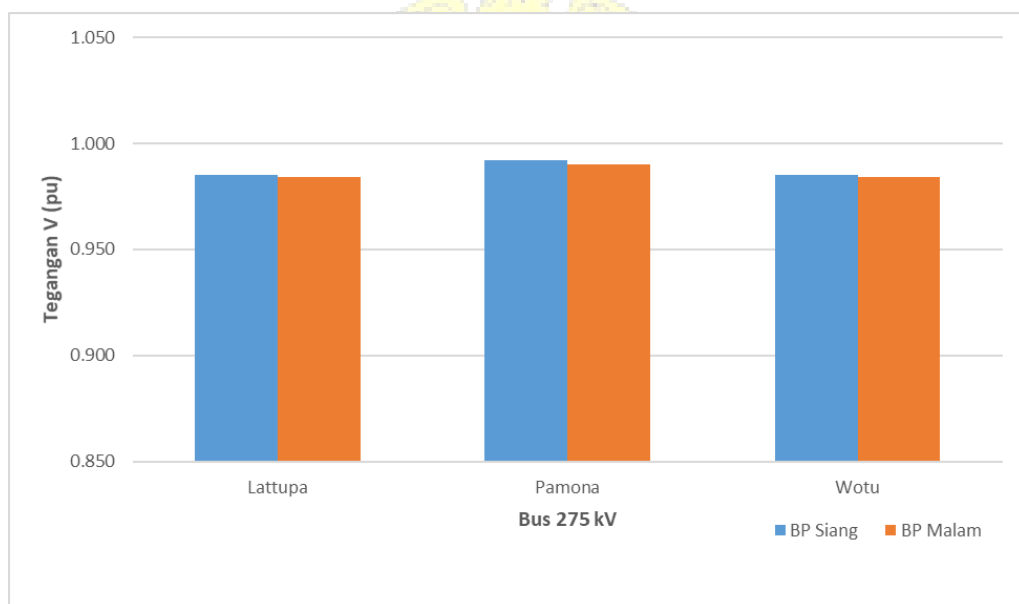
Pada kondisi ini diasumsikan daya output yang dihasilkan PLTB Jeneponto 0% atau 0 MW dan daya output yang dihasilkan PLTB Sidrap 50% atau 37.5 MW. Berikut hasil simulasi kondisi tegangan sistem Sulbagsel 70 kV, 150 kV dan 275 kV pada beban puncak siang dan beban puncak malam.



Profil tegangan sistem Sulbagsel 70 kV kondisi daya output PLTB Jeneponto 0% dan PLTB Sidrap 50% pada beban puncak siang dan beban puncak malam



Profil tegangan sistem Sulbagsel 150 kV kondisi daya output PLTB Jenepono 0% dan PLTB Sidrap 50% pada beban puncak siang dan beban puncak malam

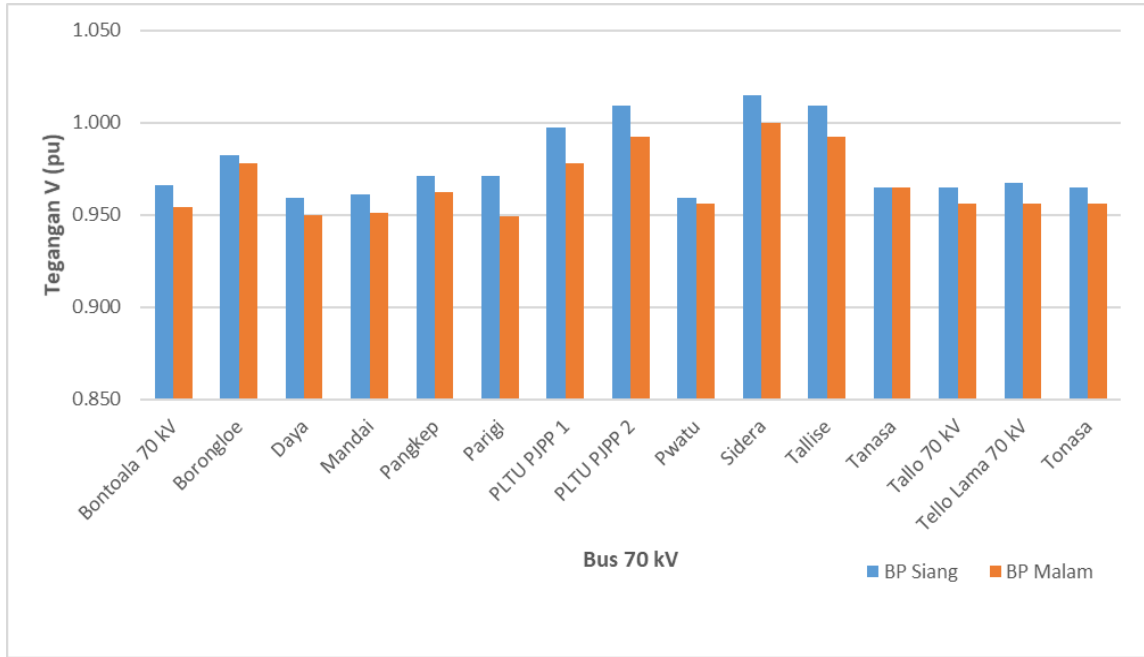


Profil tegangan sistem Sulbagsel 275 kV kondisi daya output PLTB Jenepono 0% dan PLTB Sidrap 50% pada beban puncak siang dan beban puncak malam

### 3. PLTB Jenepono 0% dan PLTB Sidrap 80%

Pada kondisi ini diasumsikan daya output yang dihasilkan PLTB Jenepono 0% atau 0 MW dan daya output yang dihasilkan PLTB Sidrap 80% atau 60 MW.

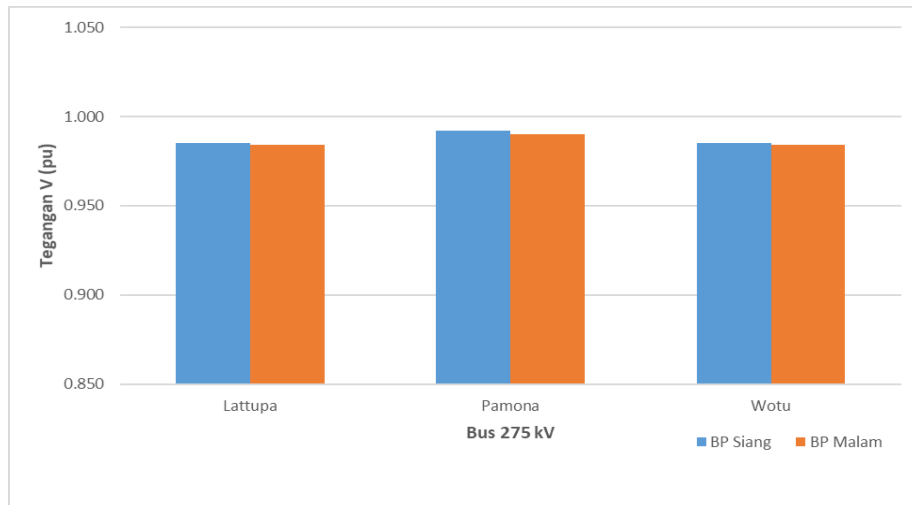
Berikut hasil simulasi kondisi tegangan sistem Sulbagsel 70 kV, 150 kV dan 275 kV pada beban puncak siang dan beban puncak malam.



Profil tegangan sistem Sulbagsel 70 kV kondisi daya output PLTB Jeneponto 0% dan PLTB Sidrap 80% pada beban puncak siang dan beban puncak malam



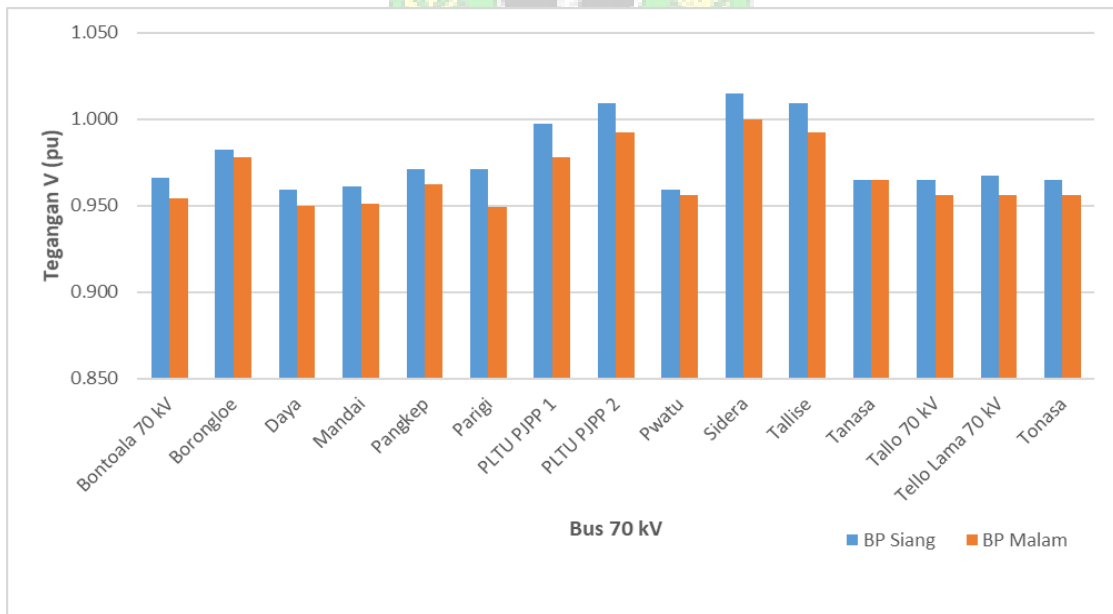
Profil tegangan sistem Sulbagsel 150 kV kondisi daya output PLTB Jeneponto 0% dan PLTB Sidrap 80% pada beban puncak siang dan beban puncak malam



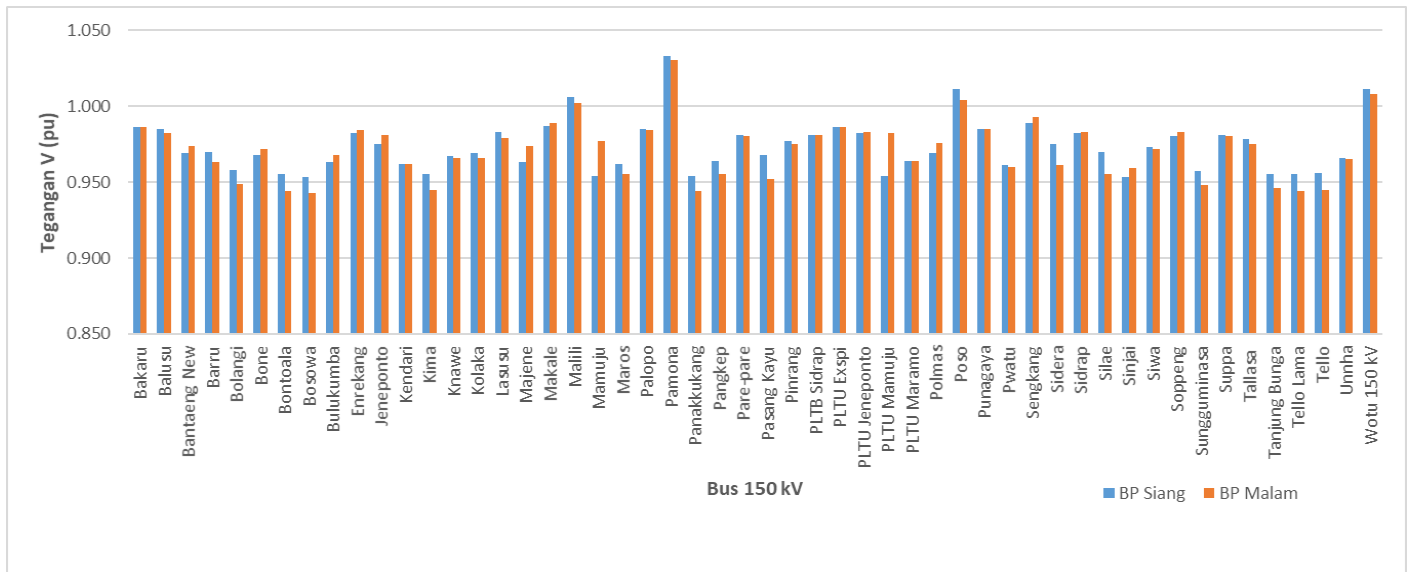
Profil tegangan sistem Sulbagsel 275 kV kondisi daya output PLTB Jeneponto 0% dan PLTB Sidrap 80% pada beban puncak siang dan beban puncak malam

#### 4. PLTB Jeneponto 25% dan PLTB Sidrap 0%

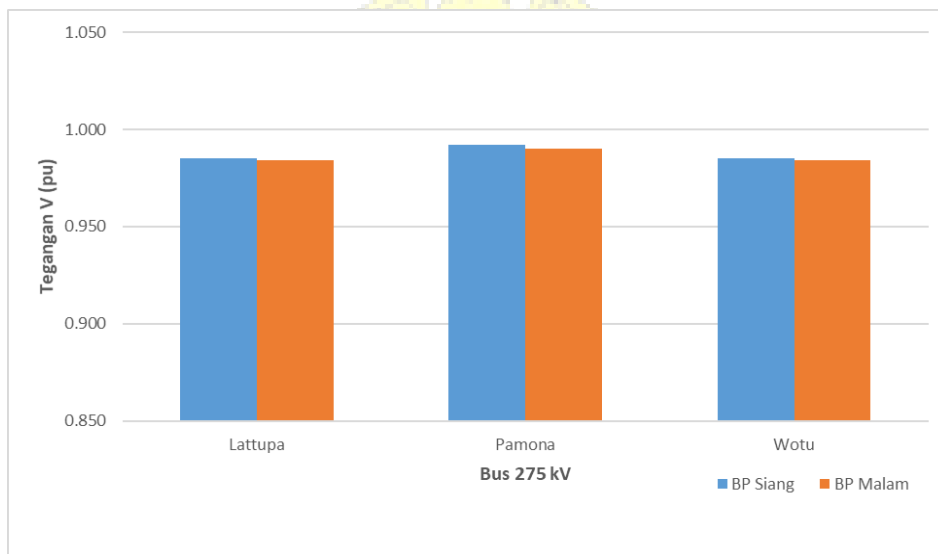
Pada kondisi ini diasumsikan daya output yang dihasilkan PLTB Jeneponto 25% atau 18 MW dan daya output yang dihasilkan PLTB Sidrap 0% atau 0 MW. Berikut hasil simulasi kondisi tegangan sistem Sulbagsel 70 kV, 150 kV dan 275 kV pada beban puncak siang dan beban puncak malam.



