

# OPERASI *MANUAL LOAD SHEDDING* TERHADAP KESTABILAN FREKUENSI PADA SUB SISTEM KELISTRIKAN UNGARAN

Hilman Pambudidoyo<sup>\*)</sup>, Hermawan, and Mochammad Facta

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

<sup>\*)</sup>*E-mail: hilman.pambudidoyo@gmail.com*

## Abstrak

Untuk menjaga kestabilan frekuensi sub sistem Ungaran, diperlukan prosedur operasi pelepasan beban (*manual load shedding*). Standard Operating Procedure (SOP) terkait Under Voltage yang diberlakukan tahun 2014 masih digunakan PLN P3B Jawa Bali. Dengan sub sistem Ungaran yang telah berkembang, maka perlu dilakukan peninjauan ulang untuk mengevaluasi prosedur operasi tersebut. Dalam melakukan pelepasan beban terdapat beberapa metode yang dapat dilakukan, salah satunya adalah metode *voltage sensitivity* ( $dV/dQ$ ). Pada penelitian ini, studi simulasi dilakukan untuk meneliti skema *Manual Load Shedding* sub sistem ungaran yang disusun tahun 2013 oleh PLN dan skema pelepasan beban berdasarkan sensitivitas tegangan. Hasil simulasi menunjukkan bahwa PLN P3B Jawa Bali perlu membuat SOP baru terkait Under Voltage karena kondisi yang disebutkan pada prosedur operasi pelepasan beban pada sub sistem ungaran sudah tidak dapat tercapai. Skema pelepasan beban berdasarkan sensitivitas tegangan dapat membuat frekuensi menjadi lebih baik dibandingkan dengan skema MLS sub sistem Ungaran yang telah disusun oleh PLN P3B Jawa Bali.

*Kata kunci: Frekuensi, Manual Load Shedding, Sensitivitas Tegangan, Faktor Reduksi Beban*

## Abstract

To maintain frequency stability of the Ungaran sub-systems, operating procedures of load shedding (*manual load shedding*) is required. Standard Operating Procedure (SOP) related to Under Voltage enacted in 2014 is still used by PLN P3B Jawa Bali. Due to the Ungaran sub-system has evolved recently, there should be a reconsideration to evaluate the operating procedures. To perform load shedding there are several methods that can be done, one of them is a method of *voltage sensitivity* ( $dV/dQ$ ). In this research, simulation studies were carried out to investigate *manual load shedding* scheme at Ungaran sub-systems composed in 2013 by PLN and load shedding schemes based on *voltage sensitivity*. The simulation results show that PLN P3B Jawa Bali needs to make a new SOP related to Under Voltage condition because of the necessary condition for load shedding mechanism at Ungaran sub-system is unattainable. Load shedding scheme based on *voltage sensitivity* improved the frequency better, when it was compared to MLS Ungaran sub system scheme issued by PLN P3B Jawa Bali.

*Keywords: Frequency, Manual Load Shedding, Voltage Sensitivity, Load Reduction Factor*

## 1. Pendahuluan

Sistem tenaga listrik Jawa Tengah dan D.I Yogyakarta saat ini memiliki 3 sub sistem (Tanjung Jati, Ungaran, dan Pedan) [1]. Pada bulan Desember 2015 jumlah total pasokan yang masuk ke sub sistem Ungaran sebesar 4362,22 MW dengan total beban pada malam hari sebesar 4334,04 MW [2]. Prosedur operasi *Manual Load Shedding* [3] di sub sistem Ungaran yang tepat merupakan hal penting dan perlu selalu dikaji sesuai dengan kondisi sistem yang ada. Kondisi sub sistem yang berkembang baik beban maupun pembangkitan, mengindikasikan

bahwa perlunya pengkajian terhadap prosedur pelepasan beban (*Load Shedding*).

Dalam melakukan pelepasan beban terdapat beberapa metode yang dapat dilakukan, salah satunya adalah metode *voltage sensitivity* ( $dV/dQ$ ). Penerapan metode sensitivitas tegangan ( $dV/dQ$ ) telah dilakukan oleh Poonam Joshi [4] dengan menggunakan software PSS/E. Penjelasan mengenai penggunaan software DIGSILENT untuk menganalisa kestabilan tegangan telah dijelaskan oleh Dimitrios Peppas [5]. Pada penelitian ini dilakukan simulasi perbandingan antara skema *Manual Load Shedding* PLN dan skema pelepasan beban berdasarkan

sensitivitas tegangan pada sub sistem Ungaran terhadap kestabilan frekuensi. Simulasi dilakukan dengan menggunakan *software* DIGSILENT.

## 2. Metode

### 2.1. Simulasi 1

Simulasi ini dibuat untuk mengkaji SOP terkait *Under Voltage* Jawa Tengah & DIY tahun 2014 [3] yang berisi “Pada kondisi pasokan Sub Sistem Ungaran normal dan Gardu Induk (GI) Ungaran tegangan kurang dari 140 kV berpotensi terjadi tegangan kurang dari 120 kV wilayah Yogyakarta” dari pernyataan diatas maka dibuat skenario agar Sub Sistem Ungaran mencapai kejadian tersebut dengan beberapa pengkondisian yakni:

- Melepas kapasitor
- Menaikan beban dalam sub sistem Ungaran
- Menaikan permintaan daya dari luar sub sistem Ungaran
- Melepas generator
- Melepas pasokan dari luar sub sistem Ungaran

#### 2.1.1. Melepas Kapasitor

Sub Sistem Ungaran memiliki 3 buah kapasitor aktif. Skenario ini dilakukan dengan cara membuka *Circuit Breaker (CB)* pada semua kapasitor aktif yang ada di dalam sub sistem Ungaran.

