

Optimalisasi Island Operation Cilacap untuk Minimisasi Energy Not Served (ENS)

Yophi Sonatha Lea^{1*}, Lukas^{1,2,3}, Lanny W. Pandjaitan^{1,2}, Karel Octavianus Bachri²

¹Program Studi Program Profesi Insinyur, Fakultas Teknik, Universitas Katolik Indonesia Atma Jaya, Jakarta 12930, Indonesia

²Program Studi Magister Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Katolik Indonesia Atma Jaya, Jakarta 12930, Indonesia

³Cognitive Engineering Research Group (CERG), Universitas Katolik Indonesia Atma Jaya, Jakarta 12930, Indonesia

Article Info

Article history:

Received
19 November 2024

Accepted
5 Desember 2024

Keywords:
*Energy not served,
Generator of sale,
Island operation,
Recommissioning,
Under frequency relay*

Abstract

To achieve a reliable system with a sustainable and sufficient energy supply and to minimize Energy Not Served (ENS) in case of disturbances, as well as to support the Generator of Sale (GOS) program, optimizing the defense scheme strategy is essential. This paper focuses on the revision of the Cilacap island operation to reduce this ENS problem, which was occurred due to the excessively low voltage and increased consumer load growth. Thus, the Cilacap island operation was revised by adjusting the target load for island operation balance the generator load and consumer demand. Additionally, the UFR relay stages were relocated closer to the generator to prevent low voltage issues, and recommissioning of the existing relays was performed. The implementation of the Cilacap island operation revision is expected to ensure successful islanding, prevent voltage excursions, and minimize ENS during major disturbances, potentially saving 80.82% in costs. This results in a reliable system operation, stable system conditions, and the achievement of optimal continuity in supply.

Article Info

Article history:

Diterima
19 November 2024

Disetujui
5 Desember 2024

Kata Kunci:
*Energy not served,
Generator of sale, Island
operation,
Recommissioning, Relai
Frekuensi Rendah*

Abstrak

Untuk mencapai sistem yang andal dengan pasokan energi yang berkelanjutan dan memadai serta untuk meminimalkan Energy Not Served (ENS) dalam situasi gangguan, serta mendukung program Generator of Sale (GOS), pengoptimalan strategi skema pertahanan sangatlah penting. Makalah ini berfokus pada revisi operasi *island* Cilacap untuk mengurangi masalah ENS, yang terjadi akibat tegangan yang terlalu rendah dan pertumbuhan beban konsumen yang meningkat. Oleh karena itu, operasi *island* Cilacap direvisi dengan menyesuaikan target beban untuk operasi *island* guna menyeimbangkan beban pembangkit dan permintaan konsumen. Selain itu, tahapan relai UFR dipindahkan lebih dekat ke pembangkit untuk mencegah masalah tegangan rendah, dan recommissioning pada relai yang ada dilakukan. Implementasi revisi operasi *island* Cilacap diharapkan dapat memastikan keberhasilan islanding, mencegah deviasi tegangan, dan meminimalkan ENS selama gangguan besar, yang berpotensi menghemat biaya hingga 80,82%. Hal ini menghasilkan operasi sistem yang andal, kondisi sistem yang stabil, dan tercapainya kontinuitas pasokan yang optimal.

*Corresponding author. Yophi Sonatha Lea
Email address: yophi.12024003078@student.atmajaya.ac.id

1. PENDAHULUAN

Area pengatur beban Jawa Tengah & Daerah Istimewa Yogyakarta (DIY) merupakan salah satu unit dari P3B Jawa Bali, memiliki fungsi utama sebagai pengatur sistem kelistrikan Jawa Tengah & DIY dan menjaga kontinuitas pelayanan pasokan listrik dengan memperhatikan mutu dan keandalan sistem tenaga listrik secara optimal. APB Jawa Tengah & DIY terdiri dari 4 (empat) bidang yaitu : bidang operasi sistem, bidang fasilitas operasi, bidang rencana dan evaluasi, bidang administrasi dan umum. (Kementrian ESDM, 2007)

Berdasarkan pada latar belakang masalah yang telah diungkapkan sebelumnya, maka permasalahan pokok yang dibahas dalam project assignment ini adalah mengenai optimalisasi *island* operation cilacap.