Profil tegangan sistem Sulbagsel 70 kV kondisi daya output PLTB Jeneponto 25% dan PLTB Sidrap 0% pada beban puncak siang dan beban puncak malam



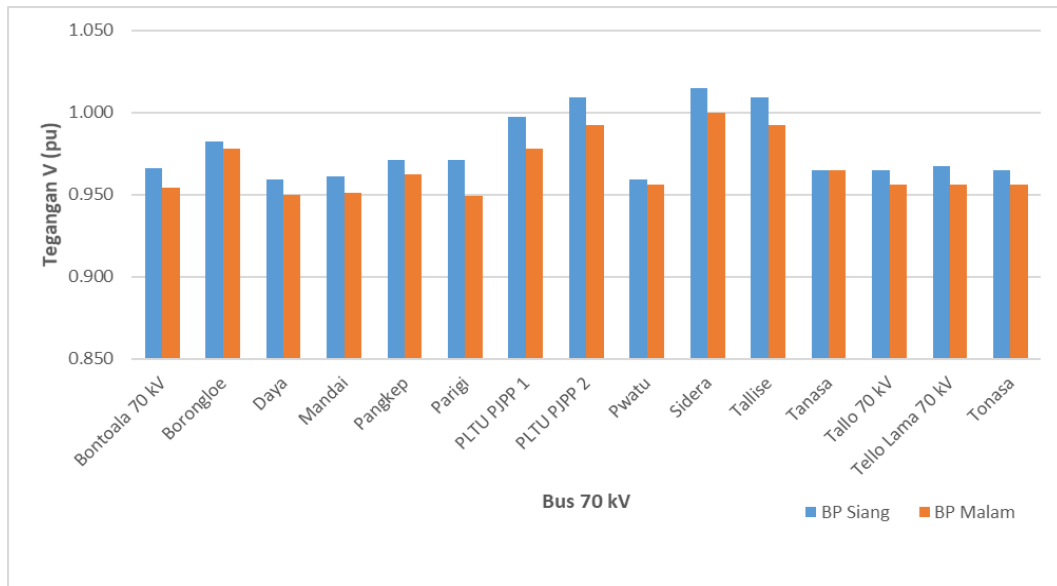
Profil tegangan sistem Subbagel 150 kV kondisi daya output PLTB Jenepono 25% dan PLTB Sidrap 0% pada beban puncak siang dan beban puncak malam



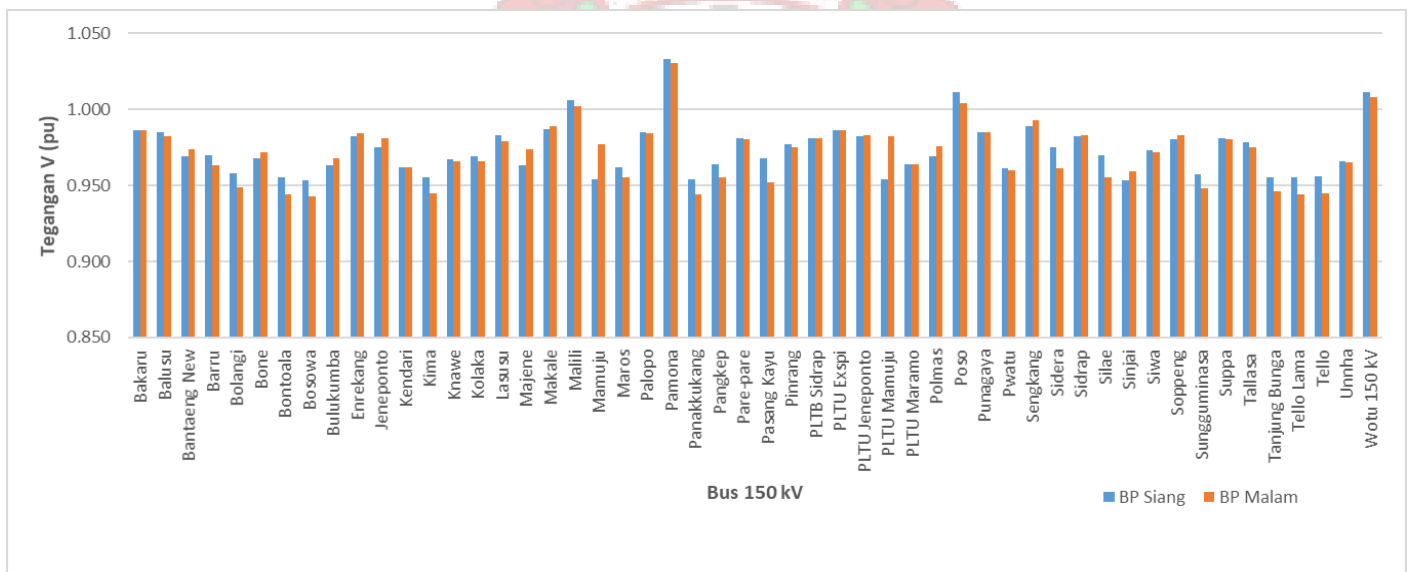
Profil tegangan sistem Subbagel 275 kV kondisi daya output PLTB Jenepono 25% dan PLTB Sidrap 0% pada beban puncak siang dan beban puncak malam

### 5. PLTB Jenepono 50% dan PLTB Sidrap 0%

Pada kondisi ini diasumsikan daya output yang dihasilkan PLTB Jenepono 50% atau 36 MW dan daya output yang dihasilkan PLTB Sidrap 0% atau 0 MW. Berikut hasil simulasi kondisi tegangan sistem Subbagel 70 kV, 150 kV dan 275 kV pada beban puncak siang dan beban puncak malam.

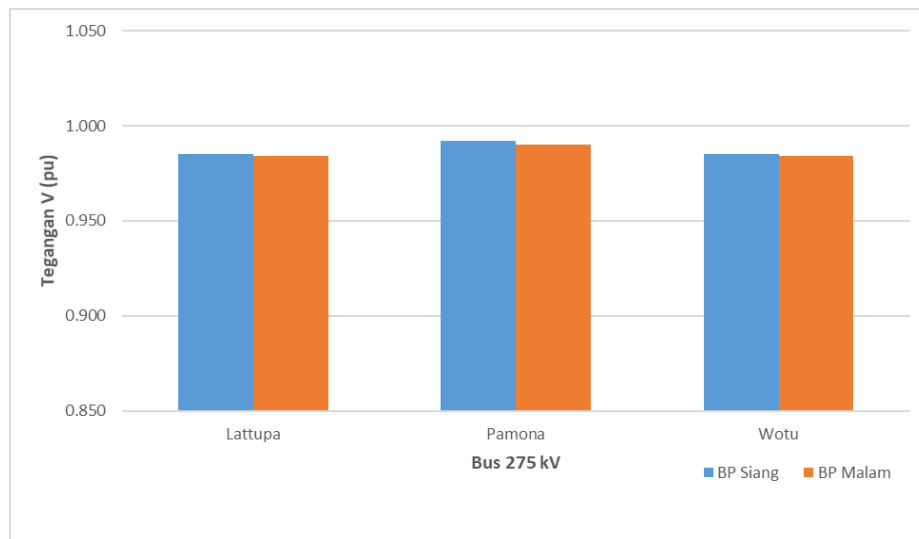


Profil tegangan sistem Sulbagsel 70 kV kondisi daya output PLTB Jeneponto 50% dan PLTB Sidrap 0% pada beban puncak siang dan beban puncak malam



Profil tegangan sistem Sulbagsel 150 kV kondisi daya output PLTB Jeneponto 50% dan PLTB Sidrap 0% pada beban puncak siang dan beban puncak malam

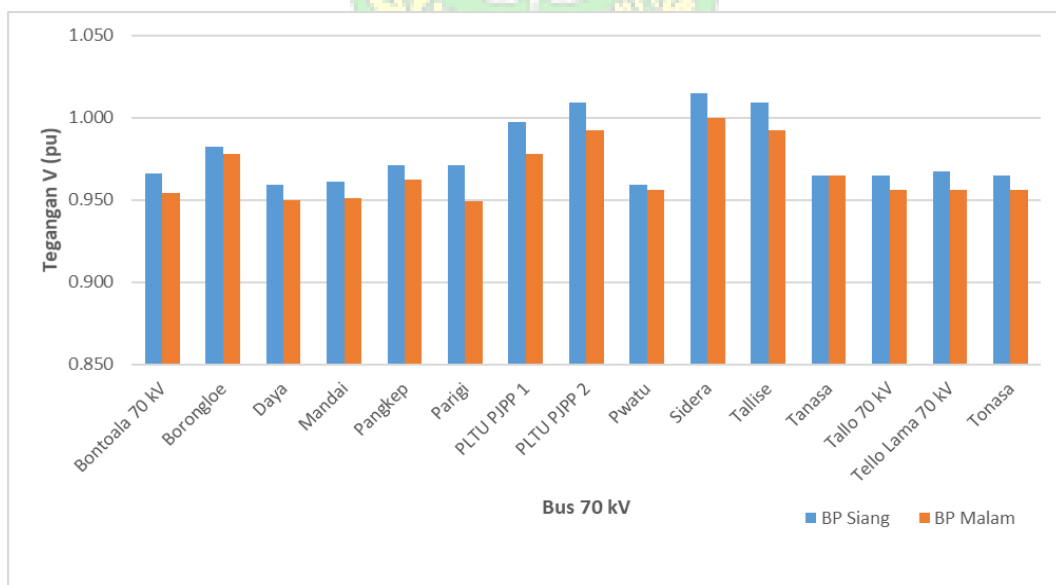




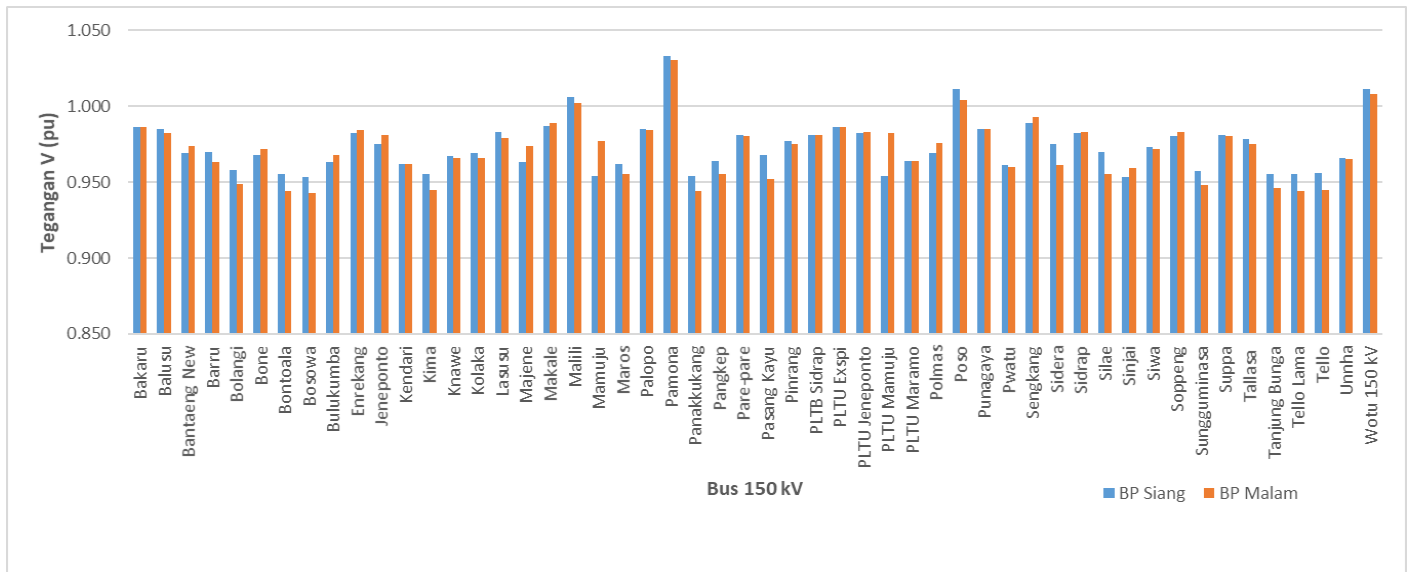
Profil tegangan sistem Sulbagsel 275 kV kondisi daya output PLTB Jeneponto 50% dan PLTB Sidrap 0% pada beban puncak siang dan beban puncak malam

## 6. PLTB Jeneponto 80% dan PLTB Sidrap 0%

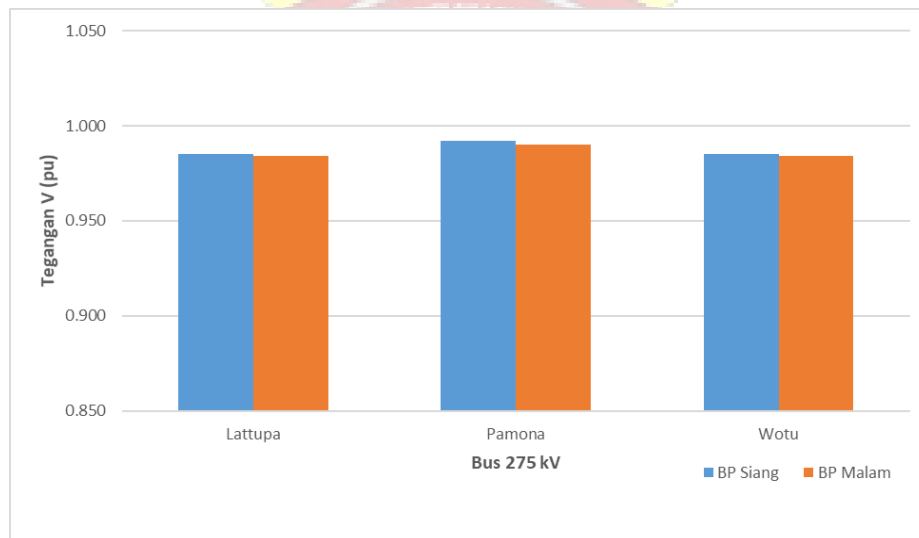
Pada kondisi ini diasumsikan daya output yang dihasilkan PLTB Jeneponto 80% atau 57.6 MW dan daya output yang dihasilkan PLTB Sidrap 0% atau 0 MW. Berikut hasil simulasi kondisi tegangan sistem Sulbagsel 70 kV, 150 kV dan 275 kV pada beban puncak siang dan beban puncak malam.