Tabel 1. Skenario melepas kapasitor

Kapasitor	Event
BATANG	CB Terbuka
KEBASEN	CB Terbuka
PEKALONGAN	CB Terbuka

#### 2.1.2. Menaikan Beban dalam Sub Sistem

Beban yang dipilih adalah yang berada di sekitar daerah Yogyakarta. Daya aktif dan daya reaktif pada beban dinaikan hingga mencapai 80% dari kapasitas masing-masing trafo. Pada DIGSILENT tidak terdapat perintah untuk menaikan beban mencapai 80% dari kapasitas trafo secara langsung, maka dirancang sebuah persamaan agar presentase masukan kenaikan beban pada DIGSILENT dapat membuat beban menjadi 80% dari kapasitas trafo.

$$X = \left[ \sqrt{\frac{(S_{TRF})^2}{(P^2+Q^2)}} - 1 \right] \times 100 \quad (1)$$

X = Presentase kenaikan yang dimasukan dalam DIGSILENT (%)

$S_{TRF}$  = 80% Daya dari kapasitas trafo (MVA)

P = Daya aktif beban (MW)

Q = Daya reaktif beban (MVAR)

Dari rumus diatas maka didapatkan nilai yang akan dimasukan pada *load event* agar beban naik mencapai 80% dari kapasitas trafo.

Tabel 2. Skenario beban naik dalam sub system

Beban	Event
BANTUL_TD1	P dan Q naik 10,28 %
BANTUL_TD2	P dan Q naik 172,81 %
BANTUL_TD3	P dan Q naik 57,18 %
GODEAN_TD1	P dan Q naik 48,54 %
GODEAN_TD2	P dan Q naik 11,74 %
KEBUMEN_TD 1	P dan Q naik 71,27 %
KEBUMEN_TD 3	P dan Q naik 179,70 %
PURWOREJO_TD 1	P dan Q naik 36,69 %
PURWOREJO_TD 2	P dan Q naik 119,12 %
SMANU_TD1	P dan Q naik 6,64 %
SMANU_TD2	P dan Q naik 34,58 %
WATES_TD 1	P dan Q naik 45,38 %
WATES_TD 2	P dan Q naik 786,70 %
WIROBRAJAN_TD1	P dan Q naik 51,5 %

#### 2.1.3. Menaikan Permintaan daya dari luar Sub Sistem

Skenario ini dilakukan dengan cara menaikan beberapa beban pengganti saluran yang terpotong akibat pembatasan sub sistem. Presentase beban dinaikan dengan mempertimbangkan kemampuan hantar arus (KHA) saluran saat sebelum sub sistem terpotong.

Tabel 3. Skenario naiknya permintaan daya dari luar sub system

Saluran	Event
UNGAR-JELOK 1	P naik 50 % dan Q naik 25 %
UNGAR-JELOK 2	P naik 50 % dan Q naik 25 %
UNGAR-MDRCN 1	P naik 20 % dan Q naik -50 %
UNGAR-MDRCN 2	P naik 20 % dan Q naik -50 %
UNGAR-PYUNG 1	P naik 1000 % dan Q naik 250 %
UNGAR-PEDAN	P naik 10 % dan Q naik -5 %

#### 2.1.4. Pembangkit Lepas dari sistem

Skenario ini dilakukan dengan cara membuka *CB* Unit Pembangkitan dengan pasokan daya reaktif yang cukup besar yaitu Tambaklorok blok II dan beberapa Unit Pembangkitan tambahan yaitu Garung dan Wadaslintang.

Tabel 4. Skenario pembangkit lepas dari system

Pembangkit	Event
PLTA GARUNG 1	CB Terbuka
PLTA GARUNG 2	CB Terbuka
PLTA WADASLINTANG 1	CB Terbuka
PLTA WADASLINTANG 2	CB Terbuka
PLTGU TAMBAKLOROK GT 2.1	CB Terbuka
PLTGU TAMBAKLOROK GT 2.2	CB Terbuka
PLTGU TAMBAKLOROK GT 2.3	CB Terbuka
PLTGU TAMBAKLOROK ST 2.0	CB Terbuka

2.1.5. Hilangnya pasokan dari luar Sub Sistem

Skenario ini dilakukan dengan cara melepas 2 pasokan dari arah luar sistem / Grid .

Tabel 5. Skenario hilangnya pasokan dari luar Sub Sistem

Grid	Event
TANJUNGPATI 1	CB Terbuka
SURABAYA BARAT	CB Terbuka

Setelah semua event dibuat kemudian akan dilihat tegangan pada GI Ungaran dan GI wilayah Yogyakarta serta diamati frekuensinya. Pengamatan frekuensi dilakukan pada 3 kondisi yaitu Tanpa Governor dan AVR, dengan Governor dan AVR, dan kondisi Existing PLN.

