

PENANGGULANGAN JATUH FREKWENSI DENGAN PENERAPAN PELEPASAN BEBAN PADA SISTEM TENAGA LISTRIK JAWA BALI

Agus Sofwan dan Indra Aditya

Program Studi Teknik Elektro FTI-ISTN

Jl. Moh. Kafil II Jagakarsa, Jakarta Selatan

email: asofwan@istn.ac.id dan indraaditya25@yahoo.com

Abstrak

Penerapan metode pelepasan beban dalam mengatasi permasalahan frekwensi yang rendah akibat pembebanan pada jaringan tenaga listrik akan dipaparkan pada makalah ini. Strategi yang dipilih berupa pelepasan beban pada sistem tenaga listrik Jawa Bali yang andal merupakan hal penting dan perlu selalu diperbaharui dan disesuaikan dengan kondisi sistem beban. Kondisi Sistem Jawa Bali (SJB) yang berkembang baik beban maupun pembangkitannya, mengindikasikan bahwa perlunya pengkajian terhadap program pelepasan beban tersebut yang masih digunakan hingga saat ini. Program pelepasan beban SJB tahun ini (2014) dihitung dengan data beban puncak SJB tahun sebelumnya (2013) sebesar 22.567 MW dengan Indeks Kekuatan Sistem sebesar 718,49 MW/Hz, sedangkan realisasi Beban Puncak SJB tahun 2015 adalah sebesar 24.258 MW. Berdasarkan kondisi tersebut maka dilakukan studi mengenai pelepasan beban oleh rele frekuensi dengan hasil bahwa skema pelepasan beban 2015 total sebanyak 7 tahapan adalah sebesar 6.179 MW.

Kata kunci : Pelepasan beban, frekuensi, pembangkit listrik, kestabilan sistem, UFR

Abstract

Load shedding method Application is used to solve under frequency problem in electrical power system will be described on this paper. Choised strategy is load shedding on electrical Power Jawa Bali system, which is very important. This method must be arranged always and must synchronised on existing load condition. System of Jawa Bali (SJB) condition is immer developed on load system and electrical generator, has indicated that study of used load shedding program on Jawa Bali System is necessary. Load shedding Program on 2014 is calculated and based on maximum Load data on 2013. Maximum Load on 2013 is 22.567 MW with Power System Index 718,49 MW/Hz. Beside that, a realized maximum Load on the year 2015 is 24.258 MW. Based on this condition will be dued a study of load shedding by frequency Rele and the result that, The Total of Load Shedding schema on 2015 is 7 steps are 6.179 MW.

Key Words: Load Shedding, frequency, Power supply, stabil system, UFR

I. PENDAHULUAN

Frekuensi merupakan indikator dari keseimbangan antara daya yang dibangkitkan dengan total beban sistem. Frekuensi sistem akan turun dari frekuensi nominal 50 Hz apabila terjadi kekurangan pembangkitan atau kelebihan beban. Penurunan frekuensi yang besar dapat mengakibatkan kegagalan unit pembangkit secara beruntun dan menyebabkan kegagalan sistem secara total. Pelepasan sebagian beban secara otomatis dengan menggunakan rele frekuensi (UFR) sebagai solusi dan dapat mencegah penurunan frekuensi dan mengembalikannya ke

kondisi yang normal. Untuk menghindari hal itu perlu dilakukan suatu mitigasi. Strategi operasi dalam sistem kelistrikan pada kondisi an pasokan daya kurang dikenal sebagai skema pengamanan sistem dengan *Under Frequency Load Shedding (UFLS)*. Strategi pelepasan beban merupakan hal penting untuk diperbaharui agar sesuai dengan kondisi sistem. Program pelepasan beban 2014 dihitung dengan data BP 2013 sebesar 22.567 MW dan Indeks Kekuatan Sistem sebesar 718,49 MW/Hz, sedangkan realisasi BP 2015 adalah sebesar 24.258 MW yang terjadi pada 5 Nov 2015. Untuk itu perlu dilakukan kajian ulang pelepasan beban berdasarkan kondisi terakhir.

2.1. Sistem Tenaga Listrik [5]

Suatu sistem tenaga menggunakan daerah cakupan yang dialiri listrik, misalnya Sistem Jawa Bali berarti sistem tenaga listrik yang mencakup Pulau Jawa, Madura dan Bali. Secara umum sistem tenaga listrik dapat dikatakan terdiri dari tiga bagian utama, yaitu Pembangkitan tenaga listrik, Penyaluran tenaga listrik dan Distribusi tenaga listrik.

Pengaturan operasi sistem dalam cakupan interkoneksi di sisi pembangkitan dan penyaluran dalam ruang lingkup se Jawa Bali secara rasional dan ekonomis dengan memperhatikan mutu dan keandalan, sehingga penggunaan tenaga listrik se Jawa Bali dapat mencapai daya guna dan hasil guna yang semaksimal mungkin, sesuai dengan SK No. 032/DIR/1981 dan SK Nomor 028/DIR/1987 terdapat 3 tujuan operasi sistem, yaitu [9] :

1. Ekonomi: Optimasi pengoperasian listrik tanpa melanggar batasan keamanan dan mutu
2. Keamanan: Kemampuan sistem menghadapi kejadian yang tidak direncanakan, tanpa mengakibatkan pemadaman
3. Mutu: Kemampuan sistem untuk menjaga agar semua batasan operasi terpenuhi

Pembangkit listrik memasok tenaga listrik ke sistem, yang terdiri dari generator dan penggerak mula. Penggerak mula berupa mesin yang memutar poros generator. Tenaga listrik diperoleh dari generator arus bolak-balik. Generator menghasilkan tenaga listrik dengan frekuensi tertentu. Sistem tenaga listrik ini menggunakan frekuensi 50 Hertz. Kapasitas Pembangkit listrik sering dikelompokkan berdasarkan jenis tenaga yang dirubah menjadi tenaga listrik, yaitu Tenaga panas, Tenaga air dan Tenaga nuklir. Beberapa pusat listrik menurut jenis penggerak mula yang digunakan, seperti PLTD, PLTG, PLTGU, PLTA, PLTP. Secara logis bahwa tempat yang paling baik untuk menempatkan pusat listrik adalah dekat dengan pemakai tenaga listrik. Namun hal ini tidak selalu dapat dipenuhi karena beberapa alasan yang dijumpai pada keadaan yang sesungguhnya. Berdasarkan peran untuk memasok, unit pembangkit dikategorikan sebagai salah satu pembangkit pemikul beban-dasar, pembangkit pemikul beban menengah atau pembangkit pemikul beban puncak.

2.2. Penyaluran Tenaga Listrik

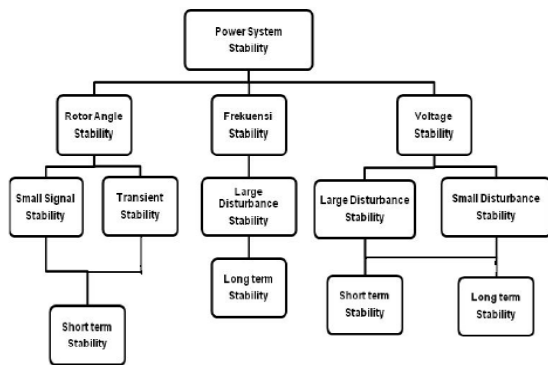
Listrik yang dihasilkan pusat listrik dapat dikirimkan sejauh puluhan hingga ratusan kilometer. Jika arus mengalir di dalam penghantar maka ada daya yang hilang, artinya

daya yang diterima di ujung penerima lebih kecil dari yang dikirim. Listrik yang hilang ketika disalurkan disebut rugi-rugi. Penggunaan tegangan yang tinggi pada penyaluran tenaga listrik yang berjarak jauh dapat mengurangi rugi-rugi. Gardu Induk transmisi merupakan fasilitas dimana saluran transmisi berakhir atau terhubung dengan saluran transmisi lain. Gardu induk transmisi memiliki peralatan untuk memisahkan sistem tenaga dan untuk melepaskan peralatan yang terganggu dari sistem tenaga. Tegangan perlu diturunkan sebelum sampai di konsumen. Oleh sebab itu hampir semua gardu induk transmisi memiliki transformator tenaga untuk menurunkan tegangan transmisi ke tegangan yang lebih rendah. GI yang tidak memiliki transformator tenaga disebut gardu induk switching, hanya memiliki peralatan yang diperlukan untuk memisahkan saluran guna pemeliharaan peralatan atau mengisolir daerah yang terganggu. Sistem distribusi ini berguna untuk menyalurkan tenaga listrik dari sumber daya listrik besar sampai ke konsumen. GD memasok jaringan distribusi untuk memasok daya ke beban. GD memiliki transformator tenaga yang menurunkan tegangan transmisi ke tegangan distribusi. Gardu distribusi memasok rangkaian distribusi primer yang disebut penyulang distribusi. Tegangan yang digunakan konsumen rumah tangga 220 V.

2.3. Beban Sistem

Beban sistem tenaga di dalam suatu daerah tergantung pada kegiatan komersial, industri dan pemukiman. Pengetahuan mengenai sifat beban dari kelompok pelanggan yang beragam tersebut akan sangat membantu dalam proses prakiraan beban sistem. Beban sistem terdiri dari beberapa kelompok pelanggan. Tiap kelompok pelanggan memiliki sifat yang khas dan terbagi ke dalam 5 kelompok, yaitu pemukiman, komersial, industri, pertanian, traksi listrik.

Kestabilan sistem merupakan bagian yang perlu untuk dijaga dalam operasi sistem tenaga. Stabilitas sistem tenaga didefinisikan sebagai kemampuan sistem tenaga yang memungkinkan sistem tersebut untuk tetap berada pada kondisi dalam batas operasi yang diinginkan pada keadaan normal atau abnormal di sistem tenaga. Sistem tenaga merupakan sistem yang sangat kompleks dan terdiri dari banyak peralatan listrik yang memiliki karakteristik serta tanggapan masing – masing terhadap perubahan kondisi. Oleh karena itu, perlu pengklasifikasian kestabilan sistem tenaga berdasarkan faktor kontribusi yang menyebabkan ketidakstabilan. Klasifikasi tersebut diperlihatkan pada gambar 2.1 seperti berikut:



Gambar 2.1 Klasifikasi Stabilitas Sistem Tenaga Listrik [3].

2.4. Klasifikasi Stabilitas Sistem Tenaga

Berdasarkan sifat gangguan masalah stabilitas sistem tenaga listrik dibedakan atas:

1. Stabilitas steady state: kemampuan dari suatu sistem tenaga listrik mempertahankan sinkronisasi antara mesin-mesin sistem setelah mengalami gangguan kecil (fluktuasi beban).
2. Stabilitas transient adalah kemampuan suatu sistem tenaga listrik mempertahankan sinkronisasi setelah mengalami gangguan besar yang bersifat mendadak sekitar satu ayunan (*swing*) pertama dengan asumsi bahwa pengatur tegangan otomatis belum bekerja.
3. Stabilitas dinamis: bila setelah ayunan pertama (periode stabilitas transient) sistem mampu mempertahankan sinkronisasi sampai sistem dalam keadaan seimbang yang baru (stabilitas transient bila AVR dan governor bekerja cepat dan diperhitungkan dalam analisis).

2.5. Dinamika Rotor- Pengaturan Frekuensi

Persamaan yang mengatur gerakan rotor suatu mesin serempak didasarkan pada prinsip dasar dinamika, bahwa momen putar percepatan (*accelerating torque*) adalah hasil kali dari momen-momen kelembaman (*moment of inertia*) rotor dan percepatan sudutnya. Dalam sistem unit-unit MKS dan untuk generator serempak, persamaan ini ditulis dalam bentuk:

$$J = \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e \text{ N-m} \dots \quad (2.1)$$

J = Momen kelembaman total (kg-m²), θ_m = Pergeseran sudut rotor, t = Waktu (detik), T_a = Momen putar percepatan (Nm), T_m = Momen putar mekanis, T_e = Momen putar listrik (Nm).

Frekuensi adalah besaran listrik yang merupakan gelombang sinusoidal dari tegangan atau arus listrik dalam satu detik dan diukur dalam Hertz dan berfungsi sebagai kualitas tenaga listrik. Pada kondisi normal, frekuensi menunjukkan keseimbangan sesaat antara pembangkitan dan

beban. Frekuensi nominal dalam operasional adalah 50 Hz atau berkisar dari 49,5 ~ 50,5 Hz, dan selama waktu keadaan darurat/gangguan frekuensi terendah 47,5 Hz atau naik hingga 52,0 Hz sebelum unit pembangkit diizinkan keluar dari operasi (Aturan Jaringan SJB 2007: CC 2.1). Hubungan antara kopel mekanis penggerak generator dengan perputaran generator mengikuti hukum Newton:

$$(T_g - T_b) = H \times \frac{d\omega}{dt} \dots \dots \dots (2.3)$$

T_g = Kopel penggerak gen, T_b = Kopel beban, H = Momen Inersia, $d\omega$ = Kec. sudut generator, sedangkan frekuensi yang dihasilkan generator adalah:

$$f = \frac{\omega}{2\pi} \dots \dots \dots (2.4)$$

Dari persamaan di atas menunjukkan bahwa pengaturan frekuensi dalam suatu sistem sama dengan pengaturan kopel penggerak generator atau pengaturan daya aktif dari generator. Nilai konstanta inersia dari suatu unit pembangkit telah ditentukan pabrikan atau ditentukan dengan persamaan berikut:

$$H = \frac{\text{Energi Kinetik mesin (MWs)}}{\text{Rating mesin (MVA)}} \dots (2.5)$$

Penurunan frekuensi rata-rata:

$$df_{ave}(t)/dt = (\Delta PG) / \{2\pi \cdot (H_1 + H_2)\} \dots \dots \dots (2.6)$$

Semakin besar konstanta inersia sistem, laju penurunan frekuensi semakin lambat. Besaran inersia sistem (H) merupakan ukuran kekakuan sistem (*Stiffness*).

3. Besarnya Target Load Shedding

Besarnya beban yang dilepas :

- a. Cadangan sistem memadai :

$$\Sigma PLS = \Delta PG - K \cdot \Delta f_{ss} \dots \dots \dots (2.7)$$

- b. Cadangan sistem kurang memadai : $< DPG$

$$\Sigma PLS_2 > (\Delta PG - SR) + (\Delta PG - K \cdot \Delta f_{SS}) \dots (2.8)$$

Dimana:

- ΣPLS = Beban dipadamkan (MW)
- ΔPG = Unit Pembangkit trip (MW)
- K = Indeks Kekuatan Sistem (MW/Hz)
- Δf_{ss} = Selisih frekuensi akhir setelah shedding terhadap frekuensi normal (Hz)
- SR = *Spinning Reserve* (MW)

Kumparan medan pada rotor dihubungkan dengan sumber eksitasi yang akan disuplai arus searah sehingga menimbulkan fluks yang besarnya tetap terhadap waktu. Kemudian penggerak mula yang sudah terkopel dengan rotor segera dioperasikan sehingga rotor akan berputar pada kecepatan nominalnya sesuai dengan persamaan:

$$n = \frac{120 f}{p} \dots\dots\dots(2.9)$$

Perputaran rotor tersebut akan memutar medan magnet yang dihasilkan kumparan medan. Medan putar yang dihasilkan pada rotor akan menginduksikan tegangan tiga fasa pada kumparan jangkar sehingga akan menimbulkan medan putar pada stator. Perputaran ini menghasilkan fluks magnetik yang berubah-ubah besarnya terhadap waktu. Adanya perubahan fluks magnetik yang melingkupi kumparan akan menimbulkan ggl induksi pada ujung-ujung kumparan tersebut. GGL induksi (E_a) pada alternator akan terinduksi pada kumparan jangkar alternator bila rotor diputar di sekitar stator. Besarnya kuat medan pada rotor dapat diatur dengan cara mengatur arus medan (I_f) yang diberikan pada rotor. Besarnya GGL induksi (E_a) rata-rata yang dihasilkan kumparan jangkar alternator dapat dilihat dalam persamaan berikut:

$$E = 4,44 \times f \cdot \Phi \cdot T \dots\dots\dots(2.10)$$

Jika $f = \frac{nP}{120}$ maka: $E = 4,44 \times \frac{nP}{120} \cdot \Phi \cdot T$

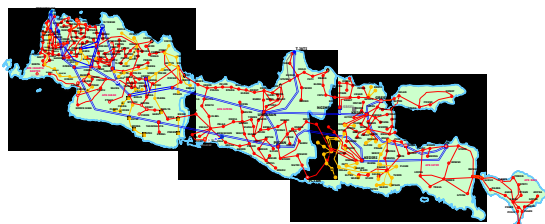
$$E = \frac{4,44nP\Phi T}{120}$$

Bila $C = \frac{4,44PT}{120}$, maka : $E = CnP \dots\dots\dots(2.11)$

E =ggl induksi(Volt), P =Jumlah kutub n = Putaran (rpm), Φ =Fluks magnetik (weber), T = banyaknya lilitan/fase =1/2, Z = banyak sisi kumparan.

3.1. Kondisi Sistem Jawa Bali

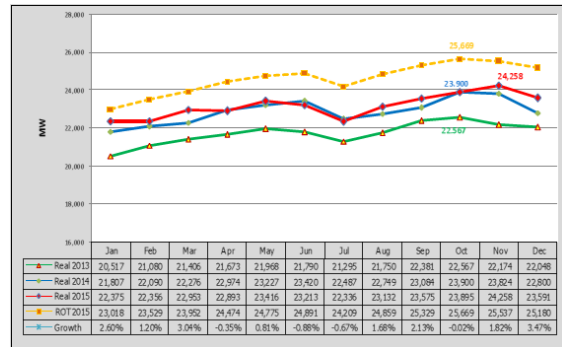
Sistem ini merupakan sistem interkoneksi kelistrikan terbesar di Indonesia yang terhubung satu sama lain melalui transmisi tenaga listrik 500 kV, 150 kV dan 70 kV (lihat Gambar 3.1).



Gambar 3.1. Sistem Tenaga Listrik JB [10]

3.1.1. Beban Puncak Sistem

Beban Puncak (BP) Sistem Jawa Bali 2015 mencapai 24.258 MW dengan pertumbuhan 1,50% (terhadap beban puncak 2014) dan faktor beban 79,28%, terjadi pada Kamis, 05 November 2015 pukul 18:00. Realisasi BP mencapai 94,5% dari renop 2015 (lihat Gambar 3.2). Untuk BP siang terjadi pada 18 Nov 2015, 13:30 mencapai 23.449 MW dengan pertumbuhan 2,33%.



Gambar 3.2 Beban Puncak Bulanan SJB

Pada saat beban puncak sistem 24.258 MW, kontribusi terbesar adalah APB Jakarta & Banten yang melayani seluruh konsumen Distribusi Jaya & Tangerang dan sebagian konsumen Distribusi Jawa Barat mencapai 39,5% atau 9.594 MW. Urutan kedua adalah beban APB Jawa Barat 20,7% dan APB Jawa Timur 20,8% diikuti oleh APB Jawa Tengah dan DIY sebesar 15,8% dan APB Bali sebesar 3,2% . Hal ini dapat dilihat pada Tabel 3.1.

Untuk pertumbuhan beban puncak dari APB (Beban Puncak Diversity) dapat dilihat pada Tabel 3.1. Pertumbuhan tertinggi dicapai APB Jatim 5,31%, selanjutnya APB Jkt & Banten 3,87%, APB Jateng & DIY 3,19% dan APB Jabar mencapai 0,73%.

Tabel 3.1. BP Diversity dan Coincident

Area	Beban Diversity				Beban Coincident	
	2014		2015		2015	
	MW	Tumbuh	MW	Tumbuh	MW	Kontribusi (%)
APB Jakban	9.615	3,19%	9.987	0,00%	9.594	39,50%
APB Jabar	5.037	7,55%	5.074	0,00%	5.029	20,70%
APB Jateng	3.764	7,45%	3.884	0,00%	3.822	15,80%
APB Jatim	4.995	6,04%	5.260	0,00%	5.045	20,80%
APB Bali	781	8,20%	808	0,00%	767	3,20%
Sistem	23.900	5,91%	24.258	0,00%	24.258	100%

3.1.2. Komposisi Pembangkitan

Daya Mampu Netto (DMN) pembangkit berdasarkan energi primer untuk setiap jenis pembangkit di Sistem Jawa Bali dapat dilihat pada tabel 3.2 berikut:

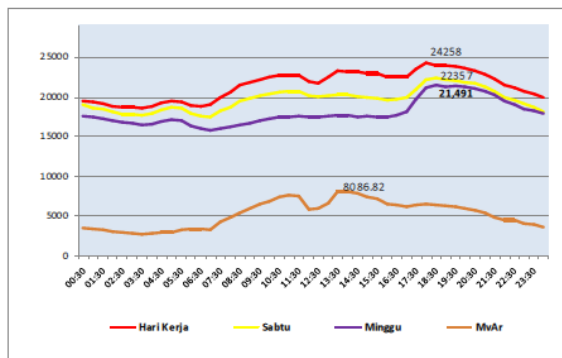
Tabel 3.2. DMN berdasarkan energi primer

Jenis Pembangkit	DMN (MW)	%
Hidro	2,477.49	8%
Gas	8,471.03	27%
Batubara	17,339.40	55%
HSD	1,585.04	5%
MFO	696.00	2%
Panas Bumi	1,124.65	4%
Total	31,693.61	100%

Dari tabel 3.2, DMN pembangkit adalah daya mampu maksimum netto pembangkit yang memasok sistem (setelah dikurangi pemakaian sendiri), sesuai dengan kontrak jual beli. DMN SJB yang beroperasi hingga 2015 adalah 31.694 MW. SJB masih didominasi jenis pembangkit dengan energi primer batubara dimana mayoritas merupakan unit pembangkit PLTU.

3.1.3. Karakteristik Beban

Karakteristik beban harian sistem Jawa Bali 2015 baik karakteristik beban hari kerja maupun hari libur/Minggu, lihat Gambar 3.3 di bawah ini. Beban harian dapat dikelompokkan berikut:



Gambar 3.3 Karakteristik Beban SJB.[10]

3.1.4. Gangguan Sistem

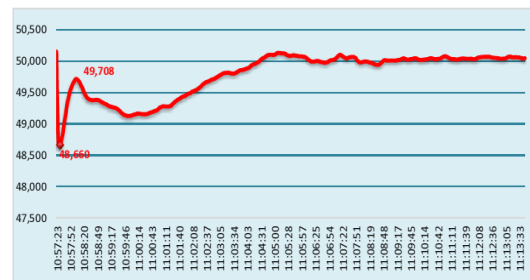
Realitas yang sulit dihindari bahwa potensi gangguan operasi sistem selalu ada dengan tingkat resiko dan waktunya tidak pasti. Adanya gangguan operasi sistem dari berbagai jenis ini dapat memicu ketidakstabilan frekuensi, tegangan, dan atau perbedan sudut rotor. Jika gangguannya relatif kecil dan waktunya singkat pada umumnya operasi sistem masih aman dan stabil, tetapi ketika gangguannya cukup besar dengan atau tanpa durasi yang panjang maka akan berpotensi mengancam keruntuhan sistem secara parsial maupun blackout. Untuk menghindari kondisi yang tidak diharapkan maka perlu adanya penerapan strategi pertahanan pada sistem secara tepat. Selama periode 2015, SJB telah mengalami beberapa gangguan yang menyebabkan penurunan frekuensi (tabel 3.2).

Berdasarkan data (tabel 3.3), gangguan terbesar terjadi 13 Jan 2015 gangguan SUTET Ungaran - Mandirancan sirkit-1 reclose lockout dan SUTET Ungaran-Mandirancan sirkit-2 trip di GITET Mandirancan bersamaan dengan tripnya IBT-3 GITET Ungaran. Akibat trip penghantar 500kV Ungaran-Mandirancan 1 & 2, terjadi fenomena unstable power swing yang menyebabkan penghantar 500kV Pedan-Tasikmalaya 1 & 2 trip, sehingga SJB terpisah menjadi Sistem Barat dan Timur. Akibatnya frekuensi wilayah Barat turun hingga mencapai 48,66 Hz. Unjuk kerja beban UFR (tabel 3.4 & tabel 3.5).

Tabel 3.3 Gangguan Penurunan Frekuensi 2015

No	Tanggal	Penyebab Gangguan
1	13-Jan-15	SUTET UNGAR-MDRCN 1,2
2	5-Mar-15	PLTU JP #7 Trip
3	6-Mar-15	PLTU JP #9 Trip
4	19-Mar-15	PLTA Saguling #4 Trip
5	1-Apr-15	PLTGU MTWAR Blok #1 Trip
6	16-Apr-15	PLTU Paiton #9 Trip
7	24-Apr-15	PLTU PEC #8 Trip
8	24-May-15	PLTU PEC #7 Trip
9	14-Jun-15	PLTGU Priok GT #3.2 & HRSG Trip
10	22-Jun-15	PLTU JP #7 Trip
11	6-Jul-15	PLTU JP #7 Trip
12	3-Aug-15	PLTU JP #7 Trip
13	13-Aug-15	PLTU JP #7 Trip
14	28-Aug-15	PLTU TJATI #2 Trip
15	5-Oct-15	PLTUPaiton #9 Trip
16	8-Oct-15	PLTU Pratu #3 Trip
17	28-Oct-15	PLTU PEC #7 & #8 Trip
18	4-Nov-15	PLTU JP #5 Trip

Sedangkan wilayah Timur naik hingga 51,6 Hz seperti terlihat pada gambar 3.4.



Gambar 3.4. Frekuensi Saat Gangguan 13 Jan 15.

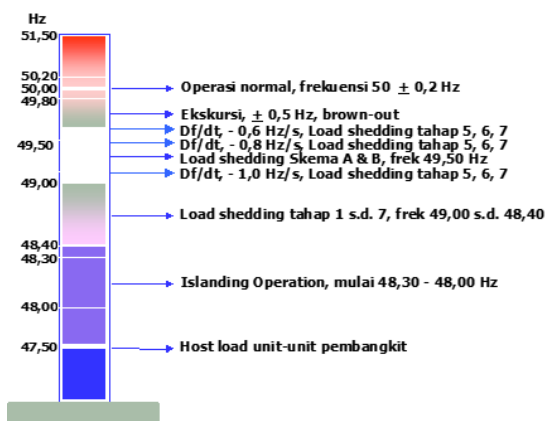
Tabel 3.4 Unjuk Kerja UFR tahun 2014

No.	Tanggal	Frek. [Hz]	APD DRI JB				TOTAL	APD JAWA BARAT				APD JAWA TENGAH				APD BALI		TOTAL
			Distribusi Jawa Barat & Banten	Distribusi Jawa Barat & Banten	Distribusi Jawa Tengah	Distribusi Jawa Tengah		Distribusi Bali	Distribusi Bali	Distribusi Bali	Distribusi Bali							
1	12-May-14	49.004	68.00	78.38	65.71	71.43	66.89	75.00	95.53	79.07	61.66	63.16	74.27	97.44	0	0	74.84	76.67
2	16-Jun-14	49.008	30.20	33.92	39.66	42.86	29.65	30.56	80.32	76.74	0.00	0.00	33.05	41.03	0	0	33.26	37.00
3	14-Oct-14	49.008	12.71	18.92	12.83	11.43	12.77	15.28	94.06	76.74	33.93	36.84	47.13	66.67	0	0	46.97	48.88
Rata-rata			33.64	38.74	39.40	41.90	36.44	40.28	93.31	77.52	31.86	33.33	48.15	68	0.00	0.00	51.69	54.88

Dari tabel 3.4, untuk 2014 unjuk kerja keberhasilan penyulang sebesar 54,88% dengan keberhasilan beban sebesar 51,69%. Sedangkan pada 2015 unjuk kerja keberhasilan penyulang sebesar 52,3% dengan keberhasilan beban sebesar 58,4%. Sehingga rata-rata unjuk kerja keberhasilan penyulang UFR sebesar 53,59 %, dengan keberhasilan beban UFR 55,045%.

3.2. Skema Pelepasan & Frekuensi Rendah

Dalam pengusahaan operasi sistem, frekuensi merupakan unsur penting untuk dipertahankan dan diusahakan agar selalu normal ($50 \pm 5\%$). Ketika kondisi sistem kekurangan pasokan daya atau gangguan yang menyebabkan penurunan frekuensi yang membahayakan sistem, PLN P2B sebagaimana tercantum dalam Aturan Jaringan SJB 2007 berwenang untuk melakukan pelepasan beban baik secara manual maupun secara otomatis oleh Rele Frekuensi Rendah. Berdasarkan pertimbangan dan alasan-alasan tersebut, Sistem Jawa Bali telah menyiapkan strategi pengamanan frekuensi rendah dengan pelepasan beban yaitu Skema A & B, *Under Frequency Load Shedding* (UFLS), dan *Islanding Operation*. Gambaran mengenai strategi pelepasan beban oleh UFR (gambar 3.5).



Gbr 3.5. Strategi Pelepasan Beban UFR SJB [9]

Pada gambar 3.5, Skema A & B merupakan skenario pelepasan beban secara manual dalam rangka mengatasi kondisi sistem defisit pembangkitan. Pelepasan beban Skema A & B akan dilaksanakan ketika frekuensi sistem turun dalam rentang 49,8-49,5Hz selama +6 menit dan diperkirakan tidak ada sumber pasokan yang bisa diharapkan untuk mengembalikan frekuensi menjadi normal kembali. Besar dan lokasi beban yang dilepas merupakan hasil perhitungan dan studi/simulasi yang telah disepakati bersama antara pusat pengatur beban dengan distribusi, dimana lokasinya bisa di penyulang atau trafo.

Dalam kondisi gangguan sistem, misalnya karena terjadi kehilangan/trip unit pembangkit besar atau terputusnya saluran penghubung entitas pembangkit, akan menyebabkan penurunan frekuensi yang cepat dan cukup signifikan. Penurunan frekuensi seperti ini tidak bisa dipulihkan dengan cara-cara yang telah disebutkan di atas tetapi perlu diantisipasi dengan cara lain, yaitu dengan skema pelepasan beban secara otomatis menggunakan rele frekuensi. Pelepasan beban ini dilakukan untuk menjaga sistem tetap stabil dan mencegah terjadinya collapse. Pelepasan beban bisa dilakukan secara bertahap/langsung, tergantung pada kemampuan sistem mempertahankan kestabilannya. Jumlah tahap pelepasan beban dapat ditentukan melalui analisis data empiris secara komprehensif dan diverifikasi dengan simulasi model statis maupun dinamis untuk mendapatkan besaran yang dibutuhkan.

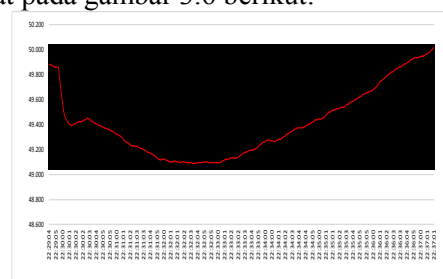
Tabel 3.6 Parameter Penyusunan Alokasi Pelepasan Beban 2015

No	Parameter	Satuan	JKB	JBR	JTD	JTM	BLU	SIB	Keterangan
1	DMN	MW	9,282	7,573	5,216	8,561	962	31,694	
2	Entitas Pembangkit Terbesar	MW	3,802	1,959	2,644	4,610	380	4,610	Opsi LS maksimum
3	Unit Pembangkit Terbesar	MW	590	660	661	815	130	815	Opsi tahapan LS
4	Beban Puncak	MW	9,987	5,074	3,884	5,260	808	24,258	Referensi LS
		%	41	21	16	22	3	100	
5	Energi Distribusi	GWh	65,278	35,791	24,354	32,823	4,840	163,086	proporsi LS
		%	40	22	15	20	3	100	
6	Kekuatan Sistem (Statistik)	MW/Hz						917	Opsi penentuan LS
7	Kekuatan Sistem (Simulasi)	MW/Hz						899	Opsi penentuan LS
8	Keberhasilan UFR	%	63	84	61	95	-	52	koefisien LS

Dari data pada tabel 3.6, diperoleh informasi mengenai referensi penyusunan skema pelepasan beban yaitu entitas pembangkit terbesar di Jawa Bali sebesar 4.610 MW (Paiton), Indeks Kekuatan Sistem secara statistic dan simulasi dan prosentase keberhasilan UFR tahun 2015.

4.1. Indeks Kekuatan Sistem Jawa Bali

Untuk menentukan nilai indeks kekuatan sistem Jawa Bali, digunakan data rekapitulasi gangguan pembangkit yang terjadi pada tahun 2015 dan menyebabkan frekuensi sistem turun. Gangguan tersebut adalah PLTU Tanjung Jati #2 7 trip 28 Agustus 2015 jam 22:29 WIB. Kondisi frekuensi sistem saat kejadian gangguan tersebut dapat dilihat pada gambar 3.6 berikut:



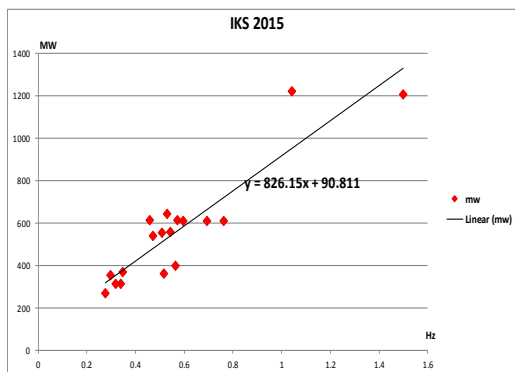
Gambar 3.6. Profil Frekuensi Sistem Saat Gangguan PLTU Tanjung Jati #2

Dari gambar 3.6 terlihat bahwa frekuensi sistem pada pukul 22:29 WIB terjadi penurunan curam yang semula frekuensi bernilai 49,864 Hz hanya dalam durasi 56 detik, frekuensi turun hingga mencapai 49,392 Hz. Bersamaan dengan PLTU Tanjung Jati #2 trip pada beban 539 MW. Dengan analisis perhitungan diperoleh nilai laju penurunan frekuensi tercantum dalam tabel 4.1.

Tabel 3.7. Rekapitulasi Penurunan Frekuensi Akibat Gangguan 2015.

No	Tanggal	Penyebab Gangguan	dP (MW)	Frek. Awal (Hz)	Frek. Akhir (Hz)	dt (s)	df (Hz)	NS(MW/Hz)	df/dt
1	5-Mar-15	PLTU PEC #7 Trip	610	50.034	49.374	14	0.660	924	0.047
2	6-Mar-15	PLTU Paiton #9 Trip	615	50.008	49.436	14	0.572	1075	0.041
3	19-Mar-15	PLTA Saguling #4 Trip	361	49.988	49.472	214	0.516	700	0.002
4	1-Apr-15	PLTGU MTWAR Blok #1 Trip	355	49.826	49.530	17	0.296	1201	0.017
5	16-Apr-15	PLTU Paiton #9 Trip	315	49.852	49.514	216	0.338	932	0.002
6	24-Apr-15	PLTU PEC #8 Trip	645	49.980	49.450	9	0.530	1217	0.059
7	24-May-15	PLTU PEC #7 Trip	400	49.986	49.422	226	0.564	709	0.002
8	14-Jun-15	PLTGU Priok GT #3,2 & HRSG Trip	270	49.952	49.676	22	0.276	978	0.013
9	22-Jun-15	PLTU PEC #7 Trip	610	50.032	49.436	14	0.596	1023	0.049
10	6-Jul-15	PLTU PEC #7 Trip	554	50.082	49.574	14	0.508	1090	0.036
11	3-Aug-15	PLTU JP #5 Trip	557	50.034	49.492	17	0.542	1028	0.032
12	13-Aug-15	PLTU Surabaya #1 Trip	370	49.900	49.554	15	0.346	1069	0.023
13	28-Aug-15	PLTU TJATI #2 Trip	539	49.864	49.392	56	0.472	1142	0.008
14	5-Oct-15	PLTU Paiton #9 Trip	613	49.918	49.460	21	0.458	1338	0.022
15	8-Oct-15	PLTU Pratu #3 Trip	314	49.732	49.414	120	0.318	987	0.003
16	28-Oct-15	PLTU PEC #7 & #8 Trip	1220	50.044	48.978	9	1.066	1144	0.118
17	4-Nov-15	PLTU JP #5 Trip	610	49.782	49.020	65	0.762	801	0.012

Dari data tabel 3.7, diperoleh nilai df/dt untuk tiap gangguan yang terjadi pada 2015. Setelah diperoleh data laju penurunan frekuensi kemudian dianalisa dengan metode regresi linear.



Gambar 3.7. Indeks Kekuatan Sistem Jawa Bali.

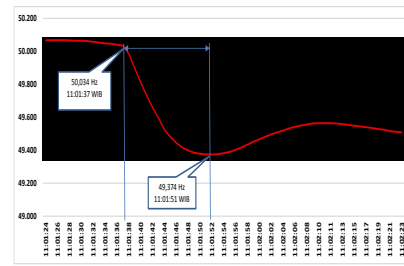
Dari gambar 3.7, diperoleh persamaan indeks kekuatan sistem JB 2015 adalah:

$$y = 826,15x + 90,811$$

Sehingga untuk penurunan frekuensi 1 Hz ($x = 1$) nilai indeks kekuatan sistem 916,961 MW/ Hz.

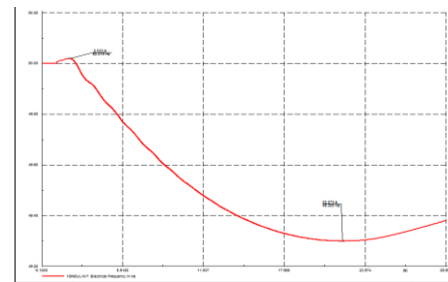
4.2. Rekonstruksi Gangguan Unit 7 Trip

Dari banyak realisasi gangguan yang terjadi di sistem JB, kejadian gangguan akibat PLTU Paiton unit 7 trip 5 Maret 2015 memiliki data yang jelas dan dijadikan sebagai *base case*. Gangguan ini menyebabkan daya aktif 610 MW trip dari sistem dan frekuensi menurun dari 50,034 Hz menjadi 49,374 Hz dalam waktu 14 detik seperti terlihat pada gambar 3.8 ini.



Gambar 3.8. Realisasi Gangguan PLTU Paiton 7.

Berdasarkan data gangguan pada gambar 3.8, dibuatkan data *loadflow*/aliran daya mendekati kondisi sesaat sebelum gangguan terjadi. Kemudian dibuat rekonstruksi gangguan mendekati hasil rekaman dengan cara mengatur damping pembangkit pada pemodelan dinamik pembangkit sehingga didapatkan hasil serupa. Data pemodelan dinamik akan dipakai pada simulasi penurunan frekuensi pada berbagai kondisi beban di 2015. Grafik hasil simulasi rekonstruksi dapat dilihat. (gambar 3.9).



Gbr 3.9. Rekonstruksi Gangguan PLTU Paiton 7.

Pada gambar 3.9, hasil simulasi gangguan PLTU Paiton 7 diperoleh kurva yang identik dengan kurva realisasi gangguannya, dengan penurunan frekuensi dari 50,019Hz menjadi 49,300 Hz ketika unit pembangkit 610 MW di triptkan.

4.3. Simulasi Penurunan Frekuensi 2015

Simulasi penurunan frekuensi dilakukan pada kondisi beban malam dan siang pada beban puncak. Untuk simulasi dibuat pemodelan *loadflow* untuk kedua kondisi tersebut. Simulasi penurunan frekuensi dilakukan pada kondisi satu pembangkit trip. Setiap kondisi beban dilakukan 8 simulasi trip pembangkit berbeda. Dari dua kondisi beban sistem yang berbeda di 2015 diperoleh 16 kali simulasi penurunan frekuensi. Salah satu simulasi penurunan frekuensi pada beban puncak malam. Pada saat pembangkit terbesar Paiton 3 trip dengan pembebanan 810 MW penurunan frekuensi mencapai 49,084 Hz. Pada kondisi ini, untuk UFR tahap 1 belum bekerja dikarenakan diseting pada nilai 49,00 Hz. Untuk hasil simulasi penurunan frekuensi akibat gangguan trip pembangkit lebih detail dapat dilihat pada tabel 4.2.

Tabel 3.8. Simulasi Perubahan Frekuensi

No	Waktu Beban Puncak	Unit	ΔP	F0	Ft	ΔF
1	Malam	Paiton 7	610	50.00	49.300	0.700
2	Malam	Tanjung Jati 3	630	50.00	49.196	0.804
3	Malam	Suralaya 7	560	50.00	49.628	0.372
4	Malam	Cilacap 1	260	50.00	49.862	0.138
5	Malam	CEP	660	50.00	49.581	0.419
6	Malam	Rembang 2	280	50.00	49.792	0.208
7	Malam	Suralaya 3	372	50.00	49.679	0.321
8	Malam	Paiton 3	810	50.00	49.084	0.916
9	Siang	Paiton 7	610	50.00	49.021	0.979
10	Siang	Tanjung Jati 3	630	50.00	49.209	0.791
11	Siang	Suralaya 7	560	50.00	49.488	0.512
12	Siang	Cilacap 1	260	50.00	49.839	0.161
13	Siang	CEP	660	50.00	49.440	0.560
14	Siang	Rembang 2	280	50.00	49.786	0.214
15	Siang	Suralaya 3	372	50.00	49.745	0.255
16	Siang	Paiton 3	810	50.00	49.023	0.977

Dari data pada tabel 3.8 diperoleh nilai indeks kekuatan ketika melakukan simulasi 899,21 MW/Hz. Jika dibandingkan dengan kondisi realisasinya yang bernilai 917 MW/ HZ, maka diperoleh margin error sebesar 1,9%.

4.4. Penentuan Alokasi Pelepasan Beban

Setelah Indeks kekuatan Sistem/IKS diperoleh, dibuat skema dan tahapan pelepasan beban untuk mengamankan sistem bila terjadi trip unit pembangkit. Bila terjadi kekurangan pembangkit, Skema A dan B akan bekerja dengan tunda waktu selama 5 ~ 10 menit. Bila batas waktu terlampaui dan frekuensi masih terus menurun, maka akan dilakukan pelepasan beban. Sesuai dengan perhitungan IKS, dengan melepas beban 459MW maka frekuensi kembali naik 0,5 Hz ke 50 Hz.

Tabel 3.9 Alokasi tahapan *load shedding* (a)

Tahap	Setting (Hz)	Shedding (MW)	Shedding (MW)	Kumulatif Shedding (MW)
		2014	2015	
Skema A	49,5	625	459	459
Skema B	49,5	625	459	459
1	49,0	625	459	459
2	48,8	625	459	918
3	48,7	1000	459	1377
4	48,6	1100	459	1836
5	48,5	1160	459	2295
6	48,4	625	459	2754
7	48,3	625	459	3213
Total		5760		3213

Bila penurunan f terus berlanjut, maka berlaku pelepasan beban seketika tanpa tunda waktu secara otomatis dan bertahap dengan 49,0 ~ 48,4 Hz dengan perbedaan 0,1 Hz setiap tahap.

Tabel 3.10. Skema tahapan *load shedding* 2016

Tahap/Skema	Frek (Hz)	JKB (MW)	JBR (MW)	JTD (MW)	JTM (MW)	BU (MW)	SJB (MW)	Keterangan
Skema A	49,50	360	201	139	183	0	883	Tunda waktu 5 - 10 menit
Skema B	49,50	360	201	139	183	0	883	Tunda waktu 5 - 10 menit
UFR Sistem								
1	49,00	360	201	139	183	0	883	instant
2	48,90	360	201	139	183	0	883	instant
3	48,80	360	201	139	183	0	883	instant
4	48,70	360	201	139	183	0	883	instant
5	48,60	353	194	132	177	26	883	instant
6	48,50	353	194	132	177	26	883	instant
7	48,40	353	194	132	177	26	883	instant
Jumlah		2498	1386	953	1262	79	6179	

Dari tabel 3.10, untuk proporsi jumlah beban yang harus dilepas tiap Area Pengatur Beban (APB) dihitung berdasarkan proporsi energi distribusi masing-masing APB pada 2015.

5. SIMPULAN

Indeks Kekuatan Sistem/IKS JB pada 2015 sebesar 917 MW/Hz. Sehingga jika frekuensi turun mencapai 49,0 Hz dan UFR bekerja mengembalikan frekuensi 49,5 Hz diperlukan *load shedding* sebesar 459 MW setengah dari IKS. Untuk memberikan margin keamanan maka alokasi *load shedding* perlu diperhitungkan dengan tingkat keberhasilan program UFR 2015. Dengan IKS 917 MW/Hz dan tingkat keberhasilan 52% maka untuk mengembalikan dari frekuensi dari 49,0 Hz menjadi 49,5 Hz diperlukan 883 MW. Beban yang dilepas untuk tiap tahap dialokasikan sebesar 883 MW. Sehingga total beban yang perlu dilepas pada tahap 1 s.d 7 adalah 6.179 MW. Hasil simulasi under frekuensi dengan mentripkan unit terbesar 810 MW, frekuensi turun mencapai 49,084 Hz, tidak mengakibatkan UFR bekerja dan sistem dalam kondisi stabil.

DAFTAR PUSTAKA

- Chapman,SJ, "Electric Machinery Fundamentals 5th-ed", McGraw Hill, NY: 2012.
- Departemen Energi Dan Sumber Daya Mineral, "Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik Jawa-Madura-Bali", Jakarta, 2007.
- Saadat, Hadi, "Power System Analysis", McGraw Hill, Singapore, 1999.
- Marsudi, Djiteng, "Operasi Sistem Tenaga Listrik", Jkt : Balai Penerbit & Humas ISTN.
- Marsudi, Djiteng, "Pembangkitan Energi Listrik", Jakarta : Erlangga.
- Khisbulloh, Wijaya, "Analisi Stabilitas Transien dan Pelepasan Beban Minyak Nabati", urusan Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Industri, ITS, 2012.
- Mohd Zin, A.A, "A Review of Under Frequency Load Shedding Scheme on TNB System", National Power & Energy Conference (PECon), Malaysia, 2004.
- PT. PLN Pusat Pengatur Beban Jawa Bali, "Defense Scheme Sistem Jawa Bali", Jakarta, 2015.
- PT. PLN (Persero) Pusat Pengatur Beban Jawa Bali, "Evaluasi Operasi Sistem Jawa Bali 2015", Jakarta, 2015
- Stevenson, W.D. 1996. Analisis Sistem Tenaga Listrik. Kamal Idris, Penterjemah. Jakarta: Erlangga.