Profil tegangan sistem Sulbagsel 70 kV kondisi daya output PLTB Jeneponto 80% dan PLTB Sidrap 0% pada beban puncak siang dan beban puncak malam



Profil tegangan sistem Sulbagsel 150 kV kondisi daya output PLTB Jenepono 80% dan PLTB Sidrap 0% pada beban puncak siang dan beban puncak malam

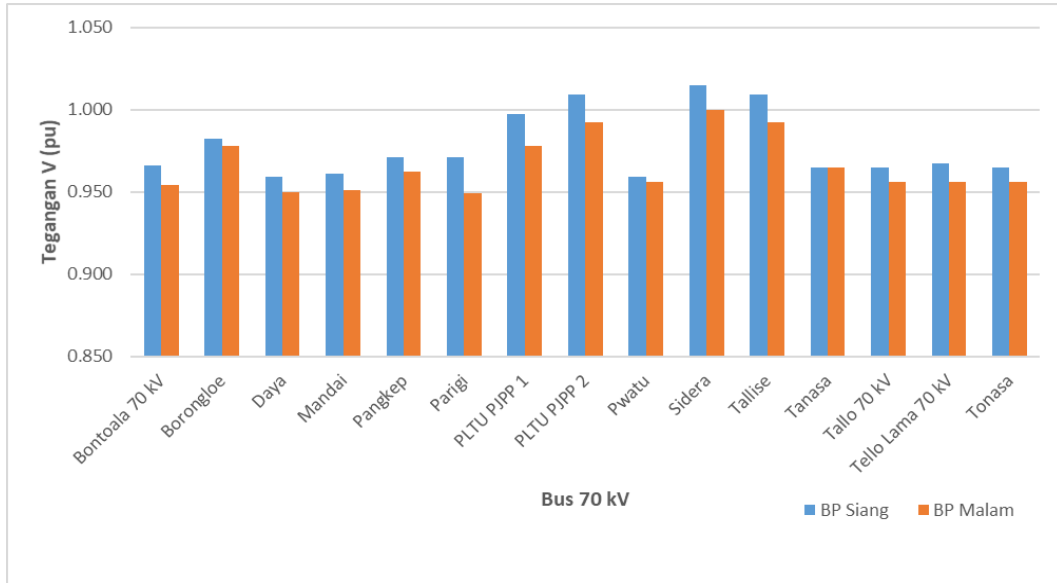


Profil tegangan sistem Sulbagsel 275 kV kondisi daya output PLTB Jenepono 80% dan PLTB Sidrap 0% pada beban puncak siang dan beban puncak malam

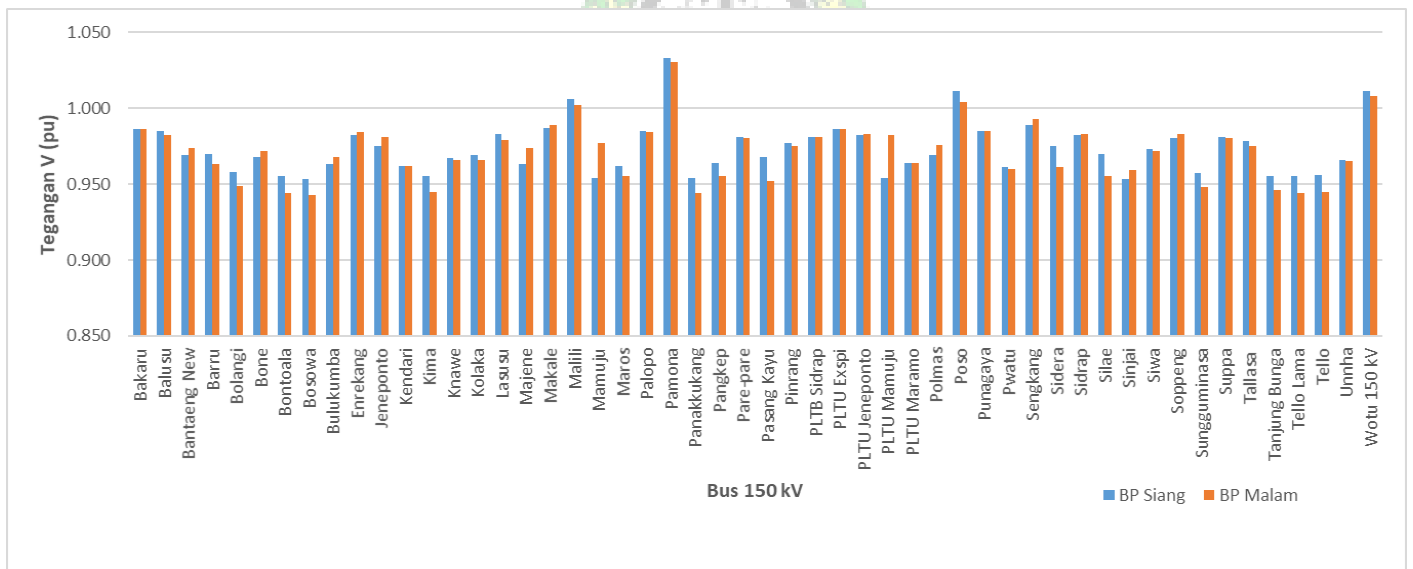
## 7. PLTB Jenepono 25% dan PLTB Sidrap 80%

Pada kondisi ini diasumsikan daya output yang dihasilkan PLTB Jenepono 25% atau 18 MW dan daya output yang dihasilkan PLTB Sidrap 80% atau 60 MW.

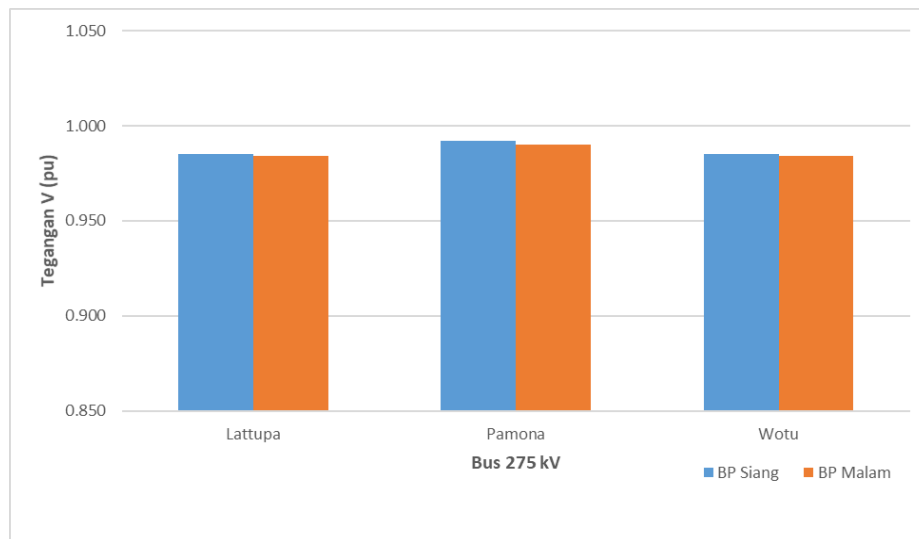
Berikut hasil simulasi kondisi tegangan sistem Sulbagsel 70 kV, 150 kV dan 275 kV pada beban puncak siang dan beban puncak malam.



Profil tegangan sistem Sulbagsel 70 kV kondisi daya output PLTB Jeneponto 25% dan PLTB Sidrap 80% pada beban puncak siang dan beban puncak malam



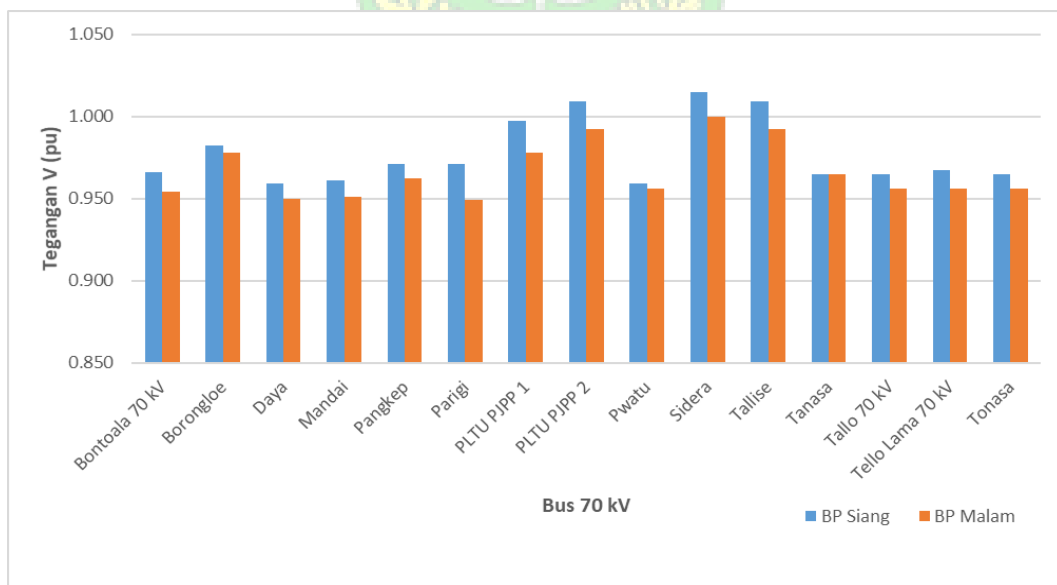
Profil tegangan sistem Sulbagsel 150 kV kondisi daya output PLTB Jeneponto 25% dan PLTB Sidrap 80% pada beban puncak siang dan beban puncak malam



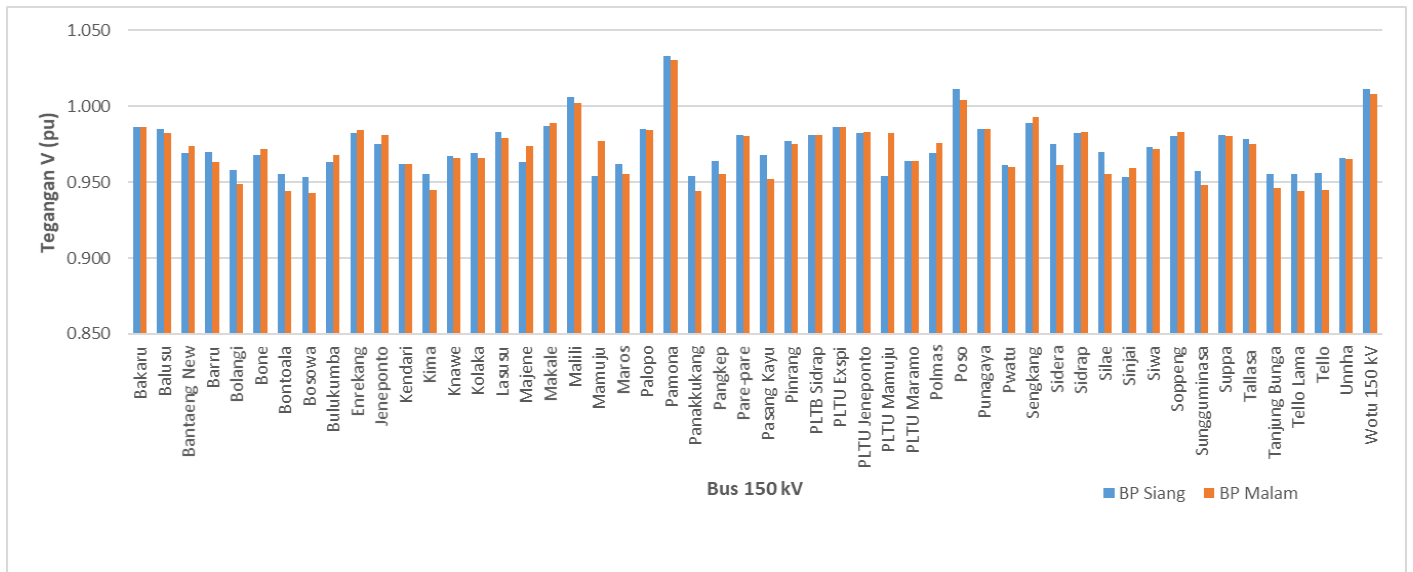
Profil tegangan sistem Sulbagsel 275 kV kondisi daya output PLTB Jeneponto 25% dan PLTB Sidrap 80% pada beban puncak siang dan beban puncak malam

### 8. PLTB Jeneponto 80% dan PLTB Sidrap 25%

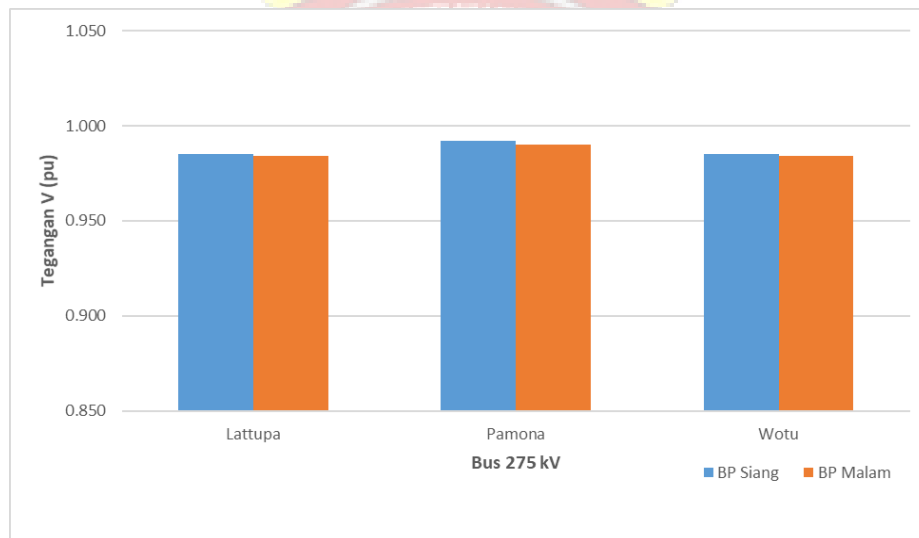
Pada kondisi ini diasumsikan daya output yang dihasilkan PLTB Jeneponto 80% atau 57.6 MW dan daya output yang dihasilkan PLTB Sidrap 25% atau 18.75 MW. Berikut hasil simulasi kondisi tegangan sistem Sulbagsel 70 kV, 150 kV dan 275 kV pada beban puncak siang dan beban puncak malam.