2.2. Simulasi 2

Pada simulasi ini dibandingkan skema pelepasan beban antara skema MLS di Sub Sistem Ungaran yang disusun oleh PLN pada tahun 2013 [4] dengan skema pelepasan beban berdasarkan sensitivitas tegangan (dV/dQ). Gangguan yang diberikan adalah kenaikan seluruh beban didalam Sub Sistem menjadi 80% dari kapasitas trafo. Cara kenaikan beban menggunakan Persamaan (1). Jumlah pelepasan beban pada kedua metode bernilai 152.5 MW karena total beban maksimal pada skema MLS yang dirancang oleh PLN hanya sampai sebesar 152.5 MW. Pelepasan beban dilakukan ketika frekuensi menyentuh nilai 49.5 Hz. Pelepasan beban menggunakan metode dV/dQ dilakukan dengan 2 cara. Pertama melepas beban pada GI dengan dV/dQ terbesar dan kedua terpusat. Besar pelepasan pada cara pertama didapat menggunakan Persamaan (2). Nilai dV/dQ tiap bus diperoleh dari software DIGSILENT.

Contoh perhitungan:

$$\begin{aligned} dV/dQ \text{ bus Ungaran} &= 0,00155 \\ \text{Jumlah total } dV/dQ &= 0,0324 \\ P_{diff} / \text{Total Beban yang dilepas} &= 152,5 \text{ MW} \end{aligned}$$

$$S_i = \frac{\left(\frac{dV_i}{dQ_i}\right)}{\left[\sum_{i=1}^n \left(\frac{dV_i}{dQ_i}\right)\right]} \times P_{diff} \quad (2)$$

$$S_i = \frac{(0,00155)}{(0,0324)} \times 152,5 \text{ MW}$$

$$S_i = 7,31 \text{ MW}$$

Dengan menggunakan Persamaan (2), maka GI Ungaran harus melepas beban sebesar 7,31 MW. Presentase Load Event didapatkan melalui perbandingan antara jumlah beban yang dilepas melalui persamaan diatas dengan jumlah beban yang terpasang.

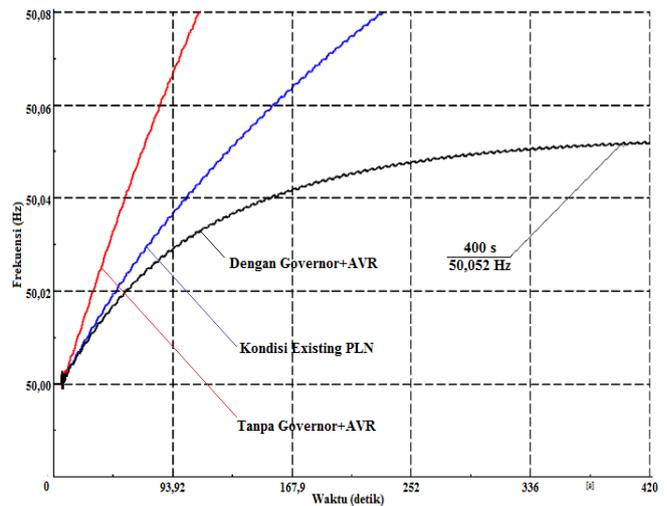
3. Hasil dan Analisa

3.1. Hasil Simulasi 1

Setiap skenario menggunakan 3 kondisi. Setiap skenario akan dicatat frekuensi akhir dan tegangannya pada GI Ungaran dan GI tegangan terendah di wilayah Yogyakarta. Pencatatan hanya dilakukan pada kondisi menggunakan governor dan AVR.

3.1.1. Skenario Lepas Kapasitor

Percobaan skenario berupa lepasnya kapasitor yang menyebabkan sistem kehilangan daya reaktif sebesar 68,65 MVAR. Tegangan pada GI 150 kV Ungaran sebesar 152,14 kV dan tegangan terendah di GI 150 kV wilayah Yogyakarta (GI Semanu) sebesar 143,95 kV.

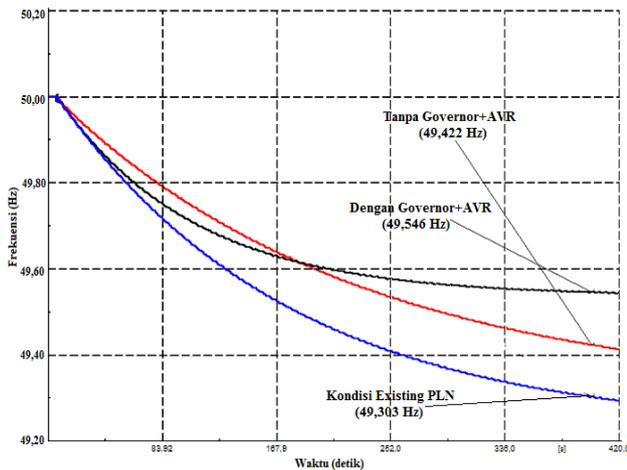


Gambar 1. Respon frekuensi setelah kapasitor lepas dari sistem

Kondisi frekuensi sistem terbaik adalah saat menggunakan governor dan AVR (warna hitam) dimana frekuensi menunjukan nilai terdekat dengan setting poin (50 Hz). Frekuensi sistem naik karena sistem kehilangan sumber MVAR sehingga tegangan sistem turun. Tegangan sistem yang turun menyebabkan daya beban menjadi turun. Turunnya beban menyebabkan torsi pembangkit melebihi torsi beban sehingga frekuensi menjadi naik.

3.1.2. Skenario Naik Beban di dalam subsistem

Percobaan skenario berupa naiknya beban di dalam sub sistem menyebabkan sistem mengalami peningkatan daya aktif sebesar 202,77 MW dan daya reaktif sebesar 54,33 MVAR. Tegangan pada GI 150 kV Ungaran sebesar 150,58 kV dan tegangan terendah di GI 150 kV wilayah Yogyakarta (GI Semanu) sebesar 139,13 kV.

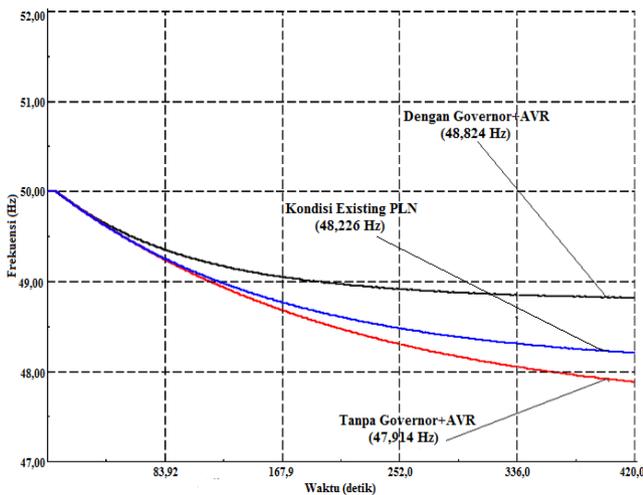


**Gambar 2. Respon frekuensi setelah beban dalam sistem naik**

Kondisi frekuensi sistem terbaik adalah saat menggunakan governor dan AVR (warna hitam) dimana frekuensi menunjukkan nilai 49,546 Hz atau terdekat dengan *setting poin* (50 Hz) setelah terjadi gangguan.

**3.1.3. Skenario Naik Beban di luar sub sistem**

Percobaan skenario berupa naiknya beban di dalam sub sistem menyebabkan sistem mengalami peningkatan daya aktif sebesar 450,22 MW dan daya reaktif sebesar 67,74 MVAR. Tegangan pada GI 150 kV Ungaran sebesar 148,16 kV dan tegangan terendah di GI 150 kV wilayah Yogyakarta (GI Semanu) sebesar 141,71 kV.



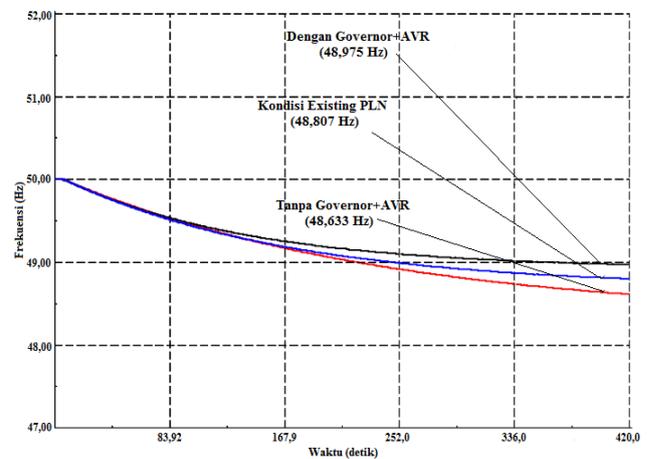
**Gambar 3. Respon frekuensi setelah beban di luar sistem naik**

Kondisi frekuensi sistem terbaik adalah saat menggunakan governor dan AVR (warna hitam) dimana frekuensi menunjukkan nilai 48,824 Hz atau terdekat

dengan *setting poin* (50 Hz) setelah terjadi gangguan. Frekuensi turun karena torsi beban melebihi torsi pembangkit. Naiknya torsi beban disebabkan oleh kenaikan beban secara tiba-tiba sebesar 450,22 MW dan tidak dapat diatasi oleh pembangkit pada Sub Sistem Ungaran.

**3.1.4. Skenario Lepas Generator**

Percobaan skenario berupa naiknya beban di dalam sub sistem seperti yang ditunjukkan pada tabel 4 menyebabkan sistem kehilangan daya aktif sebesar 337,17 MW dan daya reaktif sebesar 145 MVAR. Tegangan pada GI 150 kV Ungaran sebesar 148,82 kV dan tegangan terendah di GI 150 kV wilayah Yogyakarta (GI Semanu) sebesar 140,23 kV.

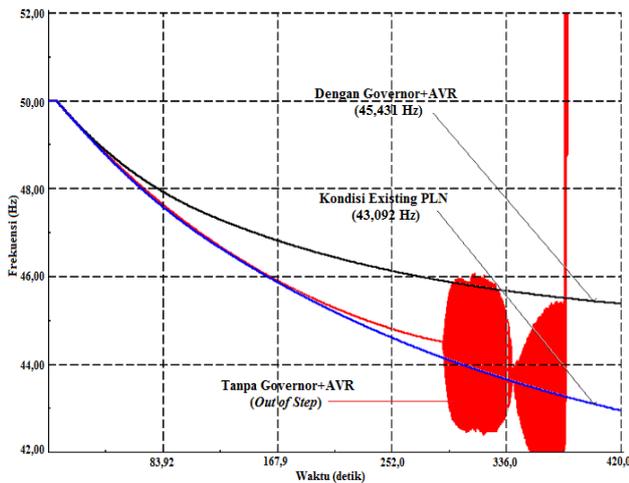


**Gambar 4. Respon frekuensi setelah generator lepas dari sistem**

Kondisi frekuensi sistem terbaik adalah saat menggunakan governor dan AVR (warna hitam) dimana frekuensi menunjukkan nilai 48,975 Hz atau terdekat dengan *setting poin* (50 Hz) setelah terjadi gangguan. Frekuensi turun karena torsi pembangkit kurang dari torsi beban. Kurangnya torsi pembangkit disebabkan oleh lepasnya pembangkit secara tiba-tiba sebesar 337,17 MW dan pembangkit lain pada sub sistem ungaran tidak dapat menanggung beban yang ada.

**3.1.5. Skenario Lepas Grid**

Percobaan skenario berupa naiknya beban di dalam sub sistem seperti yang ditunjukkan pada tabel 5 menyebabkan sistem kehilangan daya aktif sebesar 1219,18 MW dan daya reaktif sebesar 184,84 MVAR. Tegangan pada GI 150 kV Ungaran sebesar 137,79 kV dan tegangan terendah di GI 150 kV wilayah Yogyakarta (GI Semanu) sebesar 134,29 kV.

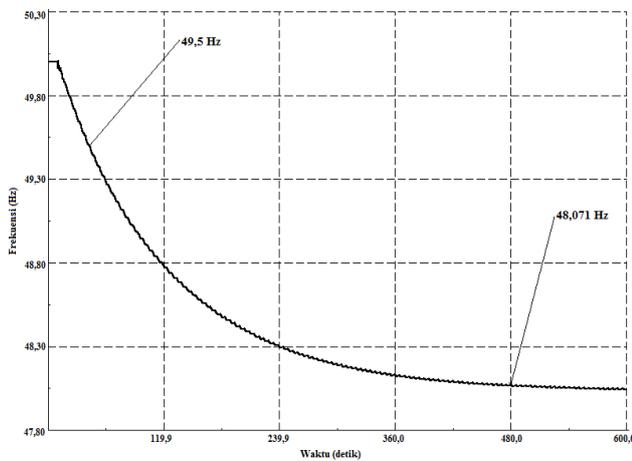


Gambar 5. Respon frekuensi setelah grid lepas dari sistem

Kondisi frekuensi sistem terbaik adalah saat menggunakan governor dan AVR (warna hitam) dimana frekuensi menunjukkan nilai terdekat dengan *setting poin* (50 Hz) setelah terjadi gangguan. Frekuensi turun karena torsi pembangkit kurang dari torsi beban. Kurangnya torsi pembangkit disebabkan oleh lepasnya *grid* secara tiba-tiba sebesar 1219,18 MW.

3.2. Hasil dan Analisa Simulasi 2

Pada simulasi ini dibandingkan skema pelepasan beban antara skema MLS di Sub Sistem Ungaran yang disusun oleh PLN pada tahun 2013 [6] dengan skema pelepasan beban berdasarkan sensitivitas tegangan ( $dV/dQ$ ). Gangguan yang diberikan adalah kenaikan seluruh beban didalam Sub Sistem menjadi 80% dari kapasitas masing-masing trafo.



Gambar 6. Respon frekuensi gangguan kenaikan semua beban menjadi 80% dari kapasitas masing-masing trafo

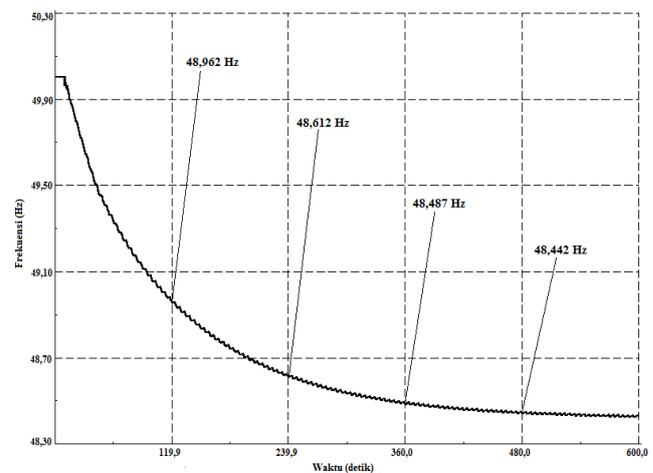
Kenaikan seluruh beban menjadi 80% pada sub sistem ungaran menyebabkan permintaan beban naik sebesar 777,83 MW dan 220,05 MVAR. Jumlah kenaikan tidak dapat diatasi oleh pembangkit-pembangkit yang ada dalam sub sistem ungaran sehingga terjadi penurunan frekuensi secara ekstrim, tercatat pada detik ke 42,8 sistem berada pada frekuensi 49,5 Hz dan pada detik ke 480 sistem berada pada frekuensi 48,07 Hz.

3.2.1. Skenario Manual Load Shedding PLN

Pada skema MLS yang disusun oleh PLN lokasi beban yang mengalami pelepasan dan jumlah beban yang dilepas. Pelepasan dilakukan pada detik ke 42,8 atau saat frekuensi 49,5 Hz.

Tabel 6. Skema MLS sub sistem ungaran

Trafo Distribusi 150kV/20kV	Pelepasan Beban (MW)	Load Event (%)
RANDU GARUT_TD 1	5,53	-18,11
BANTUL_TD 3	10,39	-35,36
GODEAN_TD 1	3,53	-22,88
PURWOREJO_TD 1	8,79	-52,86
KALIBAKAL_TD 3	8,90	-28,60
GOMBONG_TD_2	5,16	-22,98
WELERI_TD 2	8,76	-54,96
KALIWUNGU_TD 1	12,83	-29,55
MEDARI_TD 1	4,17	-27,22
PURWOREJO_TD 1	8,95	-53,77
KETENGER_TD 2	9,82	-134,76
KEBUMEN_TD_1	6,22	-45,86
PEMALANG_TD 1	5,95	-16,17
SEMANU_TD 1	7,78	-36,08
SECANG_TD 2	9,75	-52,01
MRICA_TD 1	7,36	-47,38
STARA_TD_1	11,40	-30,38
WATES_TD 1	5,90	-37,31
WIROBRAJAN_TD 1	4,51	-15,01
SECANG_TD 1	5,06	-38,79
KETENGER_TD 1	1,77	-22,63
<b>Total</b>	<b>152,53</b>	



Gambar 7. Respon frekuensi skema MLS Sub Sistem Ungaran

Setelah dilakukan skema MLS yang dibuat PLN, terlihat pada detik ke 480 frekuensi berada pada nilai 48,442 Hz, terjadi kenaikan frekuensi dimana jika tidak dilakukan MLS sistem akan jatuh pada frekuensi 48,07 Hz. Hal ini menunjukkan MLS yang dilakukan belum mampu mengembalikan sistem ke kondisi frekuensi normal.

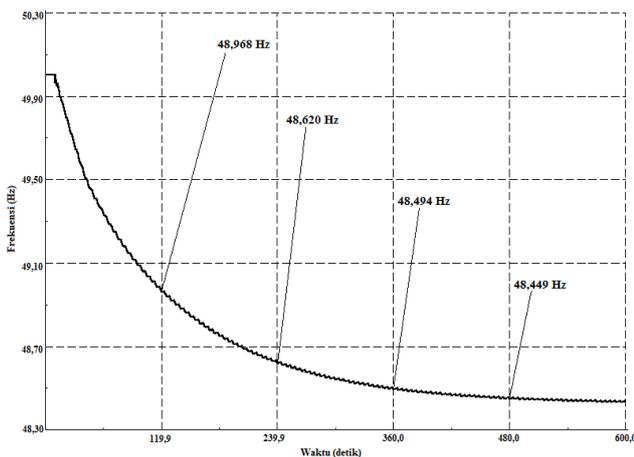
Pada *Total System Summary* skenario MLS yang dibuat PLN menunjukkan nilai pembangkitan sebesar 1241,18 MW dan total rugi-rugi sistem sebesar 48,79 MW, sehingga beban yang dipasok pada skenario ini sebesar 1192,39 MW.

**3.2.2. Skenario Manual Load Shedding berdasarkan dV/dQ**

Pelepasan beban menggunakan metode dV/dQ dilakukan dengan 2 skenario. Pertama melepas beban pada seluruh GI yang terhubung dengan sistem secara rangkaian berdasarkan sensitivitas tegangan masing-masing bus sejumlah 152,53 MW. Nilai dV/dQ didapatkan dari DigSILENT. Pelepasan dilakukan pada detik ke 42,8 atau saat frekuensi 49,5 Hz.

**Tabel 7. Data skema MLS berdasarkan GI dengan dV/dQ terbesar**

Trafo Distribusi 150kV/20kV	Pelepasan Beban (MW)	Event
UNGERAN_TD1	11,43	CB Terbuka
UNGERAN_TD2	46,27	CB Terbuka
BATANG_TD1	22,73	CB Terbuka
BATANG_TD2	45,35	CB Terbuka
BATANG_TD3	26,75	Load -171,52 %
<b>Total</b>	<b>152,53</b>	



**Gambar 8. Respon frekuensi skema MLS berdasarkan GI dengan dV/dQ terbesar**

Setelah dilakukan skema MLS berdasarkan GI dengan dV/dQ terbesar, terlihat pada detik ke 480 frekuensi berada pada nilai 48,449 Hz, terjadi kenaikan frekuensi dimana jika tidak dilakukan MLS sistem akan jatuh pada

frekuensi 48,07 Hz. Hal ini menunjukkan MLS yang dilakukan belum mampu mengembalikan sistem ke kondisi frekuensi normal. Pada *Total System Summary* skenario MLS yang dibuat PLN menunjukkan nilai pembangkitan sebesar 1239,79 MW dan total rugi-rugi sistem sebesar 47,9 MW, sehingga beban yang dipasok pada skenario ini sebesar 1191,89 MW.

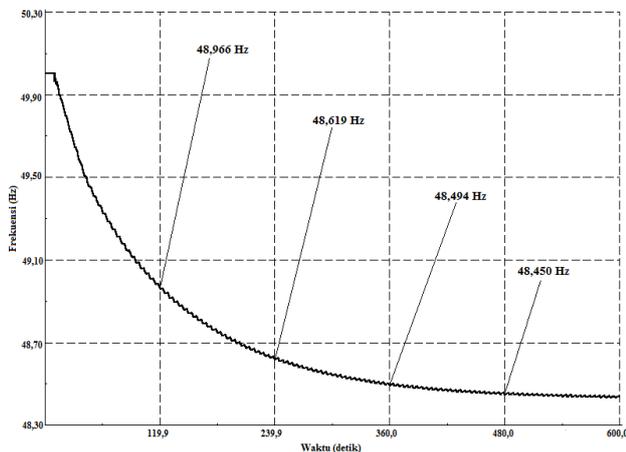
**Tabel 8. Skema MLS berdasarkan dV/dQ**

Trafo Distribusi 150kV/20kV	Pelepasan Beban (MW)	Load Event (%)
BANTUL_TD1	4,40	-10,55
BATANG_TD2	6,20	-43,46
BAWEN_TD1	4,37	-20,86
BLPLG	4,77	-13,82
BMAYU_TD 2	3,36	-36,42
BSBARU_TD2	4,97	-27,35
DIENG_TD 1	2,39	-19,06
GODEAN_TD1	2,78	-18,06
GOMBONG_TD 2	4,81	-21,42
KALIBAKAL_TD 1	5,50	-70,39
KALIBAKAL_TD 3	1,90	-6,09
KALISARI_TD 1	5,36	-13,63
KEBUMEN_TD 3	3,78	-22,56
KENTUNGAN_TD1	4,60	-10,20
KLNGU_TD 1	5,41	-12,46
KRAPYAK_TD 1	4,98	-20,82
KSGN5_TD	2,10	-12,28
LMNIS_TD 2	1,70	-8,36
MEDARI_TD1	4,87	-31,78
MRICA_TD 2	2,13	-10,27
PKLON_TD 3	6,17	-15,96
PMLNG_TD 1	5,68	-15,44
PURBALINGGA_TD 1	2,20	-14,41
PURWOREJO_TD 2	3,24	-15,48
RAWALO_TD 2	1,36	-9,50
RDRUT_TD 1	5,08	-16,61
SECANG_TD 2	3,89	-20,74
SMANU_TD2	6,18	-35,89
SRONDOL_TD 2	5,53	-24,31
STARA_TD1	1,38	-3,68
TEMANGGUNG_TD 1	3,94	-17,52
UNGERAN_TD2	7,31	-15,83
WALIN_TD	3,08	-43,47
WATES_TD 2	4,49	-84,57
WELERI_TD2	5,88	-36,91
WIROBRAJAN_TD1	4,49	-14,93
WONOSOBO_TD 2	2,29	-14,08
<b>Total</b>	<b>152,53</b>	

Setelah dilakukan skema MLS berdasarkan dV/dQ, terlihat pada detik ke 480 frekuensi berada pada nilai 48,45 Hz, terjadi kenaikan frekuensi dimana jika tidak dilakukan MLS sistem akan jatuh pada frekuensi 48,07 Hz. Hal ini menunjukkan MLS yang dilakukan belum mampu mengembalikan sistem ke kondisi frekuensi normal.

Pada *Total System Summary* skenario MLS yang dibuat PLN menunjukkan nilai pembangkitan sebesar 1239,67 MW dan total rugi-rugi sistem sebesar 47,9 MW, sehingga beban yang dipasok pada skenario ini sebesar 1190,29 MW.

Hasil analisa diatas menunjukkan bahwa frekuensi dipengaruhi oleh daya aktif beban yang dipasok oleh pembangkit. Semakin besar daya aktif beban yang dipasok oleh pembangkit maka frekuensi akan semakin rendah begitu juga sebaliknya [6]. Besarnya daya aktif pada beban dipengaruhi oleh perubahan tegangan yang terjadi pada sistem.



Gambar 9. Respon frekuensi skema MLS berdasarkan dV/dQ

Tabel 10. Perbandingan frekuensi terhadap beban yang dipasok setiap skema

Skema MLS	Frekuensi (Hz)	Beban yang dipasok (MW)
PLN	48,442	1192,39
GI dV/dQ tertinggi	48,449	1191,89
dV/dQ	48,45	1190,29

Dari data diatas terlihat jika skema MLS dengan sensitivitas tegangan sedikit lebih baik dari skema MLS yang dibuat PLN atau skema MLS berdasarkan GI dengan dV/dQ terbesar. Pada dasarnya melakukan pelepasan beban pada bus dengan dV/dQ yang besar sama halnya dengan melakukan penurunan tegangan pada sistem. Penurunan tegangan pada sistem berdampak pada turunnya daya aktif pada beban sehingga frekuensi akan lebih tinggi.

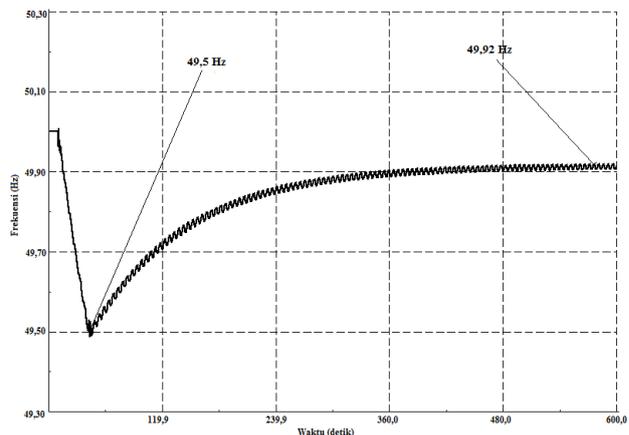
### 3.2.3. Ringkasan Simulasi 2

Baik skema MLS yang dibuat oleh PLN maupun skema MLS berdasarkan dV/dQ tidak mampu mengembalikan frekuensi sistem pada kondisi normal pada nilai  $50 \pm 0,2$  Hz. Hal ini dikarenakan jumlah pelepasan yang dilakukan pada kedua skema hanya sebesar 152,5 MW sedangkan total target kenaikan daya beban menjadi 80% dari kapasitas masing-masing trafo sebesar 777,83 MW.

Pembangkit pada Sub Sistem Ungaran memiliki jumlah cadangan putar sebesar 406,37 MW, namun tidak semua cadangan putar tersebut secara langsung dapat dipakai

untuk mengatasi kenaikan beban secara tiba-tiba karena pada penelitian ini tidak dilakukan pengaturan sekunder. Pada kenyataannya pengaturan sekunder dapat dilakukan oleh *dispatcher* dengan membuka katup masuknya fluida ke turbin baik secara manual ataupun otomatis pada masing-masing pembangkit untuk meningkatkan keluaran daya aktif. Dari pembahasan diatas, untuk membuat sistem kembali normal dilakukan kembali skema MLS berdasarkan dV/dQ dengan jumlah pelepasan yang lebih besar.

Jumlah pelepasan beban merupakan selisih antara total kenaikan beban sebesar 777,83 MW dengan jumlah kenaikan daya aktif pembangkit yang hanya sebesar 37,36 MW pada saat frekuensi mencapai batas bawah nilai normal yaitu 49.8 Hz. Gambar 10 menunjukkan respon frekuensi skema MLS berdasarkan dV/dQ dengan pelepasan sebesar 740,47 MW terhadap kenaikan beban maksimal dalam sistem.



Gambar 10. Respon frekuensi skema MLS berdasarkan dV/dQ dengan pelepasan beban sebesar 740,47 MW

Hasil skema MLS berdasarkan dV/dQ dengan pelepasan beban sebesar 740,47 MW menunjukkan frekuensi dapat kembali ke nilai normal sebesar 49,92 Hz. Pelepasan dilakukan pada saat frekuensi mencapai 49,5 Hz atau pada detik ke 42,8

## 4. Kesimpulan

Kondisi tegangan 140 kV di GI Ungaran dan 120 kV di GI wilayah Yogyakarta tidak dapat dicapai sehingga pelepasan beban 55 MW di GI semanu tidak dapat dilakukan. Pemasangan governor berpengaruh terhadap kestabilan frekuensi. Pembangkit yang dipasang governor mampu menghasilkan keluaran daya aktif melebihi daya yang terpasang sesuai dengan batas daya maksimalnya, sehingga ketika terjadi perubahan daya pada beban pembangkit yang memiliki governor dapat menaikkan dayanya sesuai dengan respon pengaturan masing-masing

governor. Dalam melakukan studi stabilitas frekuensi, sebaiknya governor dan AVR terpasang pada setiap unit pembangkit untuk mendapatkan tampilan grafik frekuensi yang mendekati kondisi di lapangan. Setelah terjadi kenaikan beban maksimal dengan jumlah pelepasan daya aktif yang sama sebesar 152.5 MW, MLS yang dibuat PLN dapat menaikkan frekuensi sub sistem Ungaran menjadi 48,442 Hz dan MLS berdasarkan sensitivitas tegangan dapat menaikkan frekuensi sub sistem Ungaran menjadi 48,45 Hz. Skema pelepasan beban berdasarkan sensitivitas tegangan lebih baik dari skema MLS dibuat oleh PLN meskipun memiliki perbedaan yang tidak terlalu signifikan. Nilai kenaikan frekuensi pada kedua skema belum mencapai kondisi .

Penelitian ini dapat dikembangkan dengan melakukan perhitungan pengaturan parameter pada governor dan AVR dan melakukan metode skema pelepasan beban lainnya.

## Referensi

- [1]. "Konfigurasi Jaringan Sub Sistem Jawa Tengah & DIY", PT.PLN (Persero), 2014.
- [2]. "Data DIGSILENT Power Factory 14.1 Sistem Kelistrikan Jawa Bali," PT.PLN (Persero), Ungaran, Desember 2015.
- [3]. "Prosedur Manual Load Shedding terkait Under Voltage Sub Sistem Jawa Tengah & DIY",PT PLN (Persero), Ungaran, 2014.
- [4]. P. Joshi, "Load Shedding Algorithm Using Voltage and Frequency Data," Clemson University, South California, 2007.
- [5]. Dimitrios Peppas, "Development and Analysis of Nordic32 Power System Model in PowerFactory" Royal Institute of Technology, Stockholm, 2008.
- [6]. "Data Pelepasan Skema Beban A & B Wilayah Distribusi Jawa Tengah & DIY",PT PLN (Persero), Maret, 2013.
- [7]. P.M, Anderson, "Protection Againsts Abnormal System Frequency in Power System Protection", IEEE Press, 1999.
- [8]. Prabha, Kundur. *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, Inc. United States of America, 1994.
- [9]. Djiteng, Marsudi, *Operasi Tenaga Listrik*. Graha Ilmu, Yogyakarta, 2006.
- [10]. Hadi, Saadat. *Power System Analysis*. Kevin Kane, New York, 1999.
- [11]. Hassan Bevrani, *Robust Power System Frequency Control*. Springer, New York, 2009.
- [12]. Abidin, Zainal. "Dampak Pemasangan Peralatan FACTS terhadap Stabilitas Tegangan pada Sistem Tenaga Listrik", *Transmisi*, Vol.16, No.3, 2014.
- [13]. Parohon T. T., Rio. "Simulasi Pelepasan Beban (Load Shedding) pada Sistem Jaringan Distribusi Tragi Sibolga, Sumut)", *Transient*, Vol.2, No.3, September 2013.
- [14]. Rubianto, Triwahyu. "Studi Load Shedding pada Sistem Kelistrikan Pengeboran Minyak Lepas Pantai, Kasus di Perusahaan X", *REKA ELKOMIKA*, Vol.1, No.2, 2013.