



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

KEPUTUSAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA
NOMOR : 316.K/TL.01/MEM.L/2024
TENTANG

GRID CODE SISTEM TENAGA LISTRIK BATAM DAN BINTAN

DENGAN RAHMAT TUHAN YANG MAHA ESA

MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL REPUBLIK INDONESIA,

- Menimbang : a. bahwa pemegang izin usaha penyediaan tenaga listrik untuk kepentingan umum pada sistem tenaga listrik Batam dan Bintan wajib menyediakan tenaga listrik yang memenuhi standar mutu dan keandalan yang berlaku;
- b. bahwa untuk melaksanakan ketentuan Pasal 44 ayat (2) huruf a Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 11 Tahun 2021 tentang Pelaksanaan Usaha Ketenagalistrikan, Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral menetapkan *grid code* sistem tenaga listrik Batam dan Bintan;
- c. bahwa berdasarkan pertimbangan sebagaimana dimaksud dalam huruf a dan huruf b, perlu menetapkan Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral tentang *Grid Code* Sistem Tenaga Listrik Batam dan Bintan;
- Mengingat : 1. Undang-Undang Nomor 30 Tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2009 Nomor 133, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 5052) sebagaimana telah diubah dengan Undang-Undang Nomor 6 Tahun 2023 tentang Penetapan Peraturan Pemerintah Pengganti Undang-Undang Nomor 2 Tahun 2022 tentang Cipta Kerja Menjadi Undang-Undang (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2023 Nomor 41, Tambahan Lembaran Negara Nomor 6856);
2. Peraturan Pemerintah Nomor 14 Tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2012 Nomor 28, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 5281) sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Pemerintah Nomor 23 Tahun 2014 tentang Perubahan atas Peraturan Pemerintah Nomor 14 Tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (Lembaran Negara Republik

- Indonesia Tahun 2014 Nomor 75, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 5530);
3. Peraturan Pemerintah Nomor 25 Tahun 2021 tentang Penyelenggaraan Bidang Energi dan Sumber Daya Mineral (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2021 Nomor 35, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 6637);
 4. Peraturan Presiden Nomor 169 Tahun 2024 tentang Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2024 Nomor 365);
 5. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 11 Tahun 2021 tentang Pelaksanaan Usaha Ketenagalistrikan (Berita Negara Republik Indonesia Tahun 2021 Nomor 671);
 6. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 9 Tahun 2024 tentang Organisasi dan Tata Kerja Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (Berita Negara Republik Indonesia Tahun 2024 Nomor 414);

MEMUTUSKAN:

Menetapkan : KEPUTUSAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL TENTANG *GRID CODE* SISTEM TENAGA LISTRIK BATAM DAN BINTAN.

KESATU : Menetapkan *Grid Code* Sistem Tenaga Listrik Batam dan Bintan yang selanjutnya disebut *Grid Code* tercantum dalam Lampiran yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan Menteri ini.

KEDUA : Perencanaan, pembangunan, pengembangan, penyambungan, dan pengoperasian pembangkit tenaga listrik dan jaringan tenaga listrik pada sistem tenaga listrik Batam dan Bintan mengacu kepada *Grid Code* sebagaimana dimaksud dalam Diktum KESATU.

KETIGA : *Grid Code* sebagaimana dimaksud dalam Diktum KESATU wajib dilaksanakan oleh pelaku usaha penyediaan tenaga listrik atau pemakai jaringan sistem tenaga listrik dan konsumen tenaga listrik yang tersambung ke sistem tenaga listrik Batam dan Bintan.

KEEMPAT : Kewajiban melaksanakan *Grid Code* sebagaimana dimaksud dalam Diktum KETIGA dicantumkan dalam dokumen perjanjian atau kontrak pelaku usaha penyediaan tenaga listrik atau pemakai jaringan sistem tenaga listrik dan/atau konsumen tenaga listrik dengan PT Pelayanan Listrik Nasional Batam atau PT Perusahaan Listrik Negara (Persero).

KELIMA : Untuk melaksanakan *Grid Code* sebagaimana dimaksud dalam Diktum KESATU, Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral membentuk komite manajemen *grid code*.

KEENAM : Keputusan Menteri ini mulai berlaku pada tanggal ditetapkan, dengan ketentuan apabila di kemudian hari terdapat kekeliruan di dalamnya, maka akan diadakan perbaikan sebagaimana mestinya sesuai dengan ketentuan peraturan perundang-undangan.

Ditetapkan di Jakarta
pada tanggal 29 November 2024

MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA,

ttd.