Profil tegangan sistem Sulbagsel 70 kV kondisi daya output PLTB Jeneponto 80% dan PLTB Sidrap 25% pada beban puncak siang dan beban puncak malam



Profil tegangan sistem Sulbagsel 150 kV kondisi daya output PLTB Jenepono 80% dan PLTB Sidrap 25% pada beban puncak siang dan beban puncak malam



Profil tegangan sistem Sulbagsel 275 kV kondisi daya output PLTB Jenepono 80% dan PLTB Sidrap 25% pada beban puncak siang dan beban puncak malam

**Lampiran 6** Hasil simulasi daya output pembangkit ketika pelepasan unit 1 PLTU Punagaya saat daya output PLTB bervariasi

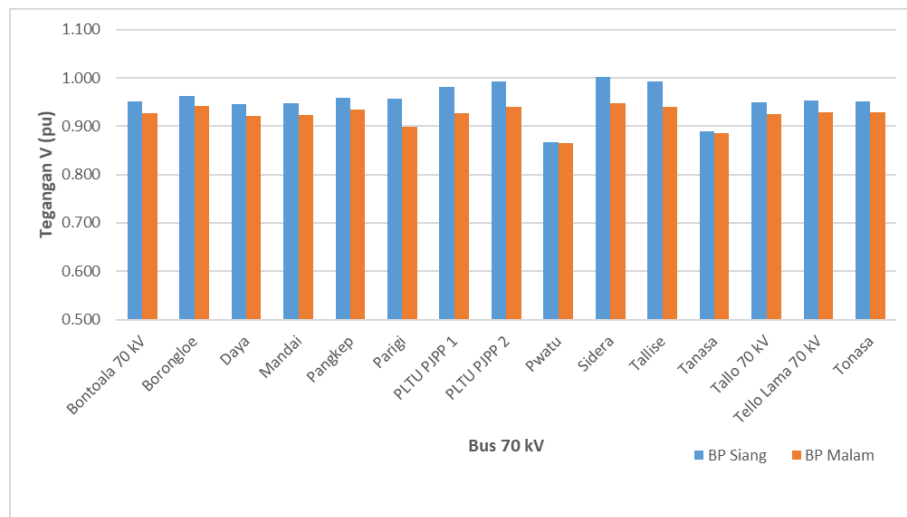
No	Nama Pembangkit	Daya Output (MW)									
		BP Siang					BP Malam				
		Kapasitas Terpasang	Normal	PLTB Jeneponto 0% & PLTB Sidrap 0%	PLTB Jeneponto 25% & PLTB Sidrap 50%	PLTB Jeneponto 50% & PLTB Sidrap 25%	Kapasitas Terpasang	Normal	PLTB Jeneponto 0% & PLTB Sidrap 0%	PLTB Jeneponto 25% & PLTB Sidrap 50%	PLTB Jeneponto 50% & PLTB Sidrap 25%
1	PLTA Bili-Bili #1	10	5.8	6.366	6.381	6.391	10	10	10.501	10.517	10.552
2	PLTA Bili-Bili #2	10	7	7.377	7.387	7.394	10	12	12.334	12.345	12.368
3	PLTU Barru #1	50	36.2	31.272	31.3	31.319	50	36.2	31.137	31.169	31.237
4	PLTU Barru #2	50	35	36.07	36.098	36.117	50	25	35.938	35.969	36.037
5	PLTM Sawitto	1.5	0.64	0.697	0.699	0.7	1.5	0.64	0.69	0.692	0.695
6	PLTA Bakaru #1	63	40	41.328	41.362	41.386	63	52	53.166	53.204	53.289
7	PLTA Bakaru #2	63	40	41.328	41.362	41.386	63	47	48.166	48.204	48.289
8	PLTU Mamuju #1	25	0	0	0	0	25	21.03	21.55	21.567	21.605
9	PLTU Mamuju #2	25	0	0	0	0	25	21	21.52	21.537	21.605
10	PLTD Silae	18	0	0	0	0	18	1.16	15.499	15.519	15.565
11	PLTA Poso #1	65	40	41.639	41.682	41.705	65	40	41.202	41.25	41.361
12	PLTA Poso #2	65	40	41.639	41.682	41.705	65	40	41.201	41.249	41.361
13	PLTA Poso #3	65	40	41.639	41.682	41.705	65	40	41.201	41.249	41.361
14	PLTU Jeneponto #1	100	70	90.321	72.691	72.739	100	70	90.342	72.417	72.572

15	PLTU Jeneponto #2	100	80	98.321	82.691	82.739	100	80	92.396	82.417	82.572
16	PLTU Jeneponto Exspi #3	125	90	123	114.588	115.333	125	95	123	123.5	123.58
17	PLTU Jeneponto Exspi #4	125	92	110.327	94.698	94.746	125	96	108.341	98.416	98.574
18	PLTU Punagaya #1	100	70	OFF	OFF	OFF	100	70	OFF	OFF	OFF
19	PLTU Punagaya #2	100	70	72.626	72.697	72.745	100	70	72.336	72.412	72.269
20	PLTB Tolo Jeneponto	60	5.76	0	35.14	35.666	60	5.76	0	17.824	35.616
21	PLTGU Sengkang	195	57	82.372	82.515	82.607	195	152	156.846	157.076	157.58
22	PLTB Sidrap	70	4	0	37.236	18.62	70	4	0	37.274	18.64
23	PLTM Bungin	3	0	0	0	0	3	1.2	1.367	1.372	1.384
24	PLTD Altrac	17	0	0	0	0	17	10	10.333	10.347	10.378
25	PLTM Malili	4.69	3	3.084	3.087	3.088	4.69	3	3.5	3.522	3.076
26	PLTA Konawe #1	25	20	21.449	21.487	21.499	25	20	21.007	21.064	21.16
27	PLTA Konawe #2	25	20	21.449	21.487	21.499	25	20	21.007	21.064	21.16
28	PLTU Maramo #1	50	40	42.214	42.274	42.29	50	40	41.513	41.601	41.744
29	PLTU Maramo #2	50	40	42.214	42.274	42.29	50	40	41.513	41.601	41.744
30	PLTMG Blok 1 #1	9.7	5	5.499	5.512	5.515	9.7	7.76	8.097	8.117	9.388
31	PLTMG Blok 1 #2	9.7	5	5.499	5.512	5.515	9.7	7.76	8.097	8.117	9.388
32	PLTMG Blok 1 #3	9.7	5	5.499	5.512	5.515	9.7	7.76	8.097	8.117	9.388
33	PLTMG Blok 2 #1	9.7	5	5.499	5.512	5.515	9.7	7.76	8.097	8.117	9.388
34	PLTMG Blok 2 #2	9.7	5	5.499	5.512	5.515	9.7	7.76	8.097	8.117	9.388
35	PLTMG Blok 2 #3	9.7	5	5.499	5.512	5.515	9.7	7.76	8.097	8.117	9.388
<b>Total</b>		<b>1718.39</b>	<b>976.4</b>	<b>1029.726</b>	<b>1045.572</b>	<b>1028.759</b>	<b>1718.39</b>	<b>1169.55</b>	<b>1206.188</b>	<b>1225.08</b>	<b>1233.702</b>

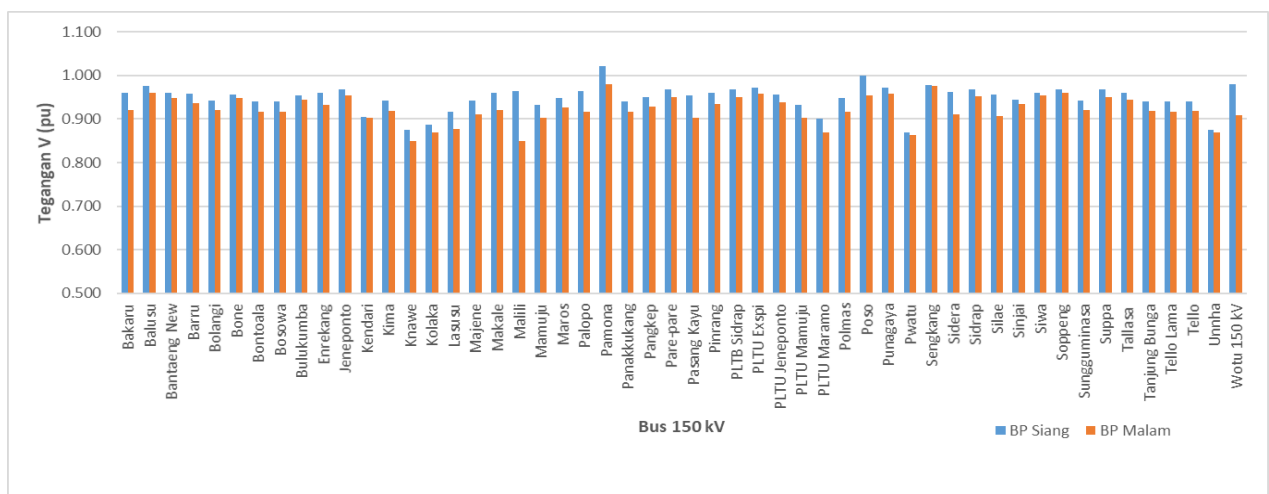
**Lampiran 7** Hasil simulasi kestabilan tegangan ketika pelepasan Punagaya dan PLTU Jeneponto Ekspansi saat daya output PLTB bervariasi

**1. PLTB Jeneponto 0% dan PLTB Sidrap 25%**

Pada kondisi ini diasumsikan daya output yang dihasilkan PLTB Jeneponto 0% atau 0 MW dan daya output yang dihasilkan PLTB Sidrap 25% atau 18.75 MW. Berikut hasil simulasi kondisi tegangan sistem Sulbagsel 70 kV, 150 kV dan 275 kV pada beban puncak siang dan beban puncak malam.

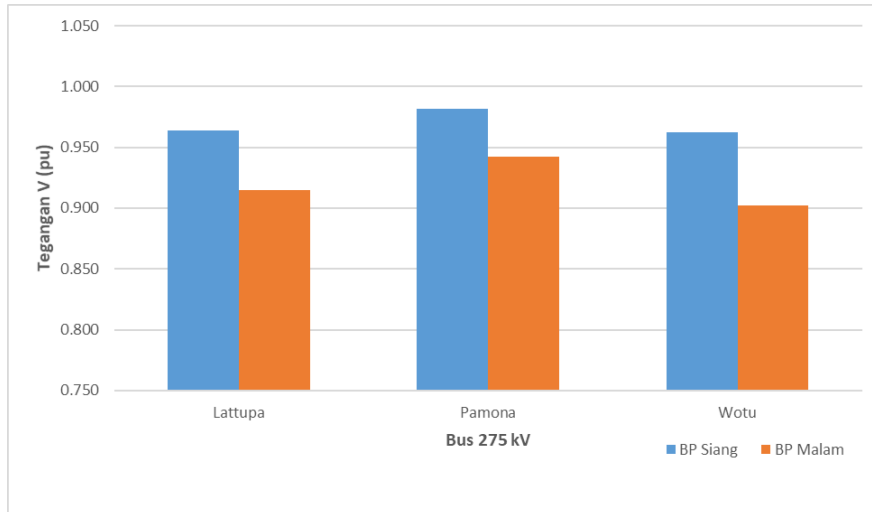


Profil tegangan sistem Sulbagsel 70 kV kondisi daya output PLTB Jeneponto 0% dan PLTB Sidrap 25% pada beban puncak siang dan beban puncak malam





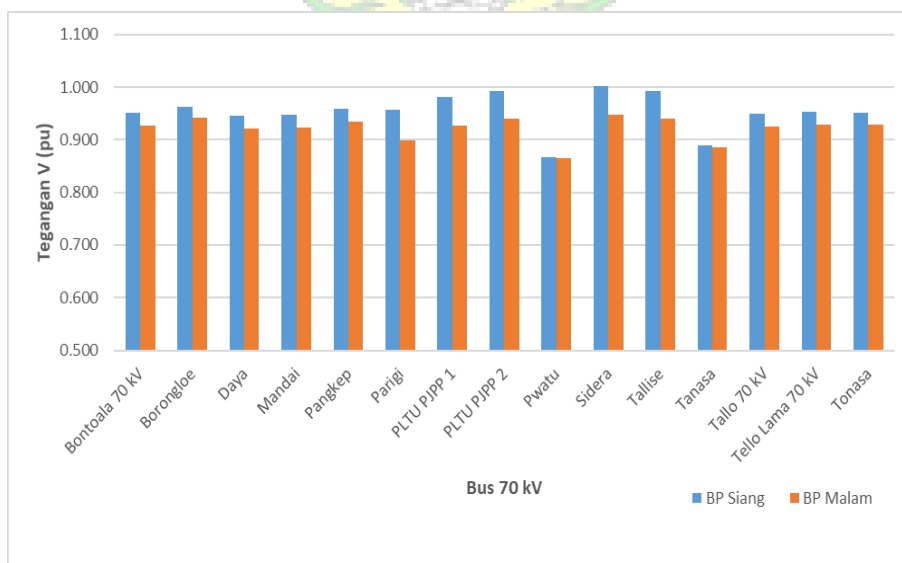
Profil tegangan sistem Sulbagsel 150 kV kondisi daya output PLTB Jeneponto 0% dan PLTB Sidrap 25% pada beban puncak siang dan beban puncak malam



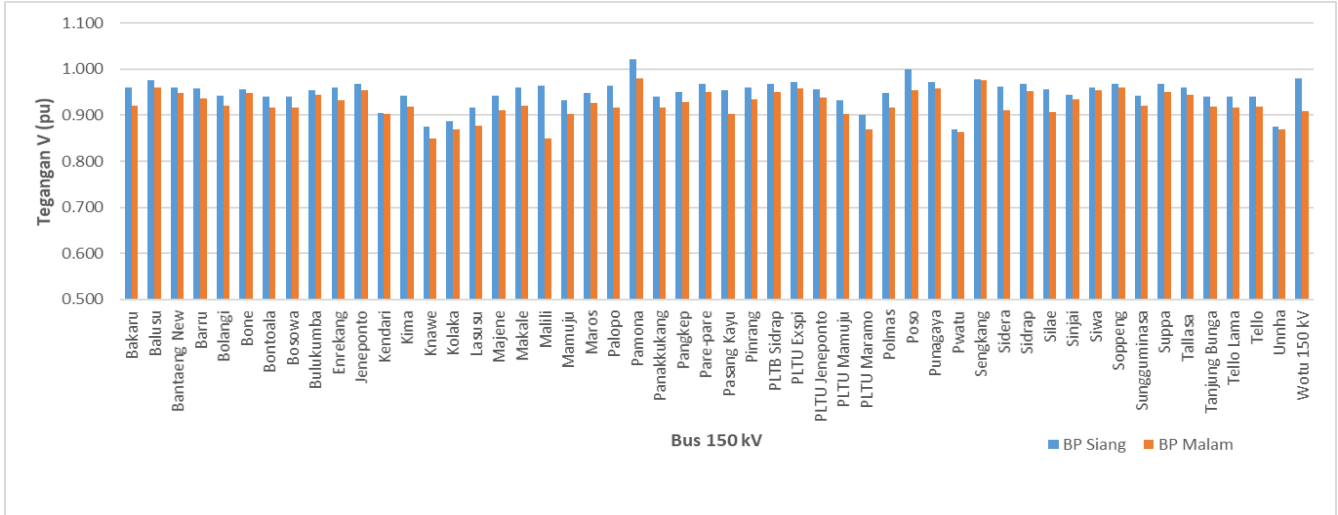
Profil tegangan sistem Sulbagsel 275 kV kondisi daya output PLTB Jeneponto 0% dan PLTB Sidrap 25% pada beban puncak siang dan beban puncak malam

## 2. PLTB Jeneponto 0% dan PLTB Sidrap 50%

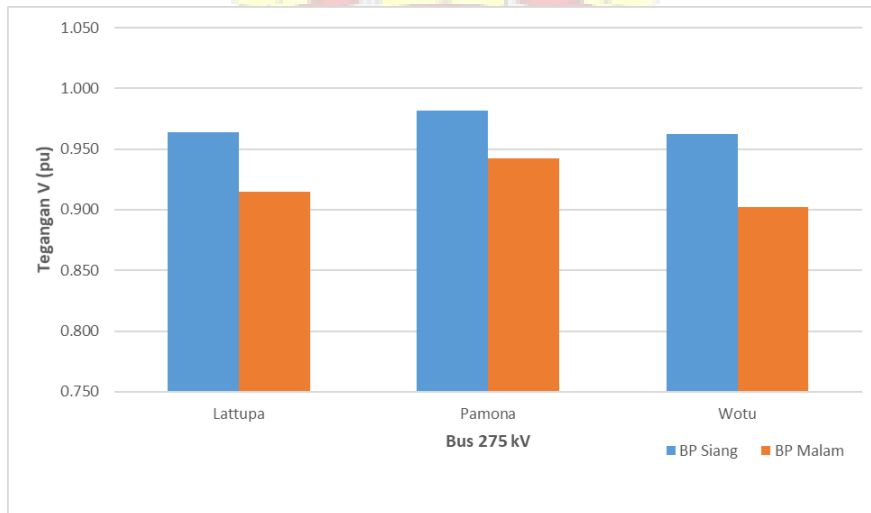
Pada kondisi ini diasumsikan daya output yang dihasilkan PLTB Jeneponto 0% atau 0 MW dan daya output yang dihasilkan PLTB Sidrap 50% atau 37.5 MW. Berikut hasil simulasi kondisi tegangan sistem Sulbagsel 70 kV, 150 kV dan 275 kV pada beban puncak siang dan beban puncak malam.



Profil tegangan sistem Sulbagsel 70 kV kondisi daya output PLTB Jeneponto 0% dan PLTB Sidrap 50% pada beban puncak siang dan beban puncak malam



Profil tegangan sistem Sulbagsel 150 kV kondisi daya output PLTB Jeneponto 0% dan PLTB Sidrap 50% pada beban puncak siang dan beban puncak malam

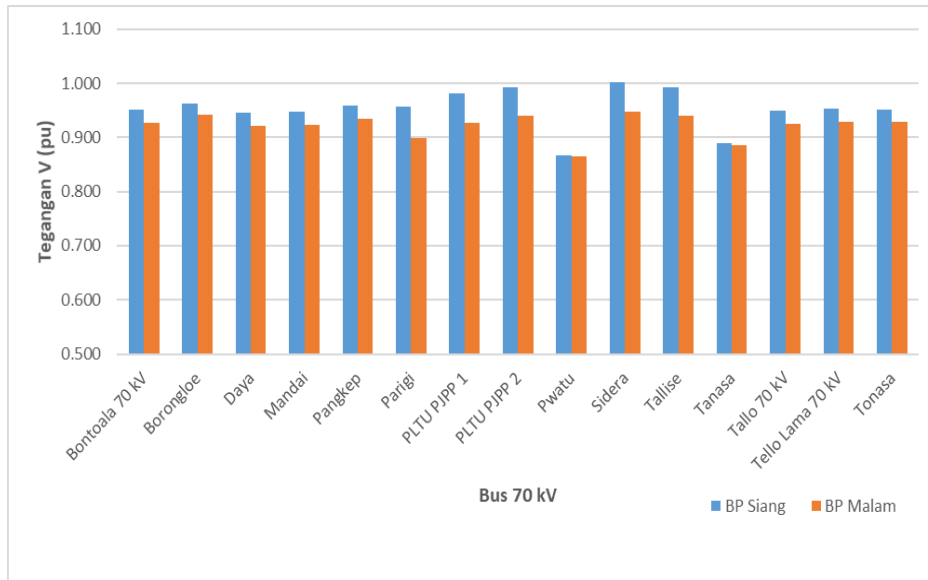


Profil tegangan sistem Sulbagsel 275 kV kondisi daya output PLTB Jeneponto 0% dan PLTB Sidrap 50% pada beban puncak siang dan beban puncak malam

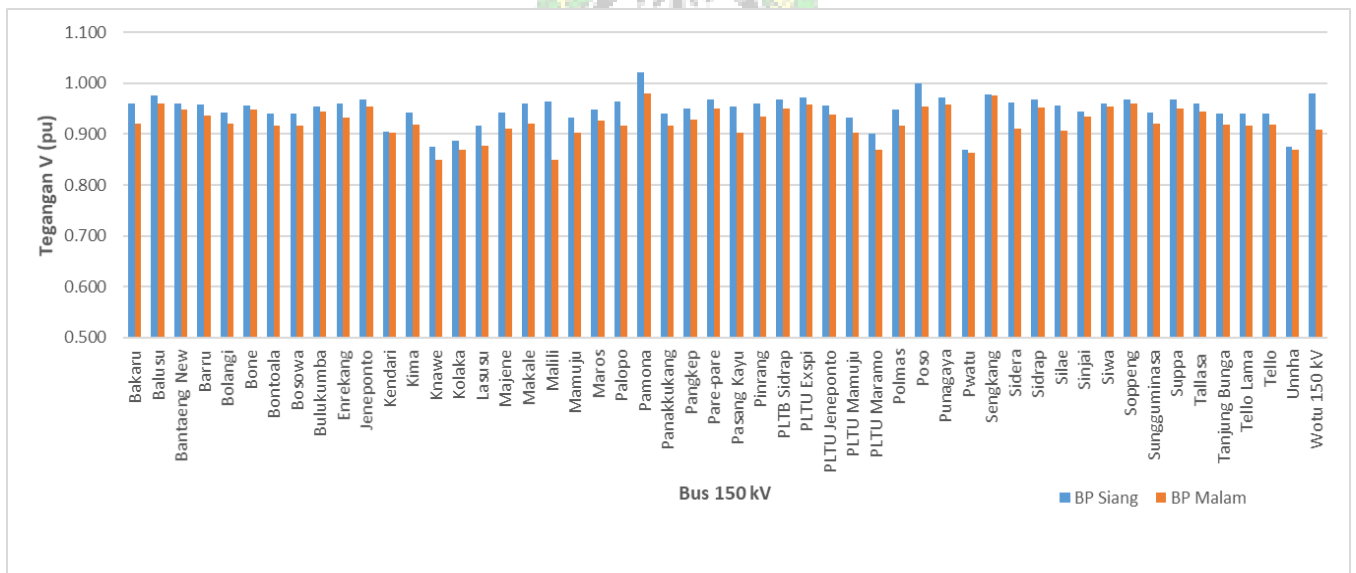
### 3. PLTB Jeneponto 0% dan PLTB Sidrap 80%

Pada kondisi ini diasumsikan daya output yang dihasilkan PLTB Jeneponto 0% atau 0 MW dan daya output yang dihasilkan PLTB Sidrap 80% atau 60 MW.

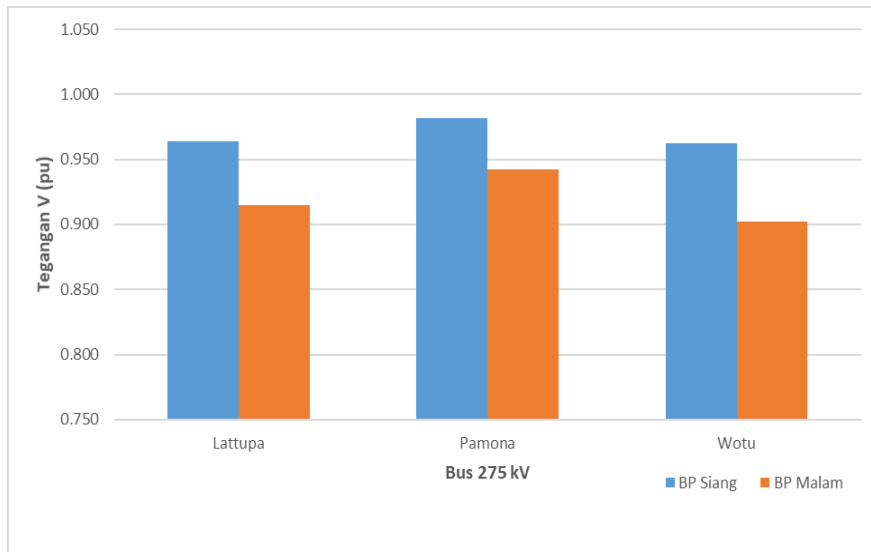
Berikut hasil simulasi kondisi tegangan sistem Sulbagsel 70 kV, 150 kV dan 275 kV pada beban puncak siang dan beban puncak malam.



Profil tegangan sistem Sulbagsel 70 kV kondisi daya output PLTB Jeneponto 0% dan PLTB Sidrap 80% pada beban puncak siang dan beban puncak malam



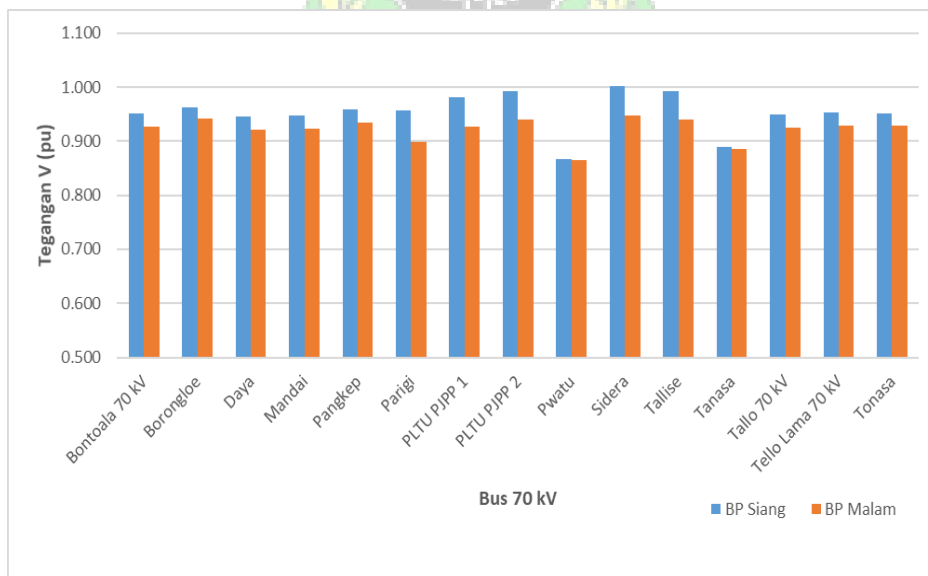
Profil tegangan sistem Sulbagsel 150 kV kondisi daya output PLTB Jeneponto 0% dan PLTB Sidrap 80% pada beban puncak siang dan beban puncak malam



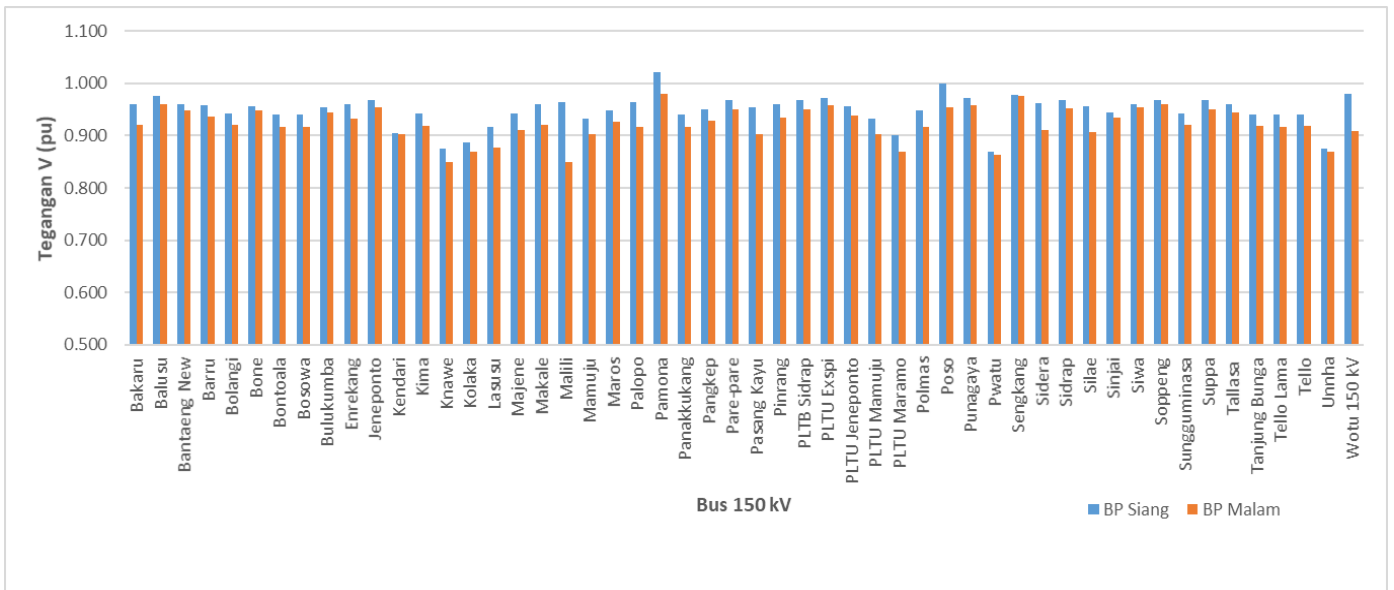
Profil tegangan sistem Sulbagsel 275 kV kondisi daya output PLTB Jeneponto 0% dan PLTB Sidrap 80% pada beban puncak siang dan beban puncak malam

#### 4. PLTB Jeneponto 25% dan PLTB Sidrap 0%

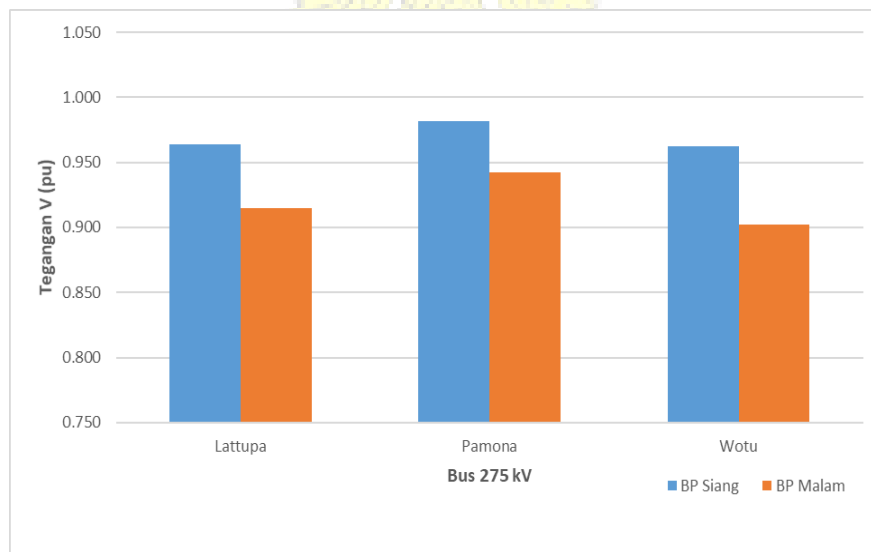
Pada kondisi ini diasumsikan daya output yang dihasilkan PLTB Jeneponto 25% atau 18 MW dan daya output yang dihasilkan PLTB Sidrap 0% atau 0 MW. Berikut hasil simulasi kondisi tegangan sistem Sulbagsel 70 kV, 150 kV dan 275 kV pada beban puncak siang dan beban puncak malam.



Profil tegangan sistem Sulbagsel 70 kV kondisi daya output PLTB Jeneponto 25% dan PLTB Sidrap 0% pada beban puncak siang dan beban puncak malam



Profil tegangan sistem Sulbagsel 150 kV kondisi daya output PLTB Jenepono 25% dan PLTB Sidrap 0% pada beban puncak siang dan beban puncak malam

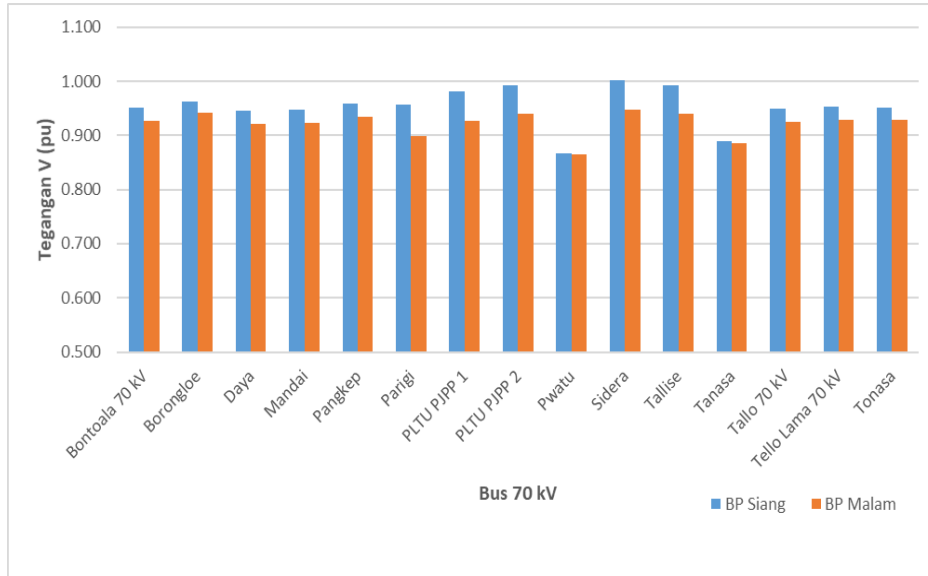


Profil tegangan sistem Sulbagsel 275 kV kondisi daya output PLTB Jenepono 25% dan PLTB Sidrap 0% pada beban puncak siang dan beban puncak malam

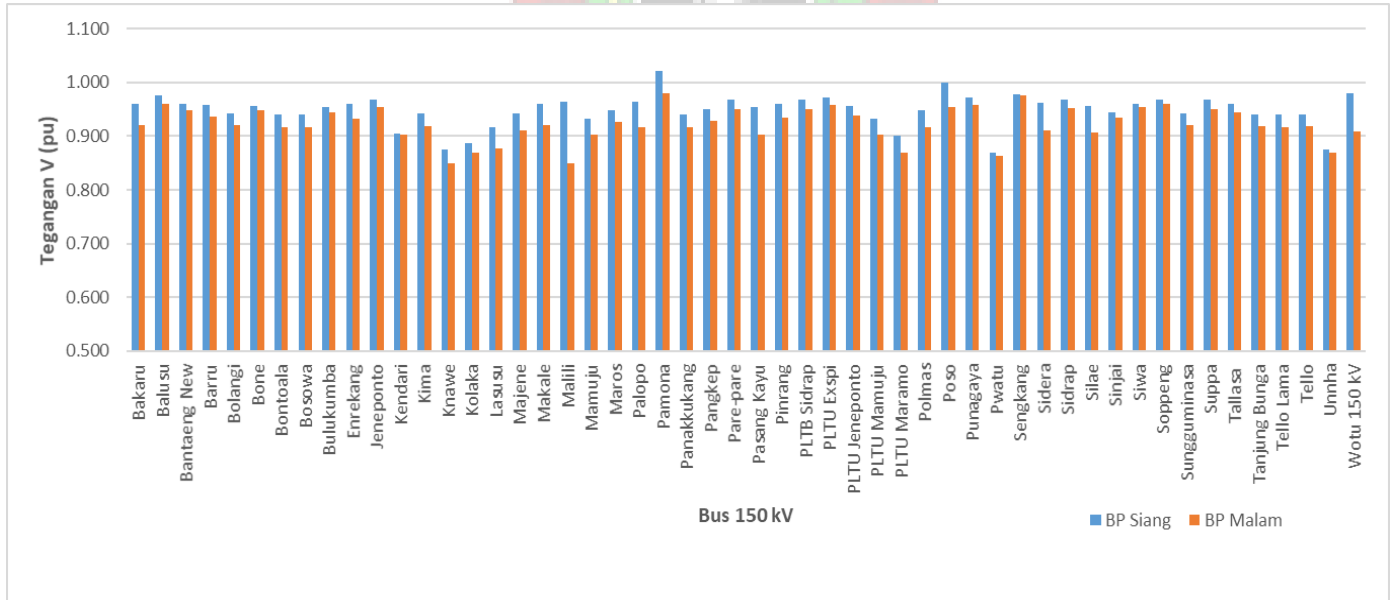
### 5. PLTB Jenepono 50% dan PLTB Sidrap 0%

Pada kondisi ini diasumsikan daya output yang dihasilkan PLTB Jenepono 50% atau 36 MW dan daya output yang dihasilkan PLTB Sidrap 0% atau 0 MW.

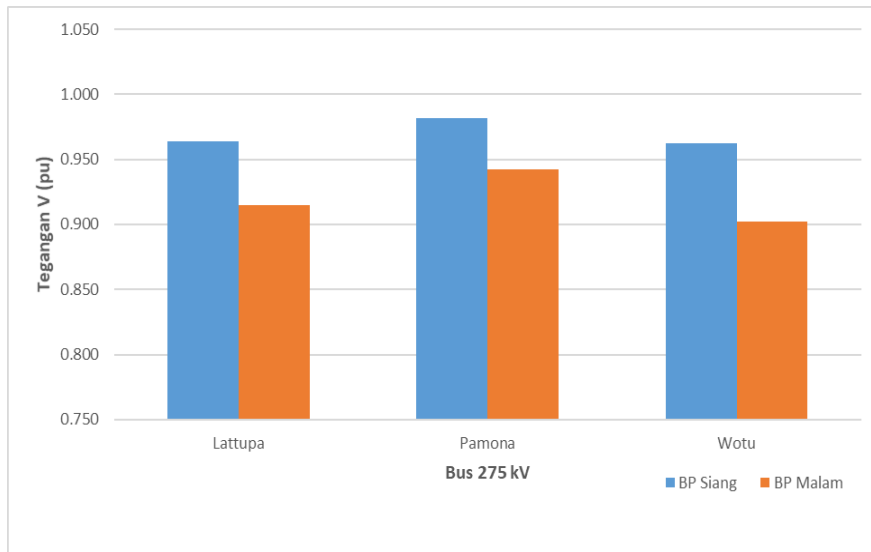
Berikut hasil simulasi kondisi tegangan sistem Sulbagsel 70 kV, 150 kV dan 275 kV pada beban puncak siang dan beban puncak malam.



Profil tegangan sistem Sulbagsel 70 kV kondisi daya output PLTB Jeneponto 50% dan PLTB Sidrap 0% pada beban puncak siang dan beban puncak malam



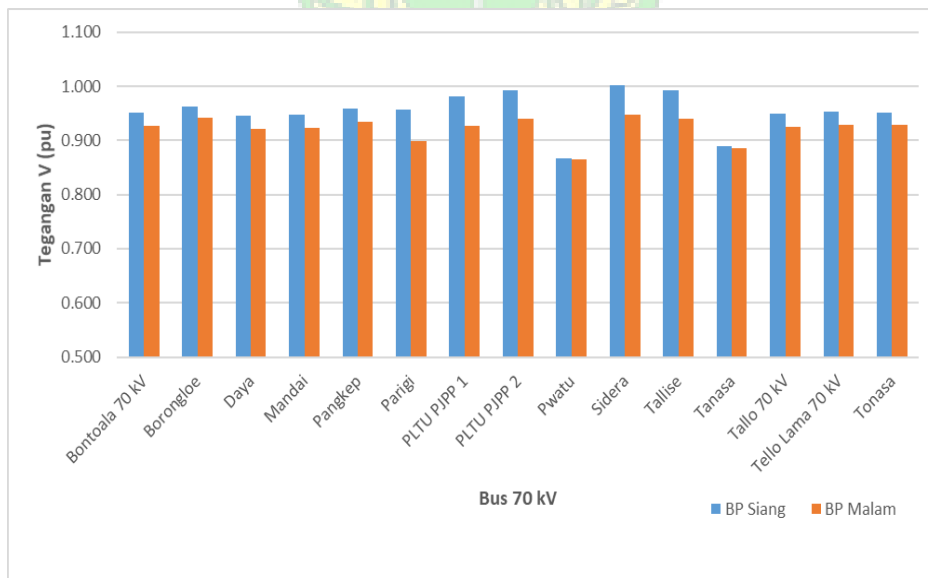
Profil tegangan sistem Sulbagsel 150 kV kondisi daya output PLTB Jeneponto 50% dan PLTB Sidrap 0% pada beban puncak siang dan beban puncak malam



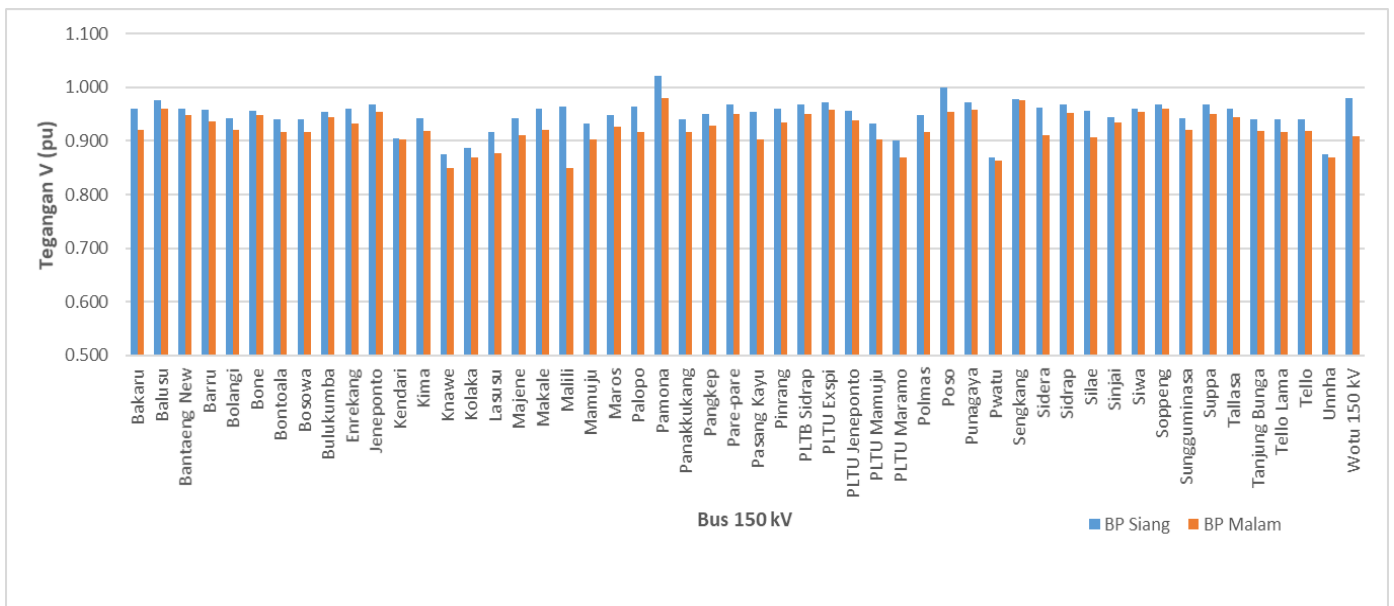
Profil tegangan sistem Sulbagsel 275 kV kondisi daya output PLTB Jeneponto 50% dan PLTB Sidrap 0% pada beban puncak siang dan beban puncak malam

### 6. PLTB Jeneponto 80% dan PLTB Sidrap 0%

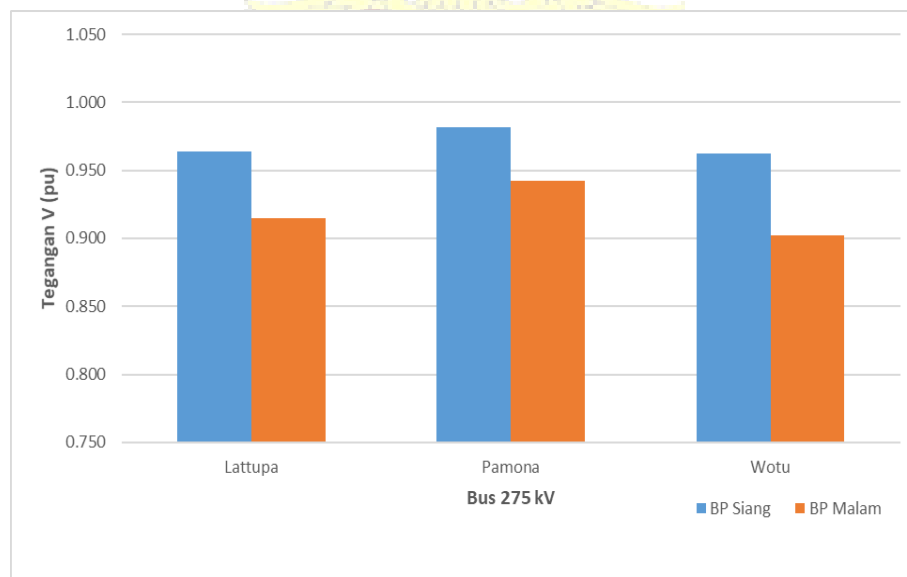
Pada kondisi ini diasumsikan daya output yang dihasilkan PLTB Jeneponto 80% atau 57.6 MW dan daya output yang dihasilkan PLTB Sidrap 0% atau 0 MW. Berikut hasil simulasi kondisi tegangan sistem Sulbagsel 70 kV, 150 kV dan 275 kV pada beban puncak siang dan beban puncak malam.



Profil tegangan sistem Sulbagsel 70 kV kondisi daya output PLTB Jeneponto 80% dan PLTB Sidrap 0% pada beban puncak siang dan beban puncak malam



Profil tegangan sistem Sulbagsel 150 kV kondisi daya output PLTB Jeneponto 80% dan PLTB Sidrap 0% pada beban puncak siang dan beban puncak malam

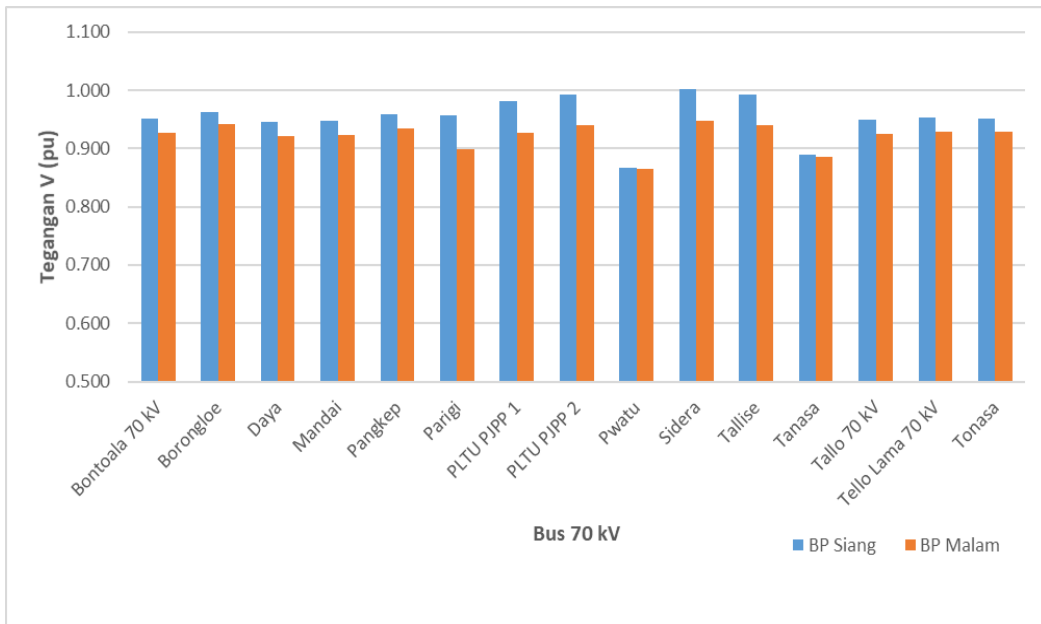


Profil tegangan sistem Sulbagsel 275 kV kondisi daya output PLTB Jeneponto 80% dan PLTB Sidrap 0% pada beban puncak siang dan beban puncak malam

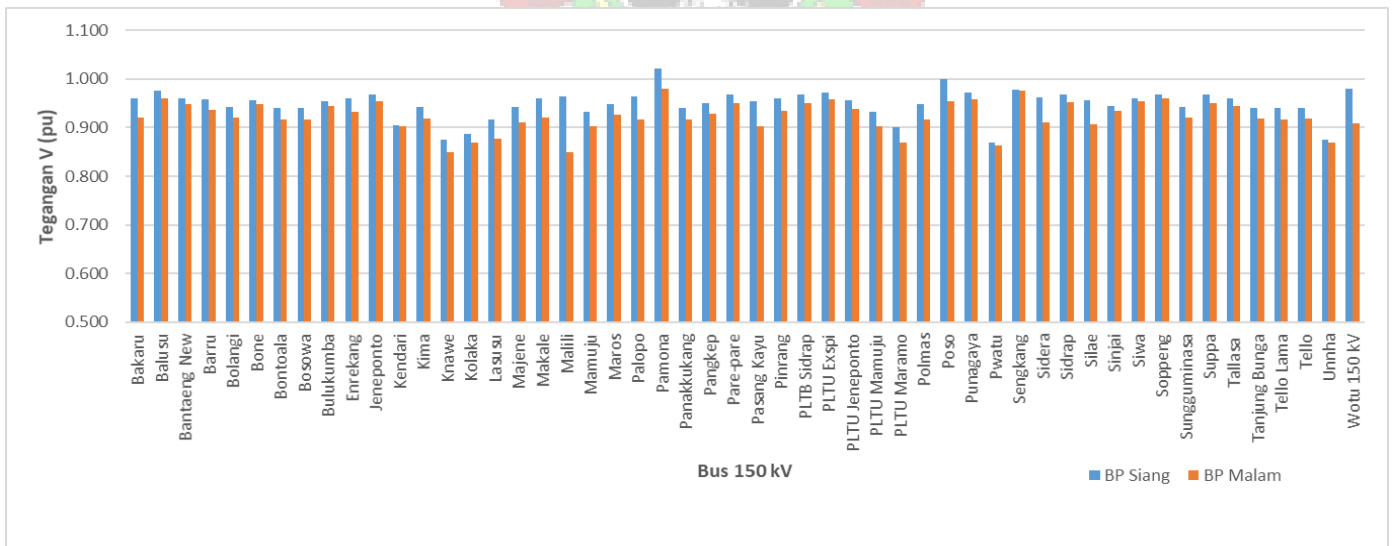
### 7. PLTB Jeneponto 25% dan PLTB Sidrap 80%

Pada kondisi ini diasumsikan daya output yang dihasilkan PLTB Jeneponto 25% atau 18 MW dan daya output yang dihasilkan PLTB Sidrap 80% atau 60 MW. Berikut hasil simulasi kondisi tegangan sistem Sulbagsel 70 kV, 150 kV dan 275 kV pada beban puncak siang dan beban puncak malam.

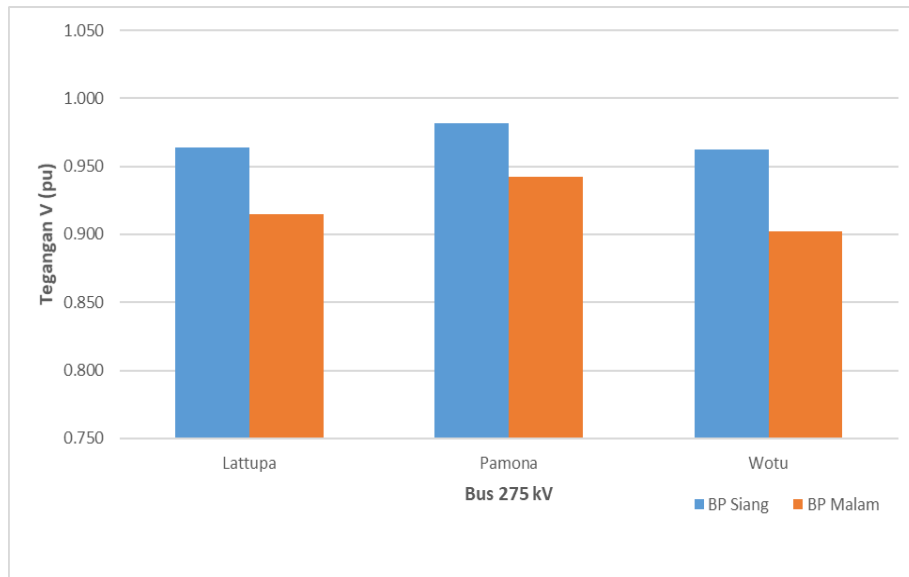




Profil tegangan sistem Sulbagsel 70 kV kondisi daya output PLTB Jeneponto 25% dan PLTB Sidrap 80% pada beban puncak siang dan beban puncak malam



Profil tegangan sistem Sulbagsel 150 kV kondisi daya output PLTB Jeneponto 25% dan PLTB Sidrap 80% pada beban puncak siang dan beban puncak malam



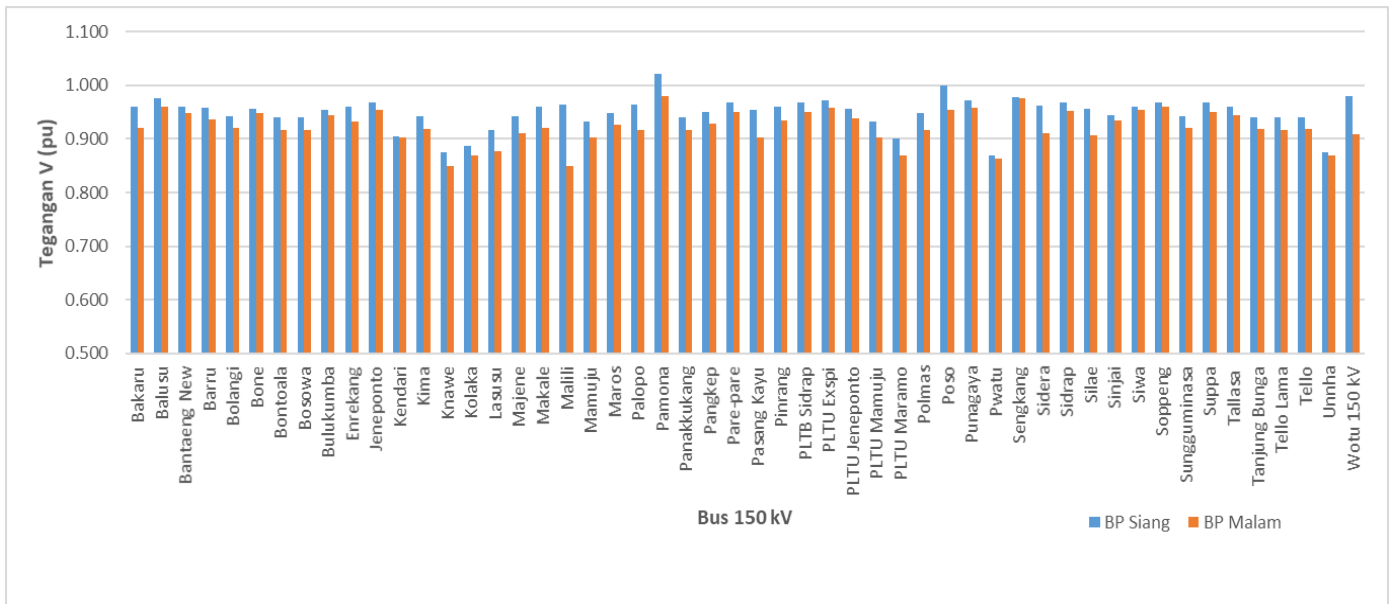
Profil tegangan sistem Sulbagsel 275 kV kondisi daya output PLTB Jeneponto 25% dan PLTB Sidrap 80% pada beban puncak siang dan beban puncak malam

### 8. PLTB Jeneponto 80% dan PLTB Sidrap 25%

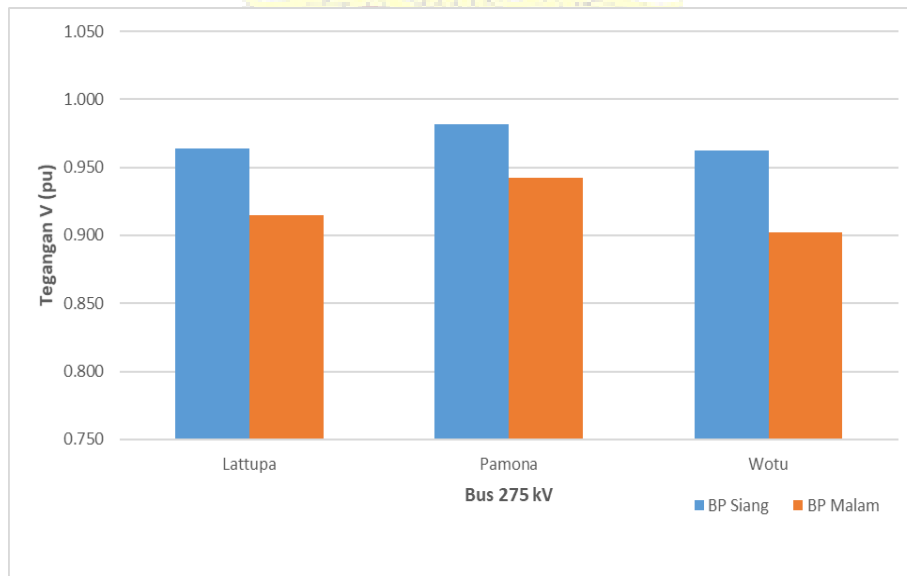
Pada kondisi ini diasumsikan daya output yang dihasilkan PLTB Jeneponto 80% atau 57.6 MW dan daya output yang dihasilkan PLTB Sidrap 25% atau 18.75 MW. Berikut hasil simulasi kondisi tegangan sistem Sulbagsel 70 kV, 150 kV dan 275 kV pada beban puncak siang dan beban puncak malam.



Profil tegangan sistem Sulbagsel 70 kV kondisi daya output PLTB Jeneponto 80% dan PLTB Sidrap 25% pada beban puncak siang dan beban puncak malam



Profil tegangan sistem Sulbagsel 150 kV kondisi daya output PLTB Jenepono 80% dan PLTB Sidrap 25% pada beban puncak siang dan beban puncak malam



Profil tegangan sistem Sulbagsel 275 kV kondisi daya output PLTB Jenepono 80% dan PLTB Sidrap 25% pada beban puncak siang dan beban puncak malam

**Lampiran 8** Hasil simulasi daya output pembangkit ketika pelepasan unit 1 PLTU Punagaya dan PLTU Jeneponto Ekspansi saat daya output PLTB bervariasi

No	Nama Pembangkit	Daya Output (MW)									
		BP Siang					BP Malam				
		Kapasitas Terpasang	Normal	PLTB Jeneponto 0% & PLTB Sidrap 0%	PLTB Jeneponto 25% & PLTB Sidrap 50%	PLTB Jeneponto 50% & PLTB Sidrap 25%	Kapasitas Terpasang	Normal	PLTB Jeneponto 0% & PLTB Sidrap 0%	PLTB Jeneponto 25% & PLTB Sidrap 50%	PLTB Jeneponto 50% & PLTB Sidrap 25%
1	PLTA Bili-Bili #1	10	5.8	7.942	7.391	7.411	10	10	12.461	12.236	12.252
2	PLTA Bili-Bili #2	10	7	8.428	8.061	8.074	10	12	13.641	13.491	13.502
3	PLTU Barru #1	50	36.2	34.208	33.203	33.239	50	36.2	34.812	34.413	34.444
4	PLTU Barru #2	50	35	39.01	38.002	38.038	50	25	39.612	39.213	39.244
5	PLTM Sawitto	1.5	0.64	0.854	0.8	0.802	1.5	0.64	0.886	0.865	0.866
6	PLTA Bakaru #1	63	40	44.994	43.723	43.769	63	52	57.751	57.239	57.278
7	PLTA Bakaru #2	63	40	44.994	43.723	43.769	63	47	52.751	52.239	52.278
8	PLTU Mamuju #1	25	0	0	0	0	25	21.03	23.598	23.369	23.386
9	PLTU Mamuju #2	25	0	0	0	0	25	21	23.568	23.339	23.386
10	PLTD Silae	18	0	0	0	0	18	1.16	17.441	17.301	17.315
11	PLTA Poso #1	65	40	45.627	44.444	44.495	65	40	45.876	45.529	45.563
12	PLTA Poso #2	65	40	45.627	44.444	44.495	65	40	45.875	45.525	45.563
13	PLTA Poso #3	65	40	45.627	44.444	44.495	65	40	45.874	45.528	45.562
14	PLTU Jeneponto #1	100	70	80.02	77.401	77.493	100	70	81.493	80.408	80.483

15	PLTU Jeneponto #2	100	80	90.021	87.401	87.493	100	80	91.494	90.409	90.483
16	PLTU Jeneponto Exspi #3	125	90	OFF	OFF	OFF	125	95	OFF	OFF	OFF
17	PLTU Jeneponto Exspi #4	125	92	102.008	99.42	99.512	125	96	107.492	106.428	106.504
18	PLTU Punagaya #1	100	70	OFF	OFF	OFF	100	70	OFF	OFF	OFF
19	PLTU Punagaya #2	100	70	79.993	78.764	77.514	100	70	81.477	80.43	80.505
20	PLTB Tolo Jeneponto	60	5.76	0	35.14	35.172	60	5.76	0	17.802	34.71
21	PLTGU Sengkang	195	57	97.069	92.038	92.223	195	152	183.684	180.789	181.018
22	PLTB Sidrap	70	4	0	36.674	18.34	70	4	0	37.274	18.17
23	PLTM Bungin	3	0	0	0	0	3	1.2	2.021	1.948	1.954
24	PLTD Altrac	17	0	0	0	0	17	10	11.624	11.539	11.548
25	PLTM Malili	4.69	3	3.28	3.226	3.228	4.69	3	3.323	3.309	3.311
26	PLTA Konawe #1	25	20	24.079	23.696	23.731	25	20	24.813	24.731	24.753
27	PLTA Konawe #2	25	20	24.079	23.696	23.731	25	20	24.813	24.731	24.753
28	PLTU Maramo #1	50	40	46.094	45.613	45.666	50	40	47.206	47.114	47.145
29	PLTU Maramo #2	50	40	46.094	45.613	45.666	50	40	47.206	47.114	47.145
30	PLTMG Blok 1 #1	9.7	5	6.355	6.258	6.27	9.7	7.76	6.452	9.099	10.589
31	PLTMG Blok 1 #2	9.7	5	6.355	6.258	6.27	9.7	7.76	6.452	9.099	10.589
32	PLTMG Blok 1 #3	9.7	5	6.355	6.258	6.27	9.7	7.76	6.452	9.099	10.589
33	PLTMG Blok 2 #1	9.7	5	6.355	6.258	6.27	9.7	7.76	6.452	9.099	10.589
34	PLTMG Blok 2 #2	9.7	5	6.355	6.258	6.27	9.7	7.76	6.452	9.099	10.589
35	PLTMG Blok 2 #3	9.7	5	6.355	6.258	6.27	9.7	7.76	6.452	9.099	10.589
<b>Total</b>		<b>1718.39</b>	<b>976.4</b>	<b>948.178</b>	<b>994.465</b>	<b>975.976</b>	<b>1718.39</b>	<b>1169.55</b>	<b>1159.504</b>	<b>1218.907</b>	<b>1226.655</b>

## Lampiran 9 Perbandingan tegangan setelah dilakukan solusi perbaikan akibat kondisi kontigensi

Tabel 1. Perbandingan tegangan busbar sebelum dan setelah tegangan pembangkit dinaikkan

No	Nama Busbar	Tegangan (p.u)	
		Sebelum	Setelah
1	Bakaru	0.942	0.944
2	Balusu	0.973	0.973
3	Pangkep 70 kV	0.954	0.954
4	Bone	0.961	0.962
5	Bosowa	0.936	0.936
6	Bulukumba	0.960	0.96
7	Daya	0.941	0.941
8	Jeneponto	0.972	0.973
9	Kima	0.938	0.939
10	Latuppa	0.962	0.967
11	Majene	0.931	0.934
12	Makale	0.963	0.965
13	Malili	0.920	0.939
14	Mamuju	0.925	0.929
15	Mandai	0.943	0.942
16	Maros	0.956	0.957
17	Palopo	0.963	0.966
18	Pamona 150 kV	1.019	1.021
19	Pamona 275 kV	0.979	0.981
20	Panakkukang	0.937	0.937
21	Pangkep	0.947	0.947
22	Pare-Pare	0.964	0.965
23	Parigi	0.958	0.952
24	Pinrang	0.951	0.952
25	Bolangi	0.944	0.945
26	PLTU PJPP 1	0.986	0.992
27	PLTU PJPP 2	0.999	1.006
28	Polmas	0.937	0.939
29	Poso	0.992	0.996
30	Punagaya	0.972	0.973
31	Sengkang	0.983	0.984
32	Sidera	0.970	0.975
33	Sidrap	0.968	0.968
34	Silae	0.964	0.97
35	Sinjai	0.950	0.95
36	Soppeng	0.972	0.972
37	Sungguminasa	0.942	0.942

Lanjutan Tabel 1

No	Nama Busbar	Tegangan (p.u)	
		Sebelum	Setelah
38	Sidera 70 kV	1.009	1.014
39	Suppa	0.964	0.965
40	Tanjung Bunga	0.939	0.94
41	Tallasa	0.960	0.961
42	Tallise	0.999	1.006
43	Tello 70 kV	0.946	0.939
44	Tello Lama	0.938	0.938
45	Tello	0.939	0.939
46	Borongloe	0.960	0.961
47	Tonasa	0.948	0.948
48	Barru	0.954	0.954
49	Tello Lama 70 kV	0.949	0.95
50	Bontoala 70 kV	0.947	0.948
51	Bontoala	0.937	0.938
52	Enrekang	0.964	0.965
53	Siwa	0.963	0.963
54	Pasang Kayu	0.961	0.967
55	PLTU Jeneponto Exspi	0.954	0.972
56	PLTU Jeneponto	0.954	0.956
57	PLTB Sidrap	0.968	0.969
58	PLTU Mamuju	0.926	0.93
59	Bantaeng New	0.966	0.966
60	Wotu 275 Kv	0.959	0.966
61	Wotu 150 kV	0.937	0.95

Tabel 2. Perbandingan tegangan busbar sebelum dan setelah menggunakan metode *islanding operation*

No.	Bus Under Voltage	Sebelum menggunakan metode <i>islanding operation</i>	Setelah menggunakan metode <i>islanding operation</i>
1	Borongloe	0.960	0.950
2	Bontoala 150 kV	0.937	0.929
3	Bontoala 70 kV	0.947	0.939
4	Pannakukang	0.937	0.929
5	Tello Lama	0.938	0.930
6	Sungguminasa	0.942	0.934
7	Tanjung Bunga	0.939	0.931

Lanjutan Tabel 2

No.	Bus Under Voltage	Sebelum menggunakan metode <i>islanding operation</i>	Setelah menggunakan metode <i>islanding operation</i>
8	Daya	0.941	0.933
9	Kima	0.938	0.931
10	Mandai	0.943	0.935
11	Maros	0.956	0.950
12	Pangkep	0.947	0.947
13	Tello	0.939	0.931
14	Bakaru	0.942	0.919
15	Pare-Pare	0.964	0.958
16	Balusu	0.973	0.968
17	Barru	0.954	0.947
18	Pinrang	0.951	0.939
19	Enrekang	0.964	0.962
20	Makale	0.963	0.964
21	Palopo	0.963	0.967
22	PLTB Sidrap	0.968	0.963
23	Sidrap	0.968	0.963
24	Sengkang	0.983	0.979
25	Siwa	0.963	0.959
26	Soppeng	0.972	0.967
27	Wotu	0.959	0.973
28	Bone	0.961	0.956
29	Bulukumba	0.960	0.953
30	Jeneponto	0.972	0.965
31	Punagaya	0.972	0.964
32	Sinjai	0.950	0.944
33	PLTU Jeneponto	0.954	0.939
34	PLTU Jeneponto Exspi	0.954	0.964
35	Bantaeng New	0.966	0.958
36	Tallasa	0.960	0.951
37	Majene	0.931	0.909
38	Mamuju	0.925	0.900
39	Polmas	0.937	0.917
40	Pamona 150	1.019	1.023
41	Pamona 275	0.979	0.983
42	Parigi	0.958	0.959
43	Poso	0.992	0.995



Lanjutan Tabel 2

No.	<b>Bus Under Voltage</b>	Sebelum menggunakan metode <i>islanding operation</i>	Setelah menggunakan metode <i>islanding operation</i>
44	Pasang Kayu	0.961	0.964
45	Silae	0.964	0.967
46	Sidera	0.970	1.011
47	Tallise	0.999	1.001
48	Malili	0.920	0.964