Permasalahan yang terjadi saat ini adalah pertumbuhan beban di wilayah Jateng DIY dan telah beroperasinya beberapa instalasi baru sehingga beban pembangkit tidak seimbang dengan beban konsumen. Selain itu terjadinya tegangan rendah dan unjuk kerja *relay* kurang optimal maka perlu di lakukan kajian beban sistem untuk mendapatkan target beban *island* yang seimbang, relokasi *relay* UFR, pengadaan *relay* UFR baru dan *recomisioning relay* UFR eksisting. Pada tulisan ini pembatasan masalah hanya pada studi kajian *island operation* cilacap untuk mendapatkan pengaturan operasi sistem yang optimal untuk meminimalisir ENS pada saat terjadi gangguan besar.

Gambar 1 menunjukkan diagram analisis *Root Cause Problem Solving* dari masalah yang dihadapi, yang juga merupakan studi awal dari pemecahan masalah.



Gambar 1.
Analisis RCPS dari masalah yang dihadapi

Dari analisis RCPS didapatkan bahwa masalah tersebut dapat dipecahkan dengan beberapa cara, yaitu melakukan kajian beban sistem agar load balance tercapai, selain itu dapat juga dilakukan relokasi *relay* UFR, pengadaan *relay* baru, dan melakukan recommissioning pada *relay* yang telah ada. Dari keempat langkah tersebut dibuat skala prioritas berdasarkan kemudahan dan dampak dari langkah-langkah yang dilakukan sesuai dengan Tabel 1, sedangkan skala dari tiap kriteria ditunjukkan pada

Tabel 1.

Skala prioritas dari langkah-langkah yang diusulkan.

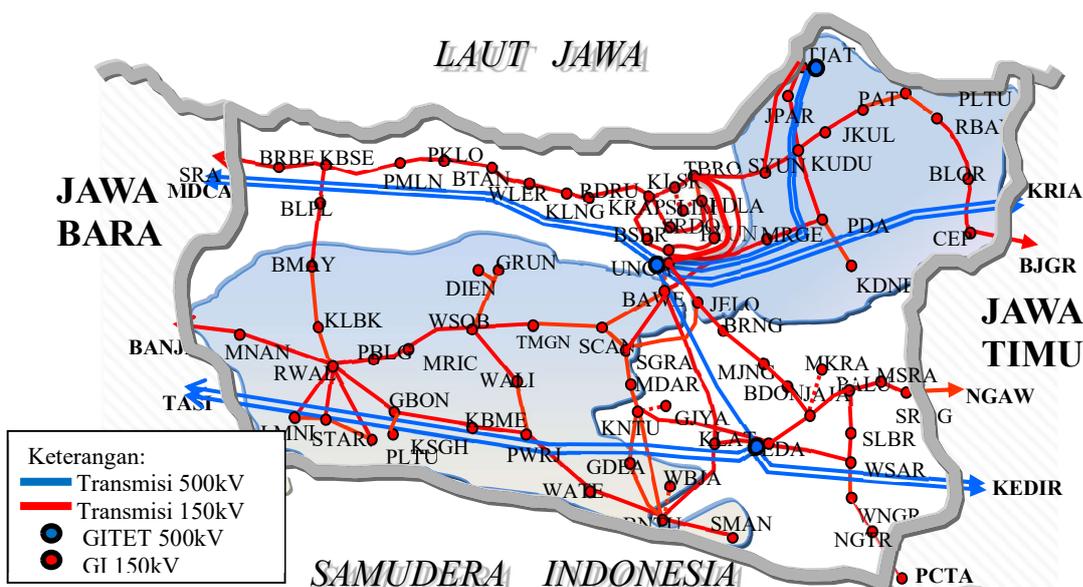
| No. | Inisiatif Perbaikan | Tingkat Kemudahan/Dampak | | | | | | |
|-----|--|--------------------------|-----|-----|-----|-----|-------|-----------|
| | | FGD | | | | | Hasil | |
| | | a | b | c | d | e | f | FGD |
| 1 | Melakukan kajian beban sistem untuk mendapatkan target beban <i>island</i> yang seimbang | 4/4 | 3/3 | 4/3 | 3/4 | 4/4 | 4/4 | 3.67/3.67 |
| 2 | Relokasi <i>Relay</i> UFR | 1/3 | 2/4 | 2/3 | 2/4 | 2/4 | 2/4 | 1.83/3.67 |
| 3 | Pengadaan <i>Relay</i> UFR baru | 1/4 | 1/4 | 2/4 | 2/4 | 1/4 | 1/3 | 1.33/3.83 |
| 4 | Recommisioning <i>relay</i> eksisting | 1/3 | 2/3 | 2/3 | 2/3 | 2/3 | 1/3 | 1.67/3.00 |

Tabel 2.

Skala ordinal dari tiap kegiatan

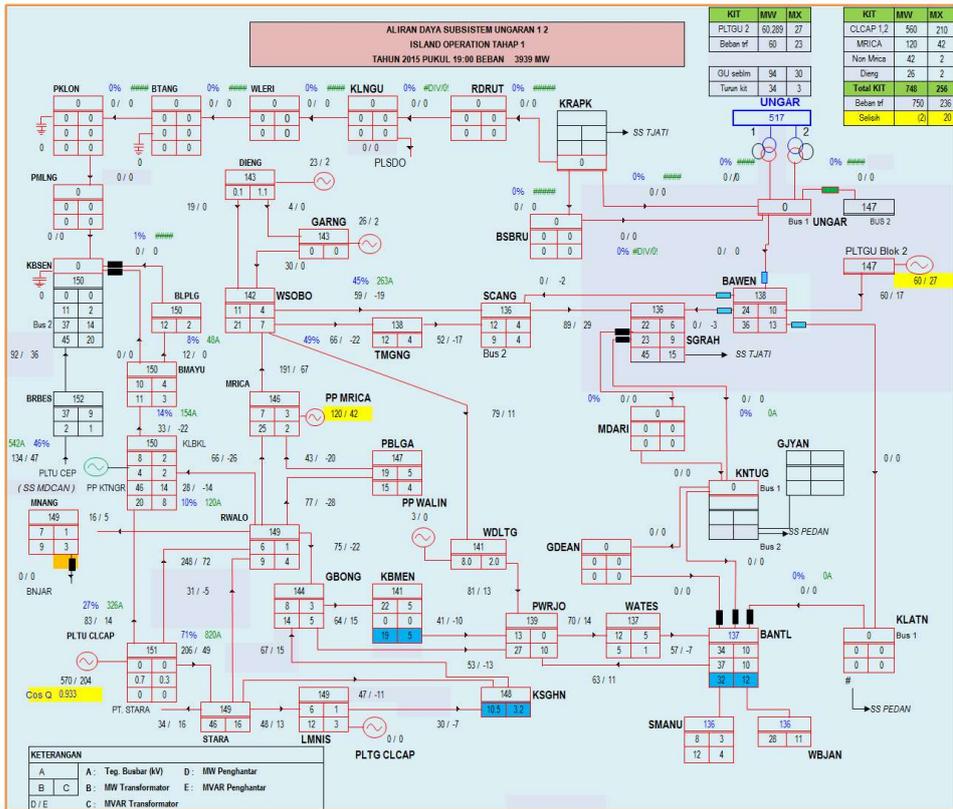
| Tingkat Kemudahan | | Dampak | |
|-------------------|--------------|--------|------------------|
| 0 | Sangat sulit | 0 | Tidak berdampak |
| 1 | Sulit | 1 | Kurang berdampak |
| 2 | Sedang | 2 | Sedang |
| 3 | Mudah | 3 | Berdampak |
| 4 | Sangat mudah | 4 | Sangat berdampak |

Island operation yang tengah ada saat ini terdiri dari *island* PLTU cilacap dan *island* PLTU Rembang. Pokok pembahasan pada project assignment ini adalah *island* operation Cilacap. Adapun *island* operation Cilacap eksisting saat ini terdiri dari dua tahap, yaitu tahap 1 pada Frekuensi 48,3 Hz dan tahap 2 pada Frekuensi 48,2 Hz. Tahap 1 mencakup beberapa Gardu Induk (GI) dan pembangkit seperti ditunjukkan pada Gambar 2, seperti GI Bantul, GI Bawen, GI Bumi Ayu, GI Cilacap, GI Dieng, GI Gombang, GI Godean, GI Kebumen, GI Klaten, GI Kalibakal, GI Kentungan, GI Kesugihan, GI Lomanis, GI Medari, GI Majenang, GI Mrica, GI Purbalingga, GI Purworejo, GI Rawalo, GI Secang, GI Sanggrahan, GI Semanu, GI Semen Nusantara, GI Temanggung, GI Wadaslintang, GI Wates, GI Wirobrajan, dan GI Wonosobo, serta Pembangkit seperti PLTU Cilacap, PLTA Mrica, PLTA Garung, PLTA Wadaslintang, PLTA Ketenger dan PLTP Dieng. (Kementrian ESDM, 2007)(PLN, 2015)

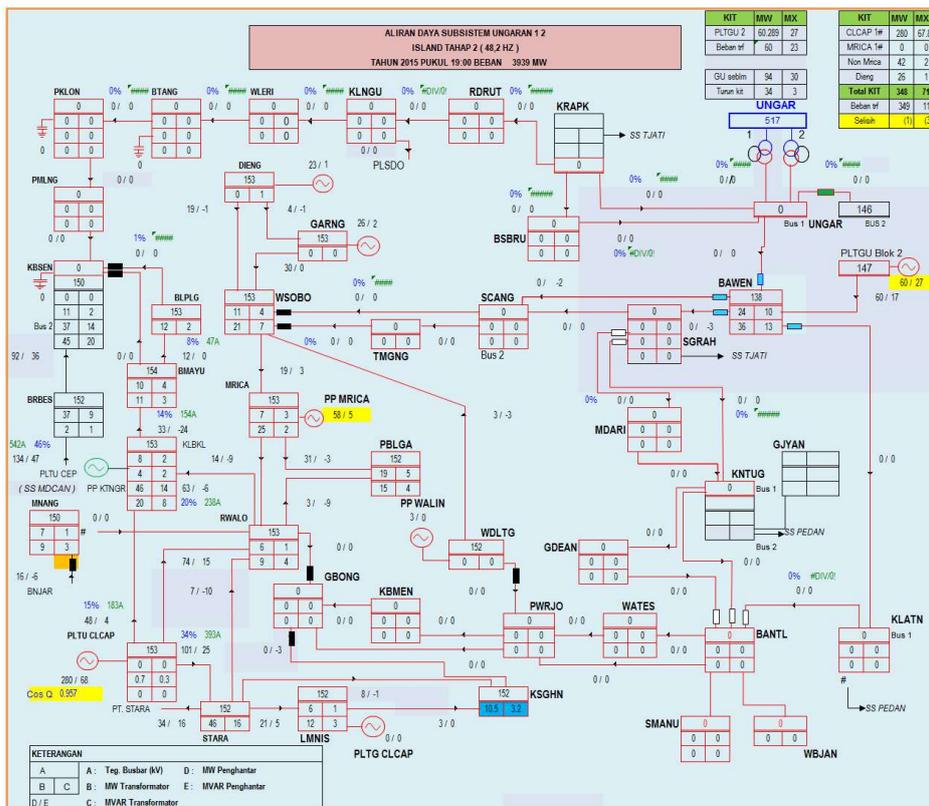


Gambar 2.

Island operation Tahap 1



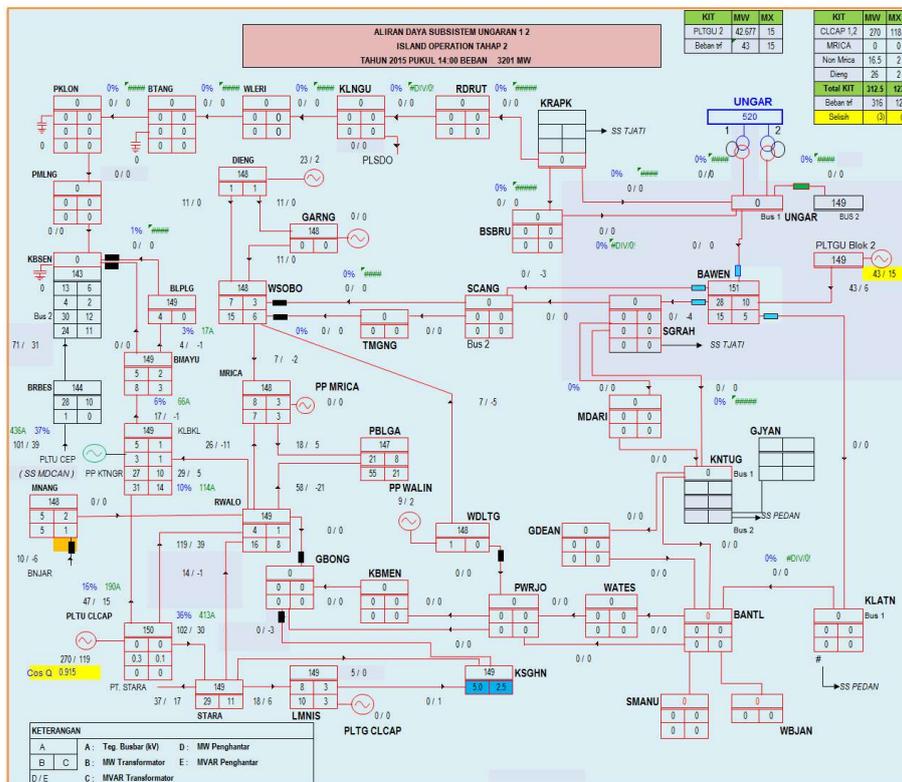
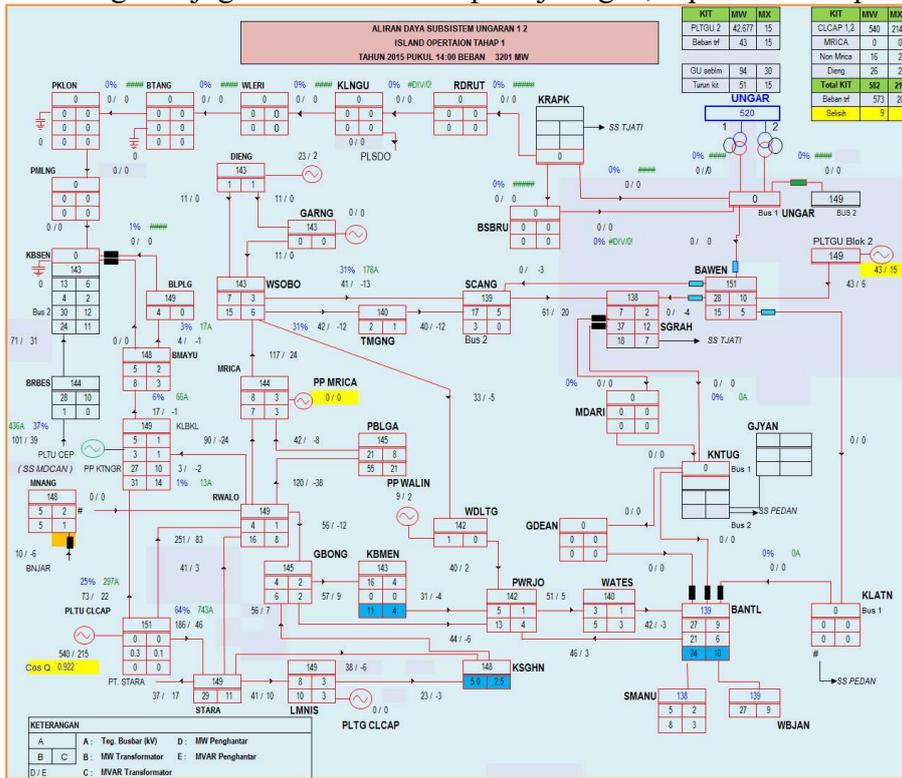
(a)



(b)

Gambar 4. Aliran daya *island* operation Cilacap revisi malam, (a) tahap 1, (b) tahap 2

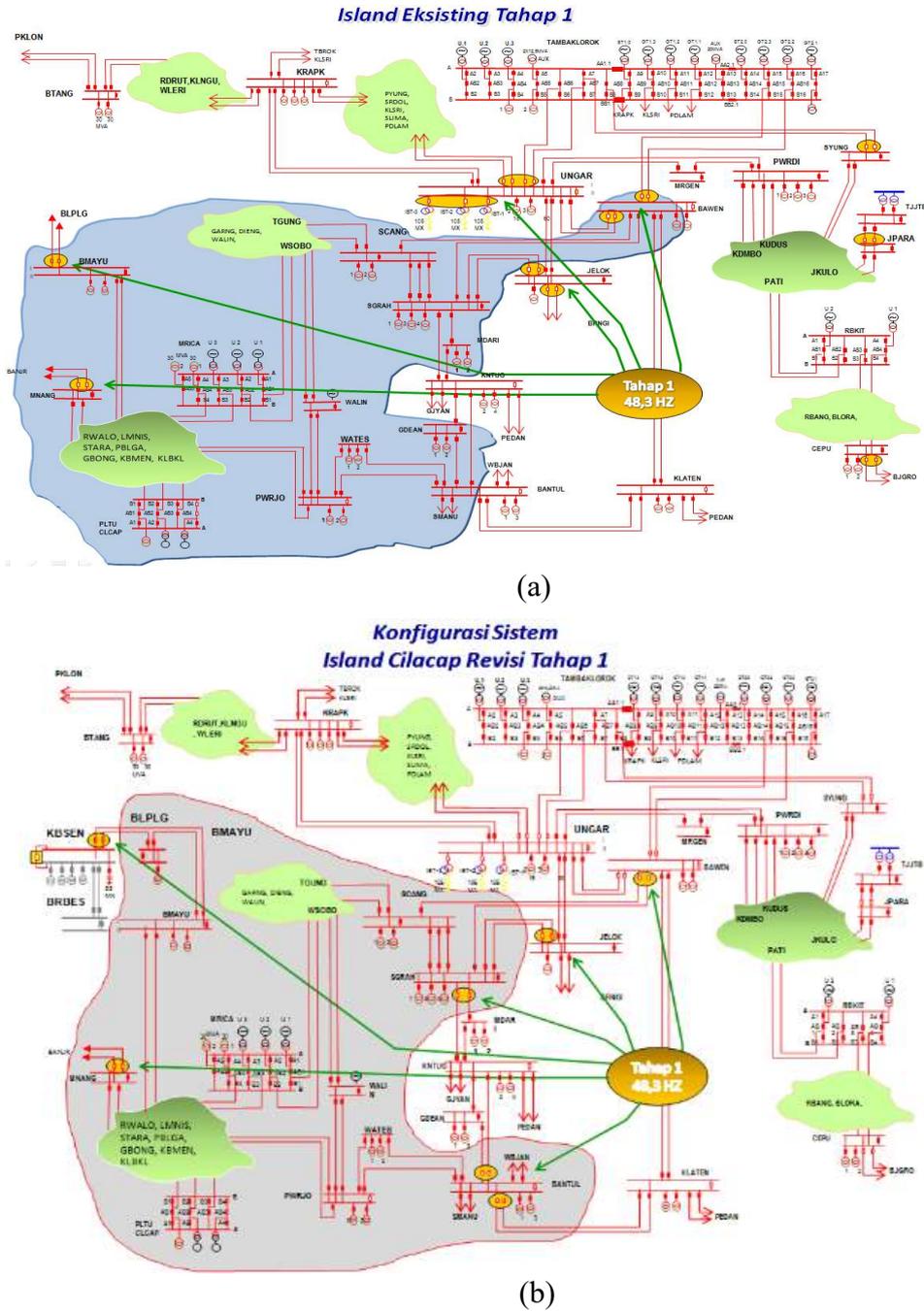
Pada siang hari juga dilakukan revisi pada jaringan, seperti terlihat pada Gambar 5.



Gambar 5. Aliran daya *island operation* Cilacap revisi siang, (a) tahap 1, (b) tahap 2

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

Perbandingan konfigurasi awal *island* dan hasil revisi tahap 1 diperlihatkan pada Gambar 6, Sedangkan perbandingan konfigurasi awal dan hasil revisi tahap 2 diperlihatkan pada Gambar 7.



Gambar 6. Perbandingan konfigurasi awal dan hasil revisi *island* tahap 1

tersebut, sedangkan pada tahap 2, *island* cilacap terpisah menjadi 2 bagian yaitu *island* PLTU Cilacap dan *island* PLTA Mrica.

Dari Gambar 6 (b) dan Gambar 7 (b) konfigurasi sistem tahap 1 dan tahap 2 *island* operation revisi. Lokasi di 2 wilayah Area Pelaksana Pemeliharaan Salatiga dan Area Pelaksana Pemeliharaan Purwokerto. Dibutuhkan 7 *Relay* UFR yang di pasang pada 7 Gardu Induk yaitu GI KBTEN, GI MNANG, GI SGRAH, GI BANTL, GI WSOBO, GI GBONG, dan GI PWRJO dengan 17 target trip PMT yang terletak di masing-masing gardu induk tersebut.

Perbandingan ekskursi tegangan yang terjadi pada *island* eksisting dan *island* revisi ditunjukkan pada Tabel 3.

Tabel 3.

Perbandingan tegangan ekskursi pada *island* eksisting dan *island* revisi

| No. | Gardu Induk | Tegangan <i>Island</i> Eksisting Cilacap (kV) | | | |
|-----------------|-------------|---|-------|----------------------|-------|
| | | <i>Island</i> Eksisting | | <i>Island</i> Revisi | |
| | | Malam | Siang | Malam | Siang |
| 1 | BNTL | 108 | 131 | 136 | 139 |
| 2 | BAWEN | 107 | 131 | | |
| 3 | BLPLG | | | 150 | 149 |
| 4 | BMAYU | 141 | 147 | 150 | 148 |
| 5 | CLCAP | 144 | 150 | 151 | 151 |
| 6 | DIENG | 124 | 138 | 143 | 143 |
| 7 | GBONG | 128 | 141 | 144 | 145 |
| 8 | GDEAN | 108 | 131 | | |
| 9 | KBMEN | 123 | 138 | 141 | 143 |
| 10 | KLATN | 107 | 131 | | |
| 11 | KLBKL | 140 | 147 | 150 | 149 |
| 12 | KNTUG | 108 | 131 | | |
| 13 | KSGHN | 138 | 146 | 148 | 148 |
| 14 | LMNIS | 140 | 147 | 149 | 149 |
| 15 | MDARI | 107 | 130 | | |
| 16 | MNANG | 150 | 152 | 149 | 148 |
| 17 | MRICA | 130 | 140 | 146 | 144 |
| 18 | PBLGA | 134 | 142 | 147 | 145 |
| 19 | PWRJO | 113 | 136 | 139 | 142 |
| 20 | RWALO | 139 | 147 | 149 | 149 |
| 21 | SCANG | 109 | 131 | 136 | 139 |
| 22 | SGRAH | 108 | 131 | 136 | 138 |
| 23 | SMANU | 107 | 131 | 136 | 138 |
| 24 | STARA | 140 | 148 | 149 | 149 |
| 25 | TMGNG | 114 | 134 | 138 | 140 |
| 26 | WALIN | 121 | 137 | 141 | 142 |
| 27 | WATES | 114 | 134 | 137 | 140 |
| 28 | WBJAN | 108 | 131 | 136 | 139 |
| 29 | WSOBO | 123 | 138 | 142 | 143 |
| Jumlah Ekskursi | | 20 | 12 | 0 | 0 |

Perbandingan beban dengan adanya kegiatan ini ditunjukkan pada Tabel 4.

Tabel 4.

Penghematan daya dengan adanya revisi island.

| No | Keterangan | <i>Island operation</i> cilacap | |
|----|-------------------|---------------------------------|----------------------|
| | | <i>island</i> eksisting | <i>island</i> revisi |
| 1 | Beban (MW) | 928 | (928-750) = 178 |
| 2 | Waktu Padam (jam) | 1 | 1 |
| 3 | ENS (kWH) | 928.000 | 178.000 |
| 3 | kWH jual (Rp) | 1.400 | 1.400 |
| 4 | Kerugian (Rp) | 1.299.200.000 | 249.200.000 |

Tabel 4 menunjukkan bahwa dengan dilakukannya revisi pada *island* dapat mengurangi kerugian sebanyak Rp 1.050.000.000,- dengan penghematan bebandari 928 MW menjadi 178 MW. Sedangkan ENS dapat dikurangi dari 928.000 kWH menjadi 178.000 kWH. Sedangkan waktu padam tidak berubah, yaitu selama 1 jam.

4. KESIMPULAN DAN SARAN

Dengan di terapkannya *island* operation cilacap revisi maka *Island* operation revisi berhasil kerja dikarenakan terjadi keseimbangan antara beban konsumen dan beban pembangkitan, selain itu juga tidak terjadi eksekursi tegangan sehingga KPI eksekursi tegangan terpenuhi. Meminimalisir *Energy Not Served* dan memaksimalkan *Generator Of Sale* dengan rupiah terselamatkan sebesar 80.82%.

5. DAFTAR PUSTAKA

1. Kementrian ESDM. (2007). Aturan Jaringan Jawa Madura Bali (Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral), Nomor : 03 Tahun 2007, tanggal 29 Januari 2007
2. PLN. (2015). Prosedur Pemulihan Subsistem Tenaga Listrik Jawa Tengah dan DIY No.PSM/303/151-045, Februari 2015
3. PLN. (2014). Prosedur Komunikasi Operasi Sistem Jawa Bali No. PSM/052/151-003, Februari 2014
4. PLN. (2017). Prosedur Pelaksanaan Tugas Operasi No. APB-JTD/PSM/04-001