BAHLIL LAHADALIA

Tembusan:

1. Wakil Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral
2. Sekretaris Jenderal
3. Inspektur Jenderal
4. Direktur Jenderal Ketenagalistrikan
5. Direktur Jenderal Energi Baru, Terbarukan, dan Konservasi Energi
6. Direktur Utama PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)
7. Direktur Utama PT Pelayanan Listrik Nasional Batam

Salinan sesuai dengan aslinya
KEMENTERIAN ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
KEPALA BIRO HUKUM,



Bambang Sujito

LAMPIRAN
KEPUTUSAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA
NOMOR : 316.K/TL.01/MEM.L/2024
TENTANG
GRID CODE SISTEM TENAGA LISTRIK BATAM DAN BINTAN

GRID CODE SISTEM TENAGA LISTRIK BATAM DAN BINTAN

DAFTAR ISI

DAFTAR ISI	- 5 -
DAFTAR GAMBAR	- 8 -
DAFTAR TABEL	- 9 -
PENDAHULUAN.....	- 10 -
KETENTUAN MANAJEMEN JARINGAN.....	- 11 -
(<i>GRID MANAGEMENT CODE</i> - GMC)	- 11 -
GMC 1 Komite Manajemen <i>Grid Code</i>	- 11 -
GMC 2 Penyelesaian Perselisihan.....	- 14 -
GMC 3 Investigasi terhadap Ketidapatuhan dan Kejadian Penting .	- 15 -
GMC 4 Klasifikasi dan Konsekuensi Ketidapatuhan <i>Grid Code</i>	- 16 -
GMC 5 Penegakan Pelaksanaan <i>Grid Code</i>	- 16 -
GMC 6 Pelaporan	- 17 -
GMC 7 Laporan Khusus	- 18 -
GMC 8 Interpretasi Umum <i>Grid Code</i>	- 18 -
GMC 9 Keadaan Tidak Terduga.....	- 18 -
GMC 10 Usulan Perubahan	- 19 -
KETENTUAN PENYAMBUNGAN (<i>CONNECTION CODE</i> - CC)	- 21 -
CC 1 Tujuan.....	- 21 -
CC 2 Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan	- 21 -
CC 3 Persyaratan untuk Peralatan Milik Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik pada Titik Sambung-	25 -
CC 4 Prosedur Penyambungan.....	- 39 -
CC 5 Karakteristik Operasi Terdaftar	- 45 -
CC 6 Data Perencanaan Fasilitas dan Pengoperasian	- 45 -
CC 7 Nomenklatur dan Identifikasi Peralatan.....	- 45 -
CC 8 Persyaratan Penyambungan Pembangkit EBT Intermiten	- 46 -
CC 9 Karakteristik Kinerja Pembangkit EBT Intermiten	- 47 -
Apendiks 1 : Persyaratan dan Standardisasi Peralatan pada Titik Sambung	- 50 -
Apendiks 2 : Penomoran Peralatan dan Kode Identifikasi Peralatan (<i>Equipment Numbering and Code Identification</i>).....	- 60 -
Apendiks 3: Pengukuran, Telemetri, dan Kontrol pada Titik Sambung.....	- 67 -
KETENTUAN OPERASI (<i>OPERATING CODE</i> – OC).....	- 70 -
OC 1 Pokok-Pokok.....	- 70 -
OC 2 Margin Cadangan Operasi.....	- 78 -
OC 3 Pengendalian Frekuensi	- 79 -
OC 4 Pengendalian Tegangan.....	- 81 -
OC 5 Proteksi Jaringan	- 82 -
OC 6 Stabilitas Sistem.....	- 82 -
OC 7 Prosedur Darurat	- 83 -

