



**MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA**

**PERATURAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
NOMOR : 03 TAHUN 2007**

TENTANG

ATURAN JARINGAN SISTEM TENAGA LISTRIK JAWA-MADURA-BALI

MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL,

- Menimbang :**
- a. bahwa sistem penyediaan tenaga listrik Jawa-Madura-Bali telah berkembang dan didukung oleh beberapa pelaku usaha penyediaan tenaga listrik, sehingga perlu adanya aturan jaringan tenaga listrik untuk menciptakan sistem transmisi tenaga listrik yang andal dan terpadu;
 - b. bahwa Aturan Jaringan Tenaga Listrik Jawa-Madura-Bali sebagaimana ditetapkan dalam Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 1150 K/30/MEM/2004 tanggal 28 Juni 2004, tidak sesuai lagi dengan perkembangan peraturan perundang-undangan di bidang ketenagalistrikan;
 - c. bahwa berdasarkan pertimbangan sebagaimana dimaksud dalam huruf a dan huruf b, perlu menetapkan kembali Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral tentang Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik Jawa-Madura-Bali;
- Mengingat :**
1. Undang-Undang Nomor 15 Tahun 1985 tentang Ketenagalistrikan (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 1985 Nomor 74, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 3317);
 2. Peraturan Pemerintah Nomor 10 Tahun 1989 tentang Penyediaan dan Pemanfaatan Tenaga Listrik (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 1989 Nomor 24, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 3394) sebagaimana telah dua kali diubah terakhir dengan Peraturan Pemerintah Nomor 26 Tahun 2006 (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2006 Nomor 56, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 4628);
 3. Keputusan Presiden Nomor 187/M Tahun 2004 tanggal 20 Oktober 2004 sebagaimana telah beberapa kali diubah terakhir dengan Keputusan Presiden Nomor 20/P Tahun 2005 tanggal 5 Desember 2005;
 4. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 0030 Tahun 2005 tanggal 20 Juli 2005 tentang Organisasi dan Tata Kerja Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral;

MEMUTUSKAN :

Menetapkan : PERATURAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL TENTANG ATURAN JARINGAN SISTEM TENAGA LISTRIK JAWA-MADURA-BALI.

Pasal 1

Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik Jawa-Madura-Bali adalah sebagaimana tercantum dalam Lampiran yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Peraturan Menteri ini.

Pasal 2

Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik Jawa-Madura-Bali sebagaimana dimaksud dalam Pasal 1 wajib ditaati oleh semua pelaku usaha penyediaan tenaga listrik dan konsumen tenaga listrik yang tersambung ke Sistem Jaringan Transmisi Tenaga Listrik Jawa-Madura-Bali.

Pasal 3

Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik Jawa-Madura-Bali dapat ditinjau kembali sesuai kebutuhan.

Pasal 4

- (1) Semua instalasi tenaga listrik yang terhubung ke Sistem Jaringan Transmisi Tenaga Listrik Jawa-Madura-Bali sebelum ditetapkan Peraturan Menteri ini, dalam jangka waktu 3 (tiga) tahun, pemilik instalasi wajib menyesuaikan dengan Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik Jawa-Madura-Bali.
- (2) Dalam hal pemilik instalasi berpendapat bahwa penyesuaian instalasi sebagaimana dimaksud pada ayat (1) tidak dapat dilakukan karena alasan teknis atau alasan lain, maka dalam jangka waktu 2 (dua) tahun pemilik instalasi wajib melaporkannya kepada Komite Manajemen Aturan Jaringan.

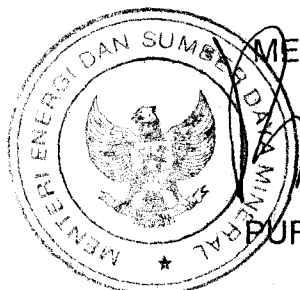
Pasal 5

Dengan ditetapkannya Peraturan Menteri ini, maka Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 1150/K/30/MEM/2004 tanggal 28 Juni 2004 tentang Aturan Jaringan Tenaga Listrik Jawa-Madura-Bali dicabut dan dinyatakan tidak berlaku.

Pasal 6

Peraturan Menteri ini mulai berlaku pada tanggal ditetapkan.

Ditetapkan di Jakarta
pada tanggal 29 Januari 2007



MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL,

PURNOMO YUSGIANTORO

LAMPIRAN PERATURAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
NOMOR : 03 TAHUN 2007
TANGGAL : 29 JANUAR 2007

**ATURAN JARINGAN
SISTEM TENAGA LISTRIK JAWA-MADURA-BALI**

DEPARTEMEN ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL

2007

DAFTAR ISI

DAFTAR ISI	ii
PENDAHULUAN	iv
ATURAN MANAJEMEN JARINGAN (<i>GRID MANAGEMENT CODE - GMC</i>)	1
GMC 1.0 Keadaan Takterduga.....	1
GMC 2.0 Komite Manajemen	1
GMC 3.0 Penyelesaian Perselisihan.....	3
GMC 4.0 Perubahan Aturan	4
GMC 5.0 Pemaksaan (<i>Enforcement</i>).....	4
GMC 6.0 Pelaporan.....	5
GMC 7.0 Interpretasi Umum Aturan Jaringan	5
ATURAN PENYAMBUNGAN (<i>CONNECTION CODE - CC</i>)	7
CC 1.0 Tujuan	7
CC 2.0 Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan.....	7
CC 3.0 Persyaratan Untuk Peralatan Pemakai Jaringan.....	8
CC 4.0 Prosedur Penyambungan.....	11
CC 5.0 Karakteristik Operasi Terdaftar	13
CC 6.0 Data Perencanaan Fasilitas dan Pengoperasian	13
CC 7.0 Nomenklatur dan Identifikasi Peralatan.....	13
CCA1 <i>Appendix 1: Persyaratan dan Standardisasi Peralatan di Titik Sambungan</i>	14
CCA2 <i>Appendix 2 : Pengukuran, Telemetry, dan Kontrol di Titik Sambungan</i>	19
CCA3 <i>Appendix 3: Penomoran Peralatan, dan Kode Identifikasi</i>	21
ATURAN OPERASI (<i>OPERATING CODE - OC</i>)	34
OC 1.0 Pokok-pokok.....	34
OC 2.0 Marjin Cadangan Operasi.....	42
OC 3.0 Pengendalian Frekuensi.....	42
OC 4.0 Pengendalian Tegangan	44
OC 5.0 Proteksi Jaringan	45
OC 6.0 Stabilitas Sistem.....	46
OC 7.0 Prosedur Darurat	47
OC 8.0 Prosedur Pemulihan Sistem.....	49
OC 9.0 Koordinasi Keselamatan.....	51
OC 10.0 Penghubung Operasi.....	52
OC 11.0 Pelaporan Kejadian.....	56
OC 12.0 Pengujian, Pemantauan dan Pemeriksaan.....	58
OC 13.0 Penomoran dan Penamaan Peralatan	64
OC 14.0 Rating Peralatan.....	65
ATURAN PERENCANAAN DAN PELAKSANAAN OPERASI (<i>SCHEDULING AND DISPATCH CODE - SDC</i>).....	66
SDC 1.0 Prinsip Dasar	66
SDC 2.0 Perencanaan Operasi Jangka Panjang.....	66
SDC 3.0 Rencana/Jadwal Bulanan	68
SDC 4.0 Rencana/Jadwal Mingguan	71
SDC 5.0 Pelaksanaan Harian (<i>Dispatch</i>).....	73
SDC 6.0 Operasi <i>Real-Time</i> dan <i>Dispatch-Ulang</i>	75
SDC 7.0 Pembebanan Pembangkit.....	76
SDC 8.0 Aktifitas Pascaoperasi dan Evaluasi.....	79
SDCA1 <i>Appendix 1: Ramalan Beban</i>	80
SDCA3 <i>Appendix 3: Pernyataan/Deklarasi Perusahaan Pembangkit</i>	88
SDCA4 <i>Appendix 4: Perintah-perintah Dispatch (Pelaksanaan)</i>	91

ATURAN SETELMEN (<i>SETTLEMENT CODE - SC</i>)	94
SC 1.0 Pendahuluan	94
SC 2.0 Penagihan dan Pembayaran	94
SC 3.0 Penyelesaian Perselisihan Transaksi	95
SC 4.0 Pemrosesan Data Meter	95
SC 5.0 Perangkat Proses Setelmen	96
SC 6.0 Prosedur Audit Proses Setelmen	97
SC 7.0 Ketersediaan Data Meter untuk Pihak lain	97
SC 8.0 Ketentuan Lainnya	97
ATURAN PENGUKURAN (<i>METERING CODE - MC</i>)	98
MC 1.0 Kriteria Pengukuran	98
MC 2.0 Persyaratan Peralatan Meter	100
MC 3.0 Komisioning (<i>Commissioning</i>)	103
MC 4.0 Pengujian Setelah Komisioning	103
MC 5.0 Segel dan <i>programming</i> ulang	104
MC 6.0 Pemeriksaan Data Meter dan Peralatan	104
MC 7.0 Keamanan Instalasi Meter dan Data	106
ATURAN KEBUTUHAN DATA (<i>DATA REQUIREMENTS CODE - DRC</i>)	107
DRC 1.0 Kebutuhan Data Spesifik	107
DRC 2.0 Kewajiban Pemakai Jaringan dalam Menyediakan Kebutuhan Data	108
DRC 3.0 Prosedur untuk Penyampaian Data atas permintaan P3B	108
ATURAN TAMBAHAN	125
<i>APPENDIX A - RANGKUMAN SKEDUL</i>	126
A. Jadwal Ramalan Beban, Pemeliharaan dan Operasi Jangka Panjang	126
B. Manajemen Jaringan	126
C. Rencana Operasi Bulanan (untuk bulan berikutnya)	127
D. Rencana Operasi Mingguan (untuk minggu berikutnya)	127
E. Rencana <i>Dispatch</i> Harian (untuk hari berikutnya)	127
F. Pengukuran dan Setelmen	127
TERMINOLOGI DAN DEFINISI (<i>GLOSSARY</i>)	128

PENDAHULUAN

Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik Jawa-Madura-Bali merupakan bagian tak terpisahkan dari Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 03 Tahun 2007 tanggal 29 Januari 2007 tentang Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik Jawa-Madura-Bali.

Aturan Jaringan ini merupakan seperangkat peraturan, persyaratan dan standar untuk menjamin keamanan, keandalan serta pengoperasian dan pengembangan sistem yang efisien dalam memenuhi peningkatan kebutuhan tenaga listrik.

Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik Jawa-Madura-Bali disusun berdasarkan kondisi struktur Sistem Tenaga Listrik Jawa-Madura-Bali saat ini, untuk diberlakukan kepada semua pelaku usaha pada sistem Jawa-Madura-Bali, yaitu PT PLN (Persero) Penyaluran dan Pusat Pengatur Beban Jawa-Bali (P3B) selaku pengelola jaringan transmisi sekaligus pengoperasi sistem, PT Indonesia Power, PT Pembangkitan Jawa-Bali, perusahaan pembangkit listrik swasta (IPP), PT PLN Persero Distribusi se Jawa dan Bali serta konsumen besar yang instalasinya secara langsung terhubung ke jaringan transmisi.

Para pelaku usaha pada Sistem Jawa-Madura-Bali tersebut berkewajiban memenuhi semua ketentuan dalam Aturan Jaringan ini sebagai dasar untuk pengoperasian instalasi penyediaan tenaga listrik yang dimilikinya. Di samping itu, ketentuan-ketentuan pada Aturan Jaringan ini akan memberikan kejelasan mengenai kewajiban masing-masing pelaku usaha pada Sistem Jawa-Madura-Bali.

Aturan Jaringan Sistem Jawa-Madura-Bali ini merupakan dokumen yang bersifat dinamis sehingga harus selalu dimutakhirkan oleh Komite Manajemen Jaringan (*Grid Management Committee*) seiring dengan perkembangan kondisi sistem dan struktur usaha serta perubahan kompleksitas sistem kelistrikan.

ATURAN MANAJEMEN JARINGAN *(GRID MANAGEMENT CODE - GMC)*

Aturan Manajemen Jaringan ini adalah untuk menerangkan prosedur umum mengenai perubahan/revisi Aturan Jaringan (*Grid Code*), penyelesaian perselisihan, dan penilaian kembali secara periodik pengoperasian dan manajemen jaringan transmisi (*grid*). Penerapan prosedur-prosedur tersebut akan mendorong terciptanya keandalan dan keamanan Jaringan, memacu efisiensi ekonomis dan efisiensi pengoperasian, serta memfasilitasi pengembangan dan investasi Jaringan.

Komite Manajemen Aturan Jaringan (*the Grid Code Management Committee - GMC*), yang selanjutnya disebut Komite Manajemen, adalah komite yang dibentuk untuk menjalankan prosedur-prosedur yang digariskan dalam Aturan Manajemen Jaringan ini.

GMC 1.0 Keadaan Takterduga

GMC 1.1 Apabila terjadi suatu keadaan yang belum termasuk dalam ketentuan Aturan-Jaringan, PT PLN (Persero) Penyaluran dan Pusat Pengatur Beban Jawa-Bali (PT PLN (Persero) P3B JB) selanjutnya disingkat 'P3B' harus dengan itikad baik segera melakukan konsultasi dengan semua Pemakai Jaringan yang terkait untuk mencapai kesepakatan dengan cara yang tepat. Apabila tidak tercapai kesepakatan dalam waktu yang tersedia, maka P3B harus segera membuat keputusan dengan mempertimbangkan pandangan Pemakai Jaringan yang terkena akibat. Dalam hal-hal seperti ini, setiap Pemakai Jaringan harus memenuhi semua instruksi yang dikeluarkan oleh P3B sejauh instruksi tersebut konsisten dengan karakteristik teknis atau peralatan fasilitas Pemakai Jaringan yang terdaftar sesuai dengan Aturan Jaringan. P3B harus segera menyampaikan semua kondisi-kondisi takterduga berikut keputusan terkait yang dibuat oleh P3B kepada Komite Manajemen untuk dikaji-ulang.

GMC 2.0 Komite Manajemen

GMC 2.1 Komite Manajemen dibentuk untuk melaksanakan tugas yang dinyatakan pada GMC 2.2.

GMC 2.2 Komite Manajemen bertugas:

- a. mengkaji-ulang Aturan Jaringan dan implementasinya, sesuai kebutuhan;
- b. mengkaji-ulang semua usulan yang disampaikan oleh Pemakai Jaringan atau pihak yang berkepentingan untuk amandemen Aturan Jaringan;
- c. mempublikasikan setiap rekomendasi untuk amandemen Aturan Jaringan yang oleh Komite Manajemen dianggap perlu atau diinginkan, berikut alasan-alasan untuk rekomendasi tersebut;
- d. menerbitkan interpretasi dan pedoman atas Aturan Jaringan berikut implementasinya apabila diperlukan oleh Pemakai Jaringan atau pihak yang berkepentingan; dan

- e. membuat rekomendasi untuk perubahan Aturan Jaringan yang meliputi kondisi-kondisi takterduga (yang sebelumnya tidak terpikirkan), seperti tersebut pada GMC 1.0.

GMC 2.3 Perwakilan Dalam Komite Manajemen

GMC 2.3.1 Komite Manajemen terdiri atas perwakilan dari Pemerintah, PT PLN (Persero)-Kantor Pusat, P3B, PT Indonesia Power, PT Pembangkitan Tenaga Listrik Jawa Bali (PT PJB), PT PLN (Persero) Distribusi di Jawa dan Bali, Pembangkit Listrik Swasta (*Independent Power Producer*) dan Konsumen Besar. Pada tahapan awal, Ketua Komite Manajemen adalah *General Manager* P3B atau yang ditunjuk mewakilinya, dengan personel yang berjumlah ganjil sebagai berikut:

- a. Seorang Ketua dari P3B;
- b. Anggota:
 - i seorang Anggota mewakili Pemerintah;
 - ii seorang Anggota mewakili PT PLN (Persero) - Kantor Pusat;
 - iii seorang Anggota mewakili P3B;
 - iv seorang Anggota mewakili PT Indonesia Power;
 - v seorang Anggota mewakili PT PJB;
 - vi lima orang Anggota mewakili PT PLN (Persero) Distribusi di Jawa dan Bali;
 - vii dua orang Anggota mewakili Pembangkit Listrik Swasta; dan
 - viii dua orang Anggota mewakili Konsumen Besar.

Untuk tahap selanjutnya, Ketua Komite Manajemen dipilih di antara anggota Komite Manajemen dalam Rapat Komite. Pembentukan Komite Manajemen ditetapkan oleh Direktur Jenderal Listrik dan Pemanfaatan Energi atas nama Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral.

GMC 2.3.2 Penunjukan setiap Anggota Komite Manajemen dilakukan oleh masing-masing pihak dengan pemberitahuan secara resmi kepada Komite Manajemen. Apabila dianggap perlu, pihak yang diwakili dapat mengusulkan penggantian anggota dalam Komite Manajemen dengan penjelasan tentang alasan penggantian tersebut.

GMC 2.3.3 Masa kerja Ketua Komite Manajemen adalah 2 (dua) tahun dan dapat dipilih kembali untuk masa kerja berikutnya. Jabatan Ketua Komite Manajemen secara otomatis berakhir apabila yang bersangkutan berhalangan tetap atau tidak lagi bekerja untuk perusahaan/instansi yang diwakilinya dan segera dipilih penggantinya. Sedangkan masa kerja Anggota Komite Manajemen secara otomatis berakhir apabila ada surat resmi dari instansi/perusahaan mengenai penarikan kembali yang bersangkutan dari keanggotaan Komite Manajemen atau yang bersangkutan berhalangan tetap atau tidak lagi bekerja untuk perusahaan yang diwakilinya dan segera dipilih penggantinya.

GMC 2.4 Komite Manajemen harus membuat, mempublikasikan, dan selalu memenuhi semua peraturan dan prosedur. Komite Manajemen harus bertemu paling

sedikit sekali dalam setahun untuk mengkaji-ulang pengoperasian jaringan (*grid*). Pertemuan lainnya dijadwal sesuai kebutuhan untuk menangani permasalahan dan isu-isu yang disampaikan kepada Komite Manajemen. Komite Manajemen perlu membentuk Subkomite Perencanaan dan Subkomite Pengoperasian, namun beberapa Subkomite lainnya baik yang bersifat sementara maupun permanen dapat juga dibentuk untuk menangani kegiatan Komite Manajemen.

- GMC 2.5 Subkomite Perencanaan berkewajiban mengkaji-ulang rencana tahunan pengembangan Jaringan untuk meyakinkan ketentuan yang memadai atas keandalan dan efisiensi operasi untuk waktu yang akan datang. Di samping itu, Subkomite Perencanaan juga berkewajiban mengkaji-ulang dan merekomendasikan tindak lanjut dari proposal proyek pengembangan Jaringan.
- GMC 2.6 Subkomite Pengoperasian berkewajiban untuk mengkaji-ulang laporan tahunan perencanaan pengoperasian Jaringan, dan merekomendasikan perubahan prosedur operasi untuk keandalan dan keekonomian pengoperasian Jaringan. Subkomite ini harus melakukan pertemuan setiap triwulan untuk mengevaluasi realisasi pengoperasian triwulan sebelumnya.
- GMC 2.7 **Biaya Operasi Komite Manajemen**
Komite Manajemen harus menyampaikan proposal anggaran biaya operasi untuk tahun berikutnya kepada P3B setiap September. P3B harus menyediakan dana operasi Komite Manajemen sebesar anggaran yang disetujui.
- GMC 3.0 Penyelesaian Perselisihan**
Interpretasi dan manajemen Aturan Jaringan mungkin dapat menimbulkan perselisihan dari waktu ke waktu. Proses penyelesaian perselisihan Aturan Jaringan yang digariskan dalam klausul ini berlaku kepada P3B dan semua Pemakai Jaringan, namun tidak dimaksudkan untuk penyelesaian perselisihan *settlement* yang diatur tersendiri dalam Aturan Setelmen (*Settlement Code*).
- GMC 3.1 **Proses Penyelesaian Perselisihan Tahap Pertama**
Proses penyelesaian perselisihan Aturan Jaringan tahap pertama meliputi hal-hal berikut ini:
- a. bila perselisihan timbul di antara pihak dan tidak dapat diselesaikan secara informal, maka salah satu pihak dapat mengajukan permasalahan tersebut secara tertulis kepada pihak lainnya;
 - b. para pihak yang bersengketa harus bertemu untuk mendiskusikan dan mengusahakan penyelesaiannya; bila terselesaikan, maka resolusinya didokumentasikan dan catatannya diberikan kepada para pihak;
 - c. bila perselisihan tidak terselesaikan, maka dibentuk panitia yang terdiri dari perwakilan para pihak untuk mendiskusikan dan mengupayakan penyelesaiannya; bila terselesaikan, maka resolusinya didokumentasikan dan catatannya diberikan kepada para pihak; dan,
 - d. bila perselisihan tidak terselesaikan oleh panitia pada huruf (c), maka atas permintaan salah satu atau kedua pihak, permasalahan tersebut diteruskan kepada Komite Manajemen untuk penyelesaian; berdasarkan opsinya,

Komite Manajemen dapat meneruskannya kepada Panel Penyelesaian Perselisihan Aturan Jaringan.

GMC 3.2 Panel Penyelesaian Perselisihan Aturan Jaringan

Dalam hal perselisihan spesifik, Komite Manajemen harus menunjuk Panel Penyelesaian Perselisihan yang terdiri dari 3 (tiga) atau 5 (lima) personel yang memiliki pengetahuan teknis untuk mampu mengerti dan memperdebatkan pokok persoalan teknis yang dipermasalahkan oleh para pihak yang bertikai.

Panel tersebut harus melakukan rapat-rapat resmi untuk mendengar dan menerima pernyataan (testimoni) dari masing-masing pihak. Posisi para pihak dan keputusan Panel harus didokumentasikan, disampaikan kepada kedua belah pihak, dan disimpan sebagai catatan Komite Manajemen. Keputusan Panel adalah bersifat final.

GMC 3.3 Biaya Penyelesaian Perselisihan.

Apabila suatu perselisihan berlanjut terus dari proses penyelesaian tahap pertama, maka biaya dari proses penyelesaian akan dibagi dengan cara salah satu dari berikut:

- a. bila perselisihan diselesaikan, bagian dari penyelesaian/resolusi harus mencakup alokasi biaya proses penyelesaian; dan,
- b. bila dengan proses GMC 3.2 perselisihan tidak terselesaikan (misalnya: perselisihan dihentikan/dibatalkan atau menjadi diteruskan ke Pengadilan), maka kedua belah pihak dibebani sama besar atas biaya proses penyelesaian perselisihan tersebut.

GMC 4.0 Perubahan Aturan

Apabila P3B, Pemakai Jaringan, atau PT PLN (Persero) Kantor Pusat meyakini bahwa diperlukan perubahan dalam Aturan Jaringan, maka mereka harus menyampaikan proposal perubahan berikut argumen dan data pendukungnya kepada Komite Manajemen.

Dalam hal Komite Manajemen menyetujui usulan perubahan aturan jaringan, maka Komite Manajemen mengusulkan kepada Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral untuk mendapatkan penetapan.

Dalam hal Komite Manajemen menolak usulan perubahan aturan jaringan, maka keputusan penolakan harus disertai dengan alasan tertulis kepada pihak yang mengajukan.

GMC 5.0 Pemaksaan (*Enforcement*)

Apabila Komite Manajemen menyimpulkan bahwa Pemakai Jaringan telah melanggar atau sedang melakukan pelanggaran ketentuan-ketentuan Aturan Jaringan, maka Komite Manajemen dapat mengajukan proses pemaksaan (*enforcement*), dengan tahapan proses sebagai berikut:

- a. surat pemberitahuan tertulis dikirimkan kepada pihak yang melanggar dengan penjelasan secara spesifik atas pelanggarannya, serta tindakan perbaikan yang diperlukan;

- b. pihak yang melakukan pelanggaran harus memberikan jawaban tertulis dalam waktu 30 (tiga puluh) hari, atas reaksinya terhadap tuduhan pelanggaran, serta informasi apakah pihak pelanggar akan mematuhi instruksi Komite Manajemen;
- c. bila Komite Manajemen dapat menyetujui alasan yang diberikan oleh pihak pelanggar, hal itu harus dinyatakan tertulis kepada pihak pelanggar bahwa permasalahan telah selesai; dan,
- d. bila Komite Manajemen tidak dapat menerima alasan yang diberikan oleh pihak pelanggar, maka Komite Manajemen harus mendokumentasikan tuduhan terhadap pihak pelanggar, dan merekomendasikan sanksi termasuk penalti dan/atau pemutusan dari Jaringan.

GMC 6.0 Pelaporan

GMC 6.1 Laporan Tahunan

Komite Manajemen harus menerbitkan ringkasan tahunan dari Laporan Operasi Jaringan tahun sebelumnya, paling lambat akhir Maret.

GMC 6.2 Pelaporan Kejadian Penting

Dalam waktu satu bulan setelah suatu kejadian penting seperti gangguan besar dalam Sistem, Komite Manajemen sudah harus menerima laporan kejadiannya. Laporan tersebut meliputi penyebab gangguan/kejadian, jumlah dan lamanya gangguan/kejadian, rekomendasi (bila ada) untuk perubahan prosedur operasi, pelatihan atau ketentuan Aturan Jaringan. Dalam hal dimana Pemakai Jaringan terbukti melakukan pelanggaran atas ketentuan Aturan Jaringan, sanksi dapat direkomendasikan sebagai bagian dari laporan gangguan/kejadian tersebut.

GMC 6.3 Laporan-laporan Khusus

Laporan-laporan khusus harus disiapkan sesuai opsi Komite Manajemen, seperti permintaan dari pemerintah atau atas permintaan satu atau lebih Pemakai Jaringan.

GMC 7.0 Interpretasi Umum Aturan Jaringan

GMC 7.1 Daftar Isi, Pendahuluan dan setiap judul, tidak diinterpretasikan sebagai bagian dari Aturan Jaringan.

GMC 7.2 Aturan Jaringan ini diterbitkan dan diberlakukan dalam Bahasa Indonesia.

GMC 7.3 Semua komunikasi operasional antara P3B dengan Perusahaan Pembangkit atau Pemakai Jaringan lainnya harus menggunakan Bahasa Indonesia kecuali dengan persetujuan tertulis oleh P3B.

GMC 7.4 P3B adalah sebagai:

- a. pemilik dan operator Jaringan; dan
 - b. koordinator keseluruhan dalam pengoperasian Jaringan termasuk *Dispatch*.
- Hal tersebut dapat direvisi, seiring dengan perkembangan struktur organisasi dalam proses restrukturisasi sektor tenaga listrik.

- GMC 7.5 Kata "tertulis" dalam Aturan Jaringan ini mengandung pengertian dengan mesin-ketik, printer, *lithography*, faksimili, dan cara lain mereproduksi kata-kata yang jelas terbaca dan permanen, serta cara yang disetujui oleh P3B dengan pengiriman melalui *link* komputer ke komputer (LAN/*e-mail*).
- GMC 7.6 Apabila Terminology dan Definisi (*Glossary*) menjelaskan pengertian suatu kata atau ekspresi (*term*), namun lebih spesifik didefinisikan dalam suatu bagian dari Aturan Jaringan ini, maka definisi yang ada di Aturan Jaringan dianggap lebih tepat dari penjelasan dalam *glossary*.
- GMC 7.7 Apabila terdapat referensi terhadap suatu item dengan data yang dinyatakan sebagai bilangan bulat, pecahan yang lebih kecil dari 0.5 dibulatkan ke bawah, sementara pecahan yang sama atau yang lebih besar dari 0.5 dibulatkan ke atas.
- GMC 7.8 Semua referensi waktu adalah Waktu Indonesia Bagian Barat (WIB), dan dinyatakan dalam notasi 24 jam, 2 digit untuk jam (00 hingga 23) dan 2 digit untuk menit (00 hingga 59) dengan ekspresi "pukul".
- GMC 7.9 Semua 'unit', 'simbol', dan perkaliannya mengikuti konvensi internasional.

ATURAN PENYAMBUNGAN (*CONNECTION CODE - CC*)

Aturan Penyambungan ini menyatakan persyaratan minimum teknis dan operasional untuk setiap Pemakai Jaringan, baik yang sudah maupun akan tersambung ke jaringan transmisi, serta persyaratan minimum teknis dan operasional yang harus dipenuhi oleh P3B di titik-titik sambungan dengan para Pemakai Jaringan.

CC 1.0 Tujuan

Tujuan Aturan Penyambungan ini adalah untuk memastikan bahwa:

- a. Persyaratan teknis dan operasional yang harus dipenuhi oleh Pemakai Jaringan dalam rangka penyambungan dengan jaringan transmisi dinyatakan secara jelas, dan
- b. Pemakai Jaringan dihubungkan dengan jaringan transmisi hanya apabila persyaratan teknis dan operasional yang dinyatakan dalam Aturan Penyambungan ini dipenuhi.

CC 1.1 Aturan Penyambungan ini diberlakukan untuk P3B dan semua Pemakai Jaringan, antara lain:

- a. Perusahaan Pembangkit yang terhubung langsung dengan Jaringan;
- b. Unit-unit Distribusi pada titik-titik sambungan dengan Jaringan;
- c. Konsumen Besar yang terhubung langsung ke Jaringan;
- d. Agen/Perusahaan yang bekerja untuk para Pemakai Jaringan tersebut di atas, seperti Kontraktor Pembangunan dan Kontraktor Pemeliharaan dan lain-lain.

CC 2.0 Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan

CC 2.1 P3B dan semua Pemakai Jaringan harus berusaha semaksimal mungkin agar pada setiap titik sambungan, unjuk kerja berikut ini dipenuhi:

- a. frekuensi nominal 50 Hz, diusahakan untuk tidak lebih rendah dari 49,5 Hz. atau lebih tinggi dari 50,5 Hz, dan selama waktu keadaan darurat (*emergency*) dan gangguan, frekuensi Sistem diizinkan turun hingga 47.5 Hz atau naik hingga 52.0 Hz sebelum unit pembangkit diizinkan keluar dari operasi;
- b. tegangan Sistem harus dipertahankan dalam batasan sebagai berikut:

Tegangan Nominal	Kondisi Normal
500 kV	+5%, -5%
150 kV	+5%, -10%
70 kV	+5%, -10%
20 kV	+5%, -10%

- c. distorsi harmonik total maksimum pada setiap titik sambungan dalam kondisi operasi normal dan pada kondisi-kondisi keluar terencana maupun tak terencana harus memenuhi sebagai berikut:

Tegangan Nominal	Distorsi Total
500 kV	tidak termasuk
150 kV	3%
70 kV	3%
20 kV	3%

- d. komponen urutan negatif maksimum dari tegangan fasa dalam jaringan tidak boleh melebihi 1% pada kondisi operasi normal dan keluar terencana, serta tidak melebihi 2% selama kejadian tegangan impuls sesaat (*infrequently short duration peaks*), dan
- e. fluktuasi tegangan pada suatu titik sambungan dengan beban berfluktuasi, harus tidak melebihi batasan:
- (i) 2% dari tingkat tegangan untuk setiap perubahan *step*, yang dapat terjadi berulang. Setiap kejadian ekskursi tegangan yang besar di luar perubahan *step* dapat diizinkan hingga 3% asalkan tidak menimbulkan risiko terhadap jaringan transmisi, atau instalasi Pemakai Jaringan. Kedip tegangan hingga 5% saat menjalankan motor listrik yang tidak sering terjadi, dapat ditolerir.
 - (ii) flicker jangka-pendek 1.0 unit dan jangka-panjang 0.8 unit yang terukur dengan *flicker meter* sesuai dengan spesifikasi IEC-868.
- f. faktor-daya ($\cos \phi$) di titik sambung antara instalasi Pemakai Jaringan dengan Jaringan minimum sebesar 0.85 *lagging*.
- g. Kedua belah pihak berkewajiban memasang power quality meter yang dapat memantau secara terus menerus dan terekam berupa softcopy.

CC 2.2

Karakteristik unjuk kerja Jaringan yang dinyatakan pada CC 2.1 mungkin saja tidak terpenuhi pada kondisi gangguan yang parah pada Sistem, seperti terpecahnya Sistem, keluarnya komponen yang besar dari Sistem dan/atau terjadi *voltage collapse*. P3B serta seluruh Pemakai Jaringan wajib berkoordinasi untuk menjamin tercapainya karakteristik unjuk kerja jaringan transmisi pada butir CC 2.1, kecuali pada kondisi sangat parah.

CC 3.0

Persyaratan Untuk Peralatan Pemakai Jaringan

CC 3.1

Persyaratan Umum untuk semua Pemakai Jaringan

- a. Semua peralatan harus dirancang dan dipasang berdasarkan spesifikasi yang baik, serta dioperasikan dan dipelihara berdasarkan kebiasaan yang baik di industri kelistrikan (*good utility practices*), dan harus mampu dioperasikan pada kondisi yang didefinisikan oleh CC 2.1;
- b. Sebagai tambahan terhadap persyaratan CC 3.1.a, semua peralatan Pemakai Jaringan harus memenuhi persyaratan atau standar yang dinyatakan dalam *Appendix 1* Aturan Penyambungan ini; dan

- c. Pemakai Jaringan harus membayar segala biaya fasilitas instalasi penghubung ke Jaringan. Pusat Pengatur Beban dan/atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* harus memiliki kontrol operasional sepenuhnya atas semua fasilitas yang terhubung ke jaringan tegangan tinggi tanpa memandang kepemilikannya. Bila di kemudian hari suatu fasilitas memberikan keuntungan kepada pendatang baru sebagai Pemakai Jaringan, maka P3B akan mengatur agar Pemakai Jaringan yang baru tersebut berpartisipasi mengkompensasi nilai investasi Pemakai Jaringan lama secara proporsional.

CC 3.2 Persyaratan Unit Pembangkit

Bagian ini mengatur kriteria teknis dan desain, serta persyaratan unjuk kerja untuk unit pembangkit yang terhubung langsung ke jaringan transmisi, dengan pengecualian unit-unit yang dianggap sangat kecil. Untuk kepentingan Aturan Jaringan dan Aturan Penyambungan, klasifikasi unit pembangkit didefinisikan sebagai berikut:

- Besar: lebih besar atau sama dengan 200 MW;
- Medium: dari 50 MW sampai kurang dari 200 MW;
- Kecil: kurang dari 50 MW.

CC 3.2.1 Setiap Unit Pembangkit Besar harus dilengkapi dengan:

- a. *governor* reaksi cepat yang berpengaruh pada pengatur primer frekuensi Sistem di antara 48.5 Hz hingga 51.0 Hz. Pembangkit harus mampu menerima sinyal *Automatic Generating Control (AGC)* dari *dispatch* Pusat Pengatur Beban untuk memungkinkan pengaturan sekunder frekuensi Sistem;
- b. alat pengatur tegangan otomatis reaksi cepat untuk pengaturan tegangan terminal generator dalam rentang operasi unit pembangkit tersebut tanpa mengakibatkan ketidakstabilan; dan
- c. *power system stabilizer*.

CC 3.2.2 Setiap Unit Pembangkit Medium harus dilengkapi dengan:

- a. *Governor* reaksi cepat yang berpengaruh pada pengatur primer frekuensi di antara 48.5 Hz hingga 51.0 Hz; dan,
- b. Alat pengatur tegangan otomatis bereaksi cepat untuk pengaturan tegangan terminal generator dalam rentang operasi unit pembangkit tersebut tanpa mengakibatkan ketidakstabilan.

CC 3.2.3 Setiap Unit Pembangkit Kecil harus dilengkapi dengan :

- a. *Governor* yang berpengaruh pada pengatur primer frekuensi di antara 48.5 Hz hingga 51.0 Hz; dan,
- b. Alat pengatur tegangan otomatis untuk pengaturan tegangan terminal generator dalam rentang operasi unit pembangkit tersebut tanpa mengakibatkan ketidakstabilan.

- CC 3.2.4 Setiap Unit Pembangkit harus mampu beroperasi sesuai dengan kemampuan yang dideklarasikan:
- pada frekuensi dalam rentang 49,0 Hz hingga 51.0 Hz; dan
 - pada setiap faktor-daya (*power factor*) di antara 0,85 *lagging* dan 0,90 *leading*.

Pengecualian dari persyaratan ini adalah unit pembangkit generator induksi kapasitas kecil atau yang disetujui oleh Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region*.

- CC 3.2.5 Setiap Unit Pembangkit harus tetap terhubung ke Jaringan pada rentang frekuensi 47.5 Hz hingga 52.0 Hz. Pemisahan Unit Pembangkit dari Jaringan dalam rentang frekuensi ini dibolehkan bila merupakan bagian dari pengamanan Jaringan secara keseluruhan yang diatur oleh Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region*.

CC 3.3 Persyaratan Peralatan Komunikasi Pemakai Jaringan

Setiap Pemakai Jaringan, harus menyediakan peralatan komunikasi yang dihubungkan dengan fasilitas komunikasi Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region*:

Suara (*voice*) - Operasional:

Sirkuit komunikasi khusus untuk Pembangkit besar yang terhubung ke 500 kV serta Gardu Induk 500 kV; dan,

Jaringan telekomunikasi PT PLN (Persero) bagi Pembangkit medium dan kecil yang terhubung ke 150 kV dan 70 kV serta Gardu Induk 150 kV dan 70 kV.

- Administratif:

Jaringan telekomunikasi PT PLN (Persero) atau sirkuit khusus telekomunikasi umum untuk semua Pemakai Jaringan.

Data

- sirkuit komunikasi khusus untuk SCADA;

- sirkuit komunikasi khusus untuk Proteksi Jaringan

- jaringan telekomunikasi PT PLN (Persero) atau sirkuit khusus telekomunikasi umum untuk facsimile; dan,

- jaringan telekomunikasi PT PLN (Persero) atau jaringan khusus untuk rangkaian komputer.

- CC 3.3.1 Untuk menjamin tersedianya monitoring dan pengaturan jaringan transmisi yang memadai, sarana telekomunikasi di antara Pemakai Jaringan dan Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* harus dipersiapkan sesuai dengan persyaratan berikut ini atau fasilitas komunikasi lain yang disetujui oleh Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region*.

- CC 3.3.2 Pemakai Jaringan harus memasang, memelihara dan mengoperasikan dua saluran komunikasi suara yang independen, di Ruang Kendali Pemakai Jaringan agar dapat berkomunikasi dengan Pusat Pengatur Beban dan/atau Pengatur Beban *Region/Sub-region*. Terminologi 'independen' mengandung pengertian bahwa bila salah satu saluran terganggu, saluran yang satunya lagi

masih dapat dipakai. Saluran-saluran komunikasi tersebut harus terpadu secara memadai dengan fasilitas telekomunikasi yang telah ada. Saluran-saluran suara harus digunakan untuk komunikasi di antara operator Pusat Pengatur Beban/Pengatur Beban *Region/Sub-region* dengan operator Pemakai Jaringan, dan hanya digunakan untuk maksud operasional saja. Fasilitas telekomunikasi tersebut harus dilengkapi alat catu daya utama dan cadangan yang memadai.

CC 3.3.3 Pemakai Jaringan harus memasang dan memelihara rangkaian komputer tersendiri serta peralatan faksimile yang kompatibel dengan peralatan Pusat Pengatur Beban dan/atau Pengatur Beban *Region/Sub-region*.

CC 3.3.4 Pemakai Jaringan harus memasang, memelihara dan mengoperasikan saluran data SCADA pada titik sambungan yang menyediakan indikasi-indikasi, pengukuran, telemetry dan *remote control*, seperti dinyatakan pada *Appendix 2* Aturan Penyambungan ini ke Pusat Pengatur Beban dan/atau Pengatur Beban *Region/Sub-region*.

CC 3.3.5 Pemakai Jaringan harus memasang, memelihara dan mengoperasikan saluran data proteksi Jaringan pada titik sambungan, yang menyediakan indikasi *remote protection*, pengukuran, telemetry dan *remote control*, seperti dinyatakan pada *Appendix 2* Aturan Penyambungan ini ke Pusat Pengatur Beban dan/atau Pengatur Beban *Region/Sub-region*.

CC 4.0 **Prosedur Penyambungan**

CC 4.1 Penyampaian Data dan Informasi.

Permohonan diajukan sekurang-kurangnya 30 (tiga puluh) hari kerja sebelum tanggal pelaksanaan pemberian tegangan (*energize*) titik sambungan, dengan catatan bahwa Pemakai Jaringan sudah memenuhi persyaratan atas fasilitas dan titik sambungan terkait:

- a. sesuai dengan persyaratan dalam Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi (*Scheduling and Dispatch Code* - SDC), dan telah menyampaikan data dan informasi yang diperlukan sesuai dengan Aturan Kebutuhan Data (*Data Requirements Code* - DRC) dengan waktu yang memadai untuk evaluasi teknisnya;
- b. memenuhi persyaratan Aturan Operasi (*Operating Code* - OC);
- c. menyampaikan permintaan tertulis kepada P3B untuk maksud *energize* titik sambungan, termasuk informasi keinginan waktu tercepat untuk *energize*;
- d. menyampaikan kepada P3B informasi yang diperlukan untuk mempersiapkan urutan kerja lapangan:
 - i. daftar peralatan Pemakai Jaringan (seperti trafo, *tap changer*, pengaturan dan pasokan reaktif, peralatan proteksi, dan lain-lain) yang mempengaruhi Jaringan; dan,
 - ii. daftar personel Pemakai Jaringan yang akan bertanggungjawab memberi dan menerima data informasi yang diperlukan sesuai Aturan Pengoperasian dan Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi;

yang menyangkut nama, jabatan, tanggung jawab pada titik sambungan atau lokasi kantor kerjanya;

- e. menyampaikan kepada P3B konfirmasi tertulis bahwa semua peralatan pada titik sambungan memenuhi persyaratan Aturan Jaringan, dan Aturan Penyambungan, kecuali atas sesuatu yang dijamin oleh P3B.

CC 4.2

Sebelum *energize* titik sambungan, Pemakai Jaringan harus membuktikan kepada P3B bahwa Pemakai Jaringan telah memenuhi semua persyaratan dari Lembaga yang berwenang yaitu pemeriksaan, sertifikat konstruksi dan laik operasi atas fasilitas tersebut. Di samping itu, Pemakai Jaringan harus membuktikan bahwa komunikasi yang diperlukan, proteksi, dan peralatan kontrol yang terpasang memenuhi standar dalam Aturan Jaringan. Fasilitas yang dibangun Pemakai Jaringan harus diperiksa dan disetujui oleh suatu badan sertifikasi terakreditasi atau yang disepakati oleh P3B dan Pemakai Jaringan. Ijin untuk penyambungan ke Jaringan harus diberikan secara tertulis oleh P3B kepada Pemakai Jaringan, dan prosedur pemberian tegangan harus diikuti oleh Pemakai Jaringan.

CC 4.3

Kewajiban P3B.

Sebelum tanggal *energize* titik sambungan, dan persyaratan penyambungan telah dipenuhi, maka P3B harus:

- a. sudah menetapkan keputusan apakah fasilitas Pemakai Jaringan sepenuhnya memenuhi persyaratan dalam Aturan Jaringan;
- b. mempersiapkan, menyetujui dan menyampaikan kepada Pemakai Jaringan, jadwal lapangan yang meliputi informasi:
 - i. daftar peralatan P3B dan peralatan Pemakai Jaringan pada titik sambungan;
 - ii. daftar kegiatan yang akan dilakukan oleh P3B dan Pemakai Jaringan di titik sambungan;
 - iii. penjelasan/skedul atas telekomunikasi, meter pengukuran, proteksi jaringan, telemetry dan peralatan kontrol; dan
 - iv. daftar personel P3B yang bertanggung jawab memberikan dan menerima data dan informasi yang diperlukan sesuai dengan Aturan Pengoperasian dan Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi, meliputi; nama, jabatan, tanggung jawab, serta satuan organisasinya.
- c. mempersiapkan prosedur keselamatan kerja setempat, nama petugas koordinator keselamatan kerja, sesuai dengan persyaratan dalam Aturan Pengoperasian.

CC 4.4

Pemeriksaan dan Sertifikasi Titik Sambungan

CC 4.4.1

P3B dan Pemakai Jaringan melakukan kesepakatan waktu/tanggal untuk pemeriksaan titik sambungan. Tanggal tersebut tidak lebih awal dari tanggal yang diminta oleh Pemakai Jaringan pada Aturan Penyambungan CC 4.1, namun tidak dapat ditunda tanpa alasan yang jelas. P3B harus melakukan pemeriksaan titik sambungan berikut peralatan terkait lainnya termasuk pengujian yang diperlukan, untuk meyakinkan bahwa pemberian tegangan

(*energize*) titik sambungan tidak akan mengganggu keamanan dan kelangsungan operasi.

CC 4.4.2 Apabila P3B menyatakan bahwa kondisi titik sambungan memenuhi persyaratan Aturan Jaringan dan siap untuk *energize*, maka P3B harus menerbitkan Sertifikat Titik Sambungan. Sebaliknya, apabila P3B menyatakan bahwa kondisi titik sambungan tidak memenuhi persyaratan Aturan Jaringan dan tidak siap untuk *energize*, maka P3B harus memberikan pernyataan tertulis kepada Pemakai Jaringan.

CC 4.4.3 Dalam hal P3B telah menyatakan bahwa titik sambungan dan/atau peralatan terkait lainnya tidak siap menerima tegangan, Pemakai Jaringan harus melakukan perbaikan yang diperlukan atas titik sambungan dan/atau peralatan terkait lainnya, serta menginformasikan kepada P3B untuk melakukan pemeriksaan ulang. P3B dan Pemakai Jaringan kemudian menyepakati waktu/tanggal pelaksanaan pemeriksaan ulang tersebut.

CC 4.5 *Energize* Titik Sambungan

Setelah P3B menerbitkan Sertifikat Titik Sambungan, Pemakai Jaringan dan P3B harus bersama-sama mengadakan kesepakatan mengenai prosedur dan saat *energize* tersebut.

CC 5.0 **Karakteristik Operasi Terdaftar**

Sebelum *energize* titik sambungan, Pemakai Jaringan harus menyampaikan semua data yang dibutuhkan sesuai dengan Aturan Kebutuhan Data. Pemakai Jaringan harus juga menyampaikan revisi atas data operasi terdaftar untuk memperlihatkan perubahan-perubahan yang terjadi di titik sambungan dan/atau peralatan terkait lainnya.

CC 6.0 **Data Perencanaan Fasilitas dan Pengoperasian**

Sebelum *energize* fasilitas milik Pemakai Jaringan, Pemakai Jaringan harus menyampaikan semua data perencanaan dan pengoperasian fasilitasnya untuk memenuhi kebutuhan Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi. Setelah *energize* berlangsung, Pemakai Jaringan berkewajiban untuk terus menyampaikan data yang diperlukan sesuai dengan jadwal yang dinyatakan dalam Aturan Jaringan.

CC 7.0 **Nomenklatur dan Identifikasi Peralatan**

Semua Peralatan yang terhubung dengan jaringan transmisi harus menggunakan penomoran dan identifikasi seperti dinyatakan dalam *Appendix 3* Aturan Penyambungan ini. Persyaratan ini diberlakukan untuk semua Pemakai Jaringan dan P3B. Pengaturan identifikasi ini dibuat untuk meminimalkan kemungkinan kesalahan operator dalam pengoperasian oleh karena kesalahan pengertian dalam menangkanp instruksi (lihat Aturan Operasi OC 13.0).

- CCA1 Appendix 1: Persyaratan dan Standardisasi Peralatan di Titik Sambungan**
- CCA1 1.0 Umum**
- Semua peralatan yang terhubung dengan Jaringan harus memenuhi Standar Nasional Indonesia atau standar internasional yang diacu. Hal ini meliputi, namun tidak terbatas pada, PMT (*circuit breakers*), PMS (*disconnects, switch disconnects*), Peralatan Pentanahan, Trafo Tenaga, Trafo Tegangan, Trafo Arus, Reaktor, *Arrester, Bushing*, Peralatan Netral, Kapasitor, *Line Traps*, Peralatan Kopling, dan koordinasi isolasi pada titik sambungan. Di samping itu, peralatan-peralatan tersebut harus memenuhi standar ANSI/IEEE, aturan (*code*) NEC/NEMA dan/atau IEC, kecuali untuk peralatan tertentu yang secara eksplisit dinyatakan mengikuti standar lain.
- CCA1 2.0 Persyaratan-persyaratan yang harus dipenuhi oleh pengguna Titik Sambungan ke P3B**
- Setiap sambungan antara fasilitas Pemakai Jaringan dengan jaringan transmisi harus dikontrol oleh PMT yang mampu memutuskan arus hubung singkat maksimum pada titik sambungan. Berdasarkan permintaan, P3B harus memberikan nilai arus hubung singkat saat penyambungan dan yang akan datang, serta rating PMT saat berlangsung dan pada titik-titik sambungan terkait yang akan dibangun.
- CCA1 2.1 Pengaturan Proteksi**
- Proteksi untuk fasilitas Pemakai Jaringan dan sambungan-sambungannya ke jaringan transmisi harus memenuhi persyaratan minimum seperti di bawah ini. Semua *setting* harus dikoordinasikan dengan *setting* proteksi P3B untuk memperkecil akibat gangguan pada fasilitas Pemakai Jaringan terhadap jaringan transmisi.
- CCA1 2.2 Waktu Pemutusan Gangguan**
- a. Waktu pemutusan gangguan untuk gangguan di sisi Pemakai Jaringan yang terhubung langsung dengan jaringan transmisi, mulai dari saat terjadinya gangguan hingga padamnya busur listrik oleh terbukanya PMT, harus kurang dari atau sama dengan:
 - i. 500 kV : 90 milidetik
 - ii. 150 kV : 120 milidetik
 - iii. 70 kV : 150 milidetik.
 - b. Waktu pemutusan gangguan untuk hubungan 20 kV harus ditentukan oleh P3B dan/atau PT PLN (Persero) Distribusi, tergantung pada lokasi titik sambungan.
 - c. Dalam hal terjadinya kesalahan peralatan proteksi utama Pemakai Jaringan, maka proteksi cadangan (*back-up*) untuk gangguan di titik sambungan tegangan tinggi Pemakai Jaringan yang disediakan oleh Pemakai Jaringan harus disetel dengan waktu pemutusan gangguan kurang dari 400 milidetik. P3B juga harus menyediakan proteksi cadangan yang akan bekerja dengan waktu yang lebih lambat dari proteksi cadangan

Pemakai Jaringan untuk maksud diskriminasi waktu. Proteksi cadangan Pemakai Jaringan juga diharapkan mampu bertahan, tanpa trip, terhadap arus beban yang timbul selama pemutusan suatu gangguan di jaringan transmisi oleh 'proteksi kegagalan PMT' (*circuit breaker failure protection*) atau proteksi cadangan. Kondisi ini akan memberikan peluang diskriminasi waktu antara proteksi cadangan Pemakai Jaringan dengan proteksi cadangan yang ada di jaringan transmisi.

Proteksi kegagalan PMT harus terpasang pada semua titik sambung PMT 500 kV dan 150 kV. Dalam hal terjadinya kegagalan pemutusan arus gangguan oleh PMT tersebut, maka proteksi kegagalan PMT akan men-*trip*-kan semua PMT yang terhubung langsung dengan PMT yang gagal tersebut dalam waktu kurang dari 250 milidetik namun harus lebih dari 200 milidetik. Target unjuk kerja sistem proteksi (*protection system performance index*) jaringan adalah 99,0% yang merupakan ukuran rata-rata dari kemampuan dan keberhasilan peralatan proteksi secara tepat men-*trip*-kan PMT pada saat terjadi gangguan primer sistem (*dependability index*) dan ukuran keamanan sistem proteksi pada saat tidak terjadi gangguan di primer sistem (*security index*). Pemakai Jaringan berkewajiban memenuhi persyaratan Aturan Jaringan untuk mencapai angka keberhasilan proteksi tersebut.

CCA1 2.3 Peralatan Proteksi yang Diperlukan

CCA1 2.3.1 Proteksi pada Fasilitas Interkoneksi

Semua peralatan proteksi Pemakai Jaringan yang mungkin mempengaruhi fasilitas jaringan transmisi harus memperoleh persetujuan dari P3B. Pemakai Jaringan harus mendapatkan persetujuan atas rencana peralatan proteksi sebelum dipasang. Persyaratan proteksi fasilitas interkoneksi jaringan transmisi dikelompokkan berdasarkan perbandingan impedansi sumber terhadap impedansi saluran yang diamankan (SIR). Suatu saluran didefinisikan sebagai :

- Saluran pendek, jika $SIR > 4.0$
- Saluran sedang, jika $0.5 \leq SIR \leq 4.0$
- Saluran panjang, $SIR < 0.5$

a. Proteksi Saluran 500 kV:

- i. menggunakan filosofi duplikasi (skema proteksi [a] dan skema proteksi [b]) dengan ketentuan berbeda jenis proteksi atau jika jenisnya sama harus menggunakan algoritma pengukuran yang berbeda, manufacture yang berbeda. Sistem telekomunikasi proteksi yang digunakan untuk skema proteksi [a] dan skema proteksi [b] harus menggunakan media komunikasi yang berbeda yaitu *fibre optics* dan PLC (*power line carrier*); skema proteksi minimum untuk saluran 500 kV adalah seperti pada tabel A1.1:
- ii. dilengkapi dengan Rele *Out-of-step* utama dan cadangan, untuk memblok bekerjanya *distance relay* pada kondisi ayunan daya (*power swing*);
- iii. setiap PMT terminal saluran transmisi harus dilengkapi dengan proteksi kegagalan PMT (*circuit breaker failure protection*); dan,

- iv. setiap terminal saluran transmisi harus dilengkapi dengan skema proteksi *tripping* dan *reclosing* satu fasa dan tiga fasa. *Reclosure* tiga fasa harus dilengkapi dengan rele *synchro-check*.

Tabel A1.1. Skema Proteksi Minimum Saluran 500 kV

Saluran yang diproteksi	Skema Proteksi	Saluran Telekomunikasi	
		PLC	FO
Saluran Pendek (SIR>4)	Skema Proteksi (a) Utama 1: Teleproteksi CD Cadangan: Teleproteksi Z + DEF		√
	Skema Proteksi (b) Utama 2: Teleproteksi CD Cadangan: Teleproteksi Z + DEF	√	√
Saluran Sedang (0.5<SIR<4) & Saluran Panjang (SIR<0.5)	Alternatif I Skema Proteksi (a) Utama 1: Teleproteksi Z + DEF Cadangan: Z	√	
	Skema Proteksi (b) Utama 2: Teleproteksi CD Cadangan: Teleproteksi Z + DEF		√
	Alternatif II (*) Skema Proteksi (a) Utama 1: Teleproteksi Z + DEF Cadangan: Z		√
	Skema Proteksi (b) Utama 2: Teleproteksi Z + DEF Cadangan: Z	√	

Keterangan:

CD = *Current Differential*; DC = *Directional Comparison*

DEF = *Directional Earth Fault*; Z = *Distance Relay*; PLC = *Power Line Carrier*

(*) skema *distance relay* menggunakan skema *transfer trip* yang berbeda seperti *permissive under reach* dan *permissive overreach*.

- b. Proteksi Saluran 150 kV dan 70 kV
- i. Saluran pendek harus diproteksi dengan *differential* yang menggunakan *pilot wire* atau proteksi *current differential* melalui *fiber optics* atau proteksi *directional comparison* (jenis *non-impedance*);
 - ii. Saluran yang sedang dan panjang, harus diproteksi dengan skema *distance relay* yang menggunakan *transfer trip*, berupa *permissive under reaching* atau *permissive over reaching*, atau skema *directional comparison*. Skema tersebut harus juga mencakup Proteksi zone-2 dan zone-3 dengan waktu tundanya, serta dilengkapi dengan proteksi *Directional Earth Fault*, dan proteksi *Over-Current*.
 - iii. Setiap rele di terminal SUTT harus berkemampuan untuk '*tripping* dan *reclosing*' tiga fasa, dan khusus proteksi SUTT 150 kV berkemampuan untuk '*tripping* dan *reclosing*' satu fasa. Pelaksanaan *reclosing* tiga fasa harus melalui *synchro check relay*.

- iv. Media untuk skema *distance relay* yang menggunakan *transfer trip* adalah *PLC*.
- v. Untuk saluran transmisi dengan 2 atau lebih seksi SKTT/SUTT saluran pendek pola proteksi SKTT maka *current differential* harus dilengkapi dengan *distance relay* dalam satu rele dan *backup overcurrent relay/ground fault relay*.

CCA1 2.3.2 Proteksi Trafo Tenaga harus memenuhi tabel A1.2 berikut:

Tabel A1.2: Proteksi Trafo Tenaga

Proteksi	Ratio dan kapasitas transformator							
	150/66 kV, 150/20 kV, 70/20 kV						500/150 Kv	
	< 10 MVA		10 s.d. 30 MVA		> 30 MVA			
	HV	LV	HV	LV	HV	LV	HV	LV
Suhu lebih	√		√		√		√	
<i>Bucholz</i>	√		√		√		√	
Tekanan lebih mendadak	√		√		√		√	
Differensial					√		√	
Arus Lebih	√	√	√	√	√	√	√	√
Termal			√		√		√	
<i>Earth Fault</i>	√	√	√	√	√	√	√	√
<i>Restricted EF</i>					√*	√*	√	√

* : tidak berlaku untuk trafo yang ditanahkan melalui impedansi tahanan-besar.

Proteksi cadangan trafo distribusi seperti rele arus lebih fasa-fasa/phas-tanah (OCR/GFR) harus dikoordinasikan dengan proteksi feeder sesuai dengan kesepakatan antara P3B dengan pemakai jaringan.

CCA1 2.3.3 Proteksi Unit Generator

Proteksi semua Unit Generator harus dikoordinasikan dengan proteksi jaringan transmisi, setidaknya-tidaknya untuk: proteksi cadangan terhadap gangguan tanah dan hubung singkat seperti rele arus lebih (rele 50/51) dan tegangan arus lebih (51V), proteksi terhadap gangguan eksitasi lebih seperti rele *over-excitation* (rele V/Hz atau 59/81 atau 24), proteksi terhadap gangguan yang dapat menyebabkan generator beroperasi asinkron seperti rele *out-of-step* (rele 78) dan rele *loss-of-field* (rele 40), proteksi Tegangan dan Frekuensi seperti rele *under/over-voltage* (rele 59) dan rele *under/over-frequency* (rele 81).

CCA1 2.3.4 Bus Protection Tegangan Tinggi

Semua rel tegangan tinggi yang terhubung ke jaringan transmisi yang merupakan outlet pembangkit atau outlet IBT (500/150 kV atau 150/70 kV) harus dilengkapi dengan proteksi *bus differential*.

CCA1 2.3.5 *Disturbance Fault Recorder*

Dalam hal terjadi gangguan guna mempermudah analisa gangguan maka :

- i. setiap titik sambung ke jaringan 500 kV selain harus dilengkapi dengan *external disturbance*, *Sequencial Event Recorder* (SER) juga dilengkapi *internal disturbance* dari skema proteksi [a] dan skema proteksi [b].
- ii. setiap titik sambung ke jaringan 150 kV atau 70 kV harus dilengkapi dengan *internal disturbance* dan *Sequencial Event Recorder* (SER) dari proteksi.
- iii. proteksi trafo distribusi sisi *incoming* dan proteksi *feeder* harus dilengkapi dengan *internal disturbance* dan *Sequencial Event Recorder* (SER) dari proteksi.

CCA1 3.0 *Meter Revenue*

Semua titik-titik sambungan harus dilengkapi dengan Trafo Arus dan Trafo Tegangan untuk pengukuran *revenue* sesuai dengan spesifikasi dalam *Metering Code*.

Sinyal yang harus dikirim/diterima ke/dari Pusat Pengatur Beban dan/atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* adalah seperti Tabel A2.1 berikut.

Tabel A2.1: Daftar sinyal

	Mnemonic	Fungsi/designasi	GI	Rel	Pht	Trf	Dia- mtr	Gen	Trf Gen	Reak- tor
Output Digital (TS)	1. TPI	Indikasi posisi tap (kode: abu-abu)				x				
Input Analog (TM)	1. HZ	Frekuensi	x							
	2. KV	Tegangan		x		x		x		
	3. MW	Mega Watt				x	x	x		
	4. MX	Mega VAr				x	x	x		x
	5. AM	Ampere				x				
	6. Po	Setting daya aktif						x		
	7. Pr	Setting variasi daya aktif maksimum						x		
Input digital tunggal (TSS)	1. LRCB	Saklar pilih lokal/remote PMT					x			x
	2. LRT	Saklar pilih lokal/remote tap-changer				x				
	3. BF	Gangguan bay			x	x			x	x
	4. BRF	Kegagalan PMT (Circuit breaker)					x			x
	5. AR	Auto reclose PMT	x				x			
	6. VS	Status tegangan		x						
	7. TRA	Alarm trafo				x				
	8. TRT	Trafo trip				x				
	9. TCA	Alarm tap changer				x				
	10. TCT	Tap changer trip				x				
	11. TCH	Limit atas tap changer				x				
	12. TCL	Limit bawah tap changer				x				
	13. TUT	Unit trip							x	
	14. CD	Saklar pemutus pengendalian	x							
	15. EPF	Alarm RTU	x							
	16. COM	Alarm komunikasi	x							
	17. RT	Reaktor trip								x
	18. RF	Gangguan reaktor								
	19. ARO	Saklar pelepas auto-reclose				x				
	20. TRO	Rele trip beroperasi	x							
	21. CSP	Sedang pemeriksaan sinkron	x							
	22. LT	Penghantar trip				x				
	23. DT	Diameter trip	x							
	24. BBT	Rel trip	x							
	25. PSF	Signal proteksi terganggu	x							
	26. TAF	AVC trafo terganggu	x							
	27. SUF	Gangguan penting di gardu induk	x							
	28. SNF	Gangguan minor di gardu induk	x							
	29. TPF	Telepon/teleprinter terganggu	x							
	30. VTF	Trafo terganggu	x						x	
	31. PUM	Unit sedang dipelihara								

	Mnemonic	Fungsi/designasi	GI	Rel	Pht	Trf	Dia- mtr	Gen	Trf Gen	Reak- tor
Input digital ganda (TSD)	1. PMT	PMT tertutup / terbuka					x			X
	2. BI	PMS rel seksi		x		x	X			
	3. TCC	Tap changer auto/remote								
	4. GUC	Unit generator operasi/stop								
	5. CSO	Synchro-check di-override	x							
	6. LI	PMS penghantar tertutup/terbuka			x	x			X	X
	7. ES	PMS-tanah tertutup/terbuka		x	x	x			X	X
	8. LFA	LFC tersedia						x		
	9. LFC	Saklar LFC on/off						x		
	10. PSO	Saklar set daya on/off						x		
	11. DCBC	Dummy breaker on/off	x							
Output digital (RCD)	1. PMT	PMT tertutup/terbuka					x			X
	2. BI	PMS rel seksi								
	3. TCC	Tap-changer auto/remote				x				
	4. GUC	Unit generator operasi/stop						x		
	5. CSO	Synchro-check di-override	x							
	6. TC	Tap-changer naik/turun				x				
	7. DCBC	Dummy breaker on/off	x							
	8. GOV	Free acting governor active						x		
	9. AVR	Automatic voltage regulator active						x		
	10. AQR	Automatic power factor regulator active						x		
Output analog (RCA)	1. Po	Setting daya aktif						x		
	2. Pr	Setting variasi daya aktif maksimum						x		
	3. N	Level "N" LFC						x		
Impuls (IMP)	1. MWh	Energi aktif				x				
	2. MVAh	Energi reaktif				x				

Catatan :

GI : Gardu Induk TS : Tele Signaling TM : Tele Metering
 TRF : Trafo TSS : Tele Signaling tunggal TSD : Tele Signaling Ganda
 GENTRF : Trafo generator RCD : Tele Kontrol Digital RCA : Tele Kontrol Analog
 GEN : Generator IMPUL : Impuls REACT : Reaktor

("x" mengindikasikan sinyal yang harus disediakan untuk setiap jenis sambungan)

CCA3 Appendix 3: Penomoran Peralatan, dan Kode Identifikasi
(*Equipment Numbering and Code Identification*)

CCA3 1.0 Kode Identifikasi

Kode identifikasi terdiri dari 18 karakter yang disusun dalam 3 blok yang merupakan subkode identifikasi untuk lokasi, subkode identifikasi untuk peralatan dan subkode identifikasi untuk elemen. Penyusunannya adalah sebagai berikut:

A	HHHHH	A	HHHP	A	AA	HH	P
A		B			C		

Blok A: subkode identifikasi lokasi
Blok B: subkode identifikasi peralatan
Blok C: subkode identifikasi element

A: angka/nomor
H: huruf
P: angka atau huruf

Diperbolehkan menggunakan satu spasi (*blank*) atau tanpa spasi di antara masing-masing grup angka atau huruf.

Contoh: **1KSBRU 4KOPEL1 07 B12**

CCA3 2.0 Subkode identifikasi lokasi

Subkode identifikasi lokasi terdiri dari 6 karakter, dibagi dalam 2 bagian. Bagian pertama terdiri dari 1 karakter menunjukkan kode Area. Bagian kedua terdiri dari 5 karakter menunjukkan kode lokasi. Kode lokasi adalah singkatan nama spesifik lokasi. Subkode identifikasi lokasi dinyatakan dengan susunan sebagai berikut :

A	HHHHH
1	2

Bagian 1: kode area
Bagian 2: kode lokasi

CCA3 2.1 Kode Area

Area dimaksudkan sebagai Pengatur Beban *Region* (*Area Control Center - ACC*) yang berlokasi di Cawang, Cigereleng, Ungaran dan Waru, dengan kode area masing-masing:

- Pengatur Beban *Region* (ACC) Cawang: 1
- Pengatur Beban *Region* (ACC) Cigereleng: 2
- Pengatur Beban *Region* (ACC) Ungaran: 3
- Pengatur Beban *Region* (ACC) Waru: 4

CCA3 2.2 Kode Lokasi

Lokasi menunjukkan lokasi pusat pembangkit atau gardu induk. Kode untuk pusat pembangkit baru atau gardu induk baru ditentukan oleh P3B.

Contoh-contoh kode lokasi ditunjukkan pada Tabel A3.1.

Contoh subkode identifikasi lokasi adalah sebagai berikut:

1 DUKSB

4 GRSIK

- 1: mengindikasikan ACC Cawang
DUKSB: mengindikasikan Gardu Induk Durikosambi (di bawah pengendalian ACC Cawang)
 4: mengindikasikan ACC Waru
GRSIK: mengindikasikan Pusat Pembangkit Gresik (di bawah pengendalian ACC Waru)

Tabel A3.1: Contoh kode lokasi

Lokasi	Kode	Lokasi	Kode
<i>ACC Cawang</i>		<i>ACC Cigereleng</i>	
Ancol	ANCOL	Bandungselatan	BDSLN
Durikosambi	DUKSB	Garut	GARUT
Muarakarang	MKRNG	Kamojang	KMJNG
Petukangan	PTKGN	Tasikmalaya	TSMYA
Suralaya	SLAYA	Saguling	SGLNG
<i>ACC Ungaran</i>		<i>ACC Waru</i>	
Blora	BLORA	Babat	BABAT
Bringin	BRINGI	Sukolilo	SLILO
Mojosongo	MJNGO	Wlingi	WLNGI
Kentungan	KNTUG	Pacitan	PCTAN
Pandeanlamper	PDLAM	Gresik	GRSIK

CCA3 3.0 Subkode Identifikasi Peralatan

Subkode identifikasi peralatan terdiri dari 9 karakter yang terbagi dalam 4 bagian. Bagian pertama berisi 1 karakter mengindikasikan kode tegangan. Bagian kedua berisi 5 karakter mengindikasikan nama peralatan. Bagian ketiga berisi 1 karakter mengindikasikan nomor kode lokasi dimana peralatan tersebut terpasang. Bagian keempat berisi 2 karakter mengindikasikan koordinat *bay*.

Subkode identifikasi peralatan dinyatakan dengan susunan sebagai berikut:

A	HHHP	A	AA
1	2	3	4

- Bagian 1: kode tegangan
 Bagian 2: kode nama peralatan
 Bagian 3: kode nomor peralatan
 Bagian 4: koordinat *bay*

CCA3 3.1 Kode Referensi Tegangan

Kode Referensi Tegangan menunjukkan tegangan peralatan yang berada di pusat pembangkit atau gardu induk, ditunjukkan pada Tabel A3.2.

Tabel A3.2. Kode Referensi Tegangan

Nama	Rentang	Kode
Tegangan Rendah	sampai 1000 V	0
Tegangan Menengah	1 – 10 kV	1
	10 – 30 kV	2
	30 – 60 kV	3
Tegangan Tinggi	60 – 90 kV	4
	90 – 200 kV	5
	200 – 400 kV	6
Tegangan Ekstra Tinggi	400 – 600 kV	7
	600 – 1000 kV	8
	di atas 1000 kV	9

CCA3 3.2 Kode Nama Peralatan

Peralatan dimaksudkan sebagai bagian dari pusat pembangkit atau gardu induk.

Kode nama peralatan ditunjukkan dalam Tabel A3.3.

Tabel A3.3: Kode Nama Peralatan

Nama Peralatan	Kode
A. Pusat pembangkit	
Pusat Listrik Tenaga Air	PLTA
Pusat Listrik Tenaga Diesel	PLTD
Pusat Listrik Tenaga Gas	PLTG
Pusat Listrik Tenaga Panasbumi	PLTP
Pusat Listrik Tenaga Nuklir	PLTN
Pusat Listrik Tenaga Uap:	
Batubara	PLTUB
Gasbumi	PLTUG
Minyak	PLTUM
Pusat Listrik Tenaga Gas/Uap	PLTGU
B. Peralatan Gardu Induk	
Bay Penghantar	1)
Bay generator	PBKIT
Rel/busbar	BSBAR
Busbar section	BSSEC
Kopel Rel	KOPEL

Nama Peralatan	Kode
Trafo	TRFOX ²⁾
Diameter	DAMTR
Reaktor Shunt	SHTXL
Kapasitor Shunt	SHTXC
Ekstensi	EXTEN ³⁾
Spare	SPARE ⁴⁾
Substation	SUBST ⁵⁾
RTU	RTUTS ⁶⁾

- 1) Kode lokasi pusat-pembangkit atau Gardu-Induk ke arah mana transmisi tersebut terhubung.
- 2) X adalah kode tegangan belitan sekunder trafo, sesuai dengan Tabel A3-2.
- 3) Untuk rencana bay ekstensi yang belum pasti.
- 4) Spare untuk rencana ekstensi yang belum pasti.
- 5) Untuk alarm Gardu-Induk.
- 6) Untuk alarm RTU.

CCA3 3.3 Kode Nomor Peralatan

Nomor Peralatan adalah nomor urut peralatan di lokasi peralatan terpasang.

CCA3 3.4 Koordinat Bay

Koordinat *Bay* dimaksudkan sebagai nomor yang diberikan sebagai koordinat *bay*. Urutan koordinat *bay* ditentukan sebagai berikut:

- dari tegangan yang lebih tinggi ke tegangan yang lebih rendah,
- dari kiri ke kanan,
- dari atas ke bawah, dan,
- berdasarkan putaran jarum jam.

Contoh subkode identifikasi untuk peralatan diberikan sebagai berikut:

4 KOPEL 1 07

- 4: indikasi di sisi 70 kV pusat pembangkit atau gardu induk.
KOPEL: nama peralatan.
 1: indikasi bahwa **KOPEL** nomor 1 (satu).
 07: indikasi bahwa **KOPEL** tersebut berada di *bay* nomor 7.

CCA3 4.0 Subkode Identifikasi Komponen

Subkode identifikasi komponen terdiri dari 3 karakter yang terbagi dalam 2 bagian. Bagian pertama terdiri dari 2 karakter mengindikasikan jenis komponen. Bagian kedua terdiri dari 1 karakter mengindikasikan nomor komponen dalam peralatan dimana komponen tersebut terpasang. Subkode identifikasi komponen dinyatakan dengan susunan sebagai berikut:

H H	P
1	2

- Bagian 1: kode jenis komponen
 Bagian 2: kode nomor komponen

Kode Komponen terdiri dari 3 karakter dapat juga digunakan mengidentifikasi data SCADA.

CCA3 4.1 Kode Jenis Komponen

Jenis Komponen adalah bagian dari peralatan yang ditunjuk oleh Subkode identifikasi peralatan.

Kode Jenis Komponen ditunjukkan pada Tabel A3.4.

CCA3 4.2 Kode Nomor Komponen

Nomor Komponen adalah nomor yang diberikan untuk komponen dalam suatu peralatan. Nomor Komponen dapat juga merupakan titik pengukuran atau deviasi *set-point*. Penentuan nomor komponen harus selaras dengan penentuan *bay* sehingga posisi komponen dapat dengan mudah diidentifikasi. Sebagai contoh :

- nomor ganjil (1, 3, 5 dst) diberikan untuk PMS-Rel yang terhubung dengan Rel bernomor ganjil.
- nomor genap (2, 4, 6 dst) diberikan untuk PMS-Rel yang terhubung dengan Rel bernomor genap.

Tabel A3.4 Kode Jenis Komponen

Tipe Komponen	Kode
Pemisah (PMS) Rel	BI
Pemisah (PMS) Line	LI
Pemisah (PMS) Tanah	ES
Pemisah / <i>Disconnecting Switch</i>	DS
Pemutus Daya / <i>Circuit Breaker</i>	CB
Pengubah Tap / <i>Tap Changer</i>	TC
Trafo Tegangan	VT

Contoh kode jenis komponen:

BI 2

- BI: indikasi bahwa komponen pada peralatan adalah Pemisah Rel
2: indikasi bahwa PMS-Rel tersebut adalah PMS-Rel nomor 2.

CCA3 5.0 Kode Identifikasi untuk Tujuan Spesifik

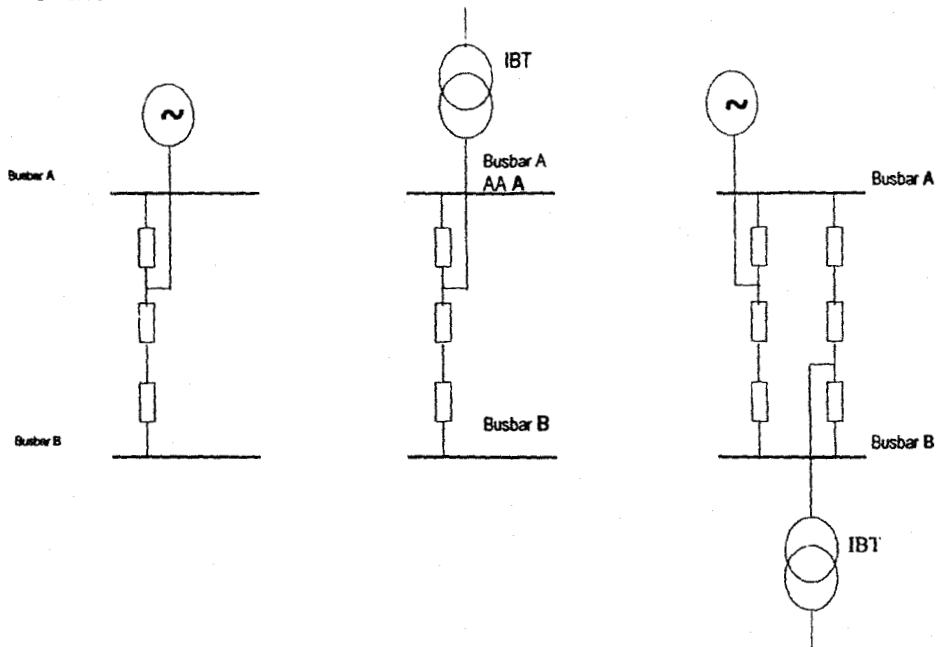
CCA3 5.1 Kode untuk Rel di VDU

Rel pada Gardu-Induk satu setengah *breaker* di sisi Generator adalah Rel A, dan yang lainnya adalah Rel B.

Rel pada Gardu-Induk satu setengah *breaker* di sisi Trafo Interbus (IBT) adalah Rel A, dan yang lainnya adalah Rel B.

Bila Generator dan Trafo keduanya terdapat dalam satu Gardu-Induk maka posisi Generator yang lebih dominan dalam menentukan Rel A.

Contoh:



CCA3 5.2 Kode PMT dalam VDU

Kode khusus identifikasi PMT (*circuit breakers*) pada Gardu-Induk 1½ Breaker yang hanya dimaksudkan untuk komunikasi lisan di antara para operator, ditunjukkan di display gambar Gardu-Induk dalam VDU, dan tidak digunakan dalam data base. Kode identifikasi tersebut dinyatakan dengan susunan sebagai berikut:

A	HH	A
1	2	3

Bagian 1: kode referensi tegangan, 7 untuk 500 kV, dan 5 untuk 150 kV.

Bagian 2: kode PMT (*circuit breaker*)

A untuk PMT yang terhubung ke Rel A

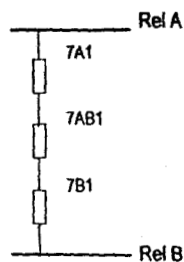
B untuk PMT yang terhubung ke Rel B

AB untuk PMT yang berada di antara PMT A dan PMT B

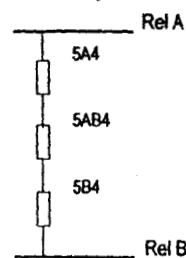
Bagian 3: nomor bay

Contoh :

500 kV, bay nomor 1



150 kV, bay nomor 4



CCA3 5.3 Contoh Kode Identifikasi

Contoh 1 :

2 JTLHR 5 PBKIT3 07 BI 1

- 2 : Pengatur Beban Region (ACC) Cigereleng
- JTLHR : PLTA Jatiluhur
- 5 : terhubung di jaringan 150 kV
- PBKIT3 : unit pembangkit nomor 3
- 07 : bay nomor 7
- BI : Seksi pemisah Rel (bus isolator)
- 1 : nomor 1

Contoh 2 :

1 MKRNG 5 DAMTR2 04 CB 1

- 1 : Pengatur Beban Region (ACC) Cawang
- MKRNG : Pusat Pembangkit Muarakarang
- 5 : terhubung di jaringan 150 kV
- DAMTR2 : diameter nomor 2
- 04 : bay nomor 4
- CB : PMT (circuit breaker)
- 1 : nomor 1

Contoh 3 :

1 ANGKE 5 TRFO42 11 TET

- 1 : Pengatur Beban Region (ACC) Cawang
- ANGKE : Gardu-Induk Angke
- 5 : tegangan 150 kV
- TRFO4 : trafo dengan belitan sekunder 70 kV
- 2 : trafo nomor 2
- 11 : di bay nomor 11
- TET : Suhu Trip Trafo (Transformer Temperature Trip)

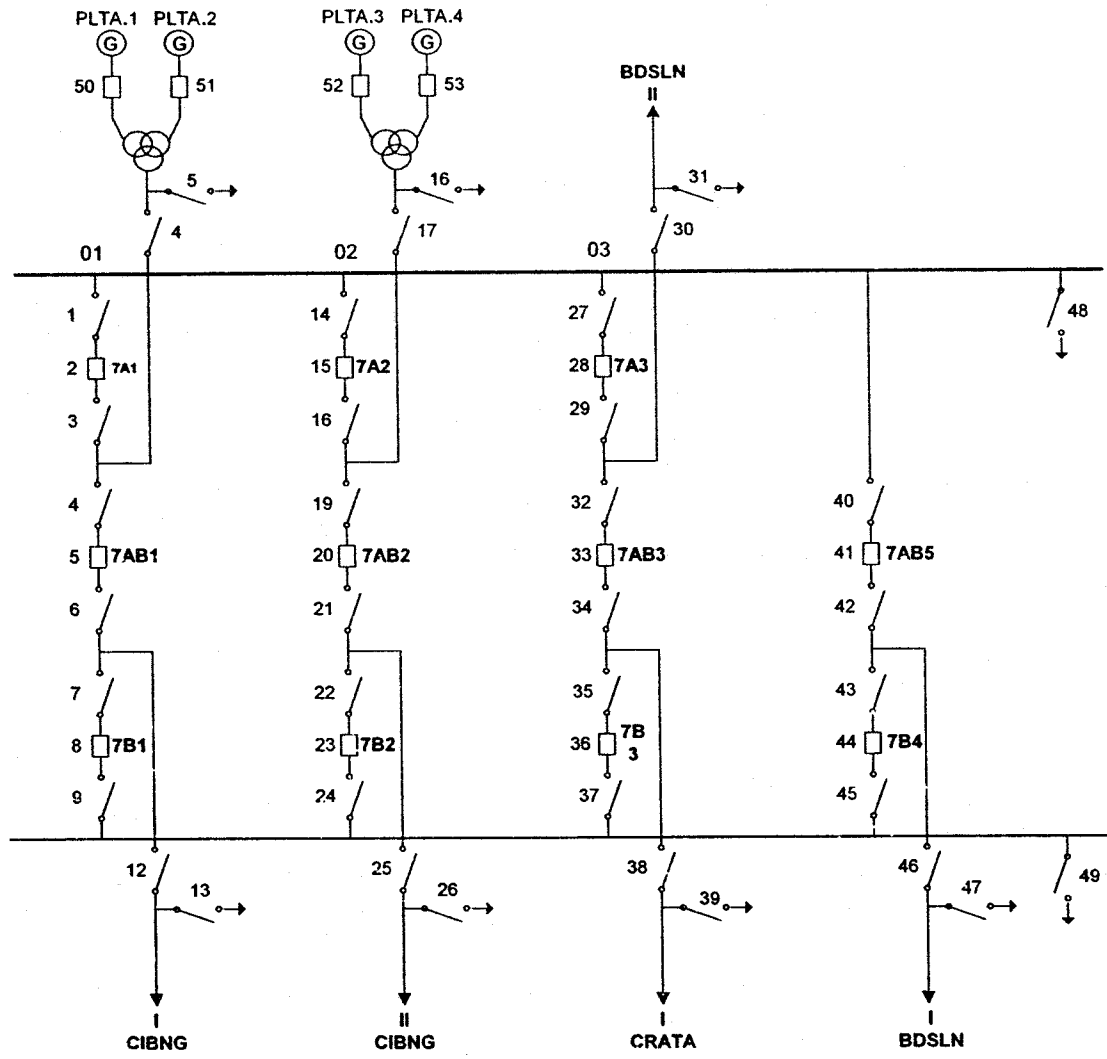
Contoh 4 :

2 JTLHR 1 PLTA.3 - MW

- 2 : Pengatur Beban Region (ACC) Cigereleng
- JTLHR : Pusat Pembangkit Jatiluhur
- 1 : terhubung di jaringan tegangan menengah (1 hingga 10 kV)
- PLTA.3 : generator unit 3
- MW : Daya aktif (Megawatt)

Contoh 5 :

Pusat Pembangkit /Gardu-Induk 500 kV Saguling



Tabel A3.5: Telesinyal

Titik	Lokasi	Peralatan	Bay	Objek
1	2SGLNG 7	PBKI12	01	BI1
2	2SGLNG 7	PBKI12	01	CB
3	2SGLNG 7	PBKI12	01	BI2
4	2SGLNG 7	PBKI12	01	DS
5	2SGLNG 7	PBKI12	01	ES
6	2SGLNG 7	DAMTR 1	01	BI1
7	2SGLNG 7	DAMTR 1	01	CB
8	2SGLNG 7	DAMTR 1	01	BI2
9	2SGLNG 7	CIBNG 1	01	BI1
10	2SGLNG 7	CIBNG 1	01	CB
11	2SGLNG 7	CIBNG 1	01	BI2
12	2SGLNG 7	CIBNG 1	01	LI
13	2SGLNG 7	CIBNG 1	01	ES
14	2SGLNG 7	PBKI 34	02	BI1
15	2SGLNG 7	PBKI 34	02	CB
16	2SGLNG 7	PBKI 34	02	BI2
17	2SGLNG 7	PBKI 34	02	DS
18	2SGLNG 7	PBKI 34	02	ES
19	2SGLNG 7	DAMTR 2	02	BI1
20	2SGLNG 7	DAMTR 2	02	CB
21	2SGLNG 7	DAMTR 2	02	BI2
22	2SGLNG 7	CIBNG 2	02	BI1
23	2SGLNG 7	CIBNG 2	02	CB
24	2SGLNG 7	CIBNG 2	02	BI2
25	2SGLNG 7	CIBNG 2	02	LI
26	2SGLNG 7	CIBNG 2	02	ES
27	2SGLNG 7	BDSL N 2	03	BI1
28	2SGLNG 7	BDSL N 2	03	CB
29	2SGLNG 7	BDSL N 2	03	BI2
30	2SGLNG 7	BDSL N 2	03	LI
31	2SGLNG 7	BDSL N 2	03	ES
32	2SGLNG 7	DAMTR 3	03	BI1
33	2SGLNG 7	DAMTR 3	03	CB
34	2SGLNG 7	DAMTR 3	03	BI2
35	2SGLNG 7	CRATA 1	03	BI1
36	2SGLNG 7	CRATA 1	03	CB
37	2SGLNG 7	CRATA 1	03	BI2
38	2SGLNG 7	CRATA 1	03	LI
39	2SGLNG 7	CRATA 1	03	ES
40	2SGLNG 7	DAMTR 5	05	BI1
41	2SGLNG 7	DAMTR 5	05	CB
42	2SGLNG 7	DAMTR 5	05	BI2
43	2SGLNG 7	BDSL N 1	05	BI1
44	2SGLNG 7	BDSL N 1	05	CB
45	2SGLNG 7	BDSL N 1	05	BI2

Titik	Lokasi	Peralatan	Bay	Objek
46	2SGLNG 7	BDSL N 1	05	LI
47	2SGLNG 7	BDSL N 1	05	ES
48	2SGLNG 7	BSBAR A	..	ES
49	2SGLNG 7	BSBAR B	..	ES
50	2SGLNG 7	PLTA 1	..	CB
51	2SGLNG 7	PLTA 2	..	CB
52	2SGLNG 7	PLTA 3	..	CB
53	2SGLNG 7	PLTA 4	..	CB

Tabel A3.6: Teleinformasi

Jenis	Lokasi	Peralatan	Bay	Objek
Alarm	2 SGLNG 7	DAMTR 1	01	DT
Alarm	2 SGLNG 7	CIBNG 1	01	LT
Alarm	2 SGLNG 7	CIBNG 1	01	BRF
Pengukuran	2 SGLNG 7	CIBNG 1	01	MW
Pengukuran	2 SGLNG 7	CIBNG 1	01	MX
Indikasi.	2 SGLNG 7	CIBNG 1	01	LR
Indikasi	2 SGLNG 7	CIBNG 1	01	CSP
Indikasi	2 SGLNG 7	CIBNG 1	01	ARO
Indikasi	2 SGLNG 7	CIBNG 1	01	TRO
Alarm	2 SGLNG 7	BSBAR A	..	BBT
Pengukuran	2 SGLNG 7	BSBAR A	..	V
Indikasi.	2 SGLNG 7	BSBAR A	..	VS
Pengukuran	2 SGLNG 7	CRATA 1	03	MW
Pengukuran	2 SGLNG 7	CRATA 1	03	MX
Alarm.	2 SGLNG 7	PBKI 12	01	BRF

Tabel A3.7: Pengukuran dan Indikasi

Jenis	Lokasi	Peralatan	Bay	Objek
Pengukuran	2 SGLNG 2	PLTA.1	..	V
Pengukuran	2 SGLNG 2	PLTA.1	..	MW
Pengukuran	2 SGLNG 2	PLTA.1	..	MX
Indikasi.	2 SGLNG 2	PLTA.1	..	GUS of GUR
Indikasi.	2 SGLNG 2	PLTA.1	..	LFC
Alarm	2 SGLNG 2	PLTA.1	..	UT
Alarm	2 SGLNG 2	PLTA.1	..	LFF
			..	
Pengukuran	2 SGLNG 2	PLTA.2	..	V
Pengukuran	2 SGLNG 2	PLTA.2	..	MW
Pengukuran	2 SGLNG 2	PLTA.2	..	MX
Indikasi.	2 SGLNG 2	PLTA.2	..	GUS of GUR
Indikasi	2 SGLNG 2	PLTA.2	..	LFC
Alarm.	2 SGLNG 2	PLTA.2	..	UT
Alarm.	2 SGLNG 2	PLTA.2	..	LFF
			..	
Pengukuran	2 SGLNG 2	PLTA.3	..	UT
Pengukuran	2 SGLNG 2	PLTA.3	..	V
Pengukuran	2 SGLNG 2	PLTA.3	..	MW
Indikasi.	2 SGLNG 2	PLTA.3	..	MX
Indikasi.	2 SGLNG 2	PLTA.3	..	GUS of GUR
Alarm.	2 SGLNG 2	PLTA.3	..	LFC
Alarm.	2 SGLNG 2	PLTA.3	..	UT
			..	LFF
Pengukuran	2 SGLNG 2	PLTA.4	..	V
Pengukuran	2 SGLNG 2	PLTA.4	..	MW
Pengukuran	2 SGLNG 2	PLTA.4	..	MX
Indikasi.	2 SGLNG 2	PLTA.4	..	GUS of GUR
Indikasi	2 SGLNG 2	PLTA.4	..	LFC
Alarm.	2 SGLNG 2	PLTA.4	..	UT
Alarm.	2 SGLNG 2	PLTA.4	..	LFF


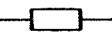

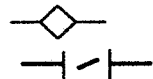
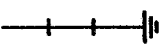
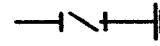



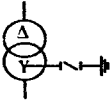
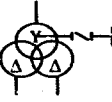



CCA3 6.0 Konvensi warna

Konvesi pewarnaan pada layar ditunjukkan pada Tabel A3.8.

Tabel A3.8: Konvensi warna pada layar

Hal	Warna
<i>Single line diagrams 500 kV</i>	Biru-kehijauan
<i>Single line diagrams 150 kV</i>	Merah
<i>Single line diagrams 70 kV</i>	Kuning
<i>Single line diagrams 30 kV</i>	Hijau
<i>Single line diagrams 20 kV</i>	Cokelat
<i>Single line diagrams 12 kV</i>	Abu-abu
<i>Single line diagrams 6 kV</i>	Oranye
<i>Single line diagrams 0,4 kV</i>	Ungu
Semua komponen	Warna Rel
<i>Warna background</i>	Hitam

CCA3 7.0 Konvensi simbol

Item	Simbol	Keterangan
PMT tertutup		Berwarna penuh sesuai warna Rel
PMT terbuka		Kosong, tidak berwarna
PMS tertutup		Berwarna penuh sesuai warna Rel Dalam <i>single line diagram</i>
PMS terbuka		Blank, tidak berwarna Dalam <i>single line diagram</i>
PMS-tanah tertutup		Berwarna sesuai warna rel
PMS-tanah terbuka		Berwarna sesuai warna rel
PMT racked in		Berwarna penuh sesuai warna rel
PMT racked out		Blank, tidak berwarna
Generator		
Trafo 2 belitan		Berwarna sesuai warna rel
Trafo 3 belitan		Berwarna sesuai warna rel
Reaktor		Berwarna sesuai warna rel
Kapasitor		Berwarna sesuai warna rel
Status tegangan "on"		Putih
Status tegangan "off"		Tidak berwarna, <i>blank</i>

ATURAN OPERASI (OPERATING CODE – OC)

Aturan Operasi ini menjelaskan tentang peraturan dan prosedur yang berlaku untuk menjamin agar keandalan dan efisiensi operasi Sistem Jawa-Madura-Bali dapat dipertahankan pada suatu tingkat tertentu.

OC 1.0 Pokok-pokok

Bagian ini merangkum prinsip-prinsip operasi Sistem yang aman dan andal yang harus diikuti. Bagian ini juga menetapkan kewajiban yang mendasar dari semua Pemakai Jaringan dalam rangka berkontribusi terhadap operasi yang aman dan andal.

OC 1.1 Keadaan Operasi yang Berhasil/Memuaskan

Sistem dinyatakan berada dalam keadaan operasi baik bila:

- a. frekuensi dalam batas kisaran operasi normal ($50 \pm 0,2$ Hz), kecuali penyimpangan dalam waktu singkat diperkenankan pada kisaran ($50 \pm 0,5$ Hz), sedangkan selama kondisi gangguan, frekuensi boleh berada pada batas 47.5 Hz dan 52.0 Hz;
- b. tegangan di Gardu Induk berada dalam batas-batas yang ditetapkan dalam Aturan Penyambungan (CC 2.0). Batas-batas ini harus menjamin bahwa tegangan pada semua pelanggan berada dalam kisaran tegangan yang ditetapkan sepanjang pengatur tegangan jaringan distribusi dan peralatan pemasok daya reaktif bekerja dengan baik. Operasi pada batas-batas tegangan ini diharapkan dapat membantu mencegah terjadinya *voltage collapse* dan masalah stabilitas dinamik Sistem;
- c. tingkat pembebanan jaringan transmisi dipertahankan berada dalam batas-batas yang ditetapkan melalui studi analisis stabilitas *steady state* dan *transient* untuk semua gangguan yang potensial (*credible outage*);
- d. tingkat pembebanan arus di semua peralatan jaringan transmisi dan gardu induk (transformator dan *switchgear*) berada dalam batas rating normal untuk semua *single contingency* gangguan peralatan; dan
- e. konfigurasi Sistem sedemikian rupa sehingga semua PMT (*circuit breakers*) di jaringan transmisi akan mampu memutus arus gangguan yang mungkin terjadi dan mengisolir peralatan yang terganggu.

OC 1.2 Klasifikasi *Contingencies*

- a. *Contingency* adalah suatu kejadian yang disebabkan oleh kegagalan atau pelepasan dari satu atau lebih generator dan/atau transmisi;
- b. *Credible Contingency* adalah suatu kejadian yang oleh Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* dianggap berpotensi untuk terjadi, dan secara ekonomis Sistem dapat diproteksi terhadap keadaan

tidak terlayannya beban (*loss of load*) sebagai akibat kejadian tersebut. Misalnya kejadian *trip*-nya satu unit generator atau satu segmen transmisi.

- c. *Non-credible contingency* adalah suatu kejadian yang oleh Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* dianggap kecil kemungkinannya untuk terjadi atau kejadian tersebut secara ekonomis tidak layak diproteksi. Misalnya, *trip*-nya secara simultan beberapa unit pembangkit, *trip*-nya dua atau lebih transmisi oleh robohnya menara atau adanya beberapa kejadian gangguan simultan oleh badai.
- d. Dalam keadaan tidak normal seperti badai atau kebakaran, Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* dapat memilih untuk menetapkan sementara, suatu *non-credible contingency* (misalnya *trip*-nya lebih dari satu transmisi atau terganggunya beberapa gardu induk) sebagai suatu *credible contingency*, yang harus diproteksi. Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* harus memberitahu semua Pemakai Jaringan apabila reklasifikasi seperti itu terjadi berikut saat berakhirnya.

OC 1.3 Keadaan Operasi yang Aman

Sistem dianggap berada dalam keadaan yang aman bila:

- a. Sistem berada dalam keadaan operasi yang memuaskan; atau,
- b. Sistem dapat dikembalikan ke keadaan operasi yang memuaskan setelah terjadinya suatu *credible contingency*, tanpa adanya pemutusan beban.

OC 1.4 Mempertahankan Keamanan

Untuk mempertahankan keamanan Sistem, peraturan berikut harus diikuti:

- a. Sampai batas yang praktis, Sistem harus dioperasikan sedemikian rupa sehingga berada dan akan tetap dalam keadaan operasi yang aman.
- b. Setelah kejadian *credible contingency* atau perubahan kondisi dalam Sistem, mungkin Sistem menjadi tidak aman terhadap suatu *contingency* lainnya. Dalam hal ini, Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* harus mengambil langkah-langkah penyesuaian kondisi operasi untuk mengembalikan Sistem ke keadaan aman.
- c. Beban yang dapat dilepas (*interruptible-load*) harus dilepas untuk mencegah keadaan operasi pada frekuensi yang rendah atau keadaan cadangan yang tidak mencukupi. Beban yang dapat dilepas adalah beban yang ditentukan oleh Usaha Distribusi Tenaga Listrik atau beban yang menurut kontrak boleh dilepas secara manual maupun otomatis dalam rangka mempertahankan keamanan Sistem. Beban tersebut umumnya akan dilepas sebelum bekerjanya pelepasan beban secara otomatis oleh rele frekuensi rendah tingkat pertama.
- d. Cara paling efektif untuk mencegah padamnya seluruh Sistem (*total grid blackout*) adalah dengan menjamin bahwa keseimbangan pembangkitan dengan beban selalu dipertahankan dalam semua kondisi yang diperkirakan akan terjadi. Harus tersedia fasilitas pelepasan beban yang memadai secara otomatis dengan rele frekuensi rendah untuk

mengembalikan kondisi Sistem ke operasi yang normal setelah kejadian *contingency* yang signifikan.

- e. Skema-skema pemisahan jaringan transmisi harus dipertahankan untuk menjamin bahwa bila terjadi gangguan besar dalam Sistem yang mengakibatkan sulit untuk mempertahankan integrasinya, maka Sistem akan dipecah-pecah menjadi beberapa "pulau-kelistrikan" yang masing-masing dapat mencapai keseimbangan kapasitas pembangkitan dengan beban, untuk sebagian besar gangguan *multiple-contingency*.
- f. Kemampuan fasilitas asut-gelap (*black-start*) yang memadai harus tersedia dalam Sistem untuk memungkinkan pemulihan Sistem ke kondisi operasi yang aman setelah suatu kejadian padam total.

OC 1.5 Keadaan Operasi yang Andal

Sistem berada dalam keadaan operasi yang andal bila:

- a. Sistem berada dalam keadaan operasi yang aman,
- b. menurut pendapat Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region*, tingkat cadangan kapasitas jangka pendek dan menengah sekurang-kurangnya sama dengan tingkat minimum yang ditetapkan dalam OC 2.2 ini; dan
- c. tidak ada kondisi abnormal seperti badai atau kebakaran yang sedang atau diperkirakan akan terjadi, yang mungkin akan mengakibatkan kejadian *non-credible contingency*.

OC 1.6 Tanggung Jawab dan Kewajiban Keamanan Sistem

Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* memegang peran utama dalam mengkoordinasikan operasi Sistem dalam rangka mempertahankan keamanan dan keandalan Sistem untuk kepentingan semua Pemakai Jaringan dan pelanggan. Semua Pemakai Jaringan diwajibkan mematuhi perintah/instruksi Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region*, pada batas-batas pengoperasian peralatan yang aman dan disepakati dalam rangka pemenuhan tanggung jawab keamanan.

Sebagai bagian dari tanggung jawab ini, Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* harus melakukan uji berkala terhadap peralatan operasi Sistem untuk menjamin bahwa semuanya berfungsi baik guna mencapai operasi yang andal. Selain itu, Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* harus menguji prosedur keadaan darurat dan prosedur pemulihan Sistem untuk menjamin pelaksanaan yang sigap dan aman bila terjadi gangguan dan pemadaman di Sistem. Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* harus menetapkan program dan jadwal pengujian yang dianggap perlu untuk menjamin keamanan dan keandalan Sistem. Semua Pemakai Jaringan diwajibkan berkoordinasi dengan Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* dalam pelaksanaan pengujian-pengujian tersebut.

OC 1.6.1 Tanggung jawab Pusat Pengatur Beban untuk Keamanan Sistem

Pusat Pengatur Beban harus:

- a. secara terus-menerus memantau status operasi jaringan 500 kV dan mengambil langkah-langkah yang perlu untuk mempertahankan dalam keadaan aman dan andal;
- b. melaksanakan operasi 'buka-tutup PMT' (*switching*) di jaringan 500 kV;
- c. memberitahu Pengatur Beban *Region/Sub-region* tentang adanya masalah di jaringan 500 kV yang mungkin berdampak pada keandalan di bagian Sistem yang menjadi tanggung jawab Pengatur Beban *Region/Sub-region* yang bersangkutan;
- d. mengkoordinasikan kegiatan Pengatur Beban *Region/Sub-region*, Perusahaan Pembangkit, Konsumen Besar, dan Usaha Distribusi Tenaga Listrik, yang diperlukan untuk mencapai sasaran (a); dan,
- e. selalu menginformasikan kepada semua Pemakai Jaringan tentang status keamanan Sistem yang sedang berlangsung maupun yang diharapkan akan terjadi, serta partisipasi yang diharapkan dari para Pemakai Jaringan.

OC 1.6.2 Tanggung jawab Pengatur Beban *Region/Sub-region* untuk Keamanan Sistem

Pengatur Beban *Region/Sub-region* bertanggung jawab untuk mengoperasikan bagian dari Sistem yang berada di lingkup pengendaliannya.

Pengatur Beban *Region/Sub-region* harus:

- a. melaksanakan operasi "buka-tutup PMT" (*switching*) di jaringan 150 kV dan 70 kV;
- b. mengkoordinasikan kegiatan Usaha Distribusi Tenaga Listrik, Perusahaan Pembangkit, dan Konsumen Besar yang terhubung ke jaringan 150 kV dan 70 kV;
- c. melaporkan kepada Pusat Pengatur beban perihal masalah-masalah yang berkaitan dengan penyaluran daya keluaran Unit-unit Pembangkit yang terhubung ke jaringan 150 kV atau 70 kV;
- d. mengkoordinasikan pemeliharaan dan operasi "buka-tutup PMT" (*switching*) jaringan 150 kV dan 70 kV dengan Perusahaan Pembangkit, Konsumen Besar, dan Usaha Distribusi Tenaga Listrik, bila diperlukan;
- e. mengikuti instruksi Pusat Pengatur Beban dalam kondisi darurat dan dalam proses pemulihan Sistem (restorasi); dan,
- f. melepas beban *interruptible* sesuai dengan perintah Pusat Pengatur Beban.

OC 1.6.3 Tanggung jawab *Region/Sub-region* P3B untuk Keamanan Sistem

Region/Sub-region P3B bertanggung jawab melaksanakan pemeliharaan dan perbaikan peralatan transmisi/kabel dan gardu induk di kawasannya. *Region/Sub-region* P3B bertanggung jawab untuk:

- a. melaksanakan operasi *switching* untuk fasilitas instalasi 500 kV bila diperintahkan oleh Pusat Pengatur Beban;

- b. melaksanakan operasi *switching* untuk fasilitas instalasi 150 kV dan 70 kV;
- c. memelihara dan mengoperasikan peralatan pemasok daya reaktif untuk memenuhi kebutuhan daya reaktif sesuai dengan sasaran yang ditetapkan Pusat Pengatur Beban;
- d. melaksanakan pekerjaan pemeliharaan dan perbaikan yang perlu terhadap fasilitas transmisi di kawasan instalasinya;
- e. memelihara fasilitas komunikasi data dan suara pada operasional Sistem, termasuk fasilitas telepon operasi, fasilitas pesan, fasilitas SCADA, dan fasilitas komunikasi untuk proteksi;
- f. melaksanakan *setting* rele proteksi sesuai arahan P3B;
- g. melaksanakan pengujian rele proteksi secara periodik;
- h. memantau kondisi peralatan transmisi dan gardu induk termasuk rele, serta membuat deklarasi atas status/kondisi peralatan instalasinya; dan
- i. memantau status semua peralatan dan fasilitas komunikasi, dan memperbaiki peralatan komunikasi yang rusak dalam rangka menjamin agar operasi Sistem tidak terganggu.

OC 1.6.4 Tanggung jawab Bidang Sistem Transmisi P3B

Tanggung jawab Bidang Sistem Transmisi P3B meliputi:

- a. merencanakan dan mengkoordinasikan Sistem proteksi semua komponen dalam Sistem, termasuk proteksi utama dan cadangan (*back-up*), serta skema pelepasan beban otomatis dengan rele frekuensi rendah pada fasilitas transmisi;
- b. berkoordinasi dengan semua Pemakai Jaringan, atas semua Sistem proteksi pada semua titik sambungan di Sistem;
- c. menetapkan spesifikasi peralatan proteksi untuk semua pengembangan jaringan, seperti pengembangan saluran transmisi, gardu induk dan peralatan gardu induk; serta,
- d. mengkoordinasikan semua kegiatan setting rele bersama Region/Sub-region P3B;
- e. merencanakan fasilitas komunikasi data dan suara pada operasional Sistem, termasuk fasilitas telepon operasi, fasilitas pesan, fasilitas SCADA, dan fasilitas komunikasi untuk proteksi;
- f. mengkoordinasikan operasi dan pemeliharaan sambungan telekomunikasi dengan semua Pemakai Jaringan.

OC 1.6.5 Tanggung jawab Perusahaan Pembangkit dengan Unit-unit Termal Besar dan Medium untuk Keamanan Sistem

Pembangkit Termal Besar dan Medium menyediakan porsi yang besar untuk kebutuhan daya dan energi dalam Sistem Tenaga Listrik Jawa-Madura-Bali. operasi pembangkit yang andal sangat penting bagi keandalan operasi Sistem. Perusahaan Pembangkit dengan Unit Termal besar dan medium bertanggung jawab untuk:

- a. mampu memberikan pelayanan yang andal sebagaimana dinyatakan dalam perjanjian jual-beli tenaga listrik (*Power Purchase Agreement - PPA*) terkait atau ketentuan operasi yang berlaku;
- b. mengumumkan setiap perubahan kemampuan operasi unit;
- c. mengkoordinasikan kegiatan pemeliharaan dengan Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* terkait;
- d. mengikuti perintah Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* dalam hal sinkronisasi dan pelepasan unit ke/dari Sistem, serta perubahan pembebanan untuk memenuhi kebutuhan Sistem (dalam batas-batas teknis peralatan yang disepakati);
- e. setiap unit memberi kontribusi pada pengendalian mutu frekuensi dan tegangan (dalam batas kemampuan unit yang dideklarasikan);
- f. mengikuti perintah Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* dalam mengaktifkan atau mematikan fungsi *Automatic Generation Control* (AGC) unit-unit yang dilengkapi dengan AGC;
- g. memelihara kemampuan asut-gelap (*black-start*) unit-unit yang memiliki fasilitas asut-gelap. Operator unit tersebut harus dipersiapkan untuk melakukan uji asut-gelap bila diminta oleh Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region*;
- h. untuk unit yang dinyatakan mampu memikul beban terpisah (*isolated*), mengikuti perintah dari Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* untuk berpartisipasi dalam proses pemulihan Sistem setelah kejadian gangguan;
- i. selama gangguan atau keadaan darurat, menghindari pelepasan unit dari Sistem, kecuali bila dapat dibuktikan bahwa kerusakan yang serius akan terjadi pada peralatan pembangkit bila tidak segera dilepas dari Sistem.
- j. melaporkan pembebanan generator harian periode 1/2 jam ke Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region*.

OC 1.6.6

Tanggung jawab Perusahaan Pembangkit dengan Unit-Unit Tenaga Air dalam Keamanan Sistem

Pembangkit tenaga air memainkan peranan penting dalam operasi Sistem normal melalui penyediaan kapasitas daya regulasi dan pemikul beban puncak. Dalam kondisi darurat, kemampuan pembangkit tenaga air untuk diasut secara cepat merupakan piranti terpenting bagi Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* untuk mengatasi kekurangan daya. Dalam kondisi padam total, kemampuan pembangkit tenaga air untuk memikul beban terpisah sangat penting untuk memulai tahapan proses pemulihan. Perusahaan Pembangkit dengan unit-unit tenaga air bertanggung jawab dalam:

- a. memberikan pelayanan yang andal sebagaimana dinyatakan dalam perjanjian jual beli tenaga listrik (PPA) terkait atau ketentuan operasi yang berlaku;
- b. mendeklarasikan setiap perubahan kemampuan operasi dari karakteristik yang semula dinyatakan;

- c. mengkoordinasikan kegiatan pemeliharaan dengan Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region*;
- d. mengikuti perintah-perintah Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* dalam hal sinkronisasi dan pelepasan unit ke/dari Sistem, dan dalam hal perubahan pembebanan sesuai kebutuhan Sistem;
- e. setiap unit memberi kontribusi yang sesuai pada proses pengendalian mutu frekuensi dan tegangan;
- f. mengikuti perintah Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* dalam hal mengaktifkan atau mematikan fungsi AGC unit pembangkit yang dilengkapi AGC;
- g. mengikuti perintah dari Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* untuk melakukan pembebanan terpisah dalam kondisi padam total;
- h. memelihara kemampuan fasilitas asut-gelap (*black-start*) unit-unit yang memilikinya. Operator unit tersebut harus siap untuk melakukan uji asut-gelap sesuai permintaan Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region*;
- i. menghindari pelepasan unit dari Sistem, kecuali bila dapat dibuktikan bahwa kerusakan yang serius akan terjadi pada peralatan pembangkit bila tidak segera dilepas dari Sistem; dan,
- j. menyampaikan ke Pusat Pengatur Beban laporan pembebanan harian berperiode 1/2 jam serta kondisi harian duga muka air, air masuk dan air keluar waduk.

OC 1.6.7

Tanggung jawab Perusahaan Pembangkit Unit Kecil untuk keamanan Sistem

Pembangkit Kecil secara keseluruhan memberi kontribusi yang berarti dalam melayani beban Sistem. Pada kawasan-kawasan tertentu pusat-pusat pembangkit kecil dapat juga berperan penting secara lokal dalam menjaga keandalan pelayanan. Perusahaan Pembangkit dengan unit-unit kecil bertanggung jawab dalam:

- a. memberikan pelayanan sebagaimana dicantumkan dalam perjanjian jual beli tenaga listrik atau perjanjian interkoneksi;
- b. mendeklarasikan setiap perubahan kemampuan operasi unit dari kondisi yang sedang dinyatakan berlaku;
- c. mengkoordinasikan kegiatan pemeliharaan dengan Pengatur Beban *Region/Sub-region*;
- d. mengikuti perintah Pengatur Beban *Region/Sub-region* dalam hal sinkronisasi dan pelepasan unit ke/dari Sistem, dan dalam hal perubahan pembebanan sesuai kebutuhan;
- e. memberi kontribusi pada pengendalian mutu frekuensi dan tegangan. Dalam hal generator induksi, memelihara dan mengoperasikan fasilitas suplemen daya reaktif untuk memenuhi kebutuhan Sistem;
- f. selama gangguan atau keadaan darurat dalam Sistem, menghindari pelepasan unit dari Sistem kecuali bila dapat dibuktikan bahwa kerusakan

yang serius akan terjadi pada peralatan pembangkit bila tidak segera dilepas dari Sistem; dan,

- g. menyampaikan ke Pengatur Beban *Region/Sub-region* laporan pembebanan harian berperiode 1/2 jam.

OC 1.6.8 Tanggung jawab Usaha Distribusi Tenaga Listrik dalam keamanan Sistem

Unit Bisnis Distribusi berperan besar dalam menjaga keamanan Sistem karena mereka mengendalikan bagian terbesar dari beban serta memiliki dan mengendalikan sebagian besar pasokan daya reaktif. Usaha Distribusi Tenaga Listrik bertanggung jawab dalam:

- a. melepaskan beban yang telah ditentukan (*predefined*) untuk memproteksi keamanan Sistem yang diperintahkan oleh Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region*;
- b. memelihara dan mengoperasikan peralatan pemasok daya reaktif untuk memenuhi kebutuhan daya reaktif sesuai dengan sasaran yang ditetapkan Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* di semua gardu induk;
- c. mengkoordinasikan perencanaan pasokan daya reaktif dengan Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* sehingga diperoleh kombinasi yang optimum antara 'pembangkitan', 'transmisi' dan 'distribusi';
- d. memasang dan memelihara peralatan pelepasan beban otomatis oleh rele frekuensi rendah dan rele tegangan rendah pada penyulang distribusi guna memenuhi sasaran yang ditetapkan Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* dalam rangka meminimalkan dampak pemadaman saat gangguan Sistem dan mencegah terjadinya padam total;
- e. mengkoordinasikan pemulihan beban bersama Pengatur Beban *Region/Sub-region* setelah kejadian gangguan dan/atau kekurangan daya. Cara pemulihan beban harus tidak mengakibatkan terjadinya gangguan dan pemadaman yang lebih buruk;
- f. mengelola interaksi dengan Perusahaan Pembangkit yang unit pembangkitnya terhubung ke jaringan distribusi; dan,
- g. menyediakan ramalan beban yang disyaratkan dalam Aturan Jaringan.

OC 1.6.9 Tanggung jawab Konsumen Besar dalam Keamanan Sistem

Konsumen Besar secara keseluruhan merupakan bagian yang sangat penting dari beban Sistem dan kemungkinan merupakan beban yang dominan di wilayahnya. Konsumen besar ikut berperan dalam tanggung jawab keamanan Sistem bersama P3B dan Pemakai Jaringan lainnya. Tanggung jawab mereka adalah:

- a. memenuhi sasaran beban daya reaktif yang ditetapkan oleh P3B atau dalam perjanjian interkoneksi;
- b. menghindari seringnya perubahan beban yang cepat yang menyebabkan *flicker* tegangan dan melanggar standar yang ditetapkan dalam Aturan Penyambungan (CC 2.0 - Karakteristik Unjuk Kerja Grid);

- c. melepas beban yang disiapkan untuk diputus (*interruptible load*) bila diperintahkan oleh Usaha Distribusi Tenaga Listrik atau Pengatur Beban *Region/Sub-region*;
- d. memasang dan memelihara peralatan pelepasan beban otomatis oleh frekuensi rendah dan/atau tegangan rendah, guna memenuhi sasaran yang ditetapkan P3B dalam rangka memproteksi keamanan Sistem; dan,
- e. menyediakan ramalan beban yang disyaratkan oleh Aturan Jaringan.

OC 2.0 Marjin Cadangan Operasi

OC 2.1 Cadangan Operasi adalah:

- a. Cadangan berputar, yang didefinisikan sebagai jumlah kapasitas daya pembangkitan yang tersedia dan tidak dibebani, yang beroperasi dalam Sistem. Pembangkit yang dapat diasut dan disinkronkan ke Sistem dalam waktu 10 menit dan beban *interruptible* yang dapat dilepas dalam waktu 10 menit, tergantung dari opsi yang dipilih oleh Pusat Pengatur Beban, dapat dianggap sebagai cadangan berputar;
- b. Cadangan dingin, didefinisikan sebagai pembangkit yang dapat diasut dan disinkronkan ke Sistem dalam waktu empat jam; dan,
- c. Cadangan jangka panjang, didefinisikan sebagai pembangkit yang dapat diasut dan disinkronkan ke dalam waktu lebih dari empat jam tetapi kurang dari dua hari.

OC 2.2 Marjin Cadangan (kebutuhan minimum) harus tersedia setiap saat:

- a. Cadangan berputar \geq kapasitas unit pembangkit terbesar yang terhubung ke Sistem;
- b. Cadangan berputar ditambah cadangan dingin \geq dua unit pembangkit terbesar yang terhubung ke Sistem; dan,
- c. 'Cadangan berputar' ditambah 'cadangan dingin' ditambah 'cadangan jangka panjang' \geq dua pembangkit terbesar yang terhubung ke Sistem ditambah marjin keandalan. Tambahan marjin keandalan ini dapat dinyatakan dalam persentase terhadap beban puncak harian atau dalam MW; yang perhitungannya berdasarkan studi-studi energi tak terlayani dan/atau *loss of load probability*.

Kriteria ini harus ditinjau ulang dan diperbarui secara periodik untuk menjamin efektifitas biaya.

OC 3.0 Pengendalian Frekuensi

OC 3.1 Frekuensi di Sistem akan konstan bila total pembangkitan seimbang dengan total beban ditambah rugi-rugi jaringan. Bila pembangkitan melebihi beban ditambah rugi-rugi, maka frekuensi Sistem naik. Bila beban ditambah rugi-rugi melebihi pembangkitan, maka frekuensi Sistem turun. Rentang pengaturan frekuensi yang sempit diperlukan untuk menyediakan frekuensi pasokan yang stabil bagi semua Pemakai Jaringan dan pelanggan akhir.

Frekuensi Sistem dipertahankan dalam kisaran $\pm 0,2$ Hz di sekitar 50 Hz, kecuali dalam periode transien yang singkat, dimana penyimpangan sebesar $\pm 0,5$ Hz diizinkan, serta selama kondisi darurat. Pengendalian frekuensi dicapai melalui:

- a. aksi governor unit pembangkit (regulasi primer);
- b. unit pembangkit yang memiliki *automatic generation control* (pengendalian sekunder);
- c. perintah Pusat Pengatur Beban ke Pembangkit untuk menaikkan atau menurunkan tingkat pembebanan pembangkit dalam rangka mengantisipasi perubahan beban;
- d. penurunan tegangan dalam rangka menurunkan beban Sistem;
- e. pengurangan beban secara manual;
- f. peralatan pelepasan beban otomatis dengan rele frekuensi rendah; dan,
- g. pelepasan generator oleh rele frekuensi lebih.

OC 3.2 Kesalahan Waktu (*Time Error*)

Dalam rangka menyediakan indikasi waktu yang andal bagi peralatan pelanggan yang menghitung jam berdasarkan frekuensi, Pusat Pengatur Beban harus berusaha untuk menghindari kesalahan waktu (*time error*) lebih dari 30 detik.

OC 3.3 Aksi *governor* Pembangkit

Semua unit pembangkit harus beroperasi dengan *governor* yang tidak diblok kecuali diizinkan oleh Pusat Pengatur Beban. Semua unit pembangkit harus menyetel karakteristik *droop* governor pada 5% kecuali diizinkan oleh Pusat Pengatur Beban untuk menyetel pada tingkat yang lain.

OC 3.4 Pembangkit yang Memiliki *Automatic Generation Control (AGC)*

Operator unit pembangkit yang berkemampuan AGC harus segera mengikuti perintah Pusat Pengatur Beban untuk mengaktifkan atau mematikan AGC. Jumlah rentang pengaturan dari pembangkit ber-AGC harus dijaga minimum sebesar 2,5% dari beban Sistem. Pusat Pengatur Beban harus menghindari tercapainya batas pengendalian AGC pada kondisi operasi normal.

OC 3.5 Pengurangan Tegangan Untuk Mengurangi Beban Sistem

Jika Pusat Pengatur Beban menetapkan bahwa frekuensi telah atau akan turun di bawah 49,7 Hz dan cadangan tersedia tidak mencukupi untuk mengembalikan frekuensi ke kisaran normal, Pusat Pengatur Beban harus mengumumkan bahwa terjadi kondisi darurat di Sistem. Dalam hal ini Pusat Pengatur Beban harus memerintahkan Pengatur Beban *Region/Sub-region* dan operator Pembangkit untuk mengurangi tegangan sebagaimana dijelaskan di Aturan Penyambungan (CC 2.0). Bila Sistem telah dipulihkan ke kondisi yang memuaskan, maka Pusat Pengatur Beban harus memerintahkan pengembalian tegangan ke kisaran normal.

OC 3.6 Pengurangan Beban Secara Manual

Jika selama kondisi darurat Pusat Pengatur Beban menetapkan bahwa frekuensi telah atau akan turun di bawah 49,5 Hz dan cadangan pembangkitan yang ada tidak mencukupi untuk mengembalikan frekuensi ke kisaran normal, maka Pusat Pengatur Beban harus memerintahkan ke Pengatur Beban *Region/Sub-region* dan Konsumen Besar untuk secara manual melepas beban yang termasuk kategori 'dapat diputus' (*interruptible*).

Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* dapat pula memerintahkan pelepasan beban secara manual di kawasan-kawasan yang mengalami tegangan sangat rendah atau ketika Sistem terancam mengalami masalah tegangan (*voltage collapse*).

OC 3.7 Peralatan Pelepasan Beban Secara Otomatis oleh Frekuensi Rendah

Dalam rangka menjamin keseimbangan antara beban dan pembangkitan dalam kondisi darurat, paling sedikit 50% dari beban Sistem harus dapat dikontrol oleh peralatan pelepasan beban otomatis dengan rele frekuensi rendah. Beban sensitif yang ditetapkan oleh Usaha Distribusi Tenaga Listrik, tidak boleh termasuk dalam program pelepasan beban (*load shedding*) oleh rele frekuensi rendah. Maksimum sepuluh tahapan beban untuk dilepas dengan ukuran yang hampir sama namun secara geografis tersebar harus disediakan dan selalu dipertahankan. Pelepasan beban tahap pertama harus diset pada frekuensi yang cukup rendah sehingga terlepasnya pembangkit terbesar di Sistem tidak akan menyebabkan bekerjanya tahap pertama tersebut. Tahap terakhir pelepasan beban harus diset pada frekuensi di atas setting *under frequency* yang tertinggi dari generator-generator yang dilengkapi rele frekuensi rendah, sehingga tidak ada unit pembangkit yang terlepas sebelum pelepasan beban tahap terakhir bekerja.

OC 4.0 Pengendalian Tegangan

Menjaga tegangan Sistem pada sekitar tingkat nominal diperlukan untuk mengurangi rugi-rugi jaringan dan ancaman *voltage collapse* serta masalah stabilitas *transient* dan *steady state*. Pengendalian tegangan juga diperlukan untuk menghindari kerusakan peralatan yang terhubung ke jaringan transmisi, baik oleh tegangan yang terlalu rendah maupun yang terlalu tinggi, serta untuk menjamin bahwa tegangan di sisi pelanggan berada dalam tingkat yang dapat diterima. Selain itu, ketidakseimbangan tegangan dan *harmonics* harus dikendalikan pula untuk memberi pelayanan yang memuaskan ke pelanggan.

OC 4.1 Pengendalian Tegangan dicapai dengan langkah berikut:

- a. generator-generator sinkron yang dilengkapi pengaturan tegangan. Penambahan *stabilization control loops (Power System Stabilizer - PSS)* pada pengaturan tegangan memperbaiki stabilitas dinamik dari Sistem;
- b. *synchronous condenser*;
- c. *compensator VAR* statik;
- d. kapasitor paralel (*shunt*);
- e. reaktor shunts; dan
- f. perubahan tap transformator.

- OC 4.2 Pusat Pengatur Beban bertanggung jawab untuk menetapkan tingkat tegangan operasi yang aman untuk semua gardu induk dan untuk menyampaikan informasi tersebut ke Pembangkit dan Pengatur Beban *Region/Sub-region*. Pusat Pengatur Beban juga bertanggung jawab untuk mengarahkan operasi Sistem sedemikian rupa sehingga tegangan Sistem berada dalam tingkat yang aman. Operator dari peralatan pengendali tegangan sebagaimana diuraikan pada OC 4.1 wajib mengikuti perintah Pusat Pengatur Beban untuk mengoperasikan peralatan tersebut. Bila ada masalah dalam memenuhi kebutuhan ini harus dilaporkan ke Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region*.
- OC 4.3 **Ketidakseimbangan Tegangan**
Region/Sub-region P3B bertanggung jawab untuk menyeimbangkan impedansi fasa jaringan guna membatasi ketidakseimbangan tegangan. Semua Pemakai Jaringan wajib menyeimbangkan arus-arus fasa pada titik sambungan guna membatasi tegangan urutan negatif kurang dari 1% sebagaimana ditentukan dalam CC 2.1 (d).
- OC 4.4 **Harmonisa Tegangan**
Semua Pemakai Jaringan harus mematuhi bahwa sumbangan mereka terhadap distorsi harmonisa pada titik sambungan mereka kurang dari 3% sebagaimana ditentukan dalam CC 2.1 (c).
- OC 4.5 **Kedip dan *Flicker* Tegangan**
Kedip tegangan disebabkan oleh asut motor harus dibatasi sebesar 5% di bawah tegangan normal pada semua titik sambungan. Semua Pemakai Jaringan harus mematuhi bahwa operasi mereka tidak menyebabkan *flicker* tegangan atau kedip berulang-ulang yang melebihi batas yang ditetapkan pada CC 2.1. Jika batas tersebut dilampaui, P3B dan *Region/Sub-region* P3B berkewajiban mencari penyebab masalah tersebut dan mengambil langkah-langkah yang diperlukan untuk memperbaiki pelanggaran kriteria ini.
- OC 5.0 **Proteksi Jaringan****
Peralatan proteksi jaringan dan koordinasi proteksi yang memadai diperlukan untuk memproteksi komponen-komponen jaringan dan untuk membatasi dampak gangguan bila terjadi gangguan atau kegagalan peralatan. Kebutuhan rinci dapat dilihat pada *Aturan Penyambungan CCA1 2.3 Peralatan Proteksi Yang Diperlukan*.
- OC 5.1 Semua Pemakai Jaringan harus menyerahkan rencana perubahan skema proteksi ke P3B untuk dipelajari dan disahkan.
- OC 5.2 Skema proteksi jaringan harus memberikan kemungkinan untuk pemanfaatan rating termal jangka pendek peralatan penghantar dan gardu induk jika rating tersebut dapat ditentukan.

- OC 5.3 Jika seluruh atau sebagian dari suatu skema proteksi gagal atau tidak bekerja, P3B harus memutuskan untuk:
- memadamkan peralatan yang diproteksi oleh skema proteksi tersebut;
 - membiarkan peralatan tetap bertegangan, tanpa proteksi primer selama suatu periode tertentu selama proteksi cadangan tersedia dan memadai; atau
 - memasang skema proteksi sementara.

OC 6.0 Stabilitas Sistem

Sistem menghadapi beberapa jenis gangguan besar yang berkaitan dengan masalah stabilitas, termasuk diantaranya:

- ketidakstabilan transien terjadi jika bagian bagian dari beresilasi tak teredam dan berakhir dengan terpecahnya Sistem (biasanya dalam beberapa detik). Gangguan semacam itu biasanya terjadi setelah suatu gangguan hubung singkat besar atau terlepasnya beberapa unit pembangkit;
- ketidakstabilan dinamik, dimana osilasi kecil tak teredam terjadi yang diawali oleh sebab yang tidak jelas, yaitu karena Sistem dioperasikan terlalu dekat dengan kondisi tidak stabil; dan
- ketidakstabilan tegangan, yaitu merosotnya tegangan Sistem lebih rendah dari suatu tingkat/batas dimana peralatan pengendali tegangan dapat mengembalikan tegangan ke tingkat yang dapat diterima. Dalam kasus tersebut kenaikan rugi-rugi daya reaktif memperburuk permasalahan sehingga memperluas dan mempercepat penurunan tegangan seluruh Sistem, mengarah ke *voltage collapse*.

OC 6.1 Koordinasi Analisis Stabilitas

P3B bertanggung jawab untuk melakukan atau mengatur terselenggaranya studi-studi yang diperlukan untuk menentukan batas-batas operasi yang aman yang dapat melindungi Sistem dari ancaman masalah-masalah ketidakstabilan, termasuk yang disebabkan oleh *credible outages*. Semua Pemakai Jaringan wajib menyediakan data dan informasi yang diperlukan untuk mendukung studi-studi tersebut.

OC 6.2 Kewajiban-kewajiban Operasional Dalam Hal Stabilitas

Kewajiban-kewajiban berbagai pihak yang terlibat dalam pengoperasian Sistem untuk mempertahankan stabilitas operasi, antara lain:

- Pusat Pengatur Beban wajib mengoperasikan Sistem dalam batas-batas operasi yang aman yang ditetapkan melalui studi berkala tentang stabilitas.
- Perusahaan Pembangkit wajib mempertahankan peralatan pengendali tegangan dan alat-alat kendali lain untuk menjamin bahwa dukungan daya reaktif sepenuhnya (rincian kebutuhan mengacu ke Aturan Penyambungan) tersedia bagi Sistem. Perusahaan Pembangkit juga wajib untuk mempertahankan kemampuan pembangkitan daya reaktif sesuai

desain peralatan pada setiap saat. Unit pembangkit tidak boleh dilepas dari Sistem selama terjadinya gangguan kecuali kondisi frekuensi atau tegangan pada saat itu melebihi atau sangat kurang sehingga dapat merusak peralatan atau bila Pusat Pengatur Beban telah menyetujui dilakukannya pelepasan tersebut;

- c. Usaha Distribusi Tenaga Listrik wajib memelihara peralatan pengendali tegangan di instalasi mereka sehingga peralatan tersebut akan bekerja seperti yang diinginkan guna mendukung tegangan jaringan transmisi dan tegangan jaringan distribusi; dan,
- d. Konsumen Besar wajib memelihara semua peralatan pengendali tegangan yang dibutuhkan sesuai dengan Perjanjian Jual Beli Listrik sehingga peralatan tersebut akan bekerja sesuai dengan yang diinginkan guna mendukung tegangan Sistem selama kondisi normal dan kondisi gangguan.

OC 7.0 Prosedur Darurat

Keadaan Darurat pada Sistem dianggap terjadi bila:

- a. kapasitas marjin cadangan atau tegangan Sistem turun ke bawah tingkat yang dapat diterima;
- b. gangguan telah menyebabkan Sistem terpisah dan/atau pemadaman sebagian atau total; dan,
- c. badai, gempa bumi, huru-hara dan sebagainya mengancam keamanan Sistem.

P3B dan Pemakai Jaringan wajib mengikuti prosedur yang diuraikan pada OC 7.2 sampai OC 7.6 untuk mengembalikan kondisi Sistem secepatnya ke keadaan aman.

OC 7.1 Petunjuk Prosedur Keadaan Darurat di Sistem

Pusat Pengatur Beban harus memelihara dan mendistribusikan sebuah Petunjuk Prosedur Keadaan Darurat Sistem berikut daftar rinci semua pihak yang harus diberitahu bahwa Sistem dalam keadaan darurat, termasuk nomor telepon dinas dan telepon rumah serta alternatif penyampaian lain bila mereka tidak berada di rumah. Petunjuk tersebut juga harus menetapkan tempat ke mana petugas utama harus pergi melapor untuk pelaksanaan pemulihan.

OC 7.2 Pengumuman Kekurangan Daya

Pusat Pengatur Beban harus mengumumkan suatu kondisi Kekurangan Daya bila:

- a. cadangan operasi merosot di bawah kebutuhan minimum dan tidak tersedia daya untuk mengatasinya; atau
- b. cadangan operasi dalam rencana bulanan diperkirakan akan kurang dari kebutuhan minimum dan tidak tersedia daya untuk mengatasinya. Dalam kasus terakhir, maka Pusat Pengatur Beban harus mengumumkan keadaan Kekurangan Daya paling sedikit seminggu sebelumnya.

OC 7.3 Pemberitahuan Kekurangan Daya

Segera setelah Kekurangan Daya diumumkan, Pusat Pengatur Beban harus:

- a. memberitahu Usaha Distribusi Tenaga Listrik bahwa telah terjadi kekurangan daya dan agar mempersiapkan pelepasan beban yang dapat diputus (*interruptible-load*) guna mempertahankan tingkat cadangan operasi minimum. Besarnya beban *interruptible* yang harus dilepas oleh setiap Usaha Distribusi Tenaga Listrik harus berdasarkan sasaran yang ditetapkan Pusat Pengatur Beban. Target tersebut harus diusahakan proporsional dengan beban tersambung masing-masing Usaha Distribusi Tenaga Listrik;
- b. memberitahu Perusahaan Pembangkit bahwa telah terjadi atau mungkin akan terjadi kekurangan daya dan agar berusaha untuk menambah daya tersedia di setiap unit pembangkit;
- c. memberitahu Direksi PT PLN (Persero).

OC 7.4 Pengumuman Kondisi Darurat Sistem

Pusat Pengatur Beban mengumumkan adanya kondisi darurat bilamana:

- a. cadangan berputar di Sistem turun ke tingkat di bawah kebutuhan minimum;
- b. pembebanan yang tinggi pada ruas transmisi, sehingga bisa menyebabkan ketidakstabilan Sistem;
- c. tegangan Sistem yang rendah dan dapat membawa ke kondisi *voltage collapse* dan semua upaya yang ada telah dilakukan untuk mengatasi masalah;
- d. gangguan jaringan telah menyebabkan terpecahnya Sistem dan/atau pemadaman sebagian atau total; atau
- e. menurut pertimbangan Pusat Pengatur Beban, ada ancaman badai, gempa bumi, kebakaran, huru-hara dan sebagainya, terhadap keamanan Sistem.

OC 7.5 Pemberitahuan Keadaan Darurat

Segera setelah keadaan darurat di Sistem diumumkan, Pusat Pengatur Beban harus segera melakukan pemberitahuan berikut:

- a. memberitahu semua Pemakai Jaringan melalui fasilitas pesan operasi (*grid operations message system*) bahwa keadaan darurat di Sistem telah diumumkan;
- b. memberitahu Usaha Distribusi Tenaga Listrik, besar pengurangan beban yang diperlukan (jika memang perlu);
- c. memberitahu lewat telepon kepada Direksi PT PLN (Persero); dan
- d. memberitahu Pimpinan Pusat Pengatur Beban tentang perlunya mengaktifkan Ruang Operasi Darurat.

Pemberitahuan harus secara ringkas dan jelas menyebutkan masalah yang terjadi dan tindakan yang diharapkan dari penerima pemberitahuan.

OC 7.6 Ruang Operasi Darurat

Jika Pusat Pengatur Beban menyimpulkan bahwa dalam kondisi darurat tersebut diperlukan pembukaan Ruang Operasi Darurat (ROD), Pusat Pengatur Beban harus menghubungi pihak-pihak yang bertanggung jawab yang terdaftar dalam Petunjuk Prosedur Keadaan Darurat di Sistem dan meminta diaktifkannya ROD.

OC 7.7 Pelatihan Keadaan Darurat

Pelatihan Keadaan Darurat harus dilakukan paling sedikit sekali dalam setahun untuk membiasakan semua personil yang bertanggung jawab dalam pelaksanaan prosedur keadaan darurat dan prosedur pemulihan Sistem. Pelatihan harus mensimulasikan keadaan darurat yang realistis dan mengikuti Petunjuk Prosedur Keadaan Darurat. Evaluasi terhadap pelatihan ini harus dilakukan dan kekurangan-kekurangan dalam prosedur dan respon baliknya harus diidentifikasi dan diperbaiki.

OC 8.0 **Prosedur Pemulihan Sistem**

Semua Pemakai Jaringan harus mengikuti pengarahannya Pusat Pengatur Beban dan Pengatur Beban *Region/Sub-region* untuk memastikan bahwa pemulihan Sistem berlangsung cepat, aman dan menghindari masalah yang tidak perlu terjadi.

OC 8.1 Prosedur Pemulihan dari terpecahnya Sistem (*island operation*)

Dalam hal satu atau lebih pulau-pulau operasi yang stabil telah terjadi, urutan berikut harus diikuti:

- a. Pusat Pengatur Beban dan Pengatur Beban *Region/Sub-region* harus secepatnya menilai keadaan Sistem dan menentukan tingkat dan sifat dari kerusakan fasilitas peralatan. Pemakai Jaringan transmisi harus membantu menyediakan informasi yang diperlukan Pusat Pengatur Beban dan Pengatur Beban *Region/Sub-region* dalam membuat penilaian tersebut;
- b. menstabilkan pulau-pulau yang terpisah pada 50 Hz dan mensinkronkan pulau-pulau tersebut secepat mungkin;
- c. memulihkan pasokan ke semua pusat pembangkit besar yang terputus/padam untuk memulai proses pengasutan. Sinkronisasi unit tersebut ke Sistem dilakukan setelah diperintahkan oleh Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region*;
- d. mengasut unit-unit pembangkit yang tidak beroperasi yang menurut pertimbangan Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* diperlukan untuk memudahkan proses pemulihan. Sinkronisasi unit-unit tersebut ke Sistem dilakukan setelah diperintahkan oleh Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region*;
- e. mengasut unit-unit pembangkit yang memiliki kemampuan asut gelap di kawasan yang padam dan mensinkronkan unit tersebut ketika pasokan ke titik sambungan pusat listrik telah dipulihkan dan telah diizinkan oleh Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* untuk disinkronkan;

- f. menaikkan daya keluar unit pembangkit sesuai dengan perintah Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region*. Perlu diperhatikan agar tidak melakukan pembebanan berlebih pada penghantar dan/atau pembebanan yang mengakibatkan kondisi tegangan rendah;
- g. memulihkan pasokan ke gardu induk yang padam secepat mungkin guna menyiapkan peralatan untuk pelaksanaan buka-tutup (*switching*) PMT. Perlu perhatian khusus tidak terjadi tegangan lebih yang disebabkan oleh arus *charging* ketika menutup ruas transmisi yang panjang;
- h. di bawah pengarahan Pusat Pengatur Beban, Pengatur Beban *Region/Sub-region* memerintahkan Usaha Distribusi Tenaga Listrik untuk memulai pemulihan penyulang distribusi dengan menghindari pembebanan lebih ruas transmisi dan keadaan tegangan rendah, serta menghindari turunnya cadangan berputar ke tingkat yang tidak aman. Setelah padam cukup lama, mungkin diperlukan pembebanan penyulang secara bertahap untuk menghindari terjadinya beban lebih pada penyulang;
- i. menghindari menghubungkan unit-unit pembangkit yang terisolasi ke beban lokal yang terisolasi kecuali bila tidak mungkin mensinkronkan unit-unit pembangkit terlebih dahulu untuk kestabilan pulau-pulau operasi, serta unit-unit telah dinyatakan mampu memikul beban terpisah;
- j. Pemakai Jaringan yang tidak mengikuti perintah-perintah Pusat Pengatur Beban dan Pengatur Beban *Region/Sub-region* selama proses pemulihan harus dihadapkan pada proses pemaksaan (*enforcement*) sebagaimana dituangkan dalam GMC 5.0.

OC 8.2

Prosedur Pemulihan Padam Total

Pemulihan Sistem setelah kejadian pemadaman total merupakan proses yang jauh lebih sulit dan memakan waktu panjang dibanding pemadaman sebagian. Dalam hal terjadi pemadaman total, langkah-langkah berikut harus ditambahkan pada kasus pemadaman sebagian:

- a. Unit Pembangkit yang mempunyai fasilitas asut-gelap dan disertifikasi mampu memikul beban terpisah (*independent load pickup*) harus diasut dan diikuti dengan proses *energize* ruas penghantar, *energize* gardu-induk dan pembebanan lokal. Pulau kecil yang terbentuk ini harus diperluas dengan menambahkan pembangkitan lokal, ruas penghantar, gardu-induk dan beban. Ketika memperluas pulau ini perlu perhatian khusus untuk menghindari ketidakstabilan tegangan;
- b. setelah beberapa pulau mandiri yang stabil terbentuk, pulau-pulau tersebut harus diperluas sehingga pulau-pulau yang semula terpisah dapat disinkronkan dengan tetangganya; dan
- c. karena durasi dan lingkup pemadaman total jauh lebih besar dibanding pemadaman sebagian, pembebanan unit harus secara bertahap untuk menghindari beban lebih pada penyulang dan untuk memungkinkan penstabilan beban. Selain itu, banyak fasilitas/peralatan penyimpanan energi (*energy storage*) di gardu-induk dan pusat listrik harus diisi ulang sebelum pengoperasian kembali fasilitas-fasilitas tersebut.

OC 9.0 Koordinasi Keselamatan

Bagian ini menjelaskan prosedur proses buka tutup (*switching*) PMT dan pembebasan bagian instalasi untuk menjamin bahwa pekerjaan di jaringan transmisi atau di instalasi milik Pemakai Jaringan dapat dilaksanakan dengan aman. Hal itu diterapkan bila pekerjaan dan/atau pengujian yang akan dilakukan memerlukan koordinasi keselamatan kerja dan keselamatan peralatan antara Pusat Pengatur Beban dengan Pemakai Jaringan.

Selain itu, bagian ini memberi garis besar prosedur yang harus diikuti tatkala kegiatan pemeliharaan dan pengujian akan dilaksanakan di jaringan transmisi oleh P3B dan/atau Pemakai Jaringan sesuai dengan Proses Perizinan Kerja sebagaimana dijelaskan pada OC 9.2.1

OC 9.1 Koordinator Keselamatan Kerja

Sebelum *energize* suatu titik sambungan baru, masing-masing P3B dan Pemakai Jaringan yang bersangkutan harus menunjuk seorang Koordinator Keselamatan Kerja dan alternatifnya.

P3B dan Pemakai Jaringan yang bersangkutan harus saling memberitahu secara tertulis tentang identitas Koordinator Keselamatan yang ditunjuk. Dalam hal ada kehendak untuk mengganti Koordinator Keselamatan Kerja yang telah ditunjuk, pihak lain harus segera diberitahu secara tertulis identitas Koordinator Keselamatan Kerja yang baru.

Koordinator Keselamatan Kerja harus bertanggung jawab tentang semua hal yang menyangkut keselamatan yang meliputi titik sambungan.

OC 9.2 Prosedur Pemeliharaan Peralatan Tegangan Tinggi

Suatu Proses Perizinan Kerja telah ditetapkan untuk menjamin keselamatan pelaksanaan prosedur pemeliharaan peralatan tegangan tinggi. Proses ini meliputi koordinasi antara Pusat Pengatur Beban, Pengatur Beban *Region/Sub-region*, personel keselamatan kerja dan personel pemeliharaan yang melaksanakan pekerjaan, serta pengalihan kewenangan dari satu grup ke grup yang lain selama kegiatan pemeliharaan dan pengujian melalui penggunaan formulir khusus perizinan kerja. Pusat Pengatur Beban menerbitkan izin kerja untuk pekerjaan di jaringan 500 kV dan Pengatur Beban *Region/Sub-region* menerbitkan izin kerja untuk pekerjaan di jaringan 150 kV dan 70 kV.

Prosedur keselamatan kerja yang berhubungan dengan pemeliharaan jaringan 70 kV, 150 kV dan 500 kV dijelaskan dalam dokumen "Prosedur Pelaksanaan Pekerjaan Pada Instalasi Listrik. Tegangan Tinggi/ Ekstra Tinggi" yang berlaku di sistem Jawa-Madura-Bali.

Setiap pemeliharaan terencana yang mengakibatkan pemadaman agar diberitahukan ke Pemakai Jaringan terkait paling lambat seminggu sebelum pekerjaan dilaksanakan.

OC 9.2.1 Proses Perizinan Pekerjaan untuk Pemeliharaan Peralatan Tegangan Tinggi harus meliputi langkah-langkah berikut:

- a. Proses dimulai dengan pengajuan formulir permohonan ijin kerja ke Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* untuk suatu kegiatan pemeliharaan atau pengujian tertentu;

- b. Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* mempelajari rencana yang diajukan dalam kaitannya dengan tindakan “buka-tutup PMT” (*switching*) dan rekonfigurasi jaringan transmisi guna menjamin bahwa tingkat keandalan dan keamanan dapat dijaga. Jika rencana yang diajukan dianggap memenuhi syarat, Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* harus menerbitkan ijin kerja yang diminta;
- c. Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* menetapkan manuver “buka-tutup PMT” (*switching*) yang dibutuhkan untuk memadamkan bagian dari jaringan tempat kegiatan pemeliharaan atau pengujian akan dilaksanakan;
- d. Personel *Region/Sub-region* P3B mengisi bagian terkait dari Formulir Rencana Kerja, kemudian mengirimkannya ke Koordinator Keselamatan Kerja untuk disahkan, dan ke operator gardu induk yang bertanggung jawab untuk memisahkan dan mentanahkan peralatan yang dimaksudkan;
- e. Operator gardu induk mengisi bagian terkait dari Formulir Rencana Kerja tersebut dan mengirimkannya ke staf pemeliharaan yang akan bertanggung jawab dalam melaksanakan pekerjaan;
- f. Operator gardu induk kemudian melakukan pentanahan lokal dan memasang tanda-tanda yang perlu pada peralatan *switching*;
- g. Staf pemeliharaan melaksanakan pekerjaan pemeliharaan;
- h. Staf pemeliharaan mengisi bagian terkait dari Formulir Rencana Kerja tersebut dan mengembalikannya ke operator gardu induk. Operator gardu induk selanjutnya bertanggung jawab untuk melepas tanda-tanda dari peralatan *switching*, membuka pentanahan dan menutup pemisah;
- i. Koordinator Keselamatan Kerja mensahkan selesainya kegiatan Operator gardu-induk dan mengembalikan Formulir Rencana Kerja ke *Region/Sub-region* P3B, menyatakan bahwa pekerjaan telah selesai dan *energize* peralatan dapat dilaksanakan. Personel *Region/Sub-region* P3B kemudian memberi tahu Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* bahwa peralatan dapat dioperasikan; dan,
- j. Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* memimpin manuver “buka-tutup PMT” (*switching*) untuk melakukan *re-energize* fasilitas tersebut dan merekonfigurasi jaringan transmisi kembali ke keadaan semula.

OC 10.0 Penghubung Operasi

Bagian ini memberi garis besar prosedur-prosedur umum bagi koordinasi dan pertukaran informasi operasi di antara pihak-pihak yang berkepentingan dengan interkoneksi ke Sistem.

OC 10.1 Kebutuhan untuk Memberitahu Operasi

P3B bertanggung jawab untuk menetapkan tingkat operasi yang aman untuk semua fasilitas Sistem dan untuk mengkomunikasikan informasi tersebut ke internal P3B dan ke Perusahaan Pembangkit, Usaha Distribusi Tenaga Listrik dan Konsumen Besar yang terhubung ke jaringan transmisi. P3B harus

memberikan informasi tentang kegiatan atau kondisi operasi yang dapat mempengaruhi keamanan dan keandalan Sistem kepada pihak-pihak terkait.

Pihak-pihak yang berkepentingan dengan interkoneksi bertanggung jawab untuk memberitahu P3B mengenai kejadian terencana yang dapat mempengaruhi operasi normal dari setiap bagian dari Sistem.

Bila Pusat Pengatur Beban diberitahu tentang operasi atau kejadian yang akan atau mungkin dapat mempengaruhi Pemakai Jaringan yang lain, maka Pusat Pengatur Beban wajib memberitahu Pemakai Jaringan yang dapat terpengaruh tersebut sesegera mungkin.

Ketika menerima pemberitahuan tentang operasi atau kejadian, penerima berita dapat menghubungi Pemakai Jaringan yang menerbitkan pemberitahuan tersebut untuk klarifikasi dan Pemakai Jaringan itu harus:

- a. memberi jawaban yang diminta; dan
- b. mengedarkan salinan pertanyaan dan jawaban ke semua penerima pemberitahuan.

OC 10.1.1 Operasi yang harus dilaporkan, meliputi, tetapi tidak terbatas pada:

- a. pengeluaran pusat pembangkit listrik dan/atau peralatan penyaluran dari operasi Sistem untuk keperluan pemeliharaan atau pengujian yang mungkin mengurangi keandalan Sistem;
- b. pelaksanaan pengujian pada peralatan unit pembangkit meskipun kegiatan tersebut tidak memerlukan penghentian pelayanan dari peralatan tersebut;
- c. pengoperasian pemutus tenaga, pemisah atau alat pentanahan yang belum mendapat ijin Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region*; (dalam kasus-kasus tertentu, mungkin perlu mengoperasikan peralatan yang belum mendapat ijin dalam rangka melindungi personel atau peralatan; dalam kasus tersebut operasi yang dilakukan dan penyebabnya harus dilaporkan ke Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* sesegera mungkin);
- d. segala bentuk operasi yang bersifat mendadak dan tidak standar, kecuali telah diizinkan oleh Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region*; dan
- e. jika suatu masalah operasi tidak dapat dipecahkan dengan segera, perkiraan lamanya masalah tersebut dan kemungkinan pengaruhnya harus dilaporkan.

OC 10.1.2 Pemberitahuan yang diperlukan dalam rangka memenuhi OC 10.0 harus berisi penjelasan operasional yang cukup terinci agar penerima dapat menilai operasi tersebut dan dampaknya. Pemberitahuan harus berisi nama dan nomor telepon dari personil yang melaporkan operasi tersebut dan penerima berita boleh mengajukan pertanyaan untuk meminta penjelasan. Pemberitahuan harus disampaikan sedini mungkin.

- OC 10.2 Kepentingan Pusat Pengatur Beban untuk Memberitahu Pemakai Jaringan tentang Kejadian di Sistem
- Pusat Pengatur Beban bertanggung jawab untuk menyampaikan informasi kejadian-kejadian di Sistem kepada para Pemakai Jaringan yang telah terpengaruh oleh kejadian tersebut. Pusat Pengatur Beban selaku operator Sistem harus menyediakan informasi tentang kejadian-kejadian yang telah atau mungkin telah berdampak pada keandalan Sistem kepada para Pemakai Jaringan yang terpengaruh.
- Semua Pemakai Jaringan wajib memberitahu Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* mengenai kejadian tak terencana yang telah atau mungkin telah memberi pengaruh terhadap operasi normal dari bagian-bagian Sistem. Jika diperlukan, Pusat Pengatur Beban selaku operator Sistem harus meneliti kejadian-kejadian tak terencana berikut alasan-alasannya.
- OC 10.2.1 Laporan kejadian dan jawaban tentang semua pertanyaan mengenai laporan tersebut, dapat diberikan secara lisan kemudian ditindaklanjuti secara tertulis. Laporan tertulis harus:
- a. berisi nama, posisi dan organisasi dari personil yang menerbitkan laporan dan tanggal serta waktu penerbitan;
 - b. melingkupi implikasi dan resiko operasional yang timbul dari kejadian tersebut secara rinci, sehingga memungkinkan penerima untuk mengkajinya; dan,
 - c. bila suatu kejadian telah menyebabkan kecelakaan pada seseorang, rincian terhadap kecelakaan yang diakibatkannya.
- OC 10.2.2 Kejadian yang harus dilaporkan, meliputi, tetapi tidak terbatas pada:
- a. kegagalan atau kesalahan operasi alat kendali, komunikasi, peralatan ukur dan perubahan kapabilitas fasilitas pusat listrik dan penghantar;
 - b. waktu pada saat suatu pembangkit atau peralatan dioperasikan melebihi kapasitasnya;
 - c. aktifnya suatu alarm yang menunjukkan kondisi operasi tak normal; dan
 - d. kondisi cuaca yang mempengaruhi atau mungkin mempengaruhi operasi.
- OC 10.2.3 Jika laporan tentang kejadian diberikan secara lisan:
- a. laporan tersebut harus didiktekan oleh pengirim ke penerima; dan
 - b. penerima harus mencatat dan mengulang setiap kata pada saat menerima dan setelah seluruh laporan lengkap, penerima harus membaca ulang seluruh laporan ke pengirim untuk mengkonfirmasi ketepatannya.
- OC 10.3 Kejadian-kejadian Penting
- Kejadian-kejadian penting adalah kejadian yang atas penilaian Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region*, telah berpengaruh penting pada Sistem.

Selain itu, kejadian penting juga meliputi kejadian-kejadian yang diyakini oleh Pemakai Jaringan mempunyai pengaruh penting pada fasilitas miliknya. Pelaporan kejadian penting harus secara tertulis sesuai dengan OC 11.0.

OC 10.3.1 Kejadian-kejadian yang perlu dilaporkan secara tertulis ke Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* adalah, hal-hal yang menyebabkan, tapi tidak terbatas pada:

- a. ketidakstabilan Sistem;
- b. penyimpangan frekuensi di luar batas yang telah ditetapkan;
- c. tingkat tegangan di luar batas yang telah ditetapkan; atau
- d. pemadaman beban konsumen akibat pengoperasian .

OC 10.4 Fasilitas Komunikasi Operasional

Semua pihak yang terinterkoneksi ke Sistem harus menyediakan dan memelihara fasilitas komunikasi utama dan cadangan yang dibutuhkan, antara lain: suara, data operasional dan komunikasi SCADA.

OC 10.4.1 Fasilitas Komunikasi Operasional.

- a. Pemakai Jaringan harus menetapkan sebuah kantor perwakilan untuk keperluan memberi atau menerima komunikasi operasional sehubungan dengan fasilitasnya. Kantor ini bertanggung-jawab dalam pengoperasian dan pemeliharaan peralatan komunikasinya; dan
- b. Kantor perwakilan harus memberikan informasi berikut:
 - i. sebutan dari personel penghubung;
 - ii. nomor telepon dari personel tersebut;
 - iii. alamat *e-mail* dari personel tersebut;
 - iv. nomor faksimili dari fasilitas tersebut; dan
 - v. lokasi fasilitas tersebut.

OC 10.4.2 Perekaman Komunikasi Operasional

Berikut ini adalah ketentuan minimum yang berkaitan dengan perekaman komunikasi operasional:

- a. Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* harus sesegera mungkin mencatat setiap komunikasi operasional telepon secara tertulis dalam buku log atau dengan metode lain yang permanen dan dapat diperiksa, setelah membuat atau menerima suatu komunikasi operasional.
- b. Pusat Pengatur Beban dan Pengatur Beban *Region/Sub-region* harus menggunakan peralatan perekam suara yang andal untuk merekam percakapan antara *dispatcher* dan personel operasional Pemakai Jaringan;
- c. Rekaman komunikasi operasional harus mencakup waktu dan isi setiap komunikasi dan harus memberi identitas pihak-pihak yang berkomunikasi;
- d. Kecuali sifat komunikasi memerlukan tindakan segera, penerima harus mencatat dan mengulang setiap kata pada saat menerima dan membaca

ulang kepada pengirim seluruh laporan yang diterimanya untuk mengkonfirmasi ketepatannya.

- e. *Dispatcher* harus menyimpan semua catatan komunikasi operasional termasuk rekaman suara, sedikitnya lima tahun untuk rekaman tertulis dan satu tahun untuk rekaman suara antara *dispatcher* Pusat Pengatur Beban dengan Pengatur Beban *Region/Sub-region*. Catatan/Rekaman ini disimpan untuk bahan penyelesaian perselisihan dan pengevaluasian prosedur operasional, baik selama operasi normal, darurat maupun proses pemulihan Sistem.

OC 10.5 Pertemuan Koordinasi Pengelola Jaringan dengan Pemakai Jaringan

- a. Pertemuan koordinasi antara Pengelola dengan Pemakai Jaringan di wilayah kerja *Region/Sub-region* P3B dilaksanakan secara rutin bulanan. Pertemuan ini tidak diwajibkan bagi Konsumen Besar.
- b. Pertemuan koordinasi antara Pengelola Sistem dengan Pemakai Jaringan di wilayah kerja Usaha Distribusi Tenaga Listrik dilaksanakan paling sedikit sekali dalam satu tahun, wajib diikuti oleh Konsumen Besar.

OC 11.0 Pelaporan Kejadian

Kejadian penting yang mencakup kecelakaan atau kejadian tak biasa yang telah mengganggu operasi Sistem atau telah menyebabkan atau sebenarnya dapat menyebabkan kerusakan peralatan atau pemutusan beban konsumen, harus dikaji bersama oleh P3B dan Pemakai Jaringan yang terpengaruh. Kajian tersebut harus cukup mendalam guna menambah pengetahuan dari Pemakai Jaringan tentang sifat operasional Sistem sehingga kejadian serupa dapat dicegah di masa depan. Hasil kajian gangguan tersebut harus tersedia bagi semua Pemakai Jaringan yang terpengaruh.

OC 11.1 Prosedur untuk Melaporkan Kejadian

Berdasarkan tingkat keseriusan dan lamanya suatu peristiwa atau kejadian penting, para Pemakai Jaringan yang terkait dalam kejadian harus segera memberikan suatu laporan tertulis termasuk rincian tambahan dari kondisi-kondisi dimana kejadian tersebut berlangsung, melengkapi laporan lisan yang mungkin sudah disampaikan.

Para Pemakai Jaringan yang terkait dengan suatu kejadian penting harus segera menyampaikan laporan tertulis setelah kejadian tersebut. Laporan pendahuluan dalam bentuk konsep (*draft*) harus disampaikan sesegera mungkin, namun tidak kurang dari empat jam setelah kejadian. Laporan tersebut sedikitnya berisi informasi yang ditentukan dalam OC 11.2. Dalam waktu tidak lebih dari 24 jam, Pemakai Jaringan yang terlibat harus menyerahkan laporan tertulis final atas kejadian tersebut.

OC 11.2 Laporan Tertulis Kejadian Penting

Laporan tertulis kejadian penting harus mencakup, tetapi tidak terbatas pada, informasi berikut:

- a. waktu dan tanggal dari kejadian;

- b. uraian dari kejadian;
- c. lama kejadian;
- d. peralatan spesifik (termasuk pengendali Sistem dan peralatan proteksi) yang langsung terlibat dalam kejadian;
- e. jumlah (dalam MW dan MWh) dari beban dan/atau pembangkitan yang terputus; dan
- f. perkiraan waktu dan tanggal pulihnya pelayanan serta prakiraan rencana tindak lanjut yang harus dilakukan agar kejadian serupa tidak terulang.

OC 11.3

Tinjauan Kejadian Penting

- a. P3B dapat melakukan sebuah tinjauan terhadap suatu kejadian atau kondisi operasi di Sistem dalam rangka meneliti kelayakan prosedur operasi dan Aturan Jaringan untuk mempertahankan tingkat keandalan Sistem yang dapat diterima;
- b. Semua Pemakai Jaringan harus bekerjasama dengan P3B dalam tinjauan atau analisis suatu kejadian di Sistem atau kondisi operasi Sistem, termasuk menyediakan catatan dan informasi terkait; dan
- c. Semua Pemakai Jaringan harus memberikan informasi kepada P3B yang berkaitan dengan unjuk kerja peralatan mereka selama dan setelah suatu kejadian atau kondisi operasi, karena P3B membutuhkannya untuk menganalisis dan/atau melaporkan kejadian atau kondisi operasi tersebut.

OC 11.4

Pemeriksaan dan Akses

- a. P3B dapat memeriksa semua peralatan milik Pemakai Jaringan yang terhubung ke Jaringan dalam rangka:
 - i. mengkaji pemenuhan kewajiban operasional semua Pemakai Jaringan yang terinterkoneksi ke jaringan transmisi, sesuai dengan Aturan Jaringan;
 - ii. menyelidiki adanya ancaman yang telah terjadi atau mungkin dapat terjadi terhadap keamanan Sistem; atau
 - iii. mengkaji terlaksananya pelatihan berkala yang berkaitan dengan kebutuhan operasional dari peralatan.
- b. P3B harus memberitahu, paling sedikit dua hari sebelumnya, maksud pelaksanaan pemeriksaan. Pemberitahuan harus mencakup rincian:
 - i. nama dari wakil yang akan melaksanakan pemeriksaan atas nama P3B;
 - ii. waktu saat dimulainya pemeriksaan dan perkiraan waktu diakhirinya pemeriksaan; dan
 - iii. alasan diadakannya pemeriksaan (dengan cukup terinci).
- c. P3B tidak boleh melakukan pemeriksaan lain untuk maksud mengkaji kepatuhan Pemakai Jaringan terhadap kewajiban operasional sebagaimana diatur dalam Aturan Jaringan dalam jangka 6 (enam) bulan setelah

- pemeriksaan sebelumnya, kecuali ada bukti ketidakpatuhan yang ditemukan dalam pemeriksaan sebelumnya;
- d. P3B harus memastikan bahwa setiap pemeriksaan hanya sesuai kebutuhan, namun tidak lebih dari dua hari;
 - e. P3B harus memastikan bahwa wakil yang melaksanakan pemeriksaan cukup berkualifikasi untuk melakukan pemeriksaan itu;
 - f. Semua Pemakai Jaringan harus mengizinkan wakil dari P3B untuk memasuki kawasan di bawah kewenangannya guna melakukan pemeriksaan itu;
 - g. Selama pemeriksaan dari suatu fasilitas, P3B harus memastikan bahwa wakilnya:
 - i. tidak menyebabkan kerusakan pada peralatan milik Pemakai Jaringan yang terhubung ke Jaringan;
 - ii. kecuali bila diatur di Aturan Jaringan, meyakinkan bahwa penempatan atau penyimpanan suatu peralatan, kendaraan atau material hanya bersifat sementara;
 - iii. hanya memeriksa operasi dari peralatan Pemakai Jaringan yang terhubung ke jaringan transmisi sepanjang dianggap perlu dan disetujui oleh Pemakai Jaringan (persetujuan tersebut tidak boleh ditahan atau ditunda tanpa alasan);
 - iv. mengamati kepentingan Pemakai Jaringan dalam hubungannya dengan aktivitas fisik, kesehatan dan keselamatan kerja serta hal-hal tentang hubungan tenaga kerja; dan
 - v. mengikuti semua aturan protokoler memasuki instalasi Pemakai Jaringan, jika aturan protokoler tersebut tidak dimaksudkan untuk menunda pemberian persetujuan untuk akses.
 - h. Semua Pemakai Jaringan harus menunjuk orang yang berwenang untuk mendampingi dan mengamati pemeriksaan yang dilakukan oleh wakil P3B memasuki kawasan instalasi Pemakai Jaringan.

OC 12.0

Pengujian, Pemantauan dan Pemeriksaan

Bagian ini menetapkan prosedur untuk kegiatan-kegiatan pengujian, pemantauan dan pemeriksaan yang berkaitan dengan parameter-parameter berikut:

- a. unjuk kerja dari unit pembangkit tertentu;
- b. pemeriksaan untuk menguji kesesuaian terhadap Aturan Jaringan dan perjanjian sambungan terkait;
- c. pengujian untuk verifikasi unjuk kerja dari Sistem kendali dan proteksi, baik di peralatan Pemakai Jaringan maupun peralatan P3B yang terkait dengan suatu titik sambungan;
- d. pemasangan dari peralatan uji untuk memantau unjuk kerja peralatan Pemakai Jaringan dalam kondisi operasi normal;

- e. pengujian suatu peralatan yang memerlukan pemutusan sementara peralatan atau operasi dari peralatan tersebut dengan cara yang berbeda dari kondisi operasi normal; dan
- f. pengujian yang diminta oleh P3B dan Pemakai Jaringan.

OC 12.1

Pengujian

Bagian ini memberi hak yang sama pada P3B dan Pemakai Jaringan untuk saling menguji peralatan milik pihak lain yang berkaitan dengan titik sambungan antara peralatan P3B dengan peralatan Pemakai Jaringan.

- a. dalam hal suatu titik sambungan, pihak yang merasa sangat yakin bahwa peralatan yang dioperasikan oleh pihak lain mungkin tidak memenuhi Aturan Jaringan, boleh mengusulkan pengujian atas peralatan tersebut dengan pemberitahuan tertulis;
- b. jika pemberitahuan tersebut pada huruf (a) telah diberikan, pihak pengusul harus melakukan pengujian pada waktu yang disetujui pihak pemilik;
- c. kedua belah pihak harus bekerjasama dalam melakukan pengujian yang diminta sesuai dengan huruf (a);
- d. biaya pelaksanaan pengujian tersebut pada huruf (a) dipikul oleh pihak pengusul, kecuali bila hasil pengujian peralatan yang dipermasalahkan membuktikan bahwa peralatan tersebut tidak memenuhi ketentuan Aturan Jaringan. Dalam hal peralatan tidak memenuhi ketentuan Aturan Jaringan, semua biaya pengujian dibebankan kepada pihak pemilik;
- e. biaya pengujian tidak mencakup biaya kerugian akibat energi tak-terjual tetapi P3B wajib meminimalkan kerugian tersebut selama proses pengujian. Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* tidak melakukan pengurangan atas kesiapan pembangkit yang dideklarasikan sebagai akibat dari pengujian;
- f. pengujian yang diuraikan di bagian ini harus dilaksanakan menggunakan prosedur uji yang disetujui kedua belah pihak. Para pihak tidak boleh tanpa alasan memperlambat atau menunda persetujuan atas prosedur pengujian. Namun, jika para pihak tidak dapat bersepakat tentang prosedur uji, maka berdasarkan kebiasaan yang baik (*good utility practice*), pihak pengusul yang harus menetapkan prosedur uji;
- g. pihak pengusul harus meyakinkan pihak pemilik bahwa hanya orang yang memiliki keterampilan dan pengalaman yang melakukan pengujian;
- h. pihak yang melaksanakan pengujian harus terlebih dahulu memberitahu Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* tentang maksud pelaksanaan pengujian dan hanya melakukan pengujian pada waktu yang disetujui oleh Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region*;
- i. pihak yang tidak melakukan pengujian dapat menunjuk wakil untuk menyaksikan pengujian dan pihak yang menguji harus mengizinkan wakil itu untuk hadir pada saat pengujian dilaksanakan;

- j. pihak yang melakukan pengujian harus menyampaikan hasil pengujian dan laporan-laporan lain terkait ke pihak lain setelah pengujian berakhir, dalam jangka waktu yang wajar;
- k. pihak yang melakukan pengujian dapat memasang peralatan uji (dan/atau peralatan pemantau) ke peralatan yang dioperasikan oleh pihak lain atau meminta pihak lain untuk memasang suatu peralatan uji (atau peralatan pemantau); dan
- l. pihak yang melakukan pemantauan sebagai bagian dari suatu pengujian harus memastikan bahwa unjuk kerja peralatan yang dipantau senantiasa sesuai dengan Aturan Jaringan dan perjanjian sambungan terkait.

OC 12.2 Pengujian Unit Pembangkit

Pengujian unjuk kerja unit pembangkit dapat dilakukan:

- a. sewaktu-waktu, atas usulan Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* untuk mengkonfirmasi karakteristik operasi unit pembangkit, kecuali ada kendala khusus;
- b. jika berdasarkan hasil pemantauan unjuk kerja unit pembangkit tertentu oleh Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* dianggap bahwa unit pembangkit tersebut tidak dapat dioperasikan sesuai dengan karakteristik operasi yang dideklarasikan termasuk kemampuan untuk asut gelap, penambahan beban (*load pick-up*), serta fungsi-fungsi pendukung frekuensi dan tegangan; atau
- c. jika Perusahaan Pembangkit meminta untuk dilakukan suatu pengujian terhadap unit pembangkit miliknya setelah suatu tindakan perbaikan atas permasalahan yang menyebabkan perubahan terhadap karakteristik operasi yang dideklarasikan. Dalam hal ini pengujian harus disaksikan oleh wakil Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* agar pengujian dapat dianggap sah untuk merevisi karakteristik operasi yang dideklarasikan.

OC 12.2.1 Prosedur Pengujian dan Pemantauan Unit Pembangkit

Perusahaan Pembangkit dapat mengajukan permintaan pengujian suatu unit pembangkit secara tertulis ke Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region*, berisi informasi berikut:

- a. tanggal pengajuan permintaan;
- b. tanggal paling awal dapat dimulainya pengujian; (tanggal pengujian paling cepat adalah 5 (lima) hari kerja setelah tanggal pengajuan permintaan);
- c. nama identifikasi dari unit pembangkit;
- d. karakteristik operasi yang akan diuji;
- e. nilai dari karakteristik operasi yang hendak diverifikasi melalui pengujian tersebut; dan
- f. kondisi pembebanan spesifik untuk pengujian tersebut.

Jika kondisi Sistem tidak memungkinkan untuk melakukan pengujian sesuai dengan jadwal yang diminta, Pusat Pengatur Beban dapat menolak waktu yang diminta dan setelah berkonsultasi dengan Pemakai Jaringan, menjadwalkan ulang pengujian.

Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* dapat setiap saat menguji salah satu atau kombinasi dari beberapa karakteristik operasi suatu unit pembangkit. Namun demikian Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* tidak boleh menguji sebuah unit pembangkit lebih dari dua kali dalam setahun kecuali bila terjadi keadaan-keadaan berikut ini:

- a. hasil pengujian menunjukkan bahwa nilai dari satu atau beberapa karakteristik operasi tidak sama dengan deklarasi Perusahaan Pembangkit (terlepas dari pengujian yang lalu dirancang untuk menguji karakteristik operasi tersebut atau tidak); atau
- b. kondisi Sistem memaksa suatu pengujian harus dihentikan dan dapat dimaklumi bahwa terjadinya kondisi tersebut memang tidak dapat diramalkan oleh Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* (dalam kasus ini hasil pengujian dianggap tidak ada).

Selama pemantauan terhadap pengujian, Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* harus memiliki catatan unjuk kerja unit pembangkit sedemikian rupa sehingga memungkinkan verifikasi independen terhadap hasil-hasilnya. Selain itu, jika respon dari unit pembangkit membutuhkan pengujian terhadap frekuensi atau tegangan Sistem, Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* harus menyimpan rekaman besaran-besaran frekuensi atau tegangan yang dimonitor selama pengujian tersebut.

Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* setiap saat dapat memantau (menggunakan data SCADA) unjuk kerja dari unit pembangkit dengan membandingkan *output* (atau respon) aktualnya dengan *output* (atau respon) yang seharusnya dicapai sesuai dengan karakteristik operasi yang di-deklarasikan.

Jika melalui pengujian atau pemantauan terhadap unjuk kerja unit pembangkit, Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* menetapkan bahwa unit pembangkit yang diuji gagal memenuhi karakteristik operasi yang dideklarasikan, Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* harus memberitahu Perusahaan Pembangkit terkait tentang kegagalan tersebut, termasuk rincian hasil-hasil pengujian dan pemantauan.

Setelah menerima pemberitahuan tersebut, Perusahaan Pembangkit harus sesegera mungkin memberikan kepada Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region*:

- a. penjelasan tentang kegagalan tersebut;
- b. usulan revisi dari karakteristik operasi yang tidak sesuai tersebut seperti disyaratkan dalam prosedur Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi (SDC); dan/atau
- c. usulan rencana untuk mengatasi masalah tersebut.

Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* dan Perusahaan Pembangkit harus berusaha mencapai kesepakatan atas usulan Perusahaan Pembangkit tentang revisi nilai Karakteristik Operasi yang dideklarasikan. Jika persetujuan tercapai, Perusahaan Pembangkit harus mendeklarasikan nilai-nilai yang direvisi. Jika persetujuan tidak tercapai dalam tiga hari kerja, maka Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* harus merencanakan uji ulang dan kedua belah pihak harus mengakui hasil-hasil dari uji ulang tersebut.

OC 12.3 Pengujian Peralatan Proteksi

- a. selambat-lambatnya tanggal 31 Juli setiap tahun, P3B harus menyampaikan kepada setiap Pemakai Jaringan, sebuah laporan realisasi tahun sebelumnya, yang merinci unjuk kerja proteksi jaringan pada setiap titik sambungan ke Pemakai Jaringan, termasuk perbandingan dengan suatu standar unjuk kerja pembanding (*benchmark*) yang disetujui;
- b. untuk setiap titik sambungan, baik P3B maupun Pemakai Jaringan harus memeriksa dan/atau menguji operasi dari peralatan proteksi yang berkaitan dengan titik sambungan, sebelum tanggal operasi perdana fasilitas baru dan kemudian setiap selang waktu dua tahun sesudahnya;
- c. Pemakai Jaringan yang terhubung ke suatu titik sambungan harus bekerjasama dengan P3B dalam pemeriksaan atau pengujian terhadap operasi dari peralatan proteksi;
- d. setiap Pemakai Jaringan harus menanggung biaya pengujian yang diuraikan dalam bagian ini kecuali bila Perjanjian Jual beli atau Perjanjian Interkoneksi menyatakan lain.

OC 12.4 Pengujian Peralatan Milik Pemakai Jaringan

Setiap Pemakai Jaringan harus memperoleh persetujuan dari Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* untuk melakukan pengujian terhadap peralatan miliknya yang:

- a. dapat mempengaruhi keandalan operasi Sistem;
- b. mengancam keamanan Sistem;
- c. memerlukan pengoperasian Sistem secara khusus; atau
- d. dapat mempengaruhi pengukuran listrik yang normal pada titik sambungan.

OC 12.5 Pemberitahuan Pengujian

Pemakai Jaringan yang mengusulkan untuk melakukan suatu pengujian atas peralatan miliknya yang berkaitan dengan suatu titik sambungan harus memberitahu secara tertulis ke Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region*, paling sedikit 5 (lima) hari kerja sebelumnya. Pemberitahuan tersebut harus mencakup:

- a. rincian dari rencana pengujian yang diusulkan;
- b. perkiraan waktu mulai dan akhir dari pengujian yang diusulkan;
- c. identifikasi dari peralatan yang akan diuji;

- d. kondisi Sistem yang dibutuhkan untuk melakukan pengujian yang diusulkan;
- e. rincian kemungkinan akibat yang timbul dari pengujian yang diusulkan terhadap peralatan yang diuji;
- f. rincian kemungkinan akibat yang timbul dari pengujian yang diusulkan terhadap Sistem; dan
- g. nama dari orang yang bertanggung jawab mengkoordinasikan pengujian yang diusulkan atas nama Pemakai Jaringan.

Jika kondisi Sistem tidak memungkinkan dilaksanakannya pengujian pada jadwal yang diminta, Pusat Pengatur Beban harus berkonsultasi dengan para Pemakai Jaringan yang terkait untuk menjadwalkan ulang pengujian.

Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* harus memberitahu Pemakai Jaringan lain yang mungkin terpengaruh oleh suatu pengujian yang diusulkan dan mempertimbangkan kepentingan Pemakai Jaringan lain yang terpengaruh tersebut dalam memberi persetujuan terhadap pengujian yang diusulkan.

Pemakai Jaringan yang hendak melakukan pengujian harus memastikan bahwa orang yang bertanggung jawab dalam mengkoordinasikan pengujian memperoleh konfirmasi ulang dari Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region*, sesaat sebelum memulai pengujian.

Orang yang bertanggung jawab mengkoordinasikan pengujian tersebut harus pula segera memberitahu Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* bila pengujian telah berakhir.

OC 12.6

Pemeriksaan dan Akses

Bagian ini menjelaskan keadaan-keadaan dimana:

- a. P3B dapat memasuki area instalasi milik Pemakai Jaringan untuk maksud melakukan pemeriksaan atau pengujian;
- b. Pemakai Jaringan dapat memasuki area instalasi milik P3B; dan
- c. prosedur dan kewajiban dikaitkan dalam hal memasuki area instalasi dan memeriksa instalasi.

OC 12.7

Hak untuk Memeriksa

- a. Bagian ini memberi P3B dan Pemakai Jaringan hak yang sama untuk saling memeriksa peralatan milik pihak lain pada titik sambungan. Hak memeriksa tersebut hanya diberlakukan dalam usaha untuk meyakinkan kesesuaian peralatan dengan Aturan (*Code*);
- b. Jika pihak yang memeriksa menganggap bahwa pihak lain tidak mematuhi ketentuan Aturan Jaringan dan bahwa pihak yang memeriksa menjadi atau mungkin akan menjadi korban karenanya, maka pihak yang memeriksa dapat masuk ke kawasan instalasi milik pihak lain tersebut untuk melakukan pemeriksaan;

- c. Pihak pemeriksa yang hendak memeriksa peralatan milik pihak lain harus memberitahu pihak yang diperiksa paling sedikit lima hari kerja sebelumnya, tentang maksud pemeriksaan;
- d. Untuk validitasi, pemberitahuan sesuai dengan huruf (c) harus mencakup informasi berikut:
 - i. nama dari wakil yang akan melakukan pemeriksaan atas nama pihak pemeriksa;
 - ii. waktu pemeriksaan akan dimulai dan perkiraan waktu pemeriksaan akan berakhir; dan
 - iii. sifat dari ketidaksesuaian peralatan terhadap Aturan Jaringan, yang dicurigai oleh pihak pemeriksa.
- e. Pihak yang memeriksa tidak boleh melakukan pemeriksaan dalam jangka enam bulan setelah pemeriksaan sebelumnya kecuali untuk memverifikasi unjuk kerja peralatan hasil tindakan koreksi yang telah dilakukan untuk memperbaiki ketidaksesuaian dengan Aturan Jaringan yang ditemukan pada pemeriksaan sebelumnya;
- f. Pihak yang diperiksa harus menunjuk seseorang yang berkompeten untuk mendampingi wakil dari pihak pemeriksa yang memasuki kawasan miliknya;
- g. Pihak pemeriksa harus memastikan bahwa pemeriksaan itu sedapat mungkin harus selesai dalam dua hari. Jika diperlukan waktu yang lebih lama, kedua belah pihak harus bersepakat terhadap rencana pemeriksaan yang lebih lama itu;
- h. Pihak pemeriksa harus memastikan bahwa wakil yang ditunjuknya mampu untuk melakukan pemeriksaan itu; dan
- i. Biaya pemeriksaan harus ditanggung oleh pihak yang memeriksa kecuali bila ditemukan defisiensi. Dalam hal ini biaya harus ditanggung oleh pihak yang memiliki defisiensi.

OC 13.0 Penomoran dan Penamaan Peralatan

Sebuah pendekatan yang seragam untuk identifikasi peralatan yang berkaitan dengan fasilitas dan peralatan di Sistem ditetapkan dalam Aturan Jaringan ini (lihat Lampiran 3 pada Aturan Penyambungan) guna memperkecil peluang kesalahan operasi akibat salah pengertian terhadap perintah dalam mengoperasikan peralatan tertentu dalam Sistem.

OC 13.1 Penerapan

Kode Identifikasi Seragam (lihat CCA3) diterapkan kepada pihak P3B maupun Pemakai Jaringan. Unsur-unsur dari Kode Identifikasi Seragam mencakup antara lain:

- a. lokasi geografis peralatan (berkaitan dengan Pengatur Beban *Region/Sub-region-nya*),
- b. kode untuk nama pusat pembangkit dan nama gardu induk;
- c. kode untuk tingkat tegangan;
- d. kode untuk jenis komponen yang spesifik; dan

e. kode untuk kegunaan lain yang spesifik.

Lampiran 3 pada Aturan Penyambungan berisi rincian dari Kode Identifikasi Seragam.

OC 14.0 Rating Peralatan

Semua peralatan penghantar dan gardu induk di Sistem harus mempunyai batas pembebanan normal dan darurat yang ditetapkan dan dicatat. Selain itu, konstanta waktu termal jangka pendek dan metode analisis *loss of life* dapat dipakai untuk menetapkan rating peralatan jika analisis itu dilakukan sesuai dengan standar ketenagalistrikan dan persetujuan pembuat peralatan.

Rating penghantar jenis saluran udara harus memperhitungkan batas andongan minimum dari konduktor dan temperatur lingkungan maksimum yang realistis dan input radiasi matahari.

ATURAN PERENCANAAN DAN PELAKSANAAN OPERASI (*SCHEDULING AND DISPATCH CODE - SDC*)

Aturan Perencanaan Operasi (*scheduling*) dan Pelaksanaan Operasi (*dispatch*) menjelaskan peraturan dan prosedur untuk perencanaan transaksi dan alokasi pembangkit yang antara lain meliputi:

- a. Rencana/Jadwal Operasional Jangka Panjang, yang dilakukan setiap 6 bulan dengan horison perencanaan 2 tahun;
- b. Rencana/Jadwal Bulanan;
- c. Rencana/Jadwal Mingguan;
- d. Pelaksanaan/*Dispatch* Harian;
- e. *Real Time* untuk keperluan *Dispatch* ulang.

SDC 1.0 Prinsip Dasar

Persiapan Perencanaan Operasi memerlukan informasi mengenai perkiraan kesiapan pembangkit (meliputi cadangan putar, cadangan panas dan cadangan dingin) dan perkiraan kebutuhan beban.

Prosedur yang secara garis besar dinyatakan dalam SDC ini adalah untuk pembuatan perencanaan operasi (*scheduling*), yang:

- a. mengkonsolidasikan informasi mengenai perkiraan beban dan kesiapan pembangkit, termasuk marjin operasi yang memadai;
- b. memberikan kesempatan untuk pengaturan pengeluaran (*outages*) pembangkit maupun transmisi, dengan mempertimbangkan kondisi ekonomis dari operasi Sistem dan kepentingan menjaga stabilitas Sistem.
- c. memungkinkan optimasi pengoperasian pembangkit hidro dan termal dengan mempertimbangkan bahan bakar, batasan lingkungan hidup dan pemenuhan kebutuhan air untuk irigasi; dan
- d. membantu dalam mengidentifikasi dan menyelesaikan permasalahan operasional.

Prosedur-prosedur untuk pembuatan perkiraan beban yang lebih rinci diuraikan pada *Appendix 1-SDC*.

Prosedur-prosedur untuk perencanaan pemeliharaan yang lebih rinci diuraikan pada *Appendix 2-SDC*.

Prosedur-prosedur untuk pernyataan (deklarasi) karakteristik pembangkit yang lebih rinci diuraikan pada *Appendix 3 - SDC*.

Rincian perintah pembebanan (*Dispatch Order*) diuraikan pada *Appendix 4-SDC*.

SDC 2.0 Perencanaan Operasi Jangka Panjang

Perencanaan Operasi jangka panjang harus disiapkan oleh Pusat Pengatur Beban paling lambat tanggal 15 Desember untuk dua tahun berikutnya. Perencanaan Operasi ini harus mencakup informasi sebagai berikut:

- a. estimasi alokasi bulanan produksi netto pembangkit dan tingkat beban Sistem;
- b. rencana pengeluaran (*outages*) unit pembangkit;
- c. operasi bulanan waduk (PLTA) dengan memperhatikan kondisi lingkungan dan kebutuhan irigasi;
- d. proyeksi harga energi;
- e. estimasi energi tak terlayani;
- f. alokasi pengambilan minimum energi dari pembangkit berkontrak *take-or-pay*;
- g. penentuan kendala transmisi permanen; dan
- h. alokasi tingkat cadangan putar dan cadangan dingin yang memadai dan tingkat keandalan bulanan sesuai definisi margin keandalan pada Aturan Operasi (OC 2.2.).

Revisi tengah tahun atas rencana operasi jangka panjang ini harus diterbitkan pada tanggal 15 Juni. Revisi tersebut harus mencakup sisa tahun berjalan dan tahun berikutnya.

Estimasi unjuk kerja Sistem yang meliputi kualitas tegangan dan gangguan setiap gardu induk untuk dua tahun ke depan harus diterbitkan oleh P3B pada tanggal 1 Desember setiap tahun dan revisinya pada tanggal 1 Juni.

SDC 2.1

Prosedur Perencanaan Operasi Jangka Panjang

Pusat Pengatur Beban harus merencanakan/menjadwal operasi Sistem untuk mendapatkan kondisi pembangkitan dengan biaya termurah (*least-cost*) dalam memenuhi ramalan beban, dengan tetap memperhatikan kendala jaringan dan standar kualitas pelayanan.

Kendala jaringan dan konfigurasi jaringan yang sesuai ditentukan oleh Pusat Pengatur Beban berdasarkan hasil studi aliran daya, hubung singkat dan stabilitas.

Usaha Distribusi Tenaga Listrik wajib menyampaikan ramalan beban setiap gardu induk untuk dua tahun yang akan datang paling lambat pada tanggal 1 September dan revisinya pada tanggal 1 Maret tahun berikutnya.

SDC 2.2

Draft Perencanaan Operasi Jangka Panjang

Pusat Pengatur Beban harus menerbitkan *draft* perencanaan operasi jangka panjang paling lambat tanggal 1 Oktober setiap tahun. Dalam *draft* tersebut terdapat informasi yang mencakup kebutuhan pembangkit bulanan, dengan rincian mingguan. Pusat Pengatur Beban harus menyediakan informasi ini kepada seluruh Pemakai Jaringan. Revisi tengah tahunan atas *draft* perencanaan jangka panjang, paling lambat sudah diterbitkan pada tanggal 1 April tahun berikutnya.

SDC 2.3

Perencanaan Pemeliharaan

Berdasarkan *draft* perencanaan operasi jangka panjang, Perusahaan Pembangkit harus menyampaikan kepada Pusat Pengatur Beban, *draft* rencana pemeliharaan unit pembangkit periode 2 tahun berikutnya dengan usulan tanggal dan lama pemeliharaan masing-masing unit paling lambat pada tanggal 1 tanggal November.

Berdasarkan usulan rencana pemeliharaan unit pembangkit tersebut, Pusat Pengatur Beban mempersiapkan jadwal akhir pemeliharaan semua unit pembangkit dan fasilitas transmisi terkait, serta harus menyampaikannya kepada seluruh Pemakai Jaringan paling lambat tanggal 1 Desember.

Rencana/Jadwal akhir pemeliharaan, dapat mengubah tanggal pelaksanaan pemeliharaan (*outages*) unit pembangkit dalam batas waktu yang wajar, namun lamanya waktu pelaksanaan pemeliharaan tidak dapat dipersingkat tanpa persetujuan dari pemilik pembangkit.

Perusahaan Pembangkit harus menyampaikan setiap perubahan (*revisi*) dalam rencana tengah tahun pemeliharaannya paling lambat tanggal 1 Mei. Pusat Pengatur Beban harus sudah menerbitkan Revisi Rencana Pemeliharaan paling lambat tanggal 1 Juni.

SDC 2.4. Studi Sistem Tenaga Listrik

Tujuan dari studi jaringan Sistem tenaga listrik yang dijelaskan pada bab ini adalah untuk melakukan evaluasi seluruh kendala dalam jaringan dan margin pembangkitan yang perlu dipertimbangkan dalam perencanaan operasi bulanan, mingguan dan harian.

Perencanaan operasi jangka panjang harus melibatkan studi-studi Sistem tenaga listrik sebagai berikut:

- a. studi aliran daya dan stabilitas untuk menentukan batasan aliran daya di transmisi serta kebutuhan pemutusan beban dan pembangkit otomatis;
- b. analisis hubung singkat untuk menentukan konfigurasi jaringan yang sesuai;
- c. penentuan peningkatan margin keandalan sesuai dengan aturan pada OC 2.2., sehingga margin tersebut dapat ditentukan dengan memperhatikan perkiraan energi tak terlayani (*unserved energy*) dan probabilitas kehilangan beban (LOLP) masih dalam batas standar perencanaan operasional (yang diijinkan).

SDC 2.5 Perencanaan Operasi Jangka Panjang

Setelah menerima *draft* rencana operasi jangka panjang, rencana pemeliharaan dan studi Sistem tenaga listrik, Pusat Pengatur Beban harus membuat perencanaan final operasi jangka panjang. Perencanaan operasi jangka panjang ini harus sudah diterima oleh seluruh Pemakai Jaringan paling lambat tanggal 15 Desember dan revisi final tengah tahun rencana operasional paling lambat tanggal 15 Juni tahun berikutnya.

SDC 3.0 Rencana/Jadwal Bulanan

Tujuan Rencana Bulanan adalah merencanakan operasi dari seluruh pembangkit, transmisi dan gardu induk termasuk rencana pengeluarannya. Rencana pembangkitan harus dapat memenuhi perkiraan kebutuhan beban Sistem dengan biaya variabel yang minimal dengan tetap memperhatikan kriteria keandalan dan kualitas Sistem tenaga listrik (*grid*).

SDC 3.1 Proses Rencana Bulanan

Proses rencana bulanan digunakan untuk memenuhi kebutuhan pembangkitan yang tidak disediakan oleh pembangkit termal beban dasar, energi terbarukan, *run-of-river* dan *must-run unit*. Kebutuhan informasi untuk rencana bulanan harus diterima:

- a. hari ke 5 bulan berjalan – Perusahaan Pembangkit menyampaikan kesiapan unit pembangkit dan data pemeliharaan untuk bulan berikutnya;
- b. hari ke 10 bulan berjalan – Pusat Pengatur Beban memberikan perkiraan kebutuhan pembangkitan untuk bulan berikutnya;
- c. hari ke 15 bulan berjalan – Perusahaan Pembangkit menyampaikan informasi mengenai biaya variabel energi kepada Pusat Pengatur Beban, untuk digunakan dalam alokasi energi yang ekonomis bulan berikutnya;
- d. hari ke 20 bulan berjalan – Pusat Pengatur Beban membuat jadwal pembelian kapasitas dan energi untuk bulan berikutnya.

SDC 3.2 Kriteria Ekonomis untuk Rencana Bulanan

Kriteria ekonomis untuk pengalokasian pembebanan unit pembangkit dalam rencana bulanan didasarkan pada:

- a. produksi energi dari unit pembangkit yang harus dioperasikan karena kendala Sistem sesuai kebutuhan;
- b. produksi energi yang dijanjikan (*committed*) dari Perusahaan Pembangkit dengan ketentuan pengambilan minimum (*minimum-take*) terhadap pembangkit yang mempunyai kontrak *take-or-pay*;
- c. produksi energi yang dijanjikan (*committed*) dari Perusahaan Pembangkit Energi Terbarukan;
- d. biaya variabel pembangkit yang mempunyai kontrak pembelian *power purchase agreement* (PPA); dan
- e. biaya variabel pembangkit yang dinyatakan dalam rencana operasi bulanan untuk porsi pusat pembangkit yang tidak dijanjikan (*not committed*) dalam kontrak pembelian PPA.

Pusat Pengatur Beban harus merencanakan operasi seluruh unit pembangkit dalam Sistem untuk memenuhi perkiraan beban dengan biaya minimum (biaya variabel + biaya *outage*), dengan memperhatikan margin cadangan yang didefinisikan dalam rencana/jadwal operasi jangka panjang. Apabila kesiapan pembangkit tidak cukup untuk memasok beban dengan tingkat cadangan yang diperlukan, Pusat Pengatur Beban harus melakukan rencana operasi untuk meminimumkan risiko pemadaman.

Pusat Pengatur Beban harus mendapatkan informasi mutakhir dari para Pemakai Jaringan mengenai kesiapan unit pembangkit, duga muka air waduk, perkiraan debit air masuk pada waduk dan perkiraan produksi PLTA *run-of-river*. Pemakai Jaringan harus menyediakan informasi tersebut dengan menggunakan formulir yang dijelaskan pada Aturan Kebutuhan Data (DRC). Tambahan informasi yang berkaitan dengan testing dan komisioning harus juga disediakan oleh Pemakai Jaringan dengan menggunakan formulir yang sesuai seperti dinyatakan pada Aturan Kebutuhan Data (DRC).

Metodologi maupun program komputer yang digunakan dalam pembuatan rencana bulanan harus mampu mengoptimasi pembangkit hidrotermal dan mampu menghasilkan informasi sebagai berikut :

- a. perkiraan produksi energi setiap PLTA waduk dengan mempertimbangkan kebutuhan nonlistrik dan kendala lingkungan hidup lainnya;
- b. perkiraan produksi energi dari PLTA *run-of-river*;
- c. perkiraan produksi energi oleh Perusahaan Pembangkit yang menggunakan sumber energi terbarukan;
- d. daftar pembangkit termal yang diperkirakan akan melakukan *start-up* atau *shut down* dalam periode mingguan mengikuti *merit-order* dalam bulan bersangkutan dan perkiraan energi produksinya;
- e. daftar pusat pembangkit yang sudah dipastikan sebagai cadangan dingin dalam bulan bersangkutan; dan
- f. perkiraan energi tak terlayani dan/atau margin cadangan yang rendah.

Koreksi minor terhadap rencana pemeliharaan dapat dilaksanakan pada saat ini, namun harus disetujui oleh setiap Pemakai Jaringan dan Pusat Pengatur Beban.

Rencana Bulanan harus dapat memenuhi tujuan-tujuan berikut:

- a. optimasi *start-up* dan *shut down* pembangkit termal beban dasar dalam periode mingguan, perkiraan operasi apakah pembangkit tersebut beroperasi terus menerus atau hanya selama hari kerja atau padam selama minggu tersebut;
- b. alokasi pembangkitan PLTA waduk dalam periode mingguan dengan mempertimbangkan kebutuhan air untuk non listrik dan kendala lainnya;
- c. pengaturan kendala-kendala ketersediaan bahan bakar;
- d. memasukkan rencana pelaksanaan pengujian operasi pembangkit baru;
- e. penentuan kebutuhan mengoperasikan pembangkit yang wajib operasi (*must-run*) yang tidak ekonomis untuk memproduksi daya reaktif dalam rangka menjaga tegangan atau memproteksi suatu area;
- f. alokasi cadangan putar, menjamin bahwa cadangan tersebut siap bila perlu;
- g. alokasi pembangkitan minimum untuk setiap area untuk menjamin kontinuitas pelayanan dalam hal terjadi gangguan pada transmisi penting, maupun pemisahan Sistem; dan
- h. penetapan rencana/jadwal pemeliharaan transmisi untuk bulan berikutnya.

SDC 3.3

Prosedur Rencana Bulanan harus meliputi :

- a. pertimbangan kendala transmisi akibat ketidaksiapan yang direncanakan atas peralatan transmisi, trafo atau kompensator;
- b. revisi perkiraan debit air masuk yang diinformasikan oleh Perusahaan PLTA;
- c. revisi perkiraan produksi energi dari Perusahaan Pembangkit berenergi terbarukan;
- d. revisi perkiraan beban.

SDC 3.4 Model yang digunakan dalam pembuatan rencana bulanan

- a. model beban kronologis 1/2 jam-an untuk langgam beban hari kerja dan hari libur (tipikal);
- b. model jaringan yang disederhanakan untuk studi simulasi produksi, akan digunakan mempertimbangkan transmisi interkoneksi penting;
- c. studi aliran daya untuk mengidentifikasi kemungkinan keterbatasan transfer yang memerlukan *must-run (forced dispatch)* unit; dan
- d. model yang disederhanakan untuk studi rugi-rugi penyaluran.

SDC 3.5 Tanggapan Pemakai Jaringan dan Revisi Rencana bulanan

Pemakai Jaringan harus diijinkan untuk menyampaikan tanggapan atas rencana final operasi bulanan kepada Pusat Pengatur Beban sampai batas waktu tanggal 25 sebelum bulan pelaksanaan.

Pusat Pengatur Beban dapat mempertimbangkan menerima atau tidak tanggapan Pemakai Jaringan, namun tidak boleh diabaikan begitu saja.

Bila perlu melakukan revisi, maka revisi final rencana bulanan harus diterbitkan tanggal 26 sebelum bulan pelaksanaannya.

SDC 4.0 Rencana/Jadwal Mingguan

Tujuan dari Rencana Mingguan adalah merencanakan operasi dari seluruh unit pembangkit dan transmisi serta gardu induk dan untuk mengakomodasikan pengeluaran jangka pendek tak terencana dari transmisi dan gardu induk. Periode rencana mingguan adalah mulai Jumat hingga Kamis minggu berikutnya.

SDC 4.1

Pusat Pengatur Beban harus merencanakan operasi optimal hidro termal mingguan, memperkirakan produksi dari setiap unit pembangkit untuk meminimumkan total biaya variabel dan biaya *outage* jaringan. Hasil dari rencana mingguan, yang harus digunakan dalam pelaksanaan/*dispatch* harian meliputi:

- a. produksi energi total dari setiap PLTA waduk, dengan mempertimbangkan faktor penggunaan air untuk non listrik serta lingkungan hidup;
- b. perkiraan energi yang akan diproduksi oleh setiap PLTA yang *must-run*;
- c. total produksi energi yang dibangkitkan oleh Perusahaan Pembangkit ber-energi terbarukan;
- d. daftar unit pembangkit termal yang diperkirakan untuk *start-up* atau *shut down* dalam minggu terkait, mengikuti *merit-order* yang dihasilkan dalam proses optimisasi;
- e. daftar pusat pembangkit yang ditetapkan sebagai cadangan dingin dalam minggu terkait; dan
- f. perkiraan energi tak terlayani dan/atau marjin cadangan yang rendah.

SDC 4.2

Rencana Mingguan harus dapat memenuhi sasaran berikut:

- a. penetapan waktu untuk *start-up* dan *shut down* unit-unit pembangkit termal beban dasar;

- b. alokasi pembangkitan/produksi semua PLTA waduk dalam periode harian, merefleksikan penggunaan air untuk kebutuhan non listrik serta faktor lingkungan hidup;
- c. alokasi pembangkitan/produksi dari pembangkit ber-energi terbarukan;
- d. mempertimbangkan kendala ketersediaan bahan bakar yang dilaporkan pihak Perusahaan Pembangkit;
- e. unit-unit pembangkit yang siap beroperasi dengan AGC;
- f. identifikasi kebutuhan *must-run unit (forced dispatch)* untuk memproduksi daya reaktif untuk mendukung tegangan dan menghindari transmisi berbeban lebih (*over-load*);
- g. alokasi energi minimum untuk diproduksi oleh unit pembangkit baru yang sedang melakukan pengujian (*testing*);
- h. alokasi cadangan putar untuk menjamin kesiapannya bila perlu;
- i. alokasi pembangkitan minimum pada suatu area yang kekurangan kapasitas pembangkit untuk menjamin terus berlangsungnya pasokan setelah terjadi gangguan pada transmisi penting atau pemisahan Sistem;
- j. penentuan rencana pemeliharaan mingguan transmisi.

SDC 4.3. Prosedur Rencana Mingguan harus meliputi:

- a. pertimbangan kendala jaringan akibat ketidaksiapan transmisi, trafo atau alat kompensator;
- b. koreksi perkiraan debit air masuk berdasarkan informasi dari Perusahaan Pembangkit Hidro;
- c. rencana pembangkitan untuk pembangkit berenergi terbarukan berdasarkan perkiraan kesiapannya;
- d. pembangkitan di luar rencana karena pengujian unit pembangkit baru;
- e. pernyataan kesiapan kapasitas dalam MW dari setiap unit pembangkit dan waktu-waktu spesifik atas mulai dan berakhirnya periode kesiapan yang dimaksudkan;
- f. pemutakhiran karakteristik operasi dari unit pembangkit yang dinyatakan siap. Proses pemutakhiran harus meliputi informasi berikut:
 - i. identifikasi karakteristik pengoperasian (lihat *Appendix 3* dari SDC);
 - ii. nilai parameter baru karakteristik pengoperasian; dan
 - iii. kapan nilai parameter yang baru diimplementasikan; dan
- g. pembatasan operasi yang mungkin timbul dari pertimbangan lingkungan hidup.

SDC 4.4. Model yang digunakan dalam pembuatan rencana bulanan

- a. karakteristik beban untuk hari-kerja dan hari-libur secara kronologis per setengah jam;
- b. model jaringan yang disederhanakan untuk studi simulasi produksi, dengan mempertimbangkan hanya transmisi-interkoneksi yang penting;
- c. studi aliran daya untuk menentukan kemungkinan keterbatasan transfer yang memerlukan *must-run unit*; dan
- d. model yang disederhanakan untuk rugi-rugi transmisi.

SDC 4.5. Penjadwalan untuk Proses Rencana Mingguan

Perusahaan Pembangkit harus menyampaikan revisi perkiraan kesiapan unit pembangkit paling lambat Selasa pukul 10:00 pagi sebelum periode minggu pelaksanaan rencana mingguan.

Pusat Pengatur Beban harus mempertimbangkan revisi yang disampaikan Perusahaan Pembangkit dan menerbitkan rencana mingguan kepada seluruh Pemakai Jaringan paling lambat Rabu pukul 15:00 sebelum periode minggu pelaksanaan rencana mingguan.

Tanggapan atas Rencana Mingguan dari Pemakai Jaringan harus disampaikan kepada Pusat Pengatur Beban paling lambat Kamis pukul 10:00 sebelum periode minggu pelaksanaan. Pusat Pengatur Beban harus mempertimbangkan komentar dari Pemakai Jaringan, apakah akan mengubah rencana mingguan yang sudah terbit atau tidak.

Pusat Pengatur Beban harus sudah menerbitkan Revisi Rencana Mingguan paling lambat Kamis pukul 15:00 sebelum periode minggu pelaksanaan rencana mingguan.

Perusahaan Pembangkit wajib mengikuti rencana mingguan pembangkitan kecuali ada instruksi lain dari Pusat Pengatur Beban.

SDC 5.0 Pelaksanaan Harian (*Dispatch*)

Pusat Pengatur Beban harus mempersiapkan rencana pelaksanaan harian alokasi pembangkitan untuk hari berikutnya. Rencana ini harus memperlihatkan pembebanan setiap unit pembangkit dalam basis waktu setengah am. Tingkat pembangkitan harus memenuhi kebutuhan beban Sistem biaya variabel minimum serta mempertimbangkan semua kendala jaringan dan kondisi lain yang berpengaruh seperti peristiwa khusus kenegaraan atau hari libur dan sebagainya.

SDC 5.1. Informasi dari Perusahaan Pembangkit

Seluruh Perusahaan Pembangkit harus memberitahukan kepada Pusat Pengatur Beban mengenai setiap perubahan atas informasi yang telah disampaikan pada proses pembuatan Rencana Mingguan, serta setiap perubahan atas karakteristik pembangkitnya. Informasi yang mutakhir harus disampaikan ke Pusat Pengatur Beban paling lambat pukul 10:00 pagi sehari sebelum hari pelaksanaan rencana.

Perusahaan Pembangkit Hidro, harus menginformasikan kepada Pusat Pengatur Beban mengenai realisasi debit air masuk waduk dan perkiraan pembebanan setiap jam PLTA *run-of river* untuk hari berikutnya.

SDC 5.2. Prakiraan Beban Harian

Pusat Pengatur Beban harus membuat prakiraan beban setiap Area per setengah jam untuk satu hari berikutnya.

SDC 5.3 Identifikasi Kendala Jaringan

Pusat Pengatur Beban berkewajiban untuk melakukan analisis aliran beban, hubung singkat dan stabilitas untuk memverifikasi bahwa pengalokasian secara

ekonomis (*economic-dispatch*) tidak akan mengakibatkan kerawanan kondisi Sistem. Apabila teridentifikasi adanya kendala jaringan, maka rencana pembebanan harus disesuaikan untuk menjamin operasi Sistem yang aman.

SDC 5.4 Prosedur Pelaksanaan Harian (*Dispatch*)

Pusat Pengatur Beban harus membuat rencana pelaksanaan harian sedemikian rupa sehingga meminimumkan total biaya variabel pembangkit dengan simulasi produksi.

Pertimbangan rugi-rugi jaringan dan kendala Sistem pada tegangan 500 kV dan 150 kV harus terakomodasikan pada prosedur pelaksanaan/*dispatch* harian.

Total pembangkitan hidro dalam Rencana Mingguan harus dialokasikan dalam basis pembebanan setiap setengah jam. Apabila terjadi perubahan debit air masuk waduk maupun perubahan debit air pada *run-of river*, maka tingkat pembebanan PLTA yang bersangkutan harus direvisi.

SDC 5.5 Isi Jadwal Pelaksanaan/*Dispatch* Harian

Jadwal Rencana Harian (*Dispatch*) harus mencakup:

- a. pembangkitan daya aktif (MW) setiap setengah jam masing-masing unit pembangkit termal, termasuk waktu-waktu *start up* dan *shut down*;
- b. pembangkitan total daya aktif (MW) setiap setengah jam dari pembangkit-pembangkit hidro;
- c. pembangkitan total daya aktif (MW) setiap setengah jam dari pembangkit-pembangkit berenergi terbarukan;
- d. sumber-sumber dan kapasitas cadangan-putar serta unit-unit yang beroperasi dengan pengaturan daya otomatis (AGC);
- e. waktu-waktu pemasukan dan pengeluaran untuk peralatan kompensasi reaktif yang statik;
- f. waktu-waktu *energize* atau pemadaman transmisi;
- g. identifikasi dari unit-unit yang ditentukan sebagai cadangan dingin;
- h. rencana pemeliharaan penyaiuran/jaringan untuk hari tersebut;
- i. identifikasi unit yang akan memasok daya reaktif minimum untuk menjaga kualitas tegangan; dan
- j. pengurangan beban bila diperkirakan akan terjadi ketidakseimbangan antara beban dan pembangkitan. Pengatur Beban *Region/Sub-region* menginformasikan kepada Usaha Distribusi Tenaga Listrik bila perlu pengurangan beban.

SDC 5.6. Jadwal Penyampaian Data Pembangkit dan Penerbitan Rencana Harian

Seluruh Perusahaan Pembangkit harus menyampaikan kepada Pusat Pengatur Beban mengenai informasi mutakhir kesiapan unit sebelum pukul 10:00 pagi sehari sebelum pelaksanaan *dispatch* harian. Pemberitahuan disampaikan melalui formulir yang ditentukan pada Aturan Kebutuhan Data (*Data Requirement Code - DRC*).

Pusat Pengatur Beban harus menyampaikan *dispatch*-harian final ke seluruh Pemakai Jaringan paling lambat pukul 15:00 sehari sebelum pelaksanaan.

Perusahaan Pembangkit diwajibkan untuk mengikuti jadwal pembebanan per setengah jam yang tercantum dalam rencana Jadwal Harian, kecuali ada perubahan pelaksanaan yang diperintahkan oleh Pusat Pengatur Beban. Apabila karena sesuatu alasan teknis, suatu unit pembangkit tidak dapat melaksanakan perintah pembebanan dari Pusat Pengatur Beban, maka kondisi tersebut harus segera dilaporkan kepada Pusat Pengatur Beban.

SDC 6.0 Operasi Real-Time dan Dispatch-Ulang

SDC 6.1 Operasi Real-Time

Selama operasi *real-time*, Pusat Pengatur Beban harus berpedoman kepada rencana Pelaksanaan Harian (*Dispatch*) dan menggunakan unit-unit yang beroperasi dengan pengatur daya otomatis (AGC) untuk mengikuti variasi beban dari waktu ke waktu. Frekuensi Sistem dan tegangan harus dikendalikan untuk memenuhi persyaratan Aturan Pengoperasian (*Operating Code - OC*). Apabila terdapat unit-unit yang beroperasi dengan pengatur daya otomatis (AGC) akan mencapai batas-batas kontrol, maka *dispatcher* akan memerintahkan pembangkit tertentu untuk menaikkan ataupun menurunkan pembebanannya dari pembebanan yang dijadwalkan untuk memenuhi beban Sistem.

Selama operasi *real-time*, Pusat Pengatur Beban dapat merevisi rencana *dispatch*-harian untuk menjaga operasi Sistem yang aman, apabila terjadi perbedaan yang cukup besar antara kondisi perkiraan sehari ke depan dengan kondisi aktual.

Apabila diperlukan mempertahankan pengoperasian Sistem yang ekonomis dan andal, Pusat Pengatur Beban dapat melakukan *dispatch*-ulang unit-unit pembangkit.

Dispatch-Ulang dapat meliputi :

- a. *start up* unit pembangkit cadangan dingin untuk memasok beban yang lebih besar dari perkiraan, ataupun karena adanya pengeluaran tak-terencana unit pembangkit atau transmisi;
- b. menambah unit pembangkit yang mempunyai fasilitas AGC untuk menjaga rentang kendali beban;
- c. penurunan tingkat pembebanan pembangkit, atau mengeluarkan unit-unit pembangkit akibat adanya perubahan-perubahan kesiapan pembangkit;
- d. perubahan pembangkitan hidro akibat perubahan aliran air masuk yang tidak diperkirakan; dan
- e. pemasangan atau pengeluaran transmisi, trafo atau peralatan kompensator reaktif untuk mengatasi masalah kapasitas jaringan (*grid*).

Jadwal pembangkitan yang baru harus dilaporkan kepada para Pemakai Jaringan dan akan menggantikan rencana jadwal harian yang dibuat sebelumnya. Pusat Pengatur Beban harus memverifikasi bahwa seluruh Pemakai Jaringan akan mampu memenuhi jadwal pembebanan yang baru sebelum diterbitkan.

SDC 6.2 Kriteria untuk Prosedur *Dispatch*-Ulang

Pusat Pengatur Beban dapat melakukan *dispatch*-ulang apabila salah satu dari hal di bawah ini terjadi:

- a. perbedaan perkiraan beban dengan beban sesungguhnya melebihi 5 %;
- b. satu atau lebih unit yang memasok lebih besar dari 5% beban mengalami gangguan (keluar tak-terencana);
- c. transmisi mengalami atau diperkirakan akan mengalami pembebanan lebih;
- d. peningkatan debit air masuk pada PLTA yang mengharuskan peningkatan beban PLTA lebih dari 5% dari beban Sistem, menghindari pelimpasan air.

SDC 7.0 Pembebanan Pembangkit

Bagian ini mengatur prosedur untuk Pusat Pengatur Beban dalam rangka:

- a. memerintahkan tingkat pembebanan unit pembangkit;
- b. memberikan persetujuan kepada Perusahaan Pembangkit mengeluarkan unit pembangkitnya dalam rangka pemeliharaan terencana;
- c. pelaksanaan optimasi ulang jadwal *dispatch* harian.

SDC 7.1 Tujuan

Tujuan dari *dispatch* pembangkit adalah agar Pusat Pengatur Beban dapat mengatur operasi secara langsung sehingga pasokan daya dapat memenuhi beban secara ekonomis dengan cadangan memadai serta mempertimbangkan:

- a. hal-hal yang tercantum dalam Rencana Harian, termasuk kebutuhan keluarnya unit pembangkit dalam rangka pemeliharaan (keluar terencana);
- b. *merit order* berdasarkan cara yang tercantum pada Aturan SDC;
- c. keamanan (*security*) dan keandalan (*reliability*);
- d. standar pengoperasian seperti frekuensi Sistem dan pengaturan tegangan.

SDC 7.2 Informasi yang digunakan dalam *dispatch*/pembebanan pembangkit

Dalam pembuatan keputusan pengoperasian pembangkit dan rencana pengeluaran pembangkit, Pusat Pengatur Beban harus mempertimbangkan hal-hal:

- a. Rencana Harian, yang disiapkan dan diterbitkan sesuai dengan prosedur dalam Aturan SDC;
- b. kesiapan dan karakteristik pembangkit yang mutakhir setiap pembangkit;
- c. frekuensi dan tegangan Sistem yang diterima Pusat Pengatur Beban melalui SCADA;
- d. informasi lain yang dianggap relevan dalam melaksanakan operasi Sistem.

SDC 7.3 Pemberian Ijin untuk Pengeluaran Unit Pembangkit

Setiap Perusahaan Pembangkit harus melaporkan kepada Pusat Pengatur Beban apabila terdapat permasalahan yang dapat mengakibatkan keluarnya atau pengurangan beban (*derating*) unit pembangkit besar dan medium.

Dalam hal ini, Pusat Pengatur Beban harus mengevaluasi konsekuensi dari persetujuan pengeluaran tak-terencana unit tersebut dari Sistem, dengan mempertimbangkan keamanan, kualitas pelayanan dan keekonomian.

Apabila hasil evaluasi menunjukkan bahwa pengeluaran atau derating tersebut dapat diterima, maka Pusat Pengatur Beban akan memberi izin kepada Perusahaan Pembangkit merubah jadwal pembangkitannya untuk pelaksanaan perbaikan permasalahan unit pembangkit yang dilaporkan.

Apabila unit pembangkit kecil mempunyai permasalahan yang menyebabkan unit tersebut harus keluar atau pembebanannya dikurangi, Perusahaan Pembangkit harus melaporkan hal tersebut kepada Pengatur Beban *Region/Sub-region* terkait. Pengatur Beban *Region/Sub-region* harus mengevaluasi konsekuensi dari pengeluaran unit tersebut terhadap jadwal pembangkitan (kondisi Sistem). Apabila hasil evaluasinya menunjukkan bahwa pengeluaran atau derating tersebut dapat diterima, maka Pengatur Beban *Region/Sub-region* memberi izin pelaksanaan perbaikan unit pembangkit tersebut.

SDC 7.4 Perintah Pembebanan/*Dispatch*

Semua Perusahaan Pembangkit harus mengikuti perintah pembebanan dari Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* tanpa penundaan waktu.

SDC 7.4.1 Penyampaian Perintah Pembebanan

Perintah pembebanan sehubungan dengan hari tertentu dapat disampaikan setiap saat pada hari bersangkutan atau sebelum hari bersangkutan bila kondisi operasi memerlukannya. Semua perintah dilaksanakan dalam Bahasa Indonesia.

Perintah pembebanan harus disampaikan oleh Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* langsung kepada para Pemakai dan harus mencakup juga informasi mengenai nama-nama operator. Perintah harus disampaikan melalui telepon atau media lain yang telah disetujui antara Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* dan Pemakai Jaringan. Apabila memungkinkan, perintah pembebanan diberikan dalam bentuk formulir yang terdapat dalam *Appendix 4 SDC*.

Penerimaan perintah pembebanan harus segera secara resmi diberitahukan oleh para Pemakai Jaringan, serta menyatakan setuju atau tidak setuju atas perintah yang diterima. Suatu Perusahaan Pembangkit tidak dapat menolak perintah yang diberikan oleh Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* kecuali:

- a. adanya permasalahan keselamatan personel atau peralatan yang dapat dibuktikan;
- b. perintah akan mengakibatkan Pemakai Jaringan mengoperasikan unitnya di luar kemampuan peralatan yang telah dinyatakannya.

Apabila Pemakai Jaringan tertentu mengalami kesulitan dalam melaksanakan perintah pembebanan, Pemakai Jaringan tersebut harus segera melaporkannya kepada Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region*.

SDC 7.4.2. Bentuk Perintah

Perintah pembebanan/*dispatch* dapat meliputi:

- a. perintah untuk menyediakan cadangan untuk menjaga frekuensi Sistem;
- b. perintah untuk mengaktifkan ataupun mematikan fasilitas AGC;
- c. perintah untuk menyerap atau memproduksi daya reaktif dalam rangka menjaga kualitas tegangan;
- d. pemberitahuan dan perubahan pemberitahuan mengenai waktu sinkron;
- e. perintah sinkron atau pengeluaran;
- f. perintah yang berkaitan dengan pemberian tegangan (*energize*) atau perubahan tap dari trafo pembangkit;
- g. perintah yang berkaitan dengan pengoperasian peralatan *switching* yang dapat mempengaruhi kondisi interkoneksi antara pembangkit dan Sistem;
- h. perintah yang berkaitan dengan pengoperasian peralatan kontrol yang dapat mempengaruhi kondisi interkoneksi antara pembangkit dan Sistem (dimana tanggung jawab ini telah diserahkan kepada Perusahaan Pembangkit dalam kontrak/kesepakatan);
- i. perintah untuk penggantian bahan bakar (hal ini harus diatur dalam perjanjian antara PT PLN (Persero) dengan Perusahaan Pembangkit);
- j. perintah untuk pengoperasian governor pembangkit.

SDC 7.4.3 Hal yang harus dilakukan oleh para Pemakai Jaringan

Setiap Pemakai Jaringan harus memenuhi seluruh perintah operasi Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* tanpa menunda waktu, kecuali bila terjadi hal-hal sesuai uraian pada SDC 7.4.1.

Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban *Region/Sub-region* harus mempertimbangkan pernyataan dari Perusahaan Pembangkit yang menyangkut: waktu *start up* dan *shut down*; tingkat kecepatan pembebanan dan penurunan beban pada saat memerintahkan melakukan sinkronisasi, mengubah beban dan/atau memberhentikan unit pembangkit.

Dalam mengoperasikan pembangkitnya, Perusahaan Pembangkit harus dapat memenuhi tingkat kinerja pembebanan berikut ini:

- a. sinkronisasi atau mengeluarkan unit pembangkit dalam kurun waktu kurang lebih 5 menit dari target waktu yang disampaikan oleh Pusat Pengatur Beban berdasarkan informasi dari Perusahaan Pembangkit.
- b. apabila tidak ada target waktu spesifik yang diberikan, maka tingkat pembebanan yang diperintahkan harus dicapai dalam kurun waktu kurang lebih 2 menit dari perkiraan waktu berdasarkan deklarasi ramping *rate-nya*.
- c. apabila target waktu spesifik ditentukan, maka tingkat pembebanan sesuai perintah harus sudah dipenuhi dalam kurun waktu kurang lebih 2 menit dari target waktu tersebut; dan
- d. apabila diperintahkan untuk mencapai tingkat pembebanan tertentu, tingkat tersebut harus sudah dicapai dalam rentang $\pm 2\%$ dari daya-mampu unit yang dideklarasikan.

SDC 8.0 Aktivitas Pascaoperasi dan Evaluasi

- SDC 8.1 Pusat Pengatur Beban harus menyiapkan suatu evaluasi dari realisasi kondisi operasi hari sebelumnya, yang meliputi:
- a. diskusi/analisis mengenai setiap kegagalan dalam memenuhi kriteria keamanan (*security*) dan keandalan Sistem;
 - b. perbandingan antara realisasi total biaya tenaga listrik yang dibeli terhadap perkiraan biaya disimulasi atas dasar perkiraan beban Sistem dan kesiapan pembangkitan;
 - c. diskusi/analisis mengenai perbedaan antara Rencana Harian dan realisasi operasi yang dilaksanakan;
 - d. beberapa hal yang dapat disimpulkan atau hal baru yang merupakan pelajaran (bila ada);
 - e. ringkasan dan catatan mengenai pengoperasian Sistem termasuk data pembangkitan dan *switching*.

SDC 8.2 Laporan Evaluasi Pascaoperasi Konsolidasi

Laporan evaluasi pascaoperasi harian harus dikonsolidasikan menjadi laporan evaluasi pascaoperasi bulanan dan tahunan. Pusat Pengatur Beban harus menerbitkan Laporan Evaluasi Pascaoperasi bulanan dan tahunan konsolidasi, serta menyampaikan kepada seluruh Pemakai Jaringan pada waktu yang disepakati.

SDCA1 Appendix 1: Ramalan Beban

SDCA1 1.0 Pendahuluan

Appendix ini menjelaskan persiapan ramalan beban untuk tujuan berikut:

- a. persiapan jadwal operasional jangka panjang;
- b. persiapan jadwal bulanan;
- c. persiapan jadwal mingguan;
- d. persiapan jadwal *dispatch* harian.

Ramalan-ramalan beban pada setiap titik sambungan harus dihitung dari faktor-faktor titik sambungan (seperti yang ditentukan Pusat Pengatur Beban) dikalikan dengan ramalan total beban Sistem.

SDCA1 2.0 Tujuan

Tujuan *Appendix* ini adalah untuk:

- a. menentukan sumber utama informasi yang akan digunakan oleh Pusat Pengatur Beban dalam mempersiapkan ramalan beban;
- b. menguraikan faktor-faktor yang akan dipertimbangkan oleh Pusat Pengatur Beban dalam mempersiapkan ramalan beban;
- c. menetapkan prosedur-prosedur untuk menjamin bahwa ramalan beban untuk periode waktu yang berbeda harus dibuat dengan dasar yang konsisten.

SDCA1 3.0 Ramalan Beban untuk Rencana Operasional Jangka Panjang.

Pusat Pengatur Beban harus membuat rencana operasional untuk setiap bulan dari rencana jangka panjang, ramalan-ramalan berikut:

- a. beban puncak (MW) Unit-unit Bisnis Distribusi dan para Konsumen Besar, berdasarkan ramalan kebutuhan energi (MWh) dan ramalan beban puncak tahunan setiap gardu induk dari Usaha Distribusi Tenaga Listrik;
- b. beban puncak setiap titik sambungan dan rugi-rugi transmisi, dan
- c. kebutuhan marjin cadangan.

Ramalan-ramalan beban tersebut harus diselesaikan pada 1 September sebelum memasuki pelaksanaan Rencana Operasi Tahunan yang dipersiapkan.

SDCA1 3.1 Pertimbangan dalam Pembuatan Ramalan Beban Jangka Panjang.

Dalam pembuatan ramalan jangka panjang, Pusat Pengatur Beban harus mempertimbangkan faktor-faktor/data berikut:

- a. ramalan beban yang digunakan dalam pembuatan rencana operasi dua tahun;
- b. ramalan beban tahunan dan faktor beban tahunan yang didapatkan dari ramalan beban untuk Sistem;

- c. statistik penjualan listrik ke Usaha Distribusi Tenaga Listrik dan para Konsumen Besar;
- d. statistik beban puncak harian;
- e. catatan langgam beban harian Sistem;
- f. kebijaksanaan cadangan operasi yang ditentukan dalam Aturan Pengoperasian (OC); dan
- g. informasi lain yang relevan.

SDCA1 4.0 Ramalan Beban untuk Rencana Bulanan

Pusat Pengatur Beban harus mempersiapkan ramalan-ramalan berikut untuk operasi harian dari suatu Rencana Bulanan:

- a. kebutuhan energi (MWh) dan beban puncak (MW) ke-empat Area;
- b. kebutuhan energi (MWh) dan beban puncak (MW) pada setiap titik sambungan dan rugi-rugi jaringan; dan
- c. kebutuhan marjin cadangan.

Ramalan-ramalan beban tersebut harus diselesaikan pada tanggal 10 setiap bulan sebelum memasuki bulan pelaksanaan Rencana Operasi bulanan.

SDCA1 4.1 Pertimbangan dalam pembuatan Ramalan Beban Bulanan.

Pusat Pengatur Beban harus mempertimbangkan faktor-faktor/data dalam pembuatan Rencana Bulanan:

- a. ramalan beban yang digunakan dalam pembuatan Rencana Tahunan;
- b. statistik penjualan listrik ke Unit-unit Bisnis Distribusi dan para Konsumen Besar;
- c. statistik kebutuhan beban puncak dan beban minimum harian;
- d. kebijaksanaan cadangan operasi yang ditetapkan dalam Aturan Pengoperasian (OC); dan
- e. informasi lain yang relevan.

SDCA1 5.0 Ramalan Beban untuk Rencana Mingguan

Pusat Pengatur Beban harus mempersiapkan ramalan-ramalan berikut untuk operasi harian dari suatu Rencana Mingguan:

- a. kebutuhan energi (MWh) dan beban-puncak (MW) Unit-unit Bisnis Distribusi dan para Konsumen Besar;
- b. kebutuhan energi (MWh) dan beban-puncak (MW) pada setiap titik sambungan, dan rugi-rugi jaringan;
- c. kebutuhan total beban (MW) setiap setengah jam; dan
- d. kebutuhan marjin cadangan.

Ramalan-ramalan beban tersebut harus diselesaikan sebelum akhir minggu sebelum memasuki minggu pelaksanaan Rencana Operasi mingguan.

SDCA1 5.1 Pertimbangan dalam pembuatan Ramalan Beban Mingguan

Pusat Pengatur Beban harus mempertimbangkan faktor-faktor/data dalam pembuatan Rencana Mingguan:

- a. ramalan-beban yang digunakan dalam pembuatan Rencana-Bulanan;
- b. statistik penjualan listrik ke Usaha Distribusi Tenaga Listrik dan para Konsumen Besar, khususnya catatan rinci data minggu terakhir yang sudah tersedia;
- c. kebutuhan cadangan operasi yang ditetapkan dalam Aturan Pengoperasian (OC); dan
- d. informasi lain yang relevan.

SDCA1 6.0 Ramalan Beban untuk Pelaksanaan Harian/*Dispatch*

Pusat Pengatur Beban harus mempersiapkan ramalan-ramalan berikut untuk pelaksanaan/*dispatch* jam-jam-an dari suatu Rencana/*Pre-dispatch* Harian:

- a. beban-puncak (MW) Unit-unit Bisnis Distribusi dan para Konsumen Besar berdasarkan ramalan kebutuhan energi dalam Rencana Mingguan;
- b. kebutuhan energi (MWh) dan beban puncak (MW) pada setiap titik sambungan, dan rugi-rugi jaringan;
- c. kebutuhan total beban (MW) setiap setengah jam; dan
- d. kebutuhan marjin cadangan.

SDCA1 6.1 Jadwal Penyelesaian Ramalan

Ramalan beban yang dibuat untuk kebutuhan *dispatch*-harian sudah harus siap pada pukul 10:00 sehari sebelum hari pelaksanaan.

SDCA1 6.2 Dalam pembuatan Ramalan-Harian, Pusat Pengatur Beban harus mempertimbangkan beberapa faktor sebagai berikut :

- a. ramalan-beban yang digunakan dalam pembuatan Rencana Mingguan;
- b. statistik penjualan listrik ke Unit-unit Bisnis Distribusi dan para Konsumen Besar;
- c. statistik beban puncak siang dan malam, khususnya data hari terakhir yang tersedia;
- d. statistik beban hari-hari libur dan hari khusus lainnya;
- e. perkiraan kondisi cuaca;
- f. kebutuhan cadangan operasi yang ditetapkan dalam Aturan Pengoperasian (OC); dan
- g. informasi lain yang relevan.

SDCA2 Appendix 2: Rencana Pemeliharaan

SDCA2 1.0 Pendahuluan

SDCA2 1.1 *Appendix* ini menguraikan pengkoordinasian pemeliharaan unit pembangkit, gardu induk dan transmisi, serta pengeluaran unit pembangkit dan fasilitas jaringan untuk kepentingan pekerjaan konstruksi, perbaikan, pengujian dan pemeliharaan.

SDCA2 1.2 Rencana Pemeliharaan yang dipersiapkan oleh Pusat Pengatur Beban harus mempertimbangkan rencana/jadwal lain yang relevan, untuk menjamin pemenuhan kapasitas pembangkitan memenuhi ramalan beban, termasuk kebutuhan cadangan.

SDCA2 1.3 Apabila informasi yang dibutuhkan pada *Appendix* ini adalah untuk hari non bisnis (bukan hari kerja), maka informasi tersebut harus disampaikan pada hari kerja terakhir sebelum hari yang dimaksudkan.

SDCA2 1.4 Pusat Pengatur Beban harus berusaha untuk mengakomodir permintaan para Perusahaan Pembangkit untuk mengeluarkan unit pembangkit pada hari-hari tertentu. Namun demikian, permintaan tersebut mungkin harus ditolak oleh Pusat Pengatur Beban untuk melindungi keamanan dan efisiensi ekonomis Sistem. Apabila permintaan Perusahaan Pembangkit tidak dipenuhi, serta konsultasi dan prosedur penyelesaian perselisihan yang dicantumkan pada *Appendix* ini sudah dilaksanakan, maka Perusahaan Pembangkit harus menerima keputusan Pusat Pengatur Beban yang menentukan hari *outage* (pengeluaran unit) sebagai final dan mengikat.

SDCA2 2.0 Tujuan

SDCA2 2.1 Tujuan *Appendix* ini adalah menetapkan peraturan bagi Pusat Pengatur Beban mengkoordinasikan pengeluaran unit-unit pembangkit serta fasilitas jaringan terencana (*planned-outages*), dengan:

- a. mempertahankan kapasitas pembangkitan dan jaringan yang memadai untuk memenuhi ramalan beban, termasuk cadangan operasi; dan
- b. meminimumkan biaya operasi Sistem dalam mengeluarkan unit pembangkit atau suatu fasilitas jaringan untuk pemeliharaan atau perbaikan.

SDCA2 3.0 Rencana/Jadwal Pemeliharaan dua-tahun.

SDCA2 3.1 Pada 1 November, setiap Perusahaan Pembangkit harus menyampaikan secara tertulis kepada Pusat Pengatur Beban, usulan program pengeluaran unit (*outage-program*) 2 (dua) tahun berikutnya untuk setiap unit pembangkitnya. Usulan tersebut harus mencakup:

- a. identifikasi unit-unit pembangkit;
- b. kapasitas (MW) unit-unit pembangkit terkait;
- c. alasan pengeluaran unit (*outage*) dan tanggal penyelesaian pekerjaan;

- d. perkiraan lamanya waktu padam (*outage*), dalam 'hari' dan 'minggu';
- e. tanggal mulainya pemadaman yang diinginkan; dan
- f. apabila jadwalnya fleksibel, tanggal yang paling awal dimulainya pelaksanaan *outage*, dan tanggal penyelesaian paling lambat.

SDCA2 3.2 Pada setiap tanggal 1 Desember, Pusat Pengatur Beban harus:

- a. menerbitkan Rencana/Jadwal Pemeliharaan dengan mempertimbangkan :
 - i. ramalan beban Sistem (*grid*);
 - ii. jadwal pemeliharaan yang terdahulu;
 - iii. usulan dari Perusahaan Pembangkit;
 - iv. kebutuhan untuk pengeluaran (*outage*) komponen Sistem (*grid*);
 - v. kebutuhan meminimumkan total biaya operasi Sistem sehubungan dengan pengeluaran komponen Sistem (*outages*) tersebut; dan
 - vi. faktor lain yang relevan.
- b. menyampaikan secara tertulis kepada setiap Perusahaan Pembangkit, pengalokasian waktu tanggal 'mulai' dan 'penyelesaian' masing-masing pengeluaran unit pembangkit (*outage*) yang diinginkannya.

SDCA2 3.3 Apabila suatu Perusahaan Pembangkit tidak setuju dengan program *outage* yang dialokasikan untuk unit-unit pembangkitnya, Perusahaan Pembangkit tersebut dapat menyampaikan keberatannya secara tertulis ke Pusat Pengatur Beban selambat-lambatnya tanggal 10 Desember untuk menjelaskan alasannya. Pusat Pengatur Beban dan Perusahaan Pembangkit harus mendiskusikan permasalahan tersebut dan mencari jalan penyelesaiannya. Apabila perubahan yang diinginkan oleh Perusahaan Pembangkit tidak mengancam keamanan Sistem atau tidak mengakibatkan tambahan biaya operasi yang berarti, maka Pusat Pengatur Beban harus menyetujui usulan perubahan tersebut. Apabila untuk penyelesaian permasalahan ini memerlukan keterlibatan Perusahaan Pembangkit lainnya, Pusat Pengatur Beban dapat mengadakan Rapat dengan mengundang mereka yang perlu terlibat. Apabila terjadi perubahan Rencana Pemeliharaan, maka jadwal yang mutakhir harus sesegera mungkin diterbitkan oleh Pusat Pengatur Beban.

SDCA2 3.4 Pada setiap tanggal 1 Mei, setiap Perusahaan Pembangkit harus menyampaikan koreksi rencana pengeluaran unit (*provisional*) kepada Pusat Pengatur Beban yang merefleksikan setiap revisi termasuk perubahan yang telah disepakati dengan Pusat Pengatur Beban sesuai dengan SDC2 3.3.

SDCA2 3.5 Pada setiap tanggal 1 Juni, Pusat Pengatur Beban harus :

- a. merevisi dan menerbitkan Rencana/Jadwal Pemeliharaan yang mutakhir, dengan mempertimbangkan :
 - i. Rencana/Jadwal Pemeliharaan yang dibuat berdasarkan SDC2 3.2;
 - ii. setiap perubahan atas Rencana/Jadwal Pemeliharaan yang sebelumnya telah disepakati, pada SDC2 3.3;

- iii. setiap revisi atas rencana pengeluaran unit Perusahaan Pembangkit yang disampaikan ke Pusat Pengatur Beban sesuai dengan SDC2 3.4;
 - iv. alasan pengeluaran fasilitas Sistem (pembangkit atau jaringan);
 - v. kebutuhan untuk meminimumkan total biaya operasi Sistem atas *outage* tersebut; dan
 - vi. faktor lainnya yang relevan.
- b. menyampaikan secara tertulis kepada setiap Perusahaan Pembangkit, alokasi mutakhir tanggal-tanggal 'mulai' dan 'penyelesaian' untuk setiap permohonan *outage* yang direvisi oleh Pusat Pengatur Beban.

SDCA2 3.6 Apabila suatu Perusahaan Pembangkit tidak setuju dengan rencana *outage* yang direvisi oleh Pusat Pengatur Beban atas unit-unit pembangkitnya, Perusahaan Pembangkit tersebut dapat menyampaikan keberatannya secara tertulis ke Pusat Pengatur Beban selambat-lambatnya tanggal 10 Juni untuk menjelaskan alasannya. Pusat Pengatur Beban dan Perusahaan Pembangkit harus mendiskusikan permasalahan tersebut dan mencari jalan penyelesaiannya. Apabila perubahan yang diinginkan oleh Perusahaan Pembangkit tidak mengancam keamanan Sistem atau tidak mengakibatkan tambahan biaya operasi yang berarti, maka Pusat Pengatur Beban harus menyetujui usulan perubahan tersebut. Apabila untuk penyelesaian permasalahan ini memerlukan keterlibatan Perusahaan Pembangkit lainnya, Pusat Pengatur Beban dapat mengadakan Rapat dengan mengundang mereka yang perlu terlibat. Apabila terjadi perubahan Rencana/Jadwal Pemeliharaan, maka rencana/jadwal yang mutakhir harus sesegera mungkin diterbitkan oleh Pusat Pengatur Beban.

SDCA2 4.0 Rencana/Jadwal Pemeliharaan Tahun Berjalan

SDCA2 4.1 Rencana/Jadwal Pemeliharaan tahun berjalan harus didasarkan pada Rencana/Jadwal Pemeliharaan Final yang diterbitkan pada tanggal 1 Desember tahun sebelumnya. Apabila Revisi Rencana/Jadwal Pemeliharaan telah diterbitkan pada bulan Juni, rencana tersebut harus dipertahankan untuk sisa waktu tahun tersebut.

SDCA2 4.2 Apabila ada pengeluaran unit-unit pembangkit yang tidak tercantum dalam Rencana/Jadwal Pemeliharaan Final atau hal itu mengakibatkan perubahan situasi, maka setiap Perusahaan Pembangkit harus segera memberitahukan tertulis kepada Pusat Pengatur Beban, informasi setiap unit pembangkit terkait:

- a. identifikasi unit pembangkit;
- b. kapasitas (MW) unit pembangkit terkait;
- c. alasan pengeluaran unit (*outage*) dan tanggal penyelesaian pekerjaan;
- d. perkiraan lamanya waktu padam/*outage* dan lama padam yang disepakati, termasuk dalam Rencana/Jadwal Pemeliharaan Final, bila perlu dalam satuan waktu 'hari' dan 'minggu';
- e. tanggal mulainya pemadaman yang diinginkan, dan lama padam yang disepakati, termasuk dalam Rencana/Jadwal Pemeliharaan Final; dan

- f. apabila jadwalnya fleksibel, tanggal yang paling awal dimulainya pelaksanaan *outage* dan tanggal penyelesaian paling lambat.

SDCA2 4.3 Rencana/Jadwal Pemeliharaan Bulanan

SDCA2 4.3.1 Dalam minggu ke-4 setiap bulan pada tahun berjalan, Pusat Pengatur Beban harus memeriksa Rencana Pemeliharaan untuk bulan berikutnya dan mengadakan revisi seperlunya dengan mempertimbangkan:

- a. Rencana Pemeliharaan Final untuk bulan terkait tahun berjalan;
- b. setiap revisi ramalan beban;
- c. setiap permohonan *outage* yang baru atau revisi atas rencana yang telah ada berdasarkan SDC2 4.2; dan
- d. faktor lainnya yang relevan.

SDCA2 4.3.2 Pada akhir minggu ke-4 setiap bulan, Pusat Pengatur Beban harus:

- a. membuat Rencana/Jadwal Pemeliharaan Bulanan yang final untuk bulan berikutnya; dan
- b. menyampaikan kepada setiap Perusahaan Pembangkit, alokasi yang mutakhir mengenai tanggal-tanggal 'mulai' dan 'berakhirnya' pelaksanaan pekerjaan setiap *outage* unit pembangkit yang diminta oleh Perusahaan Pembangkit untuk bulan berikutnya.

SDCA2 4.4 Rencana/Jadwal Pemeliharaan Mingguan

SDCA2 4.4.1 Apabila ada Perusahaan Pembangkit memerlukan perubahan atas jadwal *outage*-nya (termasuk *outage* tak-terencana) dalam waktu 2 minggu mendatang, maka Perusahaan Pembangkit tersebut harus menyampaikan usulan paling lambat pada Rabu pukul 16:00. Usulan tersebut harus mencakup data yang dinyatakan pada SDC2 4.2.

SDCA2 4.4.2 Setelah penerimaan usulan perubahan jadwal *outage* dari Perusahaan Pembangkit (yang disampaikan berdasarkan SDC2 4.4.1) maka dalam waktu 12 jam, Pusat Pengatur Beban harus memeriksa Rencana Pemeliharaan minggu berikutnya dan melakukan revisi seperlunya dengan mempertimbangkan:

- a. Rencana/Jadwal Pemeliharaan Bulanan untuk minggu terkait;
- b. setiap revisi ramalan beban untuk minggu terkait;
- c. perkiraan kesiapan kapasitas yang tersedia dari unit-unit pembangkit, dan assesmen risiko dari kemungkinan bahwa sebagian kapasitas yang diperkirakan siap menjadi tidak siap dengan alasan-alasan diluar rencana;
- d. setiap usulan pengeluaran (*outage*) unit pembangkit oleh Perusahaan Pembangkit, sesuai SDC2 4.4.1;
- e. keluarnya atau terganggunya fasilitas (*grid*) diluar rencana; dan
- f. faktor lainnya yang relevan.

SDCA2 4.4.3 Pada setiap Kamis pukul 15:00, Pusat Pengatur Beban harus:

- a. menerbitkan Rencana/Jadwal Pemeliharaan Mingguan untuk minggu berikutnya; dan

- b. menyampaikan secara tertulis kepada setiap Perusahaan Pembangkit, tanggal-tanggal 'mulai' dan 'selesai'-nya pemadaman (*outage*) yang diminta oleh Perusahaan Pembangkit untuk minggu berikutnya.

SDCA3 Appendix 3: Pernyataan/Deklarasi Perusahaan Pembangkit

SDCA3 1.0 Pendahuluan

SDCA3 1.1 *Appendix* ini menjelaskan parameter karakteristik pengoperasian setiap unit pembangkit yang harus dideklarasikan/dinyatakan oleh Perusahaan Pembangkit. Pernyataan tersebut harus merefleksikan karakteristik pengoperasian sesungguhnya atas unit-unit pembangkit, yang ditentukan berdasarkan kebiasaan yang sudah diterima (*good utility practice*).

SDCA3 1.2 Untuk unit pembangkit termal, Perusahaan Pembangkit harus memberitahukan kepada Pusat Pengatur Beban mengenai karakteristik kesiapannya, sebagaimana didefinisikan pada SDC3 2.1.1.

SDCA3 1.3 Untuk unit-unit pembangkit hidro (PLTA), kategori kesiapan unit yang didefinisikan pada SDC3 2.1.1 tidak berlaku dan dapat diabaikan.

SDCA3 2.0 Pernyataan dari Perusahaan Pembangkit

SDCA3 2.1 Kesiapan Unit-unit Termal untuk Sinkronisasi

SDCA3 2.1.1 Definisi Kesiapan Unit

Perusahaan Pembangkit harus memberikan informasi kesiapan unit untuk sinkronisasi dalam 4 (empat) kondisi: Dingin, Hangat, Panas dan Sangat Panas. Definisinya adalah sebagai berikut:

- Dingin - Suhu Turbin dan Boiler pada tingkat yang memungkinkan unit di-sinkronisasi dalam waktu lebih dari 4 (empat) jam.
- Hangat - Suhu Turbin dan Boiler pada tingkat yang memungkinkan unit di-sinkronisasi dalam waktu lebih dari 1 (satu) jam namun kurang dari 4 (empat) jam.
- Panas - Suhu Turbin dan Boiler pada tingkat yang memungkinkan unit di-sinkronisasi dalam waktu kurang dari 1 (satu) jam.
- Sangat Panas- Suhu dan tekanan Boiler serta Turbin pada tingkat yang memungkinkan pemutaran (*rolling*) turbin untuk unit segera disinkronisasi setelah menerima instruksi melakukan sinkronisasi.

SDCA3 2.2 Karakteristik Pengoperasian

SDCA3 2.2.1 Set pertama Karakteristik Operasi adalah mengenai kemampuan daya *output* dan kemampuan perubahan daya aktif maupun daya reaktif, termasuk:

- a. kapasitas daya aktif maksimum dan minimum untuk berbagai kemungkinan konfigurasi operasi (seperti: jumlah BFP, jumlah *mill* untuk unit berbahan bakar batubara, jumlah turbin gas dan HRSG untuk PLTGU, dan lain-lain);
- b. kemampuan daya reaktif, memproduksi (*pf-lagging*) dan menyerap (*pf-leading*) pada tingkat-tingkat pembebanan tertentu;

- c. batasan tingkat pembebanan governor serta setelan (*setting*) *droop*;
- d. lamanya waktu *start up*, biaya *start up*, waktu keluar minimum dan biaya mempertahankan kesiapan unit untuk sinkronisasi dalam kondisi dingin, hangat, panas dan sangat panas;
- e. tingkat beban sesaat setelah sinkron;
- f. kecepatan penambahan beban (dalam MW/menit) untuk tingkat beban yang berbeda;
- g. kecepatan penurunan beban (dalam MW/menit) untuk tingkat beban yang berbeda;
- h. waktu operasi minimum; dan
- i. perubahan bahan bakar maksimum yang dapat dilakukan dalam periode 24 jam, bila diperlukan.

SDCA3 2.2.2 Set kedua Karakteristik Operasi adalah mengenai keekonomian operasi unit pembangkit. Perusahaan Pembangkit harus menyampaikan informasi keekonomian operasi unit-unit pembangkitnya, sesuai dengan ketentuan pada SDCA3 2.2.3 atau SDCA3 2.2.4. Karakteristik operasi ini biasa disebut sebagai Karakteristik Operasi Ekonomis.

SDCA3 2.2.3 Karakteristik Operasi Ekonomis Unit Pembangkit Termal

Ada tersedia 2 (dua) pilihan penyampaian karakteristik operasi ekonomis unit pembangkit termal.

Pilihan pertama, Perusahaan Pembangkit memberikan informasi setiap unit pembangkit termalnya sebagai berikut:

- a. bahan bakar: pernyataan atas jenis bahan bakar yang digunakan unit;
- b. kandungan energi spesifik setiap jenis bahan bakar, yaitu kandungan BTU atau kilokalori per-satuan volume atau berat;
- c. energi untuk *start up*: kebutuhan energi dalam BTU/*start up* atau kilokalori/*start up*, untuk berbagai kondisi kesiapan sinkronisasi unit;
- d. energi ke putaran penuh: kebutuhan energi dalam BTU/jam atau kilokalori/jam, untuk mempertahankan unit siap sinkron;
- e. data '*heat-rate*': kecepatan perubahan energi dalam BTU/MWh atau kilokal/MWh yang dibutuhkan untuk perubahan daya *output* unit pembangkit;
- f. data perubahan '*heat-rate*': kecepatan pertambahan energi dalam BTU/MWh atau kilokal/MWh yang dibutuhkan untuk menghasilkan perubahan daya *output* unit pembangkit;
- g. energi *start up standby*: energi dalam BTU atau kilokalori yang dibutuhkan untuk memanaskan Boiler dan Turbin dari kondisi 'dingin' ke kondisi yang sangat siap;
- h. energi *standby* panas: energi dalam BTU/jam atau kilokal/jam yang dibutuhkan untuk mempertahankan Boiler dan Turbin dalam kondisi 'siap-panas';

- i. biaya O&M *start up*: biaya O&M non bahan bakar dalam Rp/*start up* sehubungan dengan proses *start up*;
- j. biaya O&M daya (*output*): biaya O&M non bahan bakar dalam proses memproduksi daya *output*, dalam Rp/MWh;
- k. biaya O&M *start up standby*: biaya O&M non bahan bakar dalam proses memanaskan Boiler dan Turbin ke kondisi siap, dalam Rp/*start up*; dan
- l. biaya O&M *standby* panas: biaya O&M non bahan bakar dalam Rp/jam, dalam rangka mempertahankan kesiapan Boiler dan Turbin pada tingkat 'siap-panas'.

Pilihan kedua, Perusahaan Pembangkit memberikan informasi setiap unit pembangkit termalnya sebagai berikut:

- a. harga *start up*. unit pembangkit dalam Rp/jam, untuk berbagai tingkat kondisi kesiapan unit untuk sinkronisasi;
- b. harga beban minimum - harga dalam Rp/jam untuk mempertahankan unit tetap beroperasi (sinkron), namun hanya ber-beban minimum;
- c. harga pertambahan (*incremental*) - harga *output* dalam Rp/MWh sebagai tambahan terhadap harga beban minimum;
- d. harga *start up* standby - harga dalam Rp/*start up*, untuk proses memanaskan boiler dan turbin dari kondisi 'dingin' ke tingkat kondisi yang sangat 'siap';
- e. harga kesiapan panas - harga dalam Rp/jam, untuk mempertahankan boiler pada kondisi unit siap sinkron.

SDCA3 2.2.4 Karakteristik Pengoperasian Ekonomis Unit Pembangkit Hidro (PLTA)

Untuk PLTA *run-of-river* tidak diperlukan karakteristik pengoperasian ekonomis.

Data pengoperasian untuk unit-unit PLTA waduk harus meliputi:

- a. Tinggi Muka Air (TMA) dan/atau volume waduk saat laporan;
- b. debit air masuk waduk dan debit air keluar untuk keperluan non listrik.

SDCA4 *Appendix 4: Perintah-perintah Dispatch (Pelaksanaan)*

SDCA4 1.0 Pendahuluan

SDCA4 1.1 Perintah-perintah *dispatch* harus mencakup (paling sedikit) informasi berikut:

- a. nama-nama para operator;
- b. identifikasi unit pembangkit yang dituju/dimaksudkan oleh perintah *dispatch*;
- c. tugas yang harus dilaksanakan pada unit pembangkit atau tingkat pembebanan unit yang diperintahkan;
- d. waktu saat unit di-*start* sesuai dengan perintah (bila waktunya berbeda dengan waktu penyampaian perintah); dan
- e. bila dianggap perlu, memberikan target waktu pada saat mana tingkat pembebanan tertentu sudah harus dicapai atau perintah sudah harus selesai dilaksanakan.

Pihak yang menerima perintah lisan, harus diminta untuk mengulang isi perintah untuk menjamin bahwa perintah tersebut dimengerti. *Dispatcher* harus mencatat 'perintah' dan 'waktu pemberian perintah' tersebut dalam buku catatan (log).

SDCA4 1.2 Contoh-contoh jenis perintah utama dari *dispatcher* akan diberikan berikut ini. Pada setiap contoh, dianggap bahwa kebutuhan saling memberitahu nama operator telah dilaksanakan. Sebuah perintah dapat mencakup waktu *start* dan waktu target.

SDCA4 2.0 Perintah Mengubah Tingkat Pembebanan

Pada setiap contoh, 'perintah' adalah untuk unit 3 mengubah beban menjadi 200 MW, dengan waktu pemberian perintah pada pukul 13.00:

- a. dalam hal 'perintah' harus segera dilaksanakan:
"Unit 3 menjadi 200 MW, sekarang";
- b. dalam hal 'perintah' mulai dilaksanakan 1 (satu) jam kemudian:
"Unit 3 menjadi 200 MW, dimulai pada pukul 14:00"; dan
- c. dalam hal perintah adalah bahwa tingkat beban yang diperintahkan harus dicapai pada pukul 13:30.
"Unit 3 menjadi 200 MW pada pukul 13:30".

SDCA4 3.0 Perintah untuk Sinkronisasi

SDCA4 3.1 Dalam hal 'perintah sinkronisasi', biasanya langsung disertai dengan perintah pembebanan. Apabila tingkat pembebanan tidak termasuk dalam perintah yang diberikan, maka unit pembangkit harus disinkronkan dan segera dibebani ke tingkat beban minimum (sesuai dengan kecepatan pembebanan yang saat itu berlaku), kemudian segera melapor ke Pusat Pengatur Beban bahwa unit telah dibebani dengan beban minimum. Dalam memberikan perintah sinkronisasi, Pusat Pengatur Beban harus selalu mempertimbangkan waktu untuk proses

sinkronisasi yang diberikan Perusahaan Pembangkit dan memberikan suatu target waktu sinkronisasi tersebut.

SDCA4 3.2 Pada contoh berikut, Unit 3 telah diperintahkan sinkron dan berbeban minimum, dengan waktu pemberian perintah adalah pada pukul 08:00. Waktu sejak pemberitahuan kepada Perusahaan Pembangkit untuk sinkronisasi adalah 4 jam.

Dalam contoh ini, waktu yang dibutuhkan untuk sinkronisasi adalah sesuai dengan waktu pemberitahuan :

"Unit 3 sinkron pada pukul 12:00, beban 200 MW".

SDCA4 4.0 Perintah *Shut down* atau mengeluarkan unit dari operasi Sistem

SDCA4 4.1 Perintah untuk mengeluarkan dari operasi Sistem, harus diartikan sebagai perintah untuk melepas PMT unit pembangkit, mengeluarkan unit dari Sistem (grid).

Contoh Perintah adalah sebagai berikut:

a. Apabila Unit 1 diperlukan keluar dari operasi Sistem sesegera mungkin, maka 'perintah'-nya:

"Keluarkan Unit 1 sekarang"

dan operator unit pembangkit harus segera melepas PMT unit pembangkit tersebut;

b. Apabila Unit 1 diperlukan keluar dari operasi Sistem dalam beberapa waktu kemudian, maka 'perintah'-nya:

"Keluarkan Unit 1 pada pukul 11:30"

SDCA4 4.2 Perintah untuk *shut down* (mematikan) unit, harus diartikan sebagai kebutuhan mengurangi daya output unit pembangkit ke tingkat beban minimum sebelum melepaskannya dari Sistem. Dalam sebuah perintah mengeluarkan unit, harus dipertimbangkan kecepatan penurunan beban unit, dan/atau sudah tercakup dalam isi perintah. Pada contoh-contoh berikut, Unit 1 sedang beroperasi dengan beban 80 MW, mempunyai karakteristik kecepatan penurunan beban 3 MW/menit dan tingkat beban minimumnya 20 MW.

a. "Mulai proses mengeluarkan Unit 1 pada pukul 10:00 dan lepaskan pada pukul 10:20"; atau

b. "Mulai proses mengeluarkan Unit 1 pada pukul 12:00, penurunan beban 2 MW/menit dan lepaskan pada pukul 12:30".

SDCA4 5.0 Pengaturan Frekuensi

SDCA4 5.1 Perintah mengaktifkan atau mematikan Pengatur Beban Otomatis (AGC)

SDCA4 5.2 Contoh 'Perintah' untuk mengaktifkan atau mematikan AGC

"Unit 1 beroperasi AGC pada pukul 12:00"; dan

"Unit 1 beroperasi tanpa AGC pada pukul 12:00".

SDCA4 6.0 Perintah Menyediakan Cadangan Operasi

Perintah menyediakan cadangan operasi biasanya diberikan sebagai bagian dari perintah pembebanan. Contohnya:

"Beban Unit 4 menjadi 200 MW dan pertahankan 400 MW cadangan".

SDCA4 7.0 Perintah Menyediakan dukungan Tegangan

Dalam rangka menjaga tegangan Sistem, Pusat Pengatur Beban dapat memerintahkan beberapa Pembangkit dengan berbagai cara.

Contoh 'perintah'-nya adalah sebagai berikut:

- a. "Unit 2 membangkitkan daya-reaktif maksimum";
- b. "Pertahankan tegangan 502 kV pada busbar 500 kV pembangkit"; dan
- c. "Pertahankan tegangan maksimum Unit 2".

ATURAN SETELMEN *(SETTLEMENT CODE - SC)*

Aturan Setelmen menjelaskan peraturan dan prosedur yang berkaitan dengan perhitungan penagihan dan pembayaran atas penjualan dan pelayanan energi.

SC 1.0 Pendahuluan

Pembayaran dan biaya yang dikenakan atas transaksi pada Sistem dihitung berdasarkan data meter transaksi, catatan penjadwalan dan pembebanan pembangkit, serta berdasarkan ketentuan kontrak antara para pihak. Semua transaksi tenaga listrik harus berdasarkan mekanisme kontraktual. Aturan ini harus diperbarui seiring dengan perubahan dan perkembangan jenis kontrak dan pasar tenaga listrik.

SC 2.0 Penagihan dan Pembayaran

SC 2.1 Jadwal Berita Acara Setelmen Pembangkit

Periode penagihan untuk semua Pemakai Jaringan dimulai dari pukul 10:00 hari pertama setiap bulannya hingga pukul 10:00 hari pertama bulan berikutnya. Meter-meter dibaca pada pukul 10:00 hari pertama setiap bulannya dan dituangkan ke dalam Berita Acara Pembacaan Meter. Apabila tidak terdapat perselisihan mengenai data yang dibaca, maka P3B menerbitkan Berita Acara Transaksi Tenaga Listrik antara pihak Perusahaan Pembangkit dengan PT PLN (Persero) selambat-lambatnya 7 hari kerja setelah menerima Berita Acara Pembacaan Meter atau lebih awal jika diharuskan oleh Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik (PPA).

SC 2.2 Pembayaran ke Pembangkit

Pembayaran untuk pembelian tenaga listrik jangka panjang dan bulanan dari Perusahaan Pembangkit didasarkan pada ketentuan Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik (PPA/ESC) atau perjanjian kontraktual lainnya dengan PT PLN (Persero).

SC 2.3 Jadwal Berita Acara transaksi Tenaga Listrik Unit Bisnis Distribusi

Periode penagihan untuk semua Pemakai Jaringan dimulai dari pukul 10:00 hari pertama setiap bulannya hingga pukul 10:00 hari pertama bulan berikutnya. Meter-meter dibaca pada pukul 10:00 hari pertama setiap bulannya dan dituangkan ke dalam Berita Acara Pembacaan Meter. Apabila tidak terdapat perselisihan mengenai data yang dibaca, maka P3B menerbitkan Berita Acara Transaksi Tenaga Listrik antara pihak Unit Bisnis Distribusi dengan PT PLN (Persero) selambat-lambatnya 15 hari kerja setelah menerima Berita Acara Pembacaan Meter.

P3B menyiapkan untuk PT PLN (Persero) perhitungan energi bulanan yang dikonsumsi oleh tiap Unit Distribusi berdasarkan Berita Acara Pembacaan Meter antara P3B dengan Unit Distribusi terkait. Konsumen Besar yang terhubung ke Jaringan diperlakukan sebagai pelanggan Unit Distribusi.

SC 3.0

Penyelesaian Perselisihan Transaksi

Fotokopi data meter transaksi, catatan penjadwalan dan pembebanan pembangkit dan setiap data dan informasi lainnya yang digunakan untuk pembuatan tagihan dan pembayaran disediakan berdasarkan permintaan. Apabila terdapat pertanyaan atau sanggahan terhadap suatu data pendukung, pertanyaan atau sanggahan tersebut dibuat secara tertulis kepada P3B, pengelola kontrak.

Dalam hal terdapat prosedur penyelesaian perselisihan dalam PPA/ESC untuk Perusahaan Pembangkit dan PSA untuk Usaha Distribusi Tenaga Listrik dan Konsumen Besar maka ketentuan dalam perjanjian-perjanjian tersebut yang berlaku.

Dalam hal proses penyelesaian perselisihan tidak didefinisikan dalam perjanjian tersebut di atas atau dalam hal masalah yang muncul tidak disinggung dalam perjanjian tersebut, maka proses penyelesaian perselisihan adalah sebagai berikut:

- a. upaya dilakukan untuk menyelesaikan permasalahan secara informal melalui pembicaraan telepon atau melalui pertemuan di tempat yang disepakati bersama;
- b. jika proses penyelesaian perselisihan secara informal tidak berhasil maka masing-masing pihak yang berselisih menyatakan posisinya secara tertulis dan menyampaikan perselisihan berikut dokumentasinya kepada atasannya; dan
- c. pada tahap proses penyelesaian perselisihan ini, atasan-atasan yang terlibat harus bertemu dan mengusahakan penyelesaian perselisihan. Jika tidak tercapai penyelesaian, maka posisi P3B yang berlaku. Jika pihak lain berkeinginan untuk menyelesaikan masalah ini lebih lanjut maka ia dapat mengajukannya kepada arbitrator yang ditunjuk oleh Komite Manajemen (bila telah terbentuk). Keputusan arbitrator tidak dapat digugat lebih lanjut.

SC 4.0

Pemrosesan Data Meter

SC 4.1

Pemrosesan Data Meter Pembangkit

Pemrosesan data meter Pembangkit mengikuti langkah-langkah berikut:

- a. dalam waktu dua hari kerja setelah akhir periode penagihan, P3B telah memperoleh dan melakukan validasi data meter semua pembangkit yang tertuang dalam Berita Acara Pembacaan Meter;
- b. data meter utama dibandingkan dengan data meter pembanding dengan menggunakan suatu metode validasi data yang konsisten;
- c. P3B mengirimkan kepada Perusahaan Pembangkit, Berita Acara Transaksi Tenaga Listrik dalam waktu tujuh hari kerja setelah menerima Berita Acara Pembacaan Meter dan tidak lebih dari tanggal 13 bulan berjalan. Semua Berita Acara tersebut menjadi dasar pengajuan tagihan ke PT PLN (Persero);
- d. Jika data meter transaksi tidak lengkap, atau terdapat kesalahan, maka data meter pembanding harus digunakan. Jika data meter pembanding juga

tidak lengkap, atau terdapat kesalahan, P3B menggunakan metode yang layak untuk membuat estimasi yang dapat disetujui bersama;

- e. P3B menerbitkan Berita Acara khusus berkaitan dengan koreksi terhadap kesalahan data meter dan menyerahkan berita acara tersebut kepada Perusahaan Pembangkit terkait sesegera mungkin setelah suatu kesalahan teridentifikasi; dan
- f. Semua data meter yang diperoleh, serta informasi validasi dan koreksi disimpan dalam basis-data yang aman sekurang-kurangnya tiga tahun.

SC 4.2 Pemrosesan Data Meter Unit Distribusi

Pemrosesan data meter Unit Distribusi mengikuti langkah-langkah berikut:

- a. dalam waktu dua hari kerja setelah akhir periode penagihan, P3B telah memperoleh dan melakukan validasi data meter semua trafo Unit Distribusi di gardu induk P3B;
- b. data meter utama dibandingkan dengan data meter pembanding dengan menggunakan suatu metode validasi data yang konsisten;
- c. P3B mengirimkan Berita Acara Transfer Tenaga Listrik kepada Unit Distribusi selambat-lambatnya pada tanggal 13 bulan berjalan Semua Berita Acara tersebut menjadi dasar perhitungan transfer tenaga listrik dari P3B ke Unit Distribusi;
- d. Jika data meter transaksi tidak lengkap, atau terdapat kesalahan, maka data meter pembanding harus digunakan. Jika data meter pembanding juga tidak lengkap, atau terdapat kesalahan, P3B menggunakan metode yang layak untuk membuat estimasi yang dapat disetujui bersama;
- e. P3B menerbitkan Berita Acara khusus berkaitan dengan koreksi terhadap kesalahan data meter dan menyerahkan berita acara tersebut kepada Usaha Distribusi Tenaga Listrik terkait sesegera mungkin setelah suatu kesalahan teridentifikasi; dan
- f. Semua data meter yang diperoleh, serta informasi validasi dan koreksi disimpan dalam basis data yang aman sekurang-kurangnya tiga tahun.

SC4.3 Pemrosesan Data Meter Konsumen Besar Unit Distribusi

Unit Distribusi bertanggung jawab atas pemrosesan data meter semua Konsumen Besar mereka. Dalam hal ini P3B menyaksikan proses pembacaan meter dan dituangkan ke dalam Berita Acara Pembacaan Meter, tetapi tidak ikut dalam pemrosesan data selanjutnya.

SC 5.0 Perangkat Proses Setelmen

P3B mengembangkan dan mengaplikasikan perangkat lunak proses setelmen berdasarkan ketentuan Perjanjian Jual Beli Tenaga Listrik dan perangkat lunak tersebut harus divalidasi dan diakui oleh pihak-pihak yang bertransaksi sebelum diterapkan.

SC 6.0 **Prosedur Audit Proses Setelmen.**

SC 6.1 **Audit atas Permintaan Pemakai Jaringan**

Pemakai Jaringan berhak meminta audit bagi proses setelmen berkaitan dengan perhitungan mereka dengan ketentuan sebagai berikut:

- a. setiap Pemakai Jaringan berhak memilih pihak ketiga yang independen, yang memenuhi kualifikasi untuk melaksanakan audit setelmen;
- b. semua biaya audit dibebankan kepada pihak yang meminta audit dilakukan; dan
- c. hasil audit disampaikan kepada Pemakai Jaringan dan P3B, kemudian P3B mengeluarkan tanggapan atas laporan audit tersebut, termasuk setiap penyesuaian dalam perhitungan tagihan/pembayaran yang dihasilkan dari audit tersebut. Semua rincian audit harus terbuka bagi Pemakai Jaringan atas permintaan.

SC 7.0 **Ketersediaan Data Meter untuk Pihak lain**

Data meter Pemakai Jaringan dikategorikan sebagai tidak rahasia (*non confidential*) dan tersedia bagi pihak lain atas permintaan. Data yang dapat diminta termasuk:

- a. jumlah energi listrik yang dijual atau dibeli setiap setengah jam;
- b. harga rata-rata energi listrik yang dijual atau dibeli setiap setengah jam; dan
- c. data terukur atau diestimasi pada setiap titik interkoneksi.

SC 8.0 **Ketentuan Lainnya**

Segala ketentuan dan prosedur setelmen yang tidak ditetapkan dalam aturan ini akan diatur lebih lanjut dalam Prosedur Tetap Setelmen yang disepakati para pihak yang bertransaksi.

Pengukuran transaksi yang belum dapat memenuhi ketentuan butir 7.0 akan diatur dalam kesepakatan para pihak terkait.

ATURAN PENGUKURAN (METERING CODE - MC)

Aturan Pengukuran menjelaskan persyaratan minimum teknis dan operasional untuk meter Transaksi yaitu meter utama dan meter pembanding yang harus dipasang oleh P3B dan Pemakai Jaringan transmisi pada titik-titik sambungan.

MC 1.0 Kriteria Pengukuran

MC 1.1 Besaran yang Diukur

Meter harus terpasang melalui trafo arus dan trafo tegangan pada setiap titik sambungan untuk mengukur besaran-besaran berikut ini:

- a. kWh *import*;
- b. kWh *export*;
- c. kVARh *import*;
- d. kVARh *export*; dan
- e. *demand* kVA maksimum (tidak perlu untuk sambungan ke generator).

MC 1.2 Ketelitian

MC 1.2.1 Ketelitian Meter untuk semua titik sambungan (kecuali generator < 10 MW).

Setiap komponen Meter harus memenuhi standar ketelitian minimum sebagai berikut:

a. Trafo Instrumen

Trafo Tegangan harus memiliki ketelitian sesuai dengan kelas 0.2, Standar IEC 186. Trafo Arus harus memiliki ketelitian sesuai dengan kelas 0.2, Standar IEC 185.

b. Meter *kiloWatt-hour* (kWh-*active meter*)

Setiap meter kWh harus dari jenis elemen tiga-arus, *solid-state*, tiga fasa empat kawat, memiliki registrasi *export* dan *import*, ketelitian kelas 0.2 S, dan memenuhi Standar IEC 687. Masing-masing meter dilengkapi dengan peralatan pulsa yang dapat diakses dengan pembacaan untuk perekaman jarak jauh (*remote reading*), serta mempunyai fasilitas untuk menyimpan data informasi seperti dijelaskan pada MC 2.3.2.2.

c. Meter *kiloVAr-hour* (kVARh-*reactive meter*)

Khusus untuk Konsumen Besar dan atau Konsumen Tegangan Tinggi, setiap meter-kVARh harus dari jenis elemen tiga-arus, *solid state*, tiga fasa empat kawat, memiliki registrasi *export* dan *import*, dengan ketelitian kelas 2.0 dan memenuhi Standar IEC 1268. Masing-masing meter dilengkapi dengan peralatan pulsa yang dapat diakses dengan pembacaan untuk perekaman jarak jauh (*remote reading*), serta mempunyai fasilitas untuk menyimpan data informasi seperti dijelaskan pada MC 2.3.2.2.

d. Meter *demand* kVA maksimum

Setiap meter demand kVA-maksimum harus dari jenis elemen tiga arus, *multiple tariff*, *solid-state* yang memiliki registrasi, ketelitian kelas 0.5S, memenuhi Standar IEC 687. Masing-masing meter dilengkapi dengan peralatan pulsa untuk transmisi ke suatu alat perekam atau mempunyai fasilitas untuk menyimpan informasi data, seperti dijelaskan pada MC 2.3.2.2.

Diberikan tenggang waktu 2 (dua) tahun terhadap instalasi yang telah terpasang sebelum pemberlakuan Aturan Jaringan ini, untuk menyesuaikan ketelitian meternya.

MC 1.2.2 Ketelitian Meter untuk Generator < 10 MW

Setiap komponen Meter harus memenuhi standar ketelitian minimum sebagai berikut:

a. Trafo Instrumen

Trafo Tegangan harus memiliki ketelitian sesuai dengan kelas 0.5, Standar IEC 186. Trafo Arus harus memiliki ketelitian sesuai dengan kelas 0.5, Standar IEC 185.

b. Meter kiloWatt-hour (kWh-*active meter*)

Setiap meter-kWh harus dari jenis elemen tiga-arus, *solid-state*, tiga fasa empat kawat, memiliki registrasi *export* dan *import*, ketelitian kelas 0.5S, dan memenuhi Standar IEC 687. Masing-masing meter dilengkapi dengan peralatan pulsa yang dapat diakses dengan pembacaan untuk perekaman jarak jauh (*remote reading*), serta mempunyai fasilitas untuk menyimpan data informasi seperti dijelaskan pada MC 2.3.2.2.

c. Meter kiloVAr-hour (kVArh-*reactive meter*)

Setiap meter-kVArh harus dari jenis elemen tiga-arus, *solid-state*, tiga fasa empat kawat, memiliki registrasi *export* dan *import* dengan ketelitian kelas 2.0, dan memenuhi Standar IEC 1268. Masing-masing meter dilengkapi dengan peralatan pulsa yang dapat diakses dengan pembacaan untuk perekaman jarak jauh (*remote reading*), serta mempunyai fasilitas untuk menyimpan data informasi seperti dijelaskan pada MC 2.3.2.2.

MC 1.2.3 Ketelitian pada Titik sambungan

Setiap peralatan meter harus mempunyai kemampuan kompensasi pengukuran untuk merefleksikan level transfer energi yang sebenarnya pada titik sambungan. Meter-meter yang terpasang untuk unit-unit generator kecil dapat dikecualikan dari persyaratan kemampuan tersebut. Dalam hal ini, kompensasi harus diestimasi menggunakan algoritme yang memperhitungkan rugi-rugi di antara titik pengukuran dan titik sambungan. Algoritme yang digunakan untuk maksud tersebut dibuat oleh P3B, dikaji-ulang dan disetujui oleh Pemakai Jaringan.

Meter untuk generator harus dirancang untuk mengukur energi-netto yang disalurkan ke Jaringan (*grid*).

MC 1.2.4 Ketelitian Perekam

Selisih antara jumlah energi aktif atau reaktif yang disalurkan selama periode waktu tertentu atas hasil dari 'rekaman' dibandingkan dengan hasil pencatat-*'display'* pada saat awal dan akhir periode tersebut harus dalam batas $\pm 0.5\%$ (kondisi beban penuh).

MC 1.2.5 Ketelitian Perekam Waktu

Semua instalasi Meter harus mencatat waktu berdasarkan Waktu Indonesia Bagian Barat (WIB). Batas kesalahan total untuk pencatat waktu meter *demand*:

- a. awal dari setiap periode harus pada waktu standard yang ditetapkan dengan toleransi ± 2 menit; dan
- b. *programming* ulang atas Meter-meter harus dilakukan segera apabila kesalahan waktu mencapai 5 menit atau lebih, dan dalam periode 6 bulan bila kesalahan waktu melebihi 2 menit dan kurang dari 5 menit.

MC 2.0 Persyaratan Peralatan Meter

MC 2.1 Meter

Meter pengukur energi aktif dan reaktif untuk import dan export, baik utama maupun pembanding, harus terpasang pada setiap titik sambungan. Hal ini harus dipenuhi dengan penggunaan meter-bidirectional sebagai berikut:

- a. meter energi aktif utama;
- b. meter energi aktif pembanding;
- c. meter energi reaktif utama;
- d. meter energi reaktif pembanding; dan
- e. meter demand kVA-maksimum (tidak perlu untuk generator dan sambungan trafo distribusi).

MC 2.2 Trafo Instrumen

MC 2.2.1 Setiap Pemakai Jaringan harus memasang paling sedikit satu set Trafo tegangan dan/atau Trafo-arus dengan belitan atau inti yang terpisah untuk proteksi dan pengukuran. Trafo-trafo tersebut dapat juga sekaligus digunakan untuk meter utama dan meter pembanding. Disarankan (bukan merupakan keharusan) untuk memasang trafo tegangan dan trafo arus tersendiri hanya untuk pengukuran.

MC 2.3 Koleksi Data

MC 2.3.1 Perekam Data

MC 2.3.1.1 Impuls yang dihasilkan oleh Meter harus direkam oleh Meter tersebut.

MC 2.3.1.2 Bila terdapat lebih dari satu titik-sambung kepada satu Pemakai Jaringan di satu lokasi, mungkin diperlukan pemasangan *recorder-recorder* terpisah untuk penjumlahan energi aktif dan reaktif dari semua meter-meter utama dan meter pembanding sesuai dengan pernyataan dalam Kontrak Interkoneksi dan/atau PPA.

- MC 2.3.1.3 Periode pengukuran dimana pulsa-pulsa dijumlahkan, bervariasi antara 5 menit hingga 60 menit.
- MC 2.3.1.4 Semua Meter harus mampu mempertahankan data untuk waktu paling sedikit 7 (tujuh) hari dalam hal terjadinya kegagalan pasokan daya *auxiliary*-nya.
- MC 2.3.2 Komunikasi
- MC 2.3.2.1 Setiap Meter harus mempunyai kemampuan transfer data elektronik, serta dilengkapi dengan modem dengan saluran telepon tersendiri (*dedicated line*) yang dipersiapkan oleh Pemakai Jaringan dan dapat diakses oleh P3B atau oleh Pemakai Jaringan secara otomatis, *remote* atau *manual remote*.
- MC 2.3.2.2 Apabila oleh sesuatu sebab pembacaan dari jauh secara otomatis (*remote reading*) atau manual tidak dapat dilakukan, maka *down-loading* secara lokal harus dilakukan oleh P3B. *Storage* yang terpasang harus mampu menampung data 35 hari untuk mengantisipasi terjadinya kegagalan *link* komunikasi. Data harian yang di-*down-load* dari meter-meter harus disimpan dalam data base khusus P3B.
- MC 2.3.2.3 Protokol komunikasi, format informasi dan *software* yang digunakan pada sarana komunikasi ke/dari peralatan *metering*, harus sesuai (*compatible*) dengan yang digunakan oleh P3B dan harus terlebih dahulu mendapat persetujuan P3B.
- MC 2.4 Persyaratan Instalasi
- MC 2.4.1 Semua Meter utama harus terpasang disisi P3B instalasi PMT utama, sementara meter pembanding harus terpasang di sisi Pemakai Jaringan instalasi PMT utama tersebut.
- MC 2.4.2 Lemari (*cubicles*) yang memadai harus disediakan untuk meter-meter pada setiap titik sambungan. Konstruksinya memenuhi standar nasional dan/atau PT PLN (Persero) dan/atau P3B, dengan terlebih dahulu mendapat persetujuan P3B. Lemari Meter tersebut harus mempunyai pintu depan dan pintu belakang yang dapat dikunci dan disegel, serta dilengkapi dengan blok terminal yang dapat disegel.
- MC 2.4.3 Pemasangan Meter boleh dilakukan dengan tertanam di pintu depan atau di plat dalam di belakang pintu depan.
- MC 2.4.4 Pasokan daya (*auxilliary*) ke Meter harus diamankan dengan cara yang disepakati oleh para pihak sebagai berikut:
- Pasokan melalui inverter dari sumber *dc-battere* yang tersedia;
 - Pasokan melalui tegangan PT yang kontinyu (PT Bus atau PT Bay);
 - Pasokan dari sebuah UPS (*un-interruptible power system*) dengan *battere internal* dan terhubung dengan pasokan sumber ac.

Persyaratan catu daya: variasi rentang tegangan catu daya $\pm 10\%$.

Setiap peralatan *metering* harus dilengkapi dengan *under-voltage relay* atau sarana pendeteksi tegangan untuk memonitor tegangan-tegangan fasa masuk ke meter dan memberikan alarm bila terjadi tegangan rendah.

Burden yang sesungguhnya dari Trafo arus dan Trafo tegangan harus dipertahankan dalam batasan antara 25% dan 100% dari *rating*-nya.

Diameter kabel rangkaian tegangan harus cukup besar sehingga drop tegangan harus lebih kecil dari 1%.

Tegangan pengukuran ke masing-masing meter utama dan meter pembanding harus terpisah dan masing-masing dilengkapi dengan MCB yang terpasang pada *marshalling kiosk*.

MC 2.4.10 Rangkaian sekunder trafo arus dan trafo tegangan harus langsung terhubung ke terminal meter, dan kabel tegangan harus dilengkapi dengan *screen*.

MC 2.5 Kepemilikan

Meter Utama diadakan/dipasang dan dimiliki oleh pihak penjual dan Meter Pembanding diadakan/dipasang dan dimiliki oleh pihak pembeli. Masing-masing pihak berkewajiban mengoperasikan dan memelihara meternya.

Diberikan tenggang waktu 5 (lima) tahun sejak diberlakukan aturan ini untuk melengkapi instalasi yang belum lengkap dan atau belum sesuai dengan ketentuan pada MC 1.2.1.

MC 2.6 Proses Data Pengukuran (*Metering*) untuk Pembayaran

MC 2.6.1 P3B melakukan manajemen dan pemeliharaan data base pengukuran (*metering*) yang meliputi seluruh data pengukuran titik sambungan. P3B berkewajiban untuk pengambilan data pengukuran secara remote dari semua Meter di titik sambung, serta menyimpan data tersebut dalam data base untuk maksud perhitungan jual belinya. Apabila pengambilan data secara remote mengalami kegagalan, atau fasilitasnya belum tersedia, maka P3B akan mengupayakan untuk mendapatkan data secara *download* lokal/pembacaan lokal untuk selanjutnya dimasukkan ke data base.

MC 2.6.2 P3B harus menggunakan data pengukuran yang disimpan dalam data base pada hari pertama bulan berikutnya untuk perhitungan bulan tagihan.

MC 2.6.3 Data yang digunakan untuk perhitungan tagihan jual beli adalah rekaman data pada meter utama. Apabila diketahui bahwa terjadi kesalahan pada meter utama, maka data yang digunakan adalah rekaman data pada meter pembanding.

Kesalahan yang dimaksudkan meliputi:

- a. data yang kacau;
- b. ketidaklengkapan data;
- c. kesalahan waktu yang signifikan, dan/atau;
- d. perbedaan antara rekaman data oleh meter utama dan meter pembanding untuk satu atau lebih periode pembacaan atau untuk waktu penuh satu bulan, melebihi jumlah kelas ketelitian meter utama dan meter pembanding.

MC 2.6.4 Apabila pada saat diketahui terjadi perbedaan namun tidak memungkinkan menentukan meter yang salah atau keduanya salah, maka data yang akan digunakan untuk proses perhitungan penagihan harus disepakati oleh kedua

belah pihak, dan dinyatakan dalam Berita Acara yang ditandatangani oleh kedua belah pihak.

MC 3.0 Komisioning (*Commissioning*)

MC 3.1 Sebelum pemberian tegangan pada titik sambungan, Pemakai Jaringan harus menyampaikan kepada P3B dokumen atas Peralatan Pengukuran/Sistem Metering yang sekurang-kurangnya meliputi:

- a. *single-line* diagram yang menunjukkan titik sambungan dan peralatan *metering*-nya sesuai yang terpasang;
- b. sertifikat awal pengujian dan kalibrasi trafo arus, trafo tegangan dan meter;
- c. perhitungan drop tegangan pada rangkaian tegangan; dan
- d. perhitungan burden rangkaian meter.

MC 3.2 P3B dan Badan Penguji harus memeriksa dan menguji Peralatan Pengukuran/Sistem Metering yang disaksikan oleh perwakilan Pemakai Jaringan. Pemeriksaan meliputi kesesuaian terhadap *Metering Code*, serta kebiasaan yang baik dalam instalasi kelistrikan. Hal-hal lain yang perlu dilakukan adalah:

- a. *Programming* dan kalibrasi meter, mengikuti standar IEC 687;
- b. Pengukuran drop tegangan dan burden rangkaian meter; dan
- c. Pemasangan segel instalasi.

MC 3.3 Hasil-hasil pengujian dan pemeriksaan harus dicantumkan dalam sertifikat yang ditandatangani oleh pihak terkait dan oleh Badan Penguji.

MC 3.4 Pemilik meter berkewajiban membayar biaya pengujian Peralatan Pengukuran/Sistem Metering miliknya.

MC 4.0 Pengujian Setelah Komisioning

MC 4.1 Pengujian Periodik

MC 4.1.1 Setelah komisioning, peralatan Meter harus diperiksa dan diuji menurut standar nasional, IEC dan/atau PT PLN dengan interval waktu sebagai berikut:

- a. trafo arus dan trafo tegangan: pada saat pertama kali dioperasikan;
- b. Peralatan Pengukuran: setiap 5 tahun.

MC 4.1.2 Biaya pengujian periodik peralatan meter ditanggung oleh pemilik.

MC 4.1.3 Pembayaran biaya perbaikan atau penggantian bagian yang rusak, ditanggung oleh masing-masing pemilik meter.

MC 4.2 Pengujian di luar jadwal

MC 4.2.1 Salah satu pihak dapat mengajukan permintaan tertulis kepada pihak lain untuk melakukan kalibrasi ulang meter utama atau meter pembanding, dengan mencantumkan analisis rinci kesalahan yang ditemukannya.

- MC 4.2.2 Bila pemilik meter setuju untuk mengadakan kalibrasi ulang, maka kalibrasi ulang tersebut harus dilaksanakan oleh Badan Penguji atau institusi pengujian lain yang disepakati oleh kedua belah pihak.
- MC 4.2.3 Apabila hasil pengujian dari kalibrasi ulang tersebut menunjukkan bahwa kondisi Meter sesuai dengan standar kelasnya, maka institusi penguji harus menerbitkan sertifikat kalibrasi. Bila tidak mungkin dilakukan kalibrasi ulang maka institusi penguji harus membuat laporan pengamatan dan merekomendasikan tindak lanjut.
- MC 4.2.4 Pengujian disaksikan oleh P3B dan Pemakai Jaringan. Dibuatkan laporan resmi pengujian yang ditandatangani oleh pihak-pihak terkait.
- MC 4.2.5 Bila kalibrasi ulang tidak mungkin dilakukan karena kerusakan sehingga meter harus diganti, maka meter tersebut harus diganti atas tanggungan pemilik meter.
- MC 4.2.6 Pembayaran Pengujian-pengujian diatur sebagai berikut:
- bila hasil uji awal menunjukkan bahwa meter tersebut sesuai dengan standar kelasnya, pihak yang meminta pengujian yang membayar biayanya; atau
 - bila hasil uji awal menunjukkan bahwa meter tersebut memerlukan kalibrasi ulang, maka pemilik meter yang membayar biayanya.

MC 5.0 Segel dan *programming* ulang

Segera setelah pelaksanaan pengujian peralatan Meter, P3B dan Pemakai Jaringan memasang segel dengan identifikasi yang jelas.

Pemutusan segel oleh satu pihak hanya dapat dilakukan seizin pihak lainnya.

Programming ulang Meter hanya dapat dilakukan oleh pemilik meter dengan dihadiri Pihak lainnya.

Penggantian segel atau *programming* ulang Meter harus disertai dengan laporan resmi yang ditandatangani oleh semua pihak yang hadir.

MC 6.0 Pemeriksaan Data Meter dan Peralatan

MC 6.0 Hak Akses ke Data dalam Meter

Para Pemakai Jaringan berhak mengakses data pengukurannya dalam data base elektronik atau di Kantor P3B.

MC 6.1 Akses ke Peralatan *Metering*

Pemilik peralatan Meter harus menyediakan akses untuk P3B dan Pemakai Jaringan yang terkena akibat pada titik sambungan untuk maksud verifikasi kesesuaian peralatan meter dengan *Metering Code*, serta menyaksikan pengujian, membaca register dan/atau memeriksa segel.

Para Pemakai Jaringan tidak dibenarkan melakukan suatu kegiatan yang dapat mempengaruhi operasi meter, kecuali diperlukan untuk memenuhi kewajibannya sesuai dengan ketentuan dalam Aturan Jaringan.

MC 6.2 Akses dan Pemeriksaan

Bagian ini menjelaskan beberapa kondisi sebagai berikut:

- a. P3B boleh memasuki kawasan Pemakai Jaringan untuk maksud pelaksanaan inspeksi dan pengujian;
- b. Para Pemakai Jaringan boleh memasuki kawasan P3B; dan
- c. Pengaturan prosedur dan kegiatan dalam memasuki kawasan suatu pihak dan inspeksi.

MC 6.4 Hak Memeriksa

Lingkup pemeriksaan ini tidak termasuk pemeriksaan meter untuk Penertiban Aliran Listrik di pelanggan.

- a. Bagian ini memberikan hak kepada P3B untuk memeriksa setiap peralatan Meter Pemakai Jaringan dan sebaliknya, yang peralatan Meter-nya terhubung dengan Grid, hak bersama untuk memeriksa setiap peralatan Meter pihak lain pada titik-sambungan.
- b. Apabila satu pihak merasa yakin bahwa pihak lain tidak memenuhi ketentuan Aturan Jaringan dan hal tersebut merugikan, atau diduga merugikan, maka pihak tersebut dapat meminta suatu inspeksi/pemeriksaan atas peralatan Meter yang dicurigai tersebut.
- c. Salah satu Pihak yang menginginkan melakukan pemeriksaan peralatan Meter milik pihak lain, harus memberitahukan maksudnya kepada pihak tersebut paling tidak 5 hari kerja sebelum pelaksanaan.
- d. Agar pemberitahuan pada huruf (c) di atas berlaku, pemberitahuan tersebut harus dilengkapi dengan informasi:
 - i. nama representatif yang akan melaksanakan pemeriksaan mewakili pihak yang menginginkan pemeriksaan;
 - ii. waktu dimulainya pelaksanaan pemeriksaan, dan perkiraan lamanya penyelesaian;
 - iii. ketidaksesuaian dengan *Metering Code* yang dicurigai.
- e. Pihak yang dicurigai harus menugaskan personel yang mampu untuk mendampingi representatif pihak pemeriksa yang akan memasuki kawasan dalam melakukan pemeriksaan.
- f. Pihak yang memeriksa harus menjamin bahwa pemeriksaan yang akan dilakukan hanya seperlunya, dan waktunya tidak akan melebihi 24 jam.
- g. Pihak yang memeriksa harus menjamin bahwa representatif pemeriksanya mampu melakukan pemeriksaan.
- h. Biaya pemeriksaan akan ditanggung oleh pihak yang menginginkan pemeriksaan, kecuali ditemukan kesalahan sehingga yang menanggung biaya pemeriksaan adalah pihak yang diperiksa.

MC 7.0 Keamanan Instalasi Meter dan Data

MC 7.1 Perubahan Peralatan *Metering*

Semua perubahan yang akan dilakukan terhadap peralatan *Metering* termasuk peralatan meter, parameter dan/atau setting, harus mendapat persetujuan dari P3B dan bersama-sama dengan Pemakai Jaringan terkait.

MC 7.2 Perubahan Data *Metering*

Perubahan terhadap data original yang disimpan dalam sebuah Meter tidak diperbolehkan kecuali selama pelaksanaan pengujian ketelitian di lapangan.

MC 7.3 Proteksi *Password* dalam Data *Metering*

Data yang disimpan dalam data base harus diproteksi (dengan *password*) terhadap akses elektronik langsung, lokal maupun remote yang tidak berhak. P3B selaku manajer data base berkewajiban memonitor akses ke database untuk menjamin bahwa semua data terproteksi terhadap yang tidak berhak mengakses dan/atau menggunakan.

MC 8.0 Hal-hal lain yang bersifat teknik operasional yang secara rinci tidak diatur dalam Aturan Jaringan ini akan diatur dalam Prosedur Tetap *Metering*.

ATURAN KEBUTUHAN DATA (DATA REQUIREMENTS CODE - DRC)

Aturan Kebutuhan Data merangkum kebutuhan data yang dinyatakan dalam Aturan Jaringan, merupakan data teknis detail yang dibutuhkan oleh P3B dari semua Pemakai Jaringan, termasuk Perusahaan Pembangkit, Usaha Distribusi Tenaga Listrik dan Konsumen Besar. Pusat Pengatur Beban memerlukan data detail tersebut untuk mengevaluasi kesesuaiannya dengan berbagai standar operasi dan teknis yang ditentukan dalam Aturan Jaringan guna meyakinkan keamanan, keandalan dan efisiensi operasi Sistem.

Kebutuhan data tambahan tertentu (misalnya: data jadwal pemeliharaan unit pembangkit, dan lain lain) yang secara jelas dinyatakan dalam *Appendix* masing-masing Aturan lainnya dalam Aturan Jaringan tidak dicantumkan lagi dalam Aturan ini. Apabila terdapat hal-hal yang tidak konsisten dalam hal kebutuhan data di masing-masing bagian Aturan Jaringan dengan yang terdapat dalam Aturan ini, maka ketentuan yang terdapat dalam bagian Aturan Jaringan yang diikuti.

DRC 1.0 Kebutuhan Data Spesifik

Kebutuhan data utama dijelaskan dalam 6 bagian/skedul berikut ini :

Bagian 1. Data Desain Unit Generator

Bagian ini menjelaskan kebutuhan data desain teknis setiap unit Generator, termasuk data teknis umum, data reaktansi dan resistansi, parameter saturasi, data trafo, kemampuan aktif dan reaktif, karakteristik eksitasi dan peralatan *governor*, data *prime mover*, dan data *power system stabilizer*.

Bagian 2. Data Setting Unit Generator

Bagian ini mencakup data setting unit generator, termasuk setting proteksi, data kontrol dan setting peralatan kontrol untuk setiap unit generator.

Bagian 3. Parameter Respons Unit Generator.

Bagian ini mencakup parameter-parameter respons setiap unit generator, seperti kemampuan *output* normal, pemberitahuan untuk waktu sinkronisasi, waktu terakhir pengeluaran dari operasi, fleksibilitas unit, kecepatan perubahan pembebanan, parameter regulasi dan ketelitian dalam memenuhi target *dispatch*.

Bagian 4. Data Instalasi Pemakai Jaringan

Bagian ini menunjuk ke data instalasi Pemakai Jaringan (fasilitas dan peralatan) yang terhubung ke grid, termasuk rating tegangan, koordinasi isolasi, rating arus, pentanahan, kontribusi arus hubung singkat ke grid dan kemampuan pembebanan.

Bagian 5. Data Setting Instalasi Pemakai Jaringan

Bagian ini meliputi data setting instalasi Pemakai Jaringan seperti data proteksi, data kontrol perubahan tap, dan kontrol kompensasi reaktif.

Bagian 6. Karakteristik Beban di Titik Sambungan.

Bagian ini mencakup detail data beban pada setiap titik sambungan, termasuk proyeksi kebutuhan daya aktif dan reaktif dan karakteristik beban seperti fluktuasi beban dan respons dinamik terhadap perubahan tegangan dan frekuensi.

DRC 2.0 Kewajiban Pemakai Jaringan dalam Menyediakan Kebutuhan Data

Pemakai Jaringan	Bagian/Skedul No.
Generator Besar dan Medium	1, 2, 3
Generator Kecil	1, 2
Distribusi & Konsumen Besar	4, 5, 6

P3B akan menyampaikan formulir data teknis instalasi sesuai kebutuhan.

DRC 3.0 Prosedur untuk Penyampaian Data atas permintaan P3B

DRC 3.1 Setiap Pemakai Jaringan harus menyampaikan data yang dibutuhkan sesuai dengan pembagian pada DRC 2.0. Format struktur data tersebut merupakan pola standar untuk penyampaian data. Format tersebut digunakan untuk penyampaian data tertulis ke Pusat Pengatur Beban kecuali dinyatakan lain pada bagian lain Aturan Jaringan.

DRC 3.2 Nama personel yang ditunjuk oleh manajemen untuk menyampaikan data harus dinyatakan.

DRC 3.3 Bila tersedia saluran data (*data-link*) komputer antara Pemakai Jaringan dengan Pusat Pengatur Beban, maka data dapat disampaikan melalui fasilitas tersebut. Dalam hal ini Pusat Pengatur Beban harus menyediakan file komputer sehingga Pemakai Jaringan dapat memasukkan semua data Pemakai Jaringan sesuai dengan pengaturan DRC 2.0.

DRC 3.4 Para Pemakai Jaringan dapat meminta Pusat Pengatur Beban untuk menyetujui penggunaan cara lain pengiriman data, seperti pita magnetis atau disket bila data-links komputer terganggu atau belum tersedia.

DRC 3.5 Perubahan atas Data Pemakai Jaringan.

Apabila Pemakai Jaringan menyadari terjadinya perubahan terhadap data suatu peralatan yang sudah tercatat di Pusat Pengatur Beban, maka Pemakai Jaringan harus memberitahukan kepada Pusat Pengatur Beban sesuai dengan prosedur dan waktu yang telah dinyatakan dalam bagian-bagian Aturan Jaringan.

DRC 4.0 Data yang Tidak Disampaikan

Semua Pemakai Jaringan diwajibkan menyampaikan data sesuai dengan yang dinyatakan dalam bagian individu Aturan Jaringan dan dirangkum dalam Aturan Kebutuhan Data (DRC) ini. Apabila Pemakai Jaringan tidak menyampaikan data yang diperlukan, maka Pusat Pengatur Beban akan

membuat data estimasi jika diperlukan. Tindakan tersebut tidak melepaskan tanggung jawab Pemakai Jaringan transmisi untuk menyampaikan data sesungguhnya (*actual-data*) yang dibutuhkan tersebut sesegera mungkin, kecuali Pusat Pengatur Beban setuju secara tertulis bahwa data yang sesungguhnya (*actual*) tidak diperlukan.

Tabulasi 1 - Data Desain Unit Pembangkit (hal 1 dari 7)

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		

1.1	Data teknis Umum		
1.1.1	MVA <i>rated</i>	MVA	
1.1.2	Kapasitas <i>rated</i>	MW	
1.1.3	<i>Rated gross</i> MW	MW	
1.1.4	Tegangan terminal	KV	
1.1.5	Beban <i>auxiliary</i> pada kapasitas <i>rated</i>	MW	
1.1.6	Daya <i>reactif (output) rated</i>	MVAR	
1.1.7	Beban minimum	MW	
1.1.8	Konstanta-inertia turbo generator <i>rated</i>	MW-sec	
1.1.9	Ratio Hubung singkat		
1.1.10	Arus stator (<i>rated</i>)	Amps	
1.1.11	Arus rotor pada <i>rated</i> MVA dan faktor-daya, <i>rated</i> tegangan-terminal dan rpm	Amps	

1.2	Tahanan / Resistances		
1.2.1	Tahanan <i>stator</i> R_s	Per Unit	
1.2.2	Tahanan <i>negative sequence</i> R_2	Per Unit	
1.2.3	Tahanan <i>zero sequence</i> R_0	Per Unit	
1.2.4	Tahanan pentanahan R_e	Per Unit	

1.3	Reaktansi / Reactances (unsaturated)		
1.3.1	<i>Reaktansi direct axis synchronous</i> X_d	Per Unit	
1.3.2	<i>Reaktansi direct axis transient</i> X_d'	Per Unit	
1.3.3	<i>Reaktansi direct axis sub-transient</i> X_d''	Per Unit	
1.3.4	<i>Reaktansi quad axis synchronous</i> X_q	Per Unit	
1.3.5	<i>Reaktansi quad axis transient</i> X_q'	Per Unit	
1.3.6	<i>Reaktansi quad axis sub-transient</i> X_q''	Per Unit	
1.3.7	<i>Reaktansi kebocoran stator</i>	Per Unit	
1.3.8	<i>Reaktansi urutan nol</i> X_0	Per Unit	
1.3.9	<i>Reaktansi urutan negatif</i> X_2	Per Unit	
1.3.10	<i>Reaktansi Potier</i> x_{pot}	Per Unit	
1.3.11	<i>Reaktansi pentanahan</i> X_e	Per Unit	

Tabulasi 1 - Data Desain Unit Pembangkit (hal 2 dari 7)

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis	
Data		Satuan	Nilai		
Item	Deskripsi				
1.4	Reaktansi / Reactance (Saturated)				
1.4.1	Reaktansi direct axis sinkron X_{dsat}	Per Unit			
1.4.2	Reaktansi direct axis sub-transient $X_{d''sat}$	Per Unit			
1.5	Daya Bruto (Rated) MW				
1.5.1	1.0 PU saturation parameter	Per Unit			
1.5.2	1.2 PU saturation parameter	Per Unit			
1.6	Konstanta Waktu (unsaturated)				
1.6.1	Direct axis short circuit transient T_d'	sec			
1.6.2	Direct axis short circuit sub-transient T_d''	sec			
1.6.3	Quad axis short circuit transient T_q'	sec			
1.6.4	Quad axis short circuit transient T_q''	sec			
1.7	Trafo-Generator (Step-Up)		1	2	3
1.7.1	Jumlah belitan				
1.7.2	Rated MVA setiap belitan	MVA			
1.7.3	Tegangan utama tap rated	kV			
1.7.4	Tahanan setiap belitan	Per Unit			
1.7.5	Reaktansi urutan positif setiap belitan	Per Unit			
1.7.6	Reaktansi urutan negatif setiap belitan	Per Unit			
1.7.7	Reaktansi urutan nol setiap belitan	Per Unit			
1.7.8	Tegangan minimum tap	kV			
1.7.9	Tegangan maximum tap	kV			
1.7.10	Jenis tap change (on-load/off-load)				
1.7.11	Tap changer cycle time	Sec			
1.8	Kemampuan Reaktif (pada terminal)				
1.8.1	Daya reaktif lagging pada kapasitas rated	MVAR			
1.8.2	Daya reaktif lagging pada pembangkitan minimum	MVAR			
1.8.3	Daya reaktif lagging, sesaat	MVAR			

Tabulasi 1 - Data Desain Unit Pembangkit (hal 3 dari 7)

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis

Data	Satuan	Nilai
Item	Deskripsi	

1.9	Karakteristik Peralatan Eksitasi		
1.9.1	Tegangan medan pada rated MVA dan faktor-daya, rated tegangan terminal dan rpm	Per Unit	
1.9.2	Tegangan medan maksimum, Efdmx	Per Unit	
1.9.3	Tegangan medan minimum, Efdmx	PU	
1.9.4	Maksimum kecepatan kenaikan tegangan medan	V/sec	
1.9.5	Maksimum kecepatan penurunan tegangan medan	V/sec	
1.9.6	Arus eksitasi maksimum, Curmx	amps	
1.9.7	Arus eksitasi minimum, Curmn	amps	
1.9.8	<i>DC gain of excitation control loop Vspp</i>	PU	
1.9.9	<i>Regulator input filter time constant Tvm</i>	sec	
1.9.10	<i>Regulator integration time constant P3Bi</i>	sec	
1.9.11	<i>Regulator amplifier time constant Tvs</i>	sec	
1.9.12	<i>Maximum internal voltage regulator signal Urma</i>	PU	
1.9.13	<i>Minimum internal voltage regulator signal Urmin</i>	PU	
1.9.14	<i>Regulator stabilizing Gain Vss</i>	PU	
1.9.15	<i>Regulator stabilizing circuit time-constant Tst1</i>	sec	
1.9.16	<i>Regulator stabilizing circuit time-constant Tst2</i>	sec	
1.9.17	<i>Excitation constant Kerr</i>	PU	
1.9.18	<i>Excitation time constant Terr</i>	sec	
1.9.19	<i>Excitation saturation constant 1 Aerr</i>	PU	
1.9.20	<i>Excitation saturation constant 2 Berr</i>	PU	
1.9.21	<i>Regulator time constant Ta</i>	sec	
1.9.22	<i>Coefficient of ceiling regulator voltage to terminal voltage Kc</i>	PU	
1.9.23	<i>Voltage Gain from shunt self excitation Kp</i>	PU	

Tabulasi 1 - Data Desain Unit Pembangkit (hal 4 dari 7)

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis
Data			Satuan	Nilai
Item	Deskripsi			
1.10	Power System Stabilizer			
1.10.1	PSS gain for mech. speed input signal kaom		Per unit	
1.10.2	Time constant for mech. speed, measurement Taom		sec	
1.10.3	PSS gain for elect. freq. measurement Kafe			
1.10.4	Time constant for elect. freq. measurement Tafe		sec	
1.10.5	PSS gain for elect. power input signal Kape		Per unit	
1.10.6.	Time constant for elect. power measurement Kape		sec	
1.10.7.	PSS gain for terminal voltage input signal		Per unit	
1.10.8.	Tim constant for term. voltage measurement Tau1		sec	
1.10.9.	Steady state PSS gain Kpss		Per unit	
1.10.10.	PSS gain for turbine torque input signal Ktrg		Per unit	
1.10.11.	PSS gain for valve position input signal Kayt		Per unit	
1.10.12.	Time constant for valve pos. Measurement Tayt		Sec	
1.10.13.	Stabilizing time constant		Tss	
1.10.14.	Water hammer filter time constant Tw		Tw	
1.10.15.	Output signal magnitude limit Upsmx		Per unit	
1.11v	Unit governor			
1.11.1	Time constant for elect. power transducer Tp		Sec	
1.11.2	Freq. shifted power controller static droop bpf		%	
1.11.3	Freq. shifted power controller transient droop bpf		%	
1.11.4	Time constant Tdf		Sec	
1.11.5	Power controller gain Kf		Per unit	
1.11.6	Power controller integration time constan Tip		Sec	
1.11.7	Speed controller static drop bp		%	
1.11.8	Speed controller transient drop bp		%	
1.11.9	Regulator time-constant (Pilot value) Tr		Sec	
1.11.10	Main servo dead band Dband		Per unit	
1.11.11	Main servo time-constant Ty		Sec	
1.11.12	Main servo max. opening time Tyo		Sec	
1.11.13	Main servo max. closing time Tyc		Sec	
1.11.14	Max. Main servo position Ytmax		Per unit	

Tabulasi 1 - Data Desain Unit Pembangkit (hal 5 dari 7)

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		

1.11	Unit Governor (sambungan)		
1.11.15	<i>Valve characteristic Y_{vt}</i>	%	
1.11.16	<i>Elect. freq./speed input signal switch ippco</i>		
1.11.17	<i>Power setpoint integration time gr_{dpu}</i>	sec	
1.11.18	<i>SCO - participation factor b_{pace}</i>	Per unit	
1.11.19	<i>Pilot value opening time (Hidro) T_{ro}</i>	sec	
1.11.20	<i>Pilot value closing time (Hidro) T_{rc}</i>	sec	
1.11.21	<i>Speed-controller input filter time constant T_m</i>	sec	
1.11.22	<i>Power-controller input filter time constant T_p</i>	sec	
1.11.23	<i>Temperature-speed dependency al_{ft}</i>		
1.11.24	<i>Temperature input filter time constant T_{vr}</i>	sec	
1.11.25	<i>Temperature-controller amplification gain K_t</i>	Per unit	
1.11.26	<i>Temperature contr. Integration time constant T_{it}</i>	sec	
1.11.27	<i>Speed-power controller amplification gain V_r</i>	Per unit	
1.11.28	<i>Speed-power controller time constant T_n</i>	sec	

1.12	Unit governor		
1.12.1	<i>Sustained response to frequency change</i>	MW	
1.12.2	<i>Non-sustained response to frequency change</i>	MW	
1.12.3	<i>Load rejection capability</i>	MW	

1.13	Prime Mover		
1.13.1	<i>High pressure turbine time constant (GT) T_{hp}</i>	sec	
1.13.2	<i>First reheater time constant T_{ip}</i>	Sec	
1.13.3	<i>Second reheater time Constant T_{lp}</i>	Sec	
1.13.4	<i>Hign pressure turbine ratio al_{fhp}</i>	Per unit	
1.13.5	<i>Low pressure turbine ratio al_{flp}</i>	Per unit	
1.13.6	<i>Boiler capacity time constant P_{3Bi}</i>	Sec	
1.13.7	<i>Heat transfer time constant T_{kes}</i>	Sec	
1.13.8	<i>Fuel controller amplification K_{mbr}</i>	Per unit	
1.13.9	<i>Fuel controller integration time constant K_{mbr}</i>	Sec	
1.13.10	<i>Water starting time constant (Hydro) T_W</i>	Sec	

Tabulasi 1 - Data Desain Unit Pembangkit (hal 6 dari 7)

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis

Data	Satuan	Nilai
Item	Deskripsi	

1.13	Primer Mover (sambungan)		
1.13.11	<i>Half reflexion time of pressure tube (Hydro) TI</i>	sec	
1.13.12	<i>Allievi-constant Zw (Hydro) Zw</i>		
1.13.13	<i>Initial water pressure (Hydro) Ho</i>	Per Unit	
1.13.14	<i>Turbine water-flow dependency to mech speed komwp</i>	Per Unit	
1.13.15	<i>Dynamic pressure losses (Hydro) rbdyn</i>	Per Unit	
1.13.16	<i>Static pressure losses (Hydro) rbsta</i>	Per Unit	
1.13.17	<i>Water flow for point wip 1 (min) (Hydro) wqmin</i>	Per Unit	
1.13.18	<i>Water flow for point wip 5 (max) (Hydro) wqmax</i>	Per Unit	
1.13.19	<i>Turbine efficiency (Hydro) wip</i>	%	

Data	Format Penyampaian
Item	Deskripsi

1.14	Charts	
1.14.1	<i>Capability chart</i>	<i>Graphical data</i>
1.14.2	<i>Open circuit characteristic</i>	<i>Graphical data</i>
1.14.3	<i>Short circuit characteristic</i>	<i>Graphical data</i>
1.14.4	<i>Zero power factor curve</i>	<i>Graphical data</i>

1.15	Trafo Generator	
1.15.1	<i>Tapped winding</i>	text, diagram
1.15.2	<i>Vector group</i>	Diagram
1.15.3	<i>Earthing arrangement</i>	text, diagram

1.16	Reactive Capability (di terminal generator)	
1.16.1	<i>Overload at rated capacity</i>	<i>Diagram as a function of time</i>

1.17	Eksitasi (Excitation)	
1.17.1	<i>Generator and exciter saturation characteristic</i>	Diagram 50-120% teg. rated
1.17.2	<i>Dynamic characteristics of over-excitation limiter</i>	Text, block diagram
1.17.3	<i>Dynamic characteristics of under-excitation limiter</i>	Text, block diagram

Tabulasi 1 - **Data Desain Unit Pembangkit** (hal 7 dari 7)

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis

Data berikut ini harus disampaikan (untuk setiap Pusat Pembangkit) :

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		

1.18	<i>Power plant technical data</i>		
1.18.1	Tegangan pada titik sambungan	kV	
1.18.2	Kapasitas Maksimum Total Sentral	MW	
1.18.3	Injeksi arus maximum hubung singkat simetris tiga fasa	kA	
1.18.4	Injeksi arus maksimum hubung singkat tak-simetris tiga 3 fasa	kA	
1.18.5	Impedansi Minimum Urutan Nol Generator	Per unit	
1.18.6	Impedansi Minimum Urutan Negatif Generator.	Per unit	

Disamping itu, harus juga disampaikan *single line* diagram setiap titik sambungan, baik untuk pusat pembangkit maupun untuk masing-masing unit pembangkit.

Tabulasi 2 - Data Setting Unit Pembangkit

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis

Data berikut ini harus disampaikan dalam bentuk teks dan/atau diagrams :

Data		Format Penyampaian
Item	Deskripsi	

2.1	Setting Proteksi	
2.1.1	Kehilangan medan (<i>Loss of field</i>)	Teks
2.1.2	Penguatan kurang (<i>Under-excitation</i>)	teks, diagram
2.1.3	Penguatan lebih (<i>Over-excitation</i>)	teks, diagram
2.1.4	<i>Overfluxing</i> (V/Hz)	teks, diagram
2.1.5	<i>Differential</i>	Teks

2.2	Control data	
	Detail dari rangkaian penguatan (<i>excitation loop</i>) yang diuraikan dalam bentuk block-diagram, menunjukkan <i>transfer-functions</i> masing-masing elemen individual dan unit-unit pengukur (<i>measurement-units</i>)	Diagram

2.3	Control devices settings	
2.3.1	Pembatas penguatan lebih (<i>over-excitation limiter</i>)	teks, diagram
2.3.2	<i>Overfluxing limiter</i> (V/H)	teks, diagram
2.3.3	Pembatas penguatan kurang (<i>under-excitation limiter</i>)	teks, diagram
2.3.4	<i>Manual restrictive limiter (if fitted)</i>	Teks
2.3.5	Kompensasi <i>Load drop</i> / pembagian VAR	teks, function
2.3.6	Model dinamik dari poros Turbin/Generator dalam bentuk <i>lumped-element</i> , menunjukkan komponen inersia, damping dan <i>shaft stiffness</i>	

Tabulasi 3 – Parameter Respon Unit Pembangkit (hal 1 dari 3)

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis

Data Pusat Pembangkit sebagai berikut ini harus disampaikan:

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		

3.1	Kemampuan Output		
3.1.1	Beban penuh normal	MW	
3.1.2	Beban minimum normal	MW	
3.1.3	Beban minimum yang dapat dipertahankan (pada tekanan <i>rated</i> boiler untuk unit pembangkit termal)	MW	

3.2	Kemampuan Output kondisi darurat		
3.2.1	Tambahan daya output	MW	
3.2.2	Pengurangan MVAR untuk tambahan MW output	MVAR	
3.2.3	Keperluan pemberitahuan	menit	
3.2.4	Periode waktu minimum untuk pembatalan	menit	

3.3	Pemberitahuan untuk sinkronisasi		
3.3.1	Setelah jam keluar	menit	
3.3.2	Setelah jam keluar	menit	
3.3.3	Setelah jam keluar	menit	

3.4	Waktu Tercepat untuk sinkronisasi		
3.4.1	Senin	xxx jam	
3.4.2	Selasa s/d Jumat	xxx jam	
3.4.3	Sabtu	xxx jam	

3.5	Waktu Tercepat Pengeluaran Unit		
3.5.1	Senin s/d Kamis	xxx jam	
3.5.2	Jumat	xxx jam	
3.5.3	Sabtu dan Minggu	xxx jam	

3.6	Flexibility		
3.6.1	Minimum waktu shutdown unit pembangkit	menit	
3.6.2	Batasan Shutdown (maximum number per day)	No./day	

Tabulasi 3 – Parameter Respon Unit Pembangkit (hal 2 dari 3)

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis

Data Pusat Pembangkit sebagai berikut ini harus disampaikan :

Data	Satuan	Nilai
Item	Deskripsi	

3.7	Kecepatan Perubahan Beban		
3.7.1	Setelah jam keluar :		
	- Sinkronisasi ke..... MW	MW/min	
	- MW ke MW	MW/min	
	- MW ke beban penuh normal	MW/min	
3.7.2	Setelah jam keluar :		
	- Sinkronisasi ke..... MW	MW/min	
	- MW ke MW	MW/min	
	- MW ke beban penuh normal	MW/min	
3.7.3	Setelah jam keluar :		
	- Sinkronisasi ke..... MW	MW/min	
	- MW ke MW	MW/min	
	- MW ke beban penuh normal	MW/min	
3.7.4	Kecepatan penurunan beban (hingga keluar)	MW/min	

3.8	Parameter Pengaturan		
3.8.1	Tingkat cadangan putar	MW	
3.8.2	<i>Response time</i> ke beban-penuh	menit	

3.9	Ketepatan memenuhi target <i>Dispatcher</i>		
	Standard deviasi kesalahan untuk periode 30 min	MW	

Data berikut harus disampaikan dalam bentuk teks dan/atau diagram:

Data	Format Presentation
Item	Deskripsi

3.10	Fleksibilitas	
	Periode operasi minimum setelah waktu keluar	<i>graphical data</i>

3.11	Parameter Pembebanan	
	<i>Synchronizing block load after hours off load</i>	<i>graphical data</i>

Tabulasi 3 – Parameter Respon Unit Pembangkit (hal 3 dari 3)

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis

Data Pusat Pembangkit sebagai berikut harus disampaikan:

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		

3.12	<i>Interval Sinkronisasi</i>		
3.12.1	Unit ke 1 ke unit ke 2	menit	
3.12.2	Unit ke 2 ke unit ke 3	menit	
3.12.3	Unit ke 3 ke unit ke 4	menit	
3.12.4	Unit ke 4 ke unit ke 5	menit	

3.13	<i>Intervals untuk pengeluaran (Shutdown)</i>		
3.13.1	unit ke 1 ke unit ke 2	menit	
3.13.2	unit ke 2 ke unit ke 3	menit	
3.13.3	unit ke 3 ke unit ke 4	menit	
3.13.4	unit ke 4 ke unit ke 5	menit	

3.14	<i>Flexibilitas</i>		
	Waktu minimum <i>shutdown</i> pusat pembangkit	menit	

Tabulasi 4 - Data Instalasi Pemakai Jaringan (hal 1 dari 2)

Pemakai Jaringan	Titik sambungan	Lokasi

Data Pusat Pembangkit sebagai berikut harus disampaikan:

Data	Unit	Value
Item	Deskripsi	

4.1	Rating Tegangan		
4.1.1	Tegangan Nominal	kV	
4.1.2	Tegangan Tertinggi	kV	

4.2	Koordinasi Isolasi		
4.2.1	<i>Rated lightning impulse withstand voltage</i>	kV	
4.2.2	<i>Rated short duration power frequency withstand voltage</i>	kV	

4.3	<i>Rated short time withstand current</i>	kA	
------------	---	----	--

4.4	<i>Rated current</i>		
	<i>Circuit maximum current</i>	amps	

4.5	Pentanahan		
	<i>Earth Grid rated thermal current</i>		

4.6	<i>Insulation pollution performance</i>		
4.6.1	<i>Minimum total creepage</i>	milimeter	
4.6.2	<i>Pollution level as per IEC 815</i>		

4.7	<i>Short circuit infeed to the system</i>		
4.7.1	<i>Maximum 3-phase short circuit symmetrical infeed, including infeeds from embedded power plants directly connected to the User's system</i>	kA	
4.7.2	<i>total infeed st the instand of fault taking into consideration induction motors contribution</i>	kA	
4.7.3	<i>Minimum zero sequence impedance of user's system at connection point (base : 100 MVA)</i>	PU	
4.7.4	<i>Minimum zero sequence impedance of user's system at connection point (base : 100 MVA)</i>	PU	

Tabulasi 4 - Data Instalasi Pemakai Jaringan (hal 2 dari 2)

4.8	Kemampuan Penyaluran Daya		
	Dimana beban atau grup-beban, dapat dipasok melalui beberapa alternatif titik sambungan:		
4.8.1	Proporsi normal dipasok dari titik sambungan	MW	
4.8.2	Proporsi normal dipasok dari titik sambungan	MW	

4.9	Jaringan penghubung <i>embedded power plants</i> ke (base : 100 MVA)		
4.9.1	Tahanan	Per Unit	
4.9.2	Reaktansi	Per Unit	
4.9.3	Suseptansi	Per Unit	

Data berikut ini harus disampaikan dalam bentuk teks dan/atau diagram:

Data	Format Penyampaian	
Item	Deskripsi	
4.10	Pentanahan	
	Metode pentanahan	teks
4.11	Remote-control dan transmisi data	teks
4.12	Konfigurasi instalasi Pemakai Jaringan	
	Diagram Operasi, menunjukkan rangkaian listrik yang telah ada dan usulan fasilitas utama dalam instalasi Pemakai Jaringan, termasuk pengaturan busbar, fasilitas switching dan tegangan operasi.	<i>single line diagram</i>
4.13	Impedansi instalasi Pemakai Jaringan	
	Untuk setiap komponen dalam konfigurasi instalasi Pemakai Jaringan: detail dari impedansi seri dan paralel urutan positif, negatif dan nol, termasuk <i>mutual-coupling</i> antara elemen yang berdekatan (base : 100 MVA)	tabel
4.14	Kemampuan transfer beban	
	Pengaturan transfer untuk kondisi terencana atau gangguan	teks

Tabulasi 5 - Data Setting Instalasi Pemakai Jaringan

Pemakai Jaringan	Titik sambungan	Lokasi

Data Pusat Pembangkit sebagai berikut harus disampaikan:

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		

5.1	Data Proteksi		
5.1.1	Jangkauan semua skema proteksi pada transmisi, busbar, kabel (base: 100 MVA)	table	%
5.1.2	Jumlah skema proteksi pada setiap item	teks	
5.1.3	Waktu total <i>fault-clearing</i> untuk gangguan dekat maupun jauh	table	milidetik
5.1.4	Detail urutan <i>reclosure</i>	teks	

5.2	Data pengatur Tap-change		
	Setting waktu-tunda semua tap changer trafo	table	detik

5.3	Pengatur Kompensasi Reaktif		
5.3.1	Rating daya-reaktif setiap reaktor	table	MVAR
5.3.2	Rating daya-reaktif setiap bank-kapasitor	table	MVAR
5.3.3	Detail dari pengatur otomatis setiap reaktor dan bank-kapasitor	teks	

Tabulasi 6 - Karakteristik Beban

Pemakai Jaringan	Titik sambungan	Lokasi

Data berikut ini harus disampaikan dalam bentuk tabel, grafik dan/atau teks:

Data		Periode	Format	Satuan
Item	Deskripsi	waktu	Penyampaian	

6.1	Data untuk semua jenis beban			
6.1.1	Daya aktif maksimum	7 tahun kedepan	table	MW
6.1.2	Daya reaktif maksimum	7 tahun kedepan	table	MVAR
6.1.3	Jenis beban (<i>controlled rectifiers</i> , motor penggerak besar, dll.)	tahunan	teks	

6.2	Data untuk demand yang fluktuasi			
6.2.1	Siklus variasi daya-aktif satu periode	tahunan		
6.2.2	Siklus variasi daya-reaktif satu periode	tahunan		
6.2.3	Kecepatan perubahan maksimum daya-aktif	tahunan		
6.2.4	Kecepatan perubahan maksimum daya reaktif	tahunan		
6.2.5	Interval waktu terpendek pengulangan fluktuasi daya aktif dan reaktif	7 tahun kedepan, ditinjau tahunan	table	detik

6.3	Step perubahan terbesar			
6.3.1	Untuk daya-aktif	tahunan	table	MW/det
6.3.2	Untuk daya-reaktif	tahunan	table	MVAR/det

ATURAN TAMBAHAN

Aturan tambahan ini mengatur pengecualian instalasi-instalasi Pemakai Jaringan (*Grid*) yang tersambung ke Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali berdasarkan kontrak kesepakatan *Power Purchase Agreement (PPA)* and *Energy Sales Contract (ESC)* yang telah ditandatangani sebelum berlakunya *Grid Code*.

- AC 1.0 Dalam hal ini ketentuan dan besaran yang dipersyaratkan PPA dan ESC yang tidak sesuai dengan persyaratan dalam Aturan Penyambungan dan Aturan Operasi *Grid Code* akan dibahas tersendiri oleh perusahaan pembangkit terkait dengan Pusat Pengatur Beban untuk mendapatkan kesepakatan operasional.
- AC 1.1. Perusahaan pembangkit terkait mengajukan bukti-bukti yang mendukung ketidakmampuan unit-unit pembangkitnya mengikuti persyaratan operasi dalam Aturan Jaringan (*Grid Code*) Jawa-Bali dalam waktu 2 (dua) bulan sejak diberlakukannya Aturan ini.
- AC 1.2. Pusat Pengatur Beban mengevaluasi bukti-bukti yang disampaikan oleh Perusahaan Pembangkit dan apabila dianggap perlu, membahasnya dengan Perusahaan Pembangkit tersebut untuk mendapatkan acuan operasional. Acuan operasional berdasarkan evaluasi dan/atau pembahasan diselesaikan dalam waktu 2 (dua) bulan sejak Pusat Pengatur Beban menerima bukti-bukti tersebut, ditandatangani oleh Perusahaan Pembangkit terkait dan Pusat Pengatur Beban.
- AC 2.0 Sejak diberlakukannya Aturan Jaringan ini hingga dicapainya kesepakatan operasional yang baru maka ketentuan dan besaran dalam PPA and ESC yang sudah ada dipakai sebagai acuan operasional.

APPENDIX A - RANGKUMAN SKEDUL

Appendix ini merangkum semua jadwal kegiatan operasional dan perencanaan Jaringan yang termasuk dalam Aturan Jaringan ini. Kegiatan-kegiatan tersebut diorganisir dalam 7 kategori. Bagian dalam Aturan Jaringan yang relevan untuk setiap kegiatan, diindikasikan dalam tanda kurung, namun bila terdapat ketidaksesuaian antara rangkuman ini dengan jadwal yang ditentukan dalam Aturan Jaringan, maka jadwal dalam Aturan Jaringan yang digunakan.

A. Jadwal Ramalan Beban, Pemeliharaan dan Operasi Jangka Panjang

1. Jadwal Operasional Grid Jangka Panjang (untuk 2 tahun kedepan)

- 1 Oktober :** Pusat Pengatur Beban menerbitkan *Draft* Rencana Operasi Jangka Panjang (SDC 2.2).
- 15 Desember:** Pusat Pengatur Beban menerbitkan Rencana Mutakhir Operasi Jangka Panjang (SDC 2.0 dan SDC 2.5).
- 1 April :** Pusat Pengatur Beban menerbitkan Rencana Operasi Jangka Panjang *Draft* Revisi Tengah Tahun (SDC 2.2).
- 15 Juni :** Pusat Pengatur Beban menerbitkan Rencana Operasi Jangka Panjang Revisi Mutakhir Tengah Tahun (SDC 2.5).

2. Jadwal Pemeliharaan Jangka Panjang (untuk 2 tahun kedepan)

- 1 November :** Perusahaan Pembangkit menyampaikan *Draft* Rencana Pemeliharaan Jangka Panjang atas unit pembangkitnya (SDC 2.3) kepada Pusat Pengatur Beban.
- 1 Desember :** Pusat Pengatur Beban menerbitkan Rencana Mutakhir Pemeliharaan Jaringan Jangka Panjang (SDC 2.3).
- 1 Mei:** Perusahaan Pembangkit menyampaikan Revisi Tengah Tahun Rencana Pemeliharaan Jangka Panjang atas unit pembangkitnya (SDC 2.3).
- 1 Juni:** Pusat Pengatur Beban menerbitkan Revisi Mutakhir Tengah Tahun Rencana Pemeliharaan Jaringan Jangka Panjang (SDC 2.3).

3. Ramalan Beban Jangka Panjang (untuk 2 tahun kedepan)

- 1 September:** Pusat Pengatur Beban menyelesaikan Ramalan Beban untuk 2 tahun kedepan (SDCA1 3.0).

4. Laporan Tahunan Unjuk Kerja Proteksi Jaringan (untuk tahun sebelumnya)

- 31 Juli:** Pusat Pengatur Beban menerbitkan laporan-laporan (OC 12.3).

B. Manajemen Jaringan

Rangkuman Operasi Jaringan Tahunan (untuk tahun sebelumnya)

- 1 Maret:** Komite Manajemen Jaringan (bila sudah terbentuk) mempublikasikan Laporan Tahunan Rangkuman Operasi Jaringan (GMC 6.1).

C. Rencana Operasi Bulanan (untuk bulan berikutnya)

- Tanggal 5** bulan berjalan: Perusahaan Pembangkit menyampaikan informasi (data) kesiapan dan pemeliharaan unitnya (SDC 3.1).
- Tanggal 10** bulan berjalan: Pusat Pengatur Beban menerbitkan perkiraan kebutuhan daya (SDC 3.1).
- Tanggal 15** bulan berjalan: Perusahaan Pembangkit menyampaikan informasi biaya variabel produksi energi (SDC 3.1).
- Tanggal 20** bulan berjalan: Pusat Pengatur Beban menerbitkan Rencana Operasi Bulanan (SDC 3.1).
- Tanggal 25** bulan berjalan: Pemakai Jaringan menyampaikan tanggapan atas Rencana Operasi Bulanan (SDC 3.5).
- Tanggal 26** bulan berjalan: Pusat Pengatur Beban merevisi Rencana Operasi Bulanan, bila dianggap perlu (SDC 3.6).

D. Rencana Operasi Mingguan (untuk minggu berikutnya)

- Selasa pukul 10:00 :** Perusahaan Pembangkit menyampaikan revisi status kesiapan unit (SDC 4.5).
- Rabu pukul 15:00:** Pusat Pengatur Beban menerbitkan Rencana Operasi Mingguan (SDC 4.5).
- Kamis pukul 10:00:** Pemakai Jaringan menyampaikan tanggapan atas Rencana Operasi Mingguan (SDC 4.5).
- Kamis pukul 15:00:** Pusat Pengatur Beban menerbitkan Rencana Mutakhir Operasi Mingguan (SDC 4.5).

E. Rencana Dispatch Harian (untuk hari berikutnya)

- Pukul 10:00:** Perusahaan Pembangkit menyampaikan perubahan kesiapan unit atau karakteristik pengoperasian unit (SDC 5.1 dan SDC 5.6)
- Pukul 15:00 :** Pusat Pengatur Beban menerbitkan Rencana *Dispatch* Harian untuk hari berikutnya (SDC 5.6).

F. Pengukuran dan Setelmen

- Tanggal 1** setiap bulan: Pembacaan Meter, dan pembuatan Berita Acara oleh P3B dan ditandatangani oleh Perusahaan Pembangkit (SC 2.1)
- Hari-kerja ke-7** setelah Berita Acara yang telah ditanda-tangani dikembalikan ke P3B. Selanjutnya P3B menerbitkan Pernyataan Transaksi Energi kepada Perusahaan Pembangkit apabila tidak ada permasalahan atas data pengukuran (SC 2.1).

TERMINOLOGI DAN DEFINISI (GLOSSARY)

Glossary ini mendefinisikan terminologi yang digunakan dalam Aturan Jaringan ini. Penggunaan yang konsisten atas definisi-definisi tersebut akan mengurangi kemungkinan terjadinya kesalahpahaman ketentuan dalam Aturan Jaringan. Dalam hal dimana sebuah terminologi atau kata dinyatakan secara khusus pada suatu Bagian dalam Aturan Jaringan, maka pernyataan dalam Aturan Jaringan tersebut yang diutamakan dibandingkan dengan penjelasan dalam *Glossary* ini.

Kata-kata dan pernyataan berikut yang digunakan dalam Aturan Jaringan diartikan sebagai berikut, kecuali permasalahannya memerlukan pengertian lain:

Alat/Peralatan	Alat/peralatan yang terhubung ke, atau merupakan bagian dari, dan/atau - Pemakai Jaringan transmisi dan yang dibutuhkan untuk memproduksi, mengatur atau mengukur listrik.
ANSI	<i>American National Standards Institute</i> (Institusi Standar Nasional Amerika).
<i>Area Control Center (ACC)</i>	<i>Pengatur Beban Region</i> : yang memantau dan mengatur bagian 150 kV dan 70 kV dalam Jaringan (<i>grid</i>) Jawa-Bali.
Arus Eksitasi (Arus Medan)	Arus yang mengalir melalui kumparan medan pada suatu generator.
Asut-Gelap	Pengasutan suatu unit pembangkit yang dilakukan tanpa ketersediaan pasokan daya dari luar.
Aturan (Code)	Aturan Jaringan (<i>Grid Code</i>) Jawa-Bali.
Aturan Jaringan	Kumpulan peraturan dan standar teknis dan operasional untuk menjamin operasi Jawa-Bali yang andal, aman dan efisien.
<i>Automatic Generation Control (AGC)</i>	<i>Pengatur Pembangkitan Otomatis</i> , suatu fasilitas komputerisasi yang secara otomatis mengatur daya listrik yang keluar dari Generator sebagai respons terhadap perubahan frekuensi Sistem. Hal ini memungkinkan optimisasi biaya pembangkitan secara keseluruhan dengan pengiriman signal untuk mengubah <i>set-point governor</i> dari unit pembangkit.

Beban	Konsumsi daya listrik di setiap titik sambungan, atau jumlah konsumsi energi yang dilayani oleh Jaringan.
Beban Puncak	Beban tertinggi yang dipasok oleh Jaringan atau kepada Pemakai tertentu.
Beban Puncak Harian	Beban tertinggi harian.
Beban saat Sinkronisasi	Tingkat output sesaat suatu unit pembangkit mampu pada sinkronisasi
Cadangan Dingin	Kapasitas unit pembangkit yang dapat diasut dan disambungkan ke Jaringan dalam 4 jam.
Cadangan Jangka Panjang	Unit Pembangkit yang dapat di-asut dan dihubungkan ke Jaringan dalam waktu lebih dari 4 jam tetapi kurang dari 2 hari.
Cadangan Pengoperasian	Kapasitas tersedia dalam skala waktu operasional, yang dalam realisasinya telah dioperasikan memproduksi daya listrik, yang diskedulkan sebagai kapasitas cadangan.
Cadangan Putar (OC 2.1)	Kapasitas pembangkitan yang tidak dibebani dan siap melayani kenaikan beban. Dinyatakan dalam persentase (%) terhadap beban sistem atau dalam MW. Berdasarkan pilihan Pusat Pengatur Beban, <i>output</i> pembangkit yang dapat dihubungkan dengan sistem dalam waktu 10 menit serta beban yang dapat dilepaskan dalam waktu 10 menit, dapat juga dianggap sebagai komponen cadangan putar/ panas.
Daya Aktif	Pembangkitan, penyaluran atau penggunaan daya listrik, sebagai hasil perkalian antara tegangan dengan komponen se-fasa arus bolak-balik, yang biasanya dinyatakan dalam kiloWatt (kW) atau megaWatt (MW). Ini adalah bagian dari daya semu VA atau kVA yang dapat ditransformasikan menjadi cahaya, gerak fisik atau panas.
Daya Reaktif	Bagian dari daya listrik yang membangkitkan dan mempertahankan medan listrik/magnetis dari suatu peralatan arus bolak-balik. Daya reaktif harus dipasok ke peralatan magnetis seperti motor dan trafo serta harus dipasok untuk mengkompensasi rugi-rugi reaktif pada fasilitas transmisi. Dinyatakan dalam besaran kiloVARS (kVAR) atau megaVARS (MVA _r).
Daya Semu	Hasil perkalian tegangan dengan arus dalam suatu rangkaian listrik, yang dinyatakan dalam kiloVoltAmpere (kVA) atau megaVoltAmpere (MVA), mengandung daya aktif dan reaktif.
Deklarasi	Pernyataan Rencana Kesiapan, angka-angka karakteristik operasi atau faktor lainnya yang dibuat oleh Perusahaan Pembangkit atas unit-unit pembangkitnya sesuai Aturan Rencana Operasi dan <i>Dispatch</i> (SDC) <i>Appendix 3</i> .

Dispatch	Instruksi kepada perusahaan Pembangkit untuk membebani unitnya ke tingkat-tingkat tertentu yang jumlah keseluruhannya sesuai dengan kebutuhan/beban, dengan cara yang andal dan ekonomis.
Dispatch Harian	Pembebanan harian pembangkit yang diharapkan sehubungan dengan Aturan Rencana Operasi dan <i>Dispatch</i> (SDC 5.0).
Distorsi Harmonik	Distorsi yang disebabkan oleh ketidak-linieran karakteristik peralatan daya listrik tertentu, seperti penyearah, inverter, motor penggerak dengan kecepatan bervariasi. Arus harmonik yang dibangkitkan di Jaringan, bersama karakteristik response frekuensi, dapat mengakibatkan distorsi tegangan harmonik. Distorsi tegangan harmonik dinyatakan sebagai % terhadap tegangan pada frekuensi nominal 50 Hz.
Energi Aktif	Kecepatan penyaluran daya aktif dalam suatu periode waktu, yang biasanya diukur dalam Watt-jam (Wh) atau kiloWatt-jam (kWh).
Faktor Beban	Ratio dari rata-rata output atau beban terhadap maksimum output atau beban dalam satu periode waktu.
Flicker	Perubahan kecil tegangan yang berlangsung cepat dan kontinyu, yang dapat terdeteksi oleh mata manusia bila terjadi pada lampu pijar.
Gangguan	Kejadian tidak terencana yang mengakibatkan kondisi abnormal dalam Jaringan.
Hari Kerja	Setiap hari dalam seminggu kecuali Sabtu, Minggu, atau hari Libur, dimana kantor pemerintah tidak libur.
Heat Rate	Energi panas yang digunakan oleh unit pembangkit dalam memproduksi satu unit energi listrik, dinyatakan dalam GJ/MWh.
Hidro	Tenaga air yang digunakan memproduksi tenaga listrik.
IEC	<i>The International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>The Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
Incremental Rugi-rugi Transmisi	Perubahan dalam rugi-rugi transmisi yang diakibatkan oleh perubahan pembangkitan dari unit tertentu.
Jadwal Operasi Jangka Panjang	Pernyataan yang menunjukkan rencana kesiapan unit-unit pembangkit, serta cara penjadwalannya untuk memenuhi ramalan beban dalam 2 tahun mendatang (SDC 2.0)
Jadwal Pemeliharaan	Skedul yang menunjukkan rencana <i>outage</i> untuk pelaksanaan pemeliharaan.

Jaringan, Grid	Jaringan Jawa-Bali yang digunakan menyalurkan daya yang terdiri dari penghantar pada tingkat tegangan 70 kV, 150 kV dan 500 kV, berikut Gardu Induk, Trafo dan komponen lainnya.
JCC	<i>Jawa Control Center</i>
Kapasitas	Daya <i>output</i> yang dapat dicapai oleh suatu unit pembangkit, Trafo, Penghantar atau peralatan lain, yang dinyatakan dalam MW atau MVA.
Karakteristik Droop	Parameter governor pembangkit yang didefinisikan sebagai perubahan daya output untuk perubahan frekuensi sebesar 1 Hz. Dinyatakan dalam persentasi (%) dari <i>rated output</i> . Contoh, pembangkit 100 MW dengan karakteristik droop 5% akan mengalami penambahan output 5 MW untuk setiap penurunan frekuensi 1 Hz dari 50 Hz.
Karakteristik Operasi Ekonomis	Data pengoperasian yang memberi informasi atas operasi ekonomis unit pembangkit.
Karakteristik Pengoperasian	Parameter yang mendefinisikan kemampuan suatu unit pembangkit merespon instruksi <i>dispatch</i> .
Keandalan	Kemampuan memasok daya tanpa terputus hampir dalam semua kondisi.
Kebutuhan /Beban	Jumlah daya aktif dan reaktif yang telah dipasok atau diharapkan akan dipasok kepada seluruh pelanggan melalui Jaringan (<i>Grid</i>) atau bagian dari Jaringan, yang dinyatakan dalam megawatt dan megavar, dalam periode waktu tertentu.
Kecepatan Pembebanan	Kecepatan kenaikan pembebanan unit pembangkit yang terhubung ke Jaringan dalam kondisi kendali operator dan pengoperasian normal, dinyatakan dalam MW/menit.
Kedip Tegangan	Penurunan tegangan RMS (<i>root mean square</i>) dalam fraksi milidetik sampai beberapa detik
Kejadian Penting	Kejadian serius yang mempengaruhi keandalan Jaringan serta kenyamanan pelanggan.
Keluar Terencana	Pengeluaran fasilitas jaringan yang diusulkan oleh P3B atau unit pembangkit yang diusulkan oleh Perusahaan Pembangkit selama waktu yang disetujui oleh Pusat Pengatur Beban.
Kemampuan Asut-Gelap	Kemampuan suatu pusat pembangkit untuk melakukan operasi asut-gelap.
Kemungkinan Kejadian (Contingency)	Suatu kejadian yang diakibatkan oleh kegagalan satu atau lebih komponen seperti Generator, Penghantar atau Trafo.

Kesiapan/Ketersediaan	Ukuran waktu mampu/kesiapan suatu unit pembangkit, penghantar atau fasilitas lainya dalam operasi pelayanan, apakah dioperasikan atau tidak. Ukuran tersebut dinyatakan dalam persentase (%) ketersediannya dalam periode waktu yang dievaluasi.
Kondisi Darurat	Suatu situasi dimana integritas, keamanan atau stabilitas keseluruhan atau sebagian dalam keadaan terancam.
Konsumen Besar (= Konsumen TT)	Pelanggan yang terhubung langsung ke Jaringan tegangan tinggi
Koordinator Keselamatan Kerja	Individu yang ditunjuk oleh P3B atau Pemakai Jaringan untuk mengkoordinasikan masalah keselamatan kerja pada titik sambungan, termasuk persiapan, aplikasi, persetujuan dan revisi atas prosedur keselamatan lokal.
Laporan Tahunan Operasi Jaringan	Laporan perencanaan operasional tahun-tahun sebelumnya, dan suatu analisis kemampuan Jaringan (<i>Grid</i>) melayani proyeksi tingkat beban dan pembangkitan untuk 5 tahun ke depan. Dipersiapkan oleh P3B.
Laporan Tahunan Rangkuman Operasi Jaringan	Rangkuman operasi Jaringan yang dibuat dan diterbitkan oleh Komite Manajemen Jaringan.
Merit Order	Daftar unit pembangkit dengan urutan biaya operasi yang marginal, sudah termasuk pertimbangan: biaya <i>start up</i> dan <i>shut down</i> , minimum waktu <i>start up</i> dan waktu keluar, kendala bahan bakar, serta kendala operasi lainnya.
MNEM	(Mnemonic) adalah singkatan-singkatan grup "ALARM" atas pesan-pesan (<i>message</i>) yang ditampilkan yang terdiri dari format sinkronisasi, format informasi dan format terminasi.
P3B Jawa-Bali	PLN Penyaluran dan Pusat Pengatur Beban Sistem Tenaga Listrik Jawa-Bali yang merupakan unit PLN sebagai pemilik Jaringan dan pengelola Sistem Tenaga Listrik di pulau Jawa, Madura dan Bali.
Pelepasan Beban secara Manual	Pelepasan beban yang dilaksanakan dengan melepas PMT yang melayani beban
Pelepasan Beban Otomatis Frekuensi Rendah	Pelepasan beban yang dilaksanakan oleh operasi rele frekuensi rendah.
Pelepasan Beban, Load Shedding	Pengurangan beban secara sengaja (otomatis atau manual) dengan pemutusan beban tertentu karena kejadian abnormal, untuk mempertahankan integritas Jaringan dan menghindari pemadaman yang lebih besar.
Pemakai-Jaringan	Institusi yang memakai/menggunakan Jaringan.
Pembangkitan	Produksi, atau fasilitas yang dibutuhkan untuk memproduksi listrik.

Pembangkitan Daya Reaktif	Kapasitas daya reaktif yang dapat dihasilkan oleh unit pembangkit.
Pembangkitan Minimum	Output minimum suatu unit pembangkit yang dapat dipertahankan.
Pemutusan	Pemisahan secara listrik peralatan Pemakai Jaringan dari Jaringan.
Pengatur Tegangan Otomatis, AVR	Pengatur eksitasi otomatis dan kontinu pada suatu unit Generator untuk mengatur tegangan terminalnya.
Pentanahan	Provisi dari suatu sambungan listrik antara satu atau lebih konduktor dengan tanah, yang diperlukan untuk keselamatan personil, umum dan keamanan peralatan.
Penurunan Tegangan	Suatu cara mengurangi beban dengan menurunkan tegangan.
Peralatan meter	Alat ukur
Peralatan Pengukuran/Sistem Metering	Seluruh peralatan yang terhubung dengan sistem metering yang meliputi: trafo arus, trafo tegangan, alat ukur.
Peralatan Pentanahan	Suatu peralatan yang dirancang untuk pentanahan.
Periode Mingguan	Dari Jumat hingga Kamis berikutnya.
Peristiwa	Suatu kejadian tidak terencana pada atau yang berhubungan dengan Jaringan, yang telah atau mungkin telah mengakibatkan suatu pelanggaran terhadap Aturan Operasi (OC) atau suatu kecelakaan terhadap seseorang.
Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik	Perjanjian yang menyatakan konsep, kondisi dan harga untuk Perusahaan Pembangkit menjual tenaga listriknya kepada pembeli.
Pernyataan Kesiapan/Ketersediaan	Suatu pernyataan atas ketersediaan unit-unit Generator yang diharapkan oleh perusahaan Pembangkitan, sehubungan dengan Aturan Rencana Operasi dan <i>Dispatch, Appendix 3</i> .
Perusahaan Pembangkit	Perusahaan yang memiliki satu atau lebih unit pembangkit yang menyalurkan dayanya ke Jaringan.
PLC	Power Line Carrier, media komunikasi melalui saluran udara tegangan tinggi.
PLTA	Pusat pembangkit yang menggunakan tenaga air.
PMT	Pemutus Daya untuk menutup dan membuka rangkaian listrik dalam keadaan tidak berbeban maupun berbeban, dengan kemampuan tertentu untuk memutus arus hubung singkat. Dalam bahasa Inggris dikenal dengan sebutan <i>circuit breaker (CB)</i> .

Prosedur Keselamatan Kerja Setempat	Prosedur keselamatan kerja yang diberlakukan oleh P3B atau Pemakai Jaringan, meliputi pekerjaan yang dilaksanakan di sisi masing-masing titik sambungan.
Projeksi Beban	Prakiraan Beban yang diharapkan akan terjadi dalam Jaringan.
PT PLN (Persero) Distribusi di Jawa dan Bali	Unit-unit usaha PLN yang antara lain bertugas mengoperasikan jaringan Distribusi di wilayah kerja yang meliputi pulau Jawa, Madura dan Bali.
Pusat Pengatur Beban , JCC	Pusat Pengatur Beban P3B Jawa-Bali yang melakukan penjadwalan dan <i>dispatch</i> unit-unit pembangkit serta supervisi dan switching Jaringan (<i>Grid</i>).
Rele Frekuensi Rendah	Rele yang dapat mendeteksi frekuensi Sistem yang bekerja bila frekuensi turun di bawah harga <i>setting</i> -nya.
Rencana Operasi Mingguan	Pernyataan yang menunjukkan rencana keluar (<i>outage</i>) unit pembangkit, pusat pembangkit dan jaringan dalam periode mingguan
Rencana Pembebanan	Projeksi beban dan langgam-beban yang diharapkan akan dibutuhkan oleh pelanggan.
Rencana Pemeliharaan Mingguan	Jadwal yang menunjukkan rencana keluar (<i>outage</i>) unit pembangkit, pusat pembangkit dan Jaringan dalam periode mingguan.
Rencana Tahunan Pengembangan Jaringan	Rencana 10 tahun pengembangan dan perkuatan Jaringan dan penambahan Pembangkit untuk memenuhi proyeksi kebutuhan (demand).
Rugi-rugi	Energi listrik yang hilang dalam inti Trafo dan konduktor penghantar/kabel di Jaringan.
Sertifikat Titik Sambungan	Konfirmasi tertulis yang diterbitkan oleh P3B ke perusahaan Pemakai Jaringan bahwa suatu titik sambungan telah disetujui oleh P3B siap untuk <i>energize</i> (pemberian tegangan).
Sinkronisasi	Proses penyamaan frekuensi, tegangan dan fasa suatu unit pembangkit dengan Jaringan sedemikian sehingga memenuhi persyaratan untuk penyambungan dilaksanakan.
Sistem	Gabungan antara Jaringan dengan semua peralatan Pemakai Jaringan yang terhubung ke Jaringan.
Sistem SCADA	<i>Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA) System</i> merupakan suatu pengontrol dan pengukur jarak jauh yang digunakan dalam tenaga listrik. SCADA tersebut mengumpulkan data operasional seperti: frekuensi, tegangan, aliran daya, posisi PMT dalam Jaringan, serta memproses dan menampilkannya di Pusat Pengatur Beban dan Pengatur Beban <i>Region/Sub-region</i> .

Start/Asut	Proses suatu unit pembangkit dari status mati (<i>shut down</i>) ke status tersinkron dengan Jaringan.
Studi Energi tidak terlayani	Metode yang memperkirakan kemungkinan kegagalan pelayanan beban untuk suatu rencana ekspansi sumber daya tertentu serta untuk ramalan beban. Kriteria yang digunakan untuk studi tersebut adalah persentase (%) dari ramalan energi (MWh) yang tidak terlayani atau ramalan beban yang tidak terpenuhi.
Tegangan Tinggi (TT)	Tegangan diatas 35 kV sampai dengan 150 kV.
TET	Tegangan Ekstra Tinggi 500 kV dalam Jaringan Jawa-Bali.
Titik Sambungan	Titik sambungan antara Jaringan dengan suatu instalasi Pemakai Jaringan.
Trafo Generator	Trafo yang digunakan mengkonversikan tegangan generator ke tingkat yang diperlukan pada titik sambungan ke Jaringan (<i>Grid</i>).
Unit Pembangkit	Kombinasi penggerak-mula dan generator (dan peralatan lainnya) yang membangkitkan daya listrik arus bolak-balik.
Waktu Keluar Minimum	Waktu minimum unit pembangkit diluar Jaringan setelah <i>shut down</i> .
Waktu Minimum <i>Startup</i>	Waktu minimum yang diperlukan suatu unit pembangkit untuk dapat dihubungkan ke Jaringan.
Waktu	Waktu yang tercatat oleh pengukur waktu, yang ketelitiannya terkait langsung dengan frekuensi Jaringan.