

ANALISIS KEBUTUHAN JARINGAN DISTRIBUSI 20 KV UNTUK MEMENUHI PELANGGAN INDUSTRI BARU 15 MW KAWASAN RANDU GARUT

Hasna Rahma Tazkia^{1*)}, Karnoto² dan Ajub Ajulian Zahra³

¹²³Program Studi Sarjana Departemen Teknik Elektro, Universitas Diponegoro
Jl. Prof. Sudharto, SH, Kampus UNDIP Tembalang, Semarang 50275, Indonesia

*) Email: hasnarahmatazkia0107@students.undip.ac.id

Abstrak

GI Randu Garut Memiliki 2 Trafo dengan kapasitas 2 x 60 MVA dan memiliki 14 penyulang *existing*. PT.PLN UP3 Semarang menerima permohonan pelanggan baru untuk kawasan industri di Jl. Gn. Kelir Raya 56, Karanganyar, Kec. Tugu, Kota Semarang, Jawa Tengah. Pemasangan daya pelanggan dilakukan secara bertahap, pada tahap awal sebesar 15 MW. Permintaan penyambungan pelanggan baru dengan daya 15 MW membutuhkan suplai dari 2 penyulang yaitu RDT09 yang merupakan penyulang *existing* dan membangun penyulang baru RDT16 sepanjang 2.419 meter. Penyulang RDT09 dan RDT16 akan disuplai oleh trafo 2 GI Randu Garut. 15 MW dibebankan pada trafo 2 mengakibatkan kapasitas trafo 2 akan berubah dari 55,5% menjadi 83,3%. Setelah penambahan beban 15 MW Terjadi jatuh tegangan pada ujung penyulang RDT 09 sebesar 1,20% dan RDT 16 sebesar 1,05%. Jatuh tegangan pada 14 penyulang *existing* berada pada nilai 0,20% hingga 5,38%. Nilai jatuh tegangan masih memenuhi standar SPLN 72 tahun 1987 yaitu dibawah +5% dan -10%. Rugi daya GI Randu garut setelah penambahan beban 15 MW menjadi sebesar 1.208,9 kW atau senilai 1,56%.

Kata Kunci: Pelanggan Baru, Randu Garut, Jaringan Distribusi 20 kV.

Abstract

GI Randu Garut has two transformers with a capacity of 2 x 60 MVA and 14 existing feeders. PT. PLN UP3 Semarang received new customer for the industrial area on Jl. Mt. Kelir Raya 56, Karanganyar, Tugu, Semarang. Installation of customer power is carried out in stages of 15 MW. Analysis of the need for a 20 kV distribution network is needed to meet the customer's power demand. Meeting the demand for connecting new customers with a power of 15 MW requires supplies from 2 feeders, namely RDT09, an *existing* feeder with a length of 2430 meters, and building a new feeder RDT16 with a length of 2.419 meters. The RDT09 and RDT16 feeders will be supplied by transformer 2 GI Randu Garut. 15 MW is charged to transformer 2 resulting in transformer 2 capacity will change from 55,5% to 83,3%. After adding 15 MW of load, voltage drop at the feeder end of RDT 09 is 1,20% and RDT 16 is 1,05%. Voltage drop on the existing 14 feeders is at a value of 0,20% to 5,38%. Voltage drop value still meets the SPLN 72 standard in 1987, which is below +5% and -10%. Power loss of the Randu garut GI after adding 15 MW of load to 1,208.9 kW or 1,56%.

Keywords: New customers, Randu Garut, 20 kV Distribution Network

1. Pendahuluan

PT. PLN UP3 Semarang menerima permohonan pelanggan baru di kawasan Randu Garut sebesar 15 MW. Pelanggan baru ini merupakan kawasan industri yang berlokasi di Jl. Gn. Kelir Raya 56, Karanganyar, Kec. Tugu, Kota Semarang, Jawa Tengah. Permasalahan diatas perlu dilakukan kajian dan analisis pembuatan desain jaringan baru untuk memenuhi kebutuhan pelanggan baru dan mempertahankan kontinuitas pasokan daya listrik kepada pelanggan yang sudah ada.

Penelitian sebelumnya oleh Yoga Prastyo dengan judul "Perancangan Jaringan Distribusi 20 KV pada PT Bukit Asam (Persero)" menyatakan bahwa dengan dibangunnya GI baru dibutuhkan pembangunan baru jaringan 20 kV. Analisis yang digunakan untuk mengkaji kelayakan operasi dari penyulang baru adalah dengan menggunakan analisis jatuh tegangan dan desain konstruksi[1].

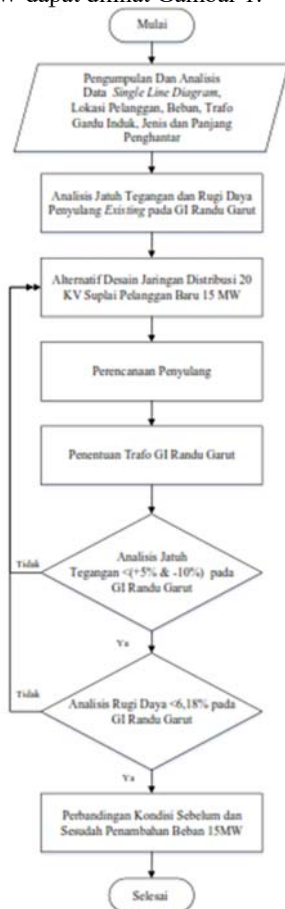
Berdasarkan referensi dan permasalahan diatas dilakukan penelitian desain jaringan 20 kV untuk memenuhi kebutuhan penambahan pelanggan baru sebesar 15 MW kawasan industri Randu Garut. Analisis yang digunakan adalah analisis jatuh tegangan dan analisis rugi daya. Data

yang dibutuhkan dalam melakukan desain jaringan adalah data pembebanan trafo GI, *single line diagram* penyulang *existing*, dan beban arus setiap penyulang yang diambil dari PT PLN UP3 Semarang.

2. Metode

2.1. Tahapan Pelaksanaan Penelitian

Tahapan pelaksanaan dalam melakukan analisis kebutuhan jaringan distribusi 20 kV pada pelanggan industri baru sebesar 15 MW dapat dilihat Gambar 1.



Gambar 1 Flowchart Rancangan Umum Desain Jaringan 20 kV Pelanggan Industri Baru

2.2. Pengumpulan Data

Penelitian ini memerlukan data primer yang diambil dari PT.PLN (Persero) UP3 Semarang. Data yang dibutuhkan adalah data beban penyulang, kapasitas trafo terpasang, data pembebanan trafo GI, *Single line diagram*, jenis penghantar yang digunakan dan panjang penghantar. Selain itu beberapa data diambil dari survey lapangan seperti data kondisi penyulang *existing*, dan lokasi pelanggan baru. Berikut data primer yang digunakan dalam penelitian ini:

2.2.1. Data Lokasi Pelanggan baru

Penelitian ini membahas analisis kebutuhan jaringan 20 kV pada pelanggan industri baru sebesar 15 MW yang berlokasi di Jl. Gn. Kelir Raya 56, Karanganyar, Kec. Tugu, Kota Semarang, Jawa Tengah.

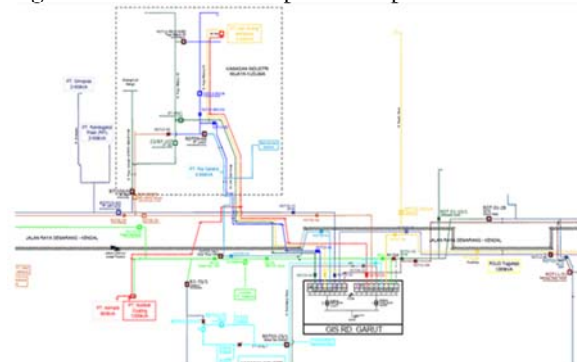
Pelanggan baru akan disuplai dari Gardu Induk terdekat. Analisis Gardu Induk terdekat dari pelanggan baru sebagai berikut:

- Sisi timur pelanggan baru terdapat Gardu Induk Randu Garut dengan jarak 2,5 km.
- Sisi barat pelanggan terdapat Gardu Induk Kaliwungu dengan jarak 9,6 km.
- Sisi selatan terdapat Gardu induk BSB yang berjarak 8,8 km dari pelanggan baru.

Pelanggan baru akan disuplai oleh Gardu Induk Randu Garut karena lokasinya paling dekat dibandingkan dengan Gardu Induk yang lainnya. Gardu Induk Randu Garut hanya berjarak 2,5 km sebelah timur dari pelanggan baru.

2.2.2. Kondisi Jaringan Existing

Gardu Induk Randu Garut memiliki 2 trafo masing-masing memiliki kapasitas 60 MVA dan 14 penyulang. *Single line diagram* GI Randu Garut dapat dilihat pada Gambar 2.



Gambar 2 Single Line Diagram Gardu Induk Randu garut

Terdapat 4 penyulang *existing* yang mempunyai arah yang sama dengan pelanggan baru, yaitu penyulang RDT09, RDT13, RDT14, dan RDT15 sebagaimana terlihat pada Gambar 3.



Gambar 3 Penyulang Existing menuju Pelanggan Baru

2.2.3. Data Pembebanan Trafo Gardu Induk

Data pembebanan trafo Gardu Induk Randu Garut diambil di UP3 Semarang PT.PLN (persero). Pengukuran trafo saat luar waktu beban puncak (LWBP) diambil pada pukul 10.00 dan pengukuran waktu beban puncak (WBP) diambil pada pukul 19.00 dan dapat dilihat pada Tabel 1.

Tabel 1 Data Pembebanan Trafo GI Randu Garut sebelum Penambahan Beban

	Beban Existing	Persentase	Beban Existing	Persentase
TRAFO 1	42,77	79,2%	30,49	56,5%
TRAFO 2	29,97	55,5%	19,31	35,8%

2.2.4. Data Beban Arus Penyulang

Data primer beban atau arus yang mengalir pada setiap penyulang di GI Randu garut adalah data beban perhari setiap penyulang. Pada LWBP pengambilan data dilakukan pada pukul 10.00 dan ketika WBP data diambil pada pukul 19.00. Data beban penyulang didapatkan dari UP3 Semarang PT.PLN (persero) dan dapat dilihat pada Tabel 2.

Tabel 2 Data Beban dalam Ampere

GI Randu Garut	Penyulang	I (Ampere)
TRAFO 1	RDT 1	68
TRAFO 1	RDT 2	221
TRAFO 1	RDT 3	223
TRAFO 1	RDT 4	327
TRAFO 1	RDT 5	21
TRAFO 1	RDT 6	180
TRAFO 1	RDT 7	136
TRAFO 1	RDT 8	0
TRAFO 2	RDT 9	0
TRAFO 2	RDT 10	58
TRAFO 2	RDT 11	234

Tabel 2 Data Beban dalam Ampere (Lanjutan)

GI Randu Garut	Penyulang	I (Ampere)
TRAFO 2	RDT 12	0
TRAFO 2	RDT 13	157
TRAFO 2	RDT 14	237
TRAFO 2	RDT 15	246

2.2.5. Data Penghantar

Data Panjang, jenis, dan diameter penghantar jaringan TM 20 kV GI Randu Garut diambil dari PT.PLN UP3 Semarang. Penelitian ini hanya menggunakan 2 jenis penghantar, yaitu AAAC (*All Aluminium Alloy Conductors*) dengan ukuran 70 mm² dan 240 mm² dan kabel MVTIC (*Medium Voltage Twisted Insulated Cable*) atau NFA2XSEY-T dengan ukuran 240 mm²[2].

3. Hasil dan Pembahasan

3.1. Desain dan Analisis Penyulang untuk Menyuplai Pelanggan Baru

Kebutuhan daya untuk pelanggan baru pada tahap awal sebesar 15 MW. Daya 15 MW dengan cosphi 0,85 lagging, jika dikonversikan ke arus adalah 509,4 Ampere. PLN memberi batasan arus maksimum penyulang yang diijinkan adalah 300 Ampere. Dari batasan tersebut dapat disimpulkan bahwa unuk melayani pelanggan baru sebesar 15 MW dibutuhkan sebanyak 2 penyulang.

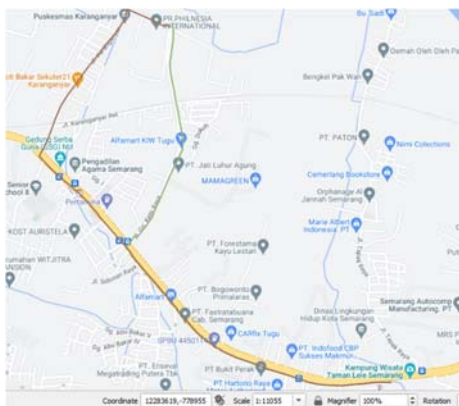
GI Randu Garut memiliki 14 penyulang, terdapat 4 penyulang yang mempunyai arah sama ke lokasi pelanggan baru yaitu penyulang RDT09, RDT13, RDT14, dan RDT15. Data beban arus (Ampere) penyulang tersebut dapat dilihat pada Tabel 4.

Tabel 3 Beban Arus Penyulang yang mengarah ke Pelanggan Baru

Gardu Induk	Penyulang	I (Ampere)
Randu Garut	RDT 9	0
	RDT 13	157
	RDT 14	237
	RDT 15	246

Data Arus pada Tabel 3, beban penyulang RDT09 adalah nol, sehingga dapat digunakan untuk menjadi salah satu penyulang yang menyuplai pelanggan baru.

Pelanggan baru 15 MW membutuhkan suplai dari 2 penyulang, sudah tersedia 1 penyulang existing RDT09 yang dapat digunakan, dan dibutuhkan pembangunan 1 penyulang baru. Penyulang baru didesain dengan cara mengikuti rute jalan utama yang sudah ada. Pelanggan baru dapat dicapai dari 2 jalan, yaitu jalan Kelir Raya dan jalan Karanganyar.



Gambar 4 Alternatif Rute Jaringan Baru

Gambar 4 Merupakan rute jaringan alternatif 1 dan 2. Rute Alternatif 1 berwarna hijau melewati jalan Kelir Raya. Penyulang ini didesain mengikuti rute penyulang *existing*. Pembangunan penyulang baru dapat dilakukan menggunakan penghantar MVTIC 240 mm² sepanjang 2419 meter. Rute alternatif 2 berwarna coklat melewati jalan Karanganyar. Rute ini dibutuhkan pembangunan jaringan murni sepanjang 958 meter. Dengan kondisi lingkungan sekitar merupakan perumahan, penyulang baru dapat didesain dengan menggunakan konduktor AAAC 240 mm², dengan tinggi tiang 14 meter. Pada ruas jalan Semarang – Kendal sepanjang 1918 meter didesain menggunakan MVTIC 240 mm².

3.1.1. Analisis Alternatif 1 dan Alternatif 2

Tegangan ujung penyulang pada jaringan alternatif 1 sebesar 19,82 kV, sedangkan tegangan pada trafo 2 sebesar 20,04 kV. Jatuh tegangan adalah selisih antara tegangan sumber dan tegangan ujung yaitu sebesar 0,22 kVvd. Perhitungan Presentase jatuh tegangan menggunakan Persamaan (1).[3]

$$\% \Delta V = \frac{V_s - V_r}{V_s} \times 100\% \quad (1)$$

$$\% \Delta V = \frac{20,04 - 19,82}{20,04} \times 100\%$$

$$\% \Delta V = 1,09\%$$

Tegangan ujung penyulang penambahan pada alternatif 2 sebesar 19,77 kV, sedangkan tegangan sumber pada trafo 2 sebesar 20,04 kV. Perhitungan Jatuh tegangan adalah selisih antara tegangan sumber dan tegangan ujung yaitu sebesar 0,27 kVvd. Perhitungan Presentase jatuh tegangan menggunakan Persamaan (1).

$$\% \Delta V = \frac{20,04 - 19,77}{20,04} \times 100\%$$

$$\% \Delta V = 1,35\%$$

Hasil Perhitungan menunjukkan nilai jatuh tegangan di ujung penyulang alternatif 1 dan 2 masih memenuhi standar SPLN 72 tahun 1987 yaitu <5%.[4]

Analisis rugi daya menggunakan *Software* ETAP. Total Rugi daya teknis pada jaringan alternatif 1 yaitu sebesar 52,5 kW. Presentase rugi daya teknis didapatkan dengan membagi rugi daya terhadap daya yang tersalurkan yaitu 0,69%.

Total Rugi daya teknis pada jaringan alternatif 2 yaitu sebesar 41,8 kW+24,6 kW= 66,4 kW. Presentase rugi daya teknis didapatkan dengan membagi rugi daya terhadap daya yang tersalurkan adalah 0,88%[3].

PLN wajib Menyusun target penurunan rugi daya dalam 5 Tahun berdasarkan Perdirjen Ketenagalistrikan Nomor 2785/20/DJL.1/2017[5]. Hasil Perhitungan rugi daya pada pembangunan jaringan alternatif 1 dan 2 masih memenuhi target kinerja UP3 PLN yaitu di bawah 6,18%. Hasil perhitungan akan didapatkan perbandingan Alternatif 1 dengan Alternatif 2 yang tergambar pada Tabel 4.

Tabel 4 Perbandingan Alternatif 1 dan Alternatif 2

No.	Opsi	Jatuh Tegangan	Rugi daya
1	Alternatif 1	1,09%	0,69%
2	Alternatif 2	1,35%	0,88%

3.1.2. Analisis Pembebanan Trafo GI

Simulasi dilakukan dengan 2 alternatif kondisi. Alternatif A yaitu penambahan beban 7,5 MW di trafo 1 dan 7,5 MW di trafo 2. Alternatif B yaitu Penambahan 15 MW di trafo 2. Kondisi yang berpengaruh terhadap analisis adalah:

- Beban Trafo 1 sebelum penambahan penyulang baru adalah 42,77 MW
- Beban Trafo 2 sebelum penambahan penyulang baru adalah 29,97 MW
- Penyulang baru jika disuplai dari Trafo 1 adalah RDT08
- Penyulang baru jika disuplai dari Trafo 2 adalah RDT16
- Penyulang *existing* RDT09 disuplai dari trafo 2

Analisis beban trafo setelah ditambah beban 15 MW dapat dilihat pada Tabel 5 dan Tabel 6.

Tabel 5 Data Pembebanan Trafo Alternatif A

	Beban <i>Existing</i>	Setelah Penambahan	Persentase
TRAFO 1	42,77 MW	50,27 MW	93,1%
TRAFO 2	29,97 MW	37,47 MW	69,4%

Tabel 6 Data Pembebanan Trafo Alternatif B

	Beban <i>Existing</i>	Setelah Penambahan	Persentase
TRAFO 1	42,77 MW	42,77 MW	79,2%
TRAFO 2	29,97 MW	44,97 MW	83,3%

3.1.3 Analisis Alternatif A dan Alternatif B

Analisis hasil simulasi jatuh tegangan Alternatif A Penambahan Beban 7,5 MW pada Trafo 1 dan 7,5 MW Trafo 2 dan Alternatif B Penambahan Beban 15 MW pada Trafo 2 dilakukan dengan menggunakan *Software* ETAP, dengan hasil sebagai Tabel 7.

Tabel 7 Perbandingan Jatuh Tegangan pada Alternatif A dan B

Parameter	Alternatif A	Alternatif B
Jatuh Tegangan Ujung Penyulang RDT09	0,25	0,24
Jatuh Tegangan Ujung Penyulang RDT16	0,21	0,21
Presentase Jatuh Tegangan Ujung Penyulang RDT09	1,24%	1,20%
Presentase Jatuh Tegangan Ujung Penyulang RDT16	1,05%	1,05%

Perbandingan analisis rugi daya setelah penambahan beban dapat dilihat seperti Tabel 8.

Tabel 8 Perbandingan Rugi Daya pada Alternatif A dan B

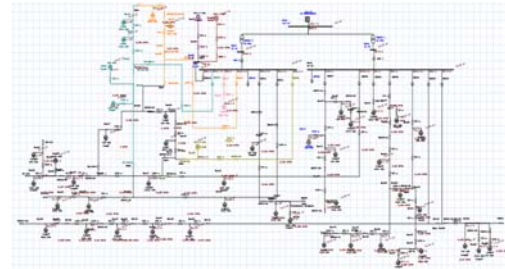
Parameter	Alternatif A	Alternatif B
Rugi daya trafo 1	108,8 kW	76,8 kW
Rugi daya trafo 2	74,1 kW	106,1 kW
Presentase Rugi daya trafo 1	0,26%	0,23%
Presentase Rugi daya trafo 2	0,21%	0,25%

Tabel 7 dan Tabel 8 menunjukkan jatuh tegangan dan rugi daya Alternatif A dan Alternatif B telah memenuhi standar. Pengambilan keputusan untuk menentukan trafo yang menyuplai pelanggan didasarkan pada analisis pembebanan trafo.

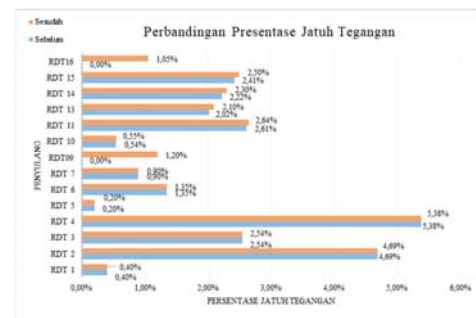
Tabel 6 menunjukkan pembebanan trafo lebih optimal jika seluruh beban 15 MW disuplai oleh trafo 2 dengan nilai pembebanan trafo 1 sebesar 79,2% dan trafo 2 sebesar 83,3%. Dianggap pembagian trafo 1 dan 2 pada kondisi optimal dan seimbang

3.1.4 Analisis Jatuh Tegangan dan Rugi Daya GI Randu Garut

Dalam analisa jatuh tegangan dan rugi daya dapat dibuat simulasi dengan menggunakan *software* Etap yang dapat dilihat pada Gambar 5.



Gambar 5 Single Line Diagram GI Randu Garut pada Software ETAP



Gambar 6 Grafik Perbandingan Jatuh Tegangan Sebelum dan Sesudah Penambahan Beban

Gambar 5 memperlihatkan simulasi pada *software* ETAP. Setelah dilakukan simulasi akan didapatkan grafik presentase jatuh tegangan pada Gambar 6 menunjukkan sesudah penambahan beban terdapat kenaikan jatuh tegangan pada penyulang yang disuplai dari trafo 2. Namun besarnya jatuh tegangan pada 15 penyulang GI Randu Garut masih memenuhi standar SPLN 72 tahun 1987 yaitu kurang dari +5% dan -10%.

Analisis rugi daya menggunakan *Software* ETAP pada GI Randu Garut sebelum penambahan beban 15 MW yaitu sebesar 1.034,9 kW, sedangkan daya yang tersalur pada GI sebesar 6.2681 kW. Presentase rugi daya sebesar 1,65%.

Analisis rugi daya setelah penambahan beban 15 MW menjadi 1.208,9 kW dan daya yang tersalur pada GI sebesar 77.524 kW. Presentase rugi daya sebesar 1,56%. Rugi daya GI Randu Garut sebelum dan setelah penambahan beban 15 MW telah memenuhi target kinerja UP3 Semarang PT.PLN (Persero) yaitu dibawah 6,18%.

3.2. Analisis Sebelum dan Sesudah Penambahan Beban 15 MW

Penambahan beban sebesar 15 MW berpengaruh terhadap kondisi operasi GI Randu Garut dan kesesuaiannya dengan standar yang berlaku ditunjukkan pada Tabel 9.

Tabel 9 Perbandingan Kondisi Sebelum dan Sesudah Penambahan Beban 15 MW

Parameter	Sebelum	Sesudah	Keterangan
Jatuh Tegangan RDT09	0	1,20%	Standar SPLN
Jatuh Tegangan RDT16	0	1,05%	Standar SPLN
Rugi Daya RDT09	0	0,83%	Target UP3 Semarang
Rugi Daya RDT16	0	0,69%	Target UP3 Semarang
BebanTrafo 1	79,20%	79,20%	Optimal
Beban Trafo 2	55,50%	83,30%	Optimal
Rugi Daya Trafo 1	0,22%	0,23%	Target UP3 Semarang
Rugi Daya Trafo 2	0,17%	0,25%	Target UP3 Semarang
Rugi Daya GI Randu Garut	1,65%	1,56%	Target UP3 Semarang

3. Kesimpulan

Pelanggan baru 15 MW akan disuplai 2 penyulang GI Randu Garut yaitu penyulang *existing* RDT09 dan pembangunan penyulang baru RDT16. Penyulang RDT09 dan RDT16 disuplai dari trafo 2. Setelah penambahan beban 15 MW beban Trafo 2 akan menjadi 83,3% dan beban pada trafo 1 tetap 79,2%. Beban trafo 1 dan trafo 2 dalam kondisi optimal dan seimbang. Rugi daya teknis setelah penambahan beban 15 MW yaitu sebesar 1208,9 kW, sedangkan daya yang tersalur pada GI sebesar 77524 kW. Presentase rugi daya sebesar 1,56% sehingga memenuhi target kinerja rugi daya teknis UP3 Semarang PT.PLN (Persero) sebesar 6,18%. Jatuh tegangan pada 14

penyulang setelah penambahan beban 15 MW berada pada nilai 0,20% hingga 5,38% sehingga memenuhi standar SPLN 72 tahun 1987 yaitu dibawah 5%.

Referensi

- [1] Y. Prastyo, "Perancangan Jaringan Distribusi 20 Kv Pada PT Bukit Asam (Persero), Tbk," *TRANSIENT*, vol. 4, no. 3, 2015.
- [2] Sutrado, *Sutrado Kabel Product Catalogue*. 2019.
- [3] A. Arismunandar, *Jilid II: Saluran Transmisi*. Jakarta: PT Pradnya Paramita, 2004.
- [4] Perusahaan Umum Listrik Negara, *SPLN 72 : 1987 Spesifikasi Desain untuk Jaringan Tegangan Menengah (JTM) dan Jaringan Tegangan Rendah (JTR), Lampiran Surat Keputusan Direksi PLN No.060/DIR/87 tanggal 4 Juli 1987*. 1987.
- [5] *Perdirjen Ketenagalistrikan*, vol. XIII, no. 52. Jakarta: Kementerian Energi Dan Sumber Daya Mineral Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan, 2017.