OC 8	Prosedur Pemulihan Sistem.....	- 86 -
OC 9	Keselamatan Ketenagalistrikan.....	- 88 -
OC 10	Penghubung Operasi.....	- 90 -
OC 11	Pelaporan Kejadian Penting	- 94 -
OC 12	Pengujian, Pemantauan, dan Pemeriksaan	- 96 -
OC 13	Penomoran dan Penamaan Peralatan.....	- 102 -
OC 14	<i>Rating</i> Peralatan	- 102 -
KETENTUAN PERENCANAAN DAN PELAKSANAAN OPERASI (<i>SCHEDULING AND DISPATCH CODE – SDC</i>)		- 103 -
SDC 1	Prinsip Dasar	- 103 -
SDC 2	Perencanaan Operasi Tahunan.....	- 104 -
SDC 3	Rencana Operasi Bulanan.....	- 106 -
SDC 4	Rencana Operasi Mingguan.....	- 109 -
SDC 5	Rencana Operasi Harian (<i>Dispatch</i>).....	- 111 -
SDC 6	Operasi <i>Real Time</i> dan <i>Dispatch</i> Ulang.....	- 113 -
SDC 7	Pembebanan Pembangkit	- 114 -
SDC 8	Aktivitas Pascaoperasi dan Evaluasi	- 117 -
Apendiks 1	: Prakiraan Beban	- 118 -
Apendiks 2	: Rencana Pemeliharaan	- 120 -
Apendiks 3	: Pernyataan atau Deklarasi Pengelola Pembangkit.....	- 125 -
Apendiks 4	: Perintah <i>Dispatch</i> (Pelaksanaan)	- 127 -
KETENTUAN TRANSAKSI TENAGA LISTRIK (<i>SETTLEMENT CODE – SC</i>) -		130 -
SC 1	Pendahuluan	- 130 -
SC 2	Penagihan dan Pembayaran	- 130 -
SC 3	Penyelesaian Perselisihan Transaksi.....	- 131 -
SC 4	Pemrosesan Data Meter.....	- 132 -
SC 5	Aplikasi Proses Transaksi Tenaga Listrik	- 133 -
SC 6	Ketersediaan Data Meter untuk Pihak Lain.....	- 133 -
SC 7	Ketentuan Lainnya.....	- 133 -
KETENTUAN PENGUKURAN (<i>METERING CODE – MC</i>).....		- 134 -
MC 1	Kriteria Pengukuran.....	- 134 -
MC 2	Persyaratan Peralatan Meter	- 136 -
MC 3	<i>Commissioning</i>	- 138 -
MC 4	Pengujian Setelah <i>Commissioning</i>	- 139 -
MC 5	Segel dan <i>Programming</i> Ulang.....	- 139 -
MC 6	Pemeriksaan Data Meter dan Peralatan	- 140 -
MC 7	Keamanan Instalasi Meter dan Data	- 141 -
MC 8	Hal Lain.....	- 141 -
KETENTUAN KEBUTUHAN DATA (<i>DATA REQUIREMENT CODE – DRC</i>). -		142 -
DRC 1	Kebutuhan Data Spesifik	- 142 -

DRC 2	Prosedur Penyampaian Data atas Permintaan Pengelola Operasi Sistem	- 143 -
DRC 3	Data yang Tidak Disampaikan.....	- 143 -
APENDIKS A	- RANGKUMAN JADWAL	- 156 -
APENDIKS B	- TERMINOLOGI (<i>GLOSSARY</i>)	- 159 -

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1. Pengaturan Jangkauan Frekuensi Daya atau Kurva Kontrol Frekuensi	- 28 -
Gambar 2. Grafik LVRT dan HVRT	- 33 -
Gambar 3. Karakteristik Low Voltage Ride Through.....	- 48 -
Gambar 4. Karakteristik <i>High Voltage Ride Through</i>	- 48 -
Gambar 5. Persyaratan Daya Reaktif.....	- 49 -
Gambar 6. Pengaturan Frekuensi Daya/Kurva Kontrol Frekuensi	- 49 -
Gambar 7. Skema Proteksi 150 kV dan 20 kV Alternatif 1	- 52 -
Gambar 8. Skema Proteksi 150 kV dan 20 kV Alternatif 2	- 53 -
Gambar 9. Skema DTT 150 kV dan 20 kV	- 56 -

DAFTAR TABEL

Tabel 1. Batas Rentang Frekuensi Operasi.....	- 21 -
Tabel 2. Batas Rentang Variasi Tegangan	- 21 -
Tabel 3. Batas Tegangan Maksimum.....	- 22 -
Tabel 4. Batas Distorsi Harmonik Tegangan.....	- 22 -
Tabel 5. Batasan Distorsi Harmonik Arus	- 22 -
Tabel 6. Arus Reaktif Minimum yang Harus Dikirim atau Diserap	- 34 -
Tabel 7. Proteksi Trafo Tenaga	- 54 -
Tabel 8. Analog Input DFR 150 kV dan 66 kV	- 57 -
Tabel 9. Digital Input DFR 150 kV dan 66 kV Bay Line dengan Konfigurasi Busbar 1,5 Breaker	- 57 -
Tabel 10. Digital Input DFR 150 kV dan 66 kV Bay Trafo dengan Konfigurasi Busbar 1,5 Breaker	- 58 -
Tabel 11. Digital Input DFR 150 kV dan 66 kV Bay Line dengan Konfigurasi Double Busbar	- 58 -
Tabel 12. Digital Input DFR 150 kV dan 66 kV Bay Trafo dengan Konfigurasi Double Busbar	- 59 -
Tabel 13. Contoh Kode Lokasi	- 61 -
Tabel 14. Kode Referensi Tegangan.....	- 61 -
Tabel 15. Kode Nama Bay.....	- 62 -
Tabel 16. Kode Jenis Peralatan.....	- 63 -
Tabel 17. Kode Telesinyal	- 64 -
Tabel 18. Kode Teleinformasi.....	- 64 -
Tabel 19. Konvensi Warna pada Layar	- 65 -
Tabel 20. Konvensi Simbol pada Layar	- 66 -
Tabel 21. Daftar Sinyal.....	- 67 -
Tabel 22. Data Desain Unit Pembangkit	- 144 -
Tabel 23. Data Pengujian/Pengukuran Parameter Dinamik Pembangkit.	- 147 -
Tabel 24. Data Setting Unit Pembangkit	- 149 -
Tabel 25. Parameter Respons Unit Pembangkit.....	- 151 -
Tabel 26. Data Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik	- 152 -
Tabel 27. Data Setting Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik	- 153 -
Tabel 28. Karakteristik Beban pada Titik Sambung	- 154 -

PENDAHULUAN

Grid Code Sistem Tenaga Listrik Batam dan Bintan, yang selanjutnya disebut *Grid Code*, merupakan serangkaian ketentuan, persyaratan, dan standar yang bersifat dinamis dan adaptif untuk memastikan jaringan sistem tenaga listrik Batam dan Bintan yang aman, andal, dan efisien dalam memenuhi peningkatan kebutuhan penyediaan tenaga listrik.

Grid Code disusun berdasarkan kondisi struktur sistem tenaga listrik Batam dan Bintan saat ini untuk diberlakukan kepada:

1. pelaku usaha penyediaan tenaga listrik, yang selanjutnya disebut pelaku usaha, atau pemakai jaringan sistem tenaga listrik, yang selanjutnya disebut pemakai jaringan; dan
2. konsumen tenaga listrik,
pada sistem tenaga listrik Batam dan Bintan.

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik pada sistem tenaga listrik Batam dan Bintan terdiri atas:

1. PT Pelayanan Listrik Nasional Batam yang selanjutnya disebut PT PLN Batam;
2. PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) yang selanjutnya disebut PT PLN (Persero);
3. pengelola operasi sistem PT PLN Batam yang selanjutnya disebut pengelola operasi sistem;
4. pengelola transmisi PT PLN Batam;
5. pengelola transmisi PT PLN (Persero);
6. pengelola pembangunan PT PLN Batam;
7. pengelola pembangunan PT PLN (Persero);
8. pengelola pembangkit dan/atau pengembang pembangkit listrik;
9. pengelola distribusi PT PLN Batam;
10. pengelola distribusi PT PLN (Persero);
11. konsumen tenaga listrik yang instalasinya secara langsung tersambung ke jaringan tegangan menengah dan tegangan tinggi; dan
12. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dengan perjanjian khusus termasuk kerja sama operasi (KSO).

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik pada sistem tenaga listrik Batam dan Bintan harus memenuhi semua ketentuan dalam *Grid Code* sebagai dasar dalam perencanaan, pembangunan, pengembangan, penyambungan, dan pengoperasian pembangkit tenaga listrik dan jaringan tenaga listrik yang dimiliki. Selain itu, ketentuan dalam *Grid Code* memberikan kejelasan mengenai hak dan tanggung jawab masing-masing pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik pada sistem tenaga listrik Batam dan Bintan.

KETENTUAN MANAJEMEN JARINGAN
(GRID MANAGEMENT CODE - GMC)

Ketentuan Manajemen Jaringan dimaksudkan untuk menjelaskan prosedur umum mengenai perubahan *Grid Code*, penyelesaian perselisihan, dan penilaian kembali secara periodik pengoperasian dan manajemen jaringan (*grid*). Penerapan prosedur tersebut mendorong terciptanya keandalan dan keamanan jaringan, memacu efisiensi ekonomi dan efisiensi pengoperasian, serta memfasilitasi pengembangan dan investasi jaringan.

GMC 1 Komite Manajemen *Grid Code*

GMC 1.1 Komite Manajemen *Grid Code* (*Grid Code Management Committee*), yang selanjutnya disebut KMGC, merupakan komite yang dibentuk untuk menjalankan prosedur yang ditentukan dalam Ketentuan Manajemen Jaringan.

GMC 1.2 KMGC bertugas:

- a. melakukan implementasi dan evaluasi *Grid Code*, termasuk upaya peningkatan peran pembangkit EBT dalam jaringan sistem tenaga listrik;
- b. melakukan kajian atas usulan perubahan *Grid Code* yang disampaikan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik;
- c. membuat rekomendasi dalam hal diperlukan perubahan *Grid Code*;
- d. memublikasikan rekomendasi perubahan *Grid Code*; dan
- e. melakukan investigasi dan membuat rekomendasi dalam penegakan *Grid Code*.

GMC 1.3 Perwakilan dalam KMGC

GMC 1.3.1 KMGC terdiri atas perwakilan Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan, Direktorat Jenderal Energi Baru, Terbarukan dan Konservasi Energi, satuan kerja perangkat daerah yang menangani energi dan sumber daya mineral pada Provinsi Kepulauan Riau, PT PLN Batam, pengelola operasi sistem, pengelola transmisi, pengelola distribusi, pengelola pembangkit, konsumen tenaga listrik, dan inspektur ketenagalistrikan.

Komposisi KMGC terdiri atas:

- a. seorang ketua yang dijabat oleh Direktur Utama PT PLN Batam dan seorang sekretaris dari salah seorang anggota; dan
- b. anggota, yang terdiri atas perwakilan dari:
 1. Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan;
 2. Direktorat Jenderal Energi Baru, Terbarukan, dan Konservasi Energi;
 3. satuan kerja perangkat daerah yang menangani energi dan sumber daya mineral pada Provinsi Kepulauan Riau;
 4. pengelola operasi sistem PT PLN Batam;
 5. pengelola transmisi PT PLN Batam;
 6. pengelola transmisi PT PLN (Persero) UIP3B Sumatera;
 7. pengelola distribusi PT PLN Batam;
 8. pengelola distribusi PT PLN (Persero) UID Riau dan Kepulauan Riau;
 9. pengelola pembangkit PT PLN Batam;
 10. pengelola pembangkit PT PLN (Persero);

11. pengelola pembangkit listrik swasta atau pembangkit listrik milik pemegang wilayah usaha penyediaan tenaga listrik yang melakukan kerja sama operasi dengan PT PLN Batam;
12. konsumen tenaga listrik; dan
13. inspektur ketenagalistrikan.

Keanggotaan KMGC berjumlah ganjil dan paling sedikit 15 (lima belas) orang. Pembentukan KMGC ditetapkan oleh Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral.

GMC 1.3.2 Penunjukan setiap anggota KMGC dilakukan oleh masing-masing perwakilan sebagaimana dimaksud dalam GMC 1.3.1 dengan pemberitahuan secara resmi kepada KMGC. Untuk pertama kali, usulan anggota KMGC disampaikan oleh masing-masing perwakilan dengan pemberitahuan secara resmi kepada Direktur Pembinaan Pengusahaan Ketenagalistrikan. Apabila dianggap perlu, pihak yang diwakili dapat mengusulkan penggantian anggota dalam KMGC Batam dan Bintan sebelum masa kerja habis dengan penjelasan mengenai alasan penggantian.

GMC 1.4 Jabatan ketua KMGC secara otomatis berakhir apabila yang bersangkutan berhalangan tetap atau tidak lagi bekerja untuk instansi atau perusahaan yang diwakilinya dan segera dipilih penggantinya.

Ketua KMGC harus menyusun kepengurusan KMGC paling lambat 3 (tiga) bulan terhitung sejak ditetapkan menjadi ketua KMGC.

Masa kerja KMGC selama 2 (dua) tahun dan dapat diusulkan atau dipilih kembali untuk masa kerja berikutnya. Usulan anggota KMGC harus disampaikan kepada Ketua KMGC paling lambat 2 (dua) bulan sebelum masa kerja KMGC berakhir.

GMC 1.5 KMGC harus membuat, memublikasikan, dan memenuhi semua ketentuan dan prosedur.

KMGC harus menyelenggarakan pertemuan paling sedikit 1 (satu) kali dalam setahun untuk mengkaji ulang pengoperasian jaringan (*grid*). Pertemuan lainnya diselenggarakan sesuai kebutuhan untuk menangani permasalahan dan isu yang disampaikan kepada KMGC.

KMGC dapat membentuk:

- a. subkomite perencanaan;
- b. subkomite pengoperasian;
- c. subkomite pengukuran (*metering*) dan transaksi (*settlement*); dan
- d. subkomite energi baru dan terbarukan.

Beberapa subkomite lain dapat dibentuk untuk menangani kegiatan KMGC.

GMC 1.5.1 Subkomite perencanaan bertugas:

- a. mengkaji rencana tahunan pengembangan jaringan untuk memastikan ketentuan yang memadai atas keandalan dan efisiensi operasi untuk waktu yang akan datang;
- b. mengkaji proposal proyek pengembangan jaringan; dan
- c. tugas lain yang berkaitan dengan perencanaan.

GMC 1.5.2 Subkomite pengoperasian bertugas:

- a. mengkaji laporan tahunan operasi jaringan;
- b. mengkaji perubahan prosedur operasi untuk keandalan dan keekonomisan pengoperasian jaringan;
- c. mengkaji ketidakpatuhan terhadap *Grid Code*;
- d. mengevaluasi persyaratan minimum teknis dan operasional pada titik sambung; dan
- e. tugas lain yang berkaitan dengan pengoperasian.

Subkomite pengoperasian melakukan pertemuan setiap triwulan untuk mengevaluasi realisasi pengoperasian jaringan triwulan sebelumnya.

GMC 1.5.3 Subkomite pengukuran (*metering*) dan transaksi (*settlement*) bertugas:

- a. mengkaji sistem pengukuran (*metering*);
- b. merekomendasikan tipe peralatan yang akan digunakan dan standar prosedurnya; dan
- c. tugas lain yang berkaitan dengan pengukuran (*metering*) dan transaksi (*settlement*).

GMC 1.5.4 Subkomite energi baru dan terbarukan mempunyai fungsi perencanaan, pengoperasian, dan pengukuran (*metering*) dan transaksi (*settlement*) EBT.

Dalam melaksanakan fungsinya, subkomite energi baru dan terbarukan bertugas:

- a. melakukan kajian perencanaan EBT meliputi:
 1. mengkaji rencana tahunan pengembangan jaringan untuk memastikan ketentuan yang memadai atas keandalan dan efisiensi operasi untuk waktu yang akan datang;
 2. mengkaji proposal proyek pengembangan jaringan; dan
 3. tugas lain yang berkaitan dengan perencanaan;
- b. melakukan kajian pengoperasian EBT meliputi:
 1. mengkaji laporan tahunan operasi jaringan serta perubahan prosedur operasi untuk keandalan dan keekonomisan pengoperasian;
 2. mengkaji ketidakpatuhan terhadap *Grid Code*; dan
 3. tugas lain yang berkaitan dengan pengoperasian; dan
- c. melakukan kajian pengukuran (*metering*) dan transaksi (*settlement*) tenaga listrik dari pembangkit EBT meliputi:
 1. mengkaji sistem pengukuran (*metering*);
 2. merekomendasikan tipe peralatan yang akan digunakan dan standar prosedurnya; dan
 3. tugas lain yang berkaitan dengan pengukuran (*metering*) dan transaksi (*settlement*).

GMC 1.6 Biaya Operasional KMGC

Biaya operasional KMGC dibebankan kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang diatur lebih lanjut oleh KMGC.

GMC 1.7 Pengambilan Keputusan

GMC 1.7.1 Rapat KMGC dapat dilaksanakan secara rutin dengan kesepakatan dan sesuai dengan ketentuan internal KMGC.

GMC 1.7.2 KMGC dapat mengambil keputusan dalam rapat dengan syarat terdapat perwakilan dari:

- a. Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan;
- b. Direktorat Jenderal Energi Baru, Terbarukan, dan Konservasi Energi;
- c. pengelola operasi sistem;
- d. pengelola transmisi, yaitu pengelola transmisi PT PLN Batam dan pengelola transmisi PT PLN (Persero);
- e. pengelola distribusi, yaitu pengelola distribusi PT PLN Batam dan pengelola distribusi PT PLN (Persero);
- f. pengelola pembangkit PT PLN Batam, pengelola pembangkit PT PLN (Persero), dan/atau pengelola pembangkit listrik swasta atau pembangkit listrik milik pemegang wilayah usaha penyediaan tenaga listrik yang melakukan kerja sama operasi dengan PT PLN Batam; dan
- g. konsumen tenaga listrik.

GMC 2 Penyelesaian Perselisihan

Interpretasi *Grid Code* dapat menimbulkan perselisihan. Proses penyelesaian perselisihan *Grid Code* yang ditentukan dalam klausul ini berlaku bagi pengelola operasi sistem, pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik, namun tidak dimaksudkan untuk penyelesaian perselisihan yang diatur tersendiri dalam Ketentuan Transaksi Tenaga Listrik.

GMC 2.1 Proses Penyelesaian Perselisihan Tahap Pertama

Proses penyelesaian perselisihan *Grid Code* tahap pertama sebagai berikut:

- a. apabila perselisihan timbul di antara para pihak dan tidak dapat diselesaikan, salah satu pihak dapat mengajukan permasalahan secara tertulis kepada pihak lain dalam jangka waktu paling lambat 10 (sepuluh) hari kerja terhitung sejak tidak tercapainya penyelesaian;
- b. para pihak yang berselisih harus bertemu untuk mendiskusikan dan mengusahakan penyelesaian paling lambat 20 (dua puluh) hari kerja terhitung sejak penyampaian permasalahan. Apabila perselisihan terselesaikan, kesepakatan didokumentasikan dan catatannya diberikan kepada para pihak;
- c. apabila perselisihan tidak terselesaikan, dibentuk panitia yang terdiri atas perwakilan para pihak untuk mendiskusikan dan mengupayakan penyelesaian perselisihan dalam jangka waktu paling lama 20 (dua puluh) hari kerja terhitung sejak pertemuan dilaksanakan. Apabila perselisihan terselesaikan, kesepakatan didokumentasikan dan catatannya diberikan kepada para pihak; dan
- d. apabila perselisihan tidak terselesaikan oleh panitia sebagaimana dimaksud dalam huruf c, atas permintaan salah satu atau kedua pihak, permasalahan tersebut diteruskan kepada KMGC untuk penyelesaian dalam jangka waktu paling lama 10 (sepuluh) hari kerja terhitung sejak perselisihan tidak

terselesaikan secara formal. KMGC dapat meneruskan permasalahan tersebut kepada panel penyelesaian perselisihan *Grid Code*.

GMC 2.2 Panel Penyelesaian Perselisihan *Grid Code*

Dalam hal perselisihan spesifik, KMGC harus menunjuk panel penyelesaian perselisihan *Grid Code* yang terdiri atas 3 (tiga) atau 5 (lima) personel yang memiliki pengetahuan dan kemampuan teknis dalam membahas pokok persoalan yang dipermasalahkan oleh para pihak yang berselisih. Penunjukan panel penyelesaian dan tanggal untuk pertemuan formal ditetapkan paling lambat 10 (sepuluh) hari kerja terhitung sejak menerima permintaan penyelesaian perselisihan.

Panel tersebut harus melakukan rapat resmi untuk mendengar dan menerima pernyataan (testimoni) dari para pihak. Pernyataan para pihak dan keputusan panel harus didokumentasikan, disampaikan kepada kedua belah pihak, dan disimpan sebagai catatan KMGC. Keputusan panel bersifat mengikat dan final serta harus ditetapkan paling lambat 20 (dua puluh) hari kerja terhitung sejak rapat resmi terakhir.

Rapat resmi, sesi analisis, dan penerbitan keputusan final dilakukan dalam jangka waktu paling lama 120 (seratus dua puluh) hari kerja terhitung sejak penunjukan panel penyelesaian.

GMC 2.3 Biaya Penyelesaian Perselisihan

Apabila suatu perselisihan berlanjut dari proses penyelesaian tahap pertama, biaya proses penyelesaian akan dibagi dengan ketentuan sebagai berikut:

- a. apabila perselisihan terselesaikan, alokasi biaya penyelesaian perselisihan dituangkan dalam kesepakatan; atau
- b. apabila perselisihan tidak terselesaikan (misalnya perselisihan dihentikan, dibatalkan, atau diteruskan ke pengadilan), pembebanan biaya penyelesaian perselisihan dengan ketentuan:
 1. permasalahan diajukan oleh salah satu pihak, pihak yang mengajukan permasalahan dibebani seluruh biaya proses penyelesaian perselisihan; atau
 2. permasalahan diajukan oleh kedua belah pihak, kedua belah pihak dibebani biaya proses penyelesaian perselisihan dengan jumlah yang sama besarnya.

GMC 3 Investigasi terhadap Ketidapatuhan dan Kejadian Penting

Dalam hal:

- a. terdapat laporan ketidakpatuhan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik atas pelaksanaan *Grid Code*; dan
- b. terdapat kejadian penting, subkomite pengoperasian melakukan investigasi dalam jangka waktu paling lama 20 (dua puluh) hari kerja terhitung sejak laporan ketidakpatuhan diterima atau terjadinya kejadian penting.

Hasil investigasi dilaporkan kepada KMGC dalam bentuk rekomendasi berupa:

- a. patuh atau tidak patuh terhadap ketentuan *Grid Code*. Ketidakpatuhan tersebut diklasifikasikan menjadi ringan atau

berat sesuai dengan GMC 4 (Klasifikasi dan Konsekuensi Ketidakpatuhan *Grid Code*); atau

- b. tindakan koreksi untuk peningkatan keamanan dan keandalan operasi sistem.

GMC 4 Klasifikasi dan Konsekuensi Ketidakpatuhan *Grid Code*

GMC 4.1 Klasifikasi Ketidakpatuhan *Grid Code*

Setiap laporan ketidakpatuhan yang diinvestigasi oleh subkomite pengoperasian diputuskan bahwa pihak tersebut:

- a. patuh; atau
- b. tidak patuh.

Ketidakpatuhan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik diklasifikasikan menjadi 2 (dua) kategori yaitu:

- a. ketidakpatuhan ringan, didefinisikan sebagai:
 1. ketidakpatuhan yang tidak berdampak terhadap keandalan sistem, misalnya ketidakpatuhan pemasangan alat monitoring;
 2. ketidakpatuhan yang tidak berdampak terhadap aspek komersial; atau
 3. ketidakpatuhan yang tidak ada unsur kesengajaan, misalnya karena kendala teknis; dan
- b. ketidakpatuhan berat, didefinisikan sebagai:
 1. ketidakpatuhan ringan yang tidak ditindaklanjuti atau berulang;
 2. ketidakpatuhan yang berdampak terhadap keandalan sistem;
 3. ketidakpatuhan yang berdampak terhadap aspek komersial; atau
 4. ketidakpatuhan yang ada unsur kesengajaan, misalnya dilakukan untuk mengambil keuntungan secara komersial.

GMC 4.2 Konsekuensi ketidakpatuhan *Grid Code*:

- a. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang dinyatakan melakukan tindakan ketidakpatuhan ringan harus melakukan penyesuaian terhadap *Grid Code* dalam jangka waktu yang ditentukan oleh KMGC; dan
- b. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang dinyatakan melakukan tindakan ketidakpatuhan berat:
 1. harus melakukan penyesuaian terhadap *Grid Code*; dan
 2. dapat dilakukan pemutusan atau pelepasan dari jaringan, sesuai dengan keputusan KMGC.

GMC 5 Penegakan Pelaksanaan *Grid Code*

Dalam hal KMGC menyimpulkan bahwa pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik tidak patuh terhadap *Grid Code*, KMGC mengajukan proses penegakan pelaksanaan *Grid Code* dengan tahapan:

- a. KMGC menyampaikan surat pemberitahuan tertulis secara langsung atau melalui surat elektronik kepada pihak yang dinyatakan melakukan tindakan ketidakpatuhan ringan atau berat paling lambat 20 (dua puluh) hari kerja terhitung sejak

- investigasi selesai disertai dengan penjelasan secara spesifik atas ketidakpatuhan, tindakan perbaikan yang diperlukan, dan jangka waktu yang diberikan untuk tindakan perbaikan;
- b. pihak yang dinyatakan melakukan tindakan ketidakpatuhan harus memberikan jawaban tertulis terhadap tuduhan ketidakpatuhan ringan atau berat termasuk informasi kesediaan mematuhi instruksi KMGC paling lambat 20 (dua puluh) hari kerja terhitung sejak surat pemberitahuan diterima;
 - c. dalam hal pihak yang melakukan tindakan ketidakpatuhan ringan atau berat menyetujui untuk melakukan tindakan perbaikan sesuai dengan instruksi KMGC, KMGC melakukan monitoring dan dapat meminta laporan perkembangan tindakan perbaikan yang dilakukan sampai dengan jangka waktu yang diberikan;
 - d. dalam hal pihak yang melakukan tindakan ketidakpatuhan ringan tidak menyetujui untuk melakukan tindakan perbaikan atau apabila sampai dengan jangka waktu yang diberikan tidak dilakukan tindakan perbaikan, KMGC mengklasifikasikan sebagai ketidakpatuhan berat;
 - e. dalam hal pihak yang melakukan tindakan ketidakpatuhan berat tidak menyetujui untuk melakukan tindakan perbaikan atau apabila sampai dengan jangka waktu yang diberikan tidak dilakukan tindakan perbaikan, KMGC melakukan pemutusan atau pelepasan dari jaringan; dan
 - f. KMGC menyampaikan surat pemberitahuan tertulis atau melalui surat elektronik kepada pihak yang dinyatakan melakukan tindakan ketidakpatuhan sebagaimana dimaksud dalam huruf d dan huruf e disertai penjelasan secara spesifik atas ketidakpatuhan.

GMC 6 Pelaporan

GMC 6.1 Laporan Tahunan

KMGC menerbitkan laporan tahunan rangkuman operasi jaringan tahun sebelumnya yang disampaikan kepada Direktur Jenderal Ketenagalistrikan paling lambat setiap tanggal 1 Maret.

Format laporan tahunan operasi jaringan ditentukan lebih lanjut oleh KMGC.

GMC 6.2 Pelaporan Kejadian Penting

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus melaporkan kejadian penting seperti gangguan besar dalam sistem kepada KMGC sesuai dengan Ketentuan Operasi (OC 11.1 - Prosedur untuk Melaporkan Kejadian Penting).

KMGC melakukan penelitian terhadap konsep (*draf*) laporan pendahuluan kejadian penting, laporan pendahuluan kejadian penting, dan laporan final kejadian penting yang disampaikan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

Hasil penelitian KMGC terhadap laporan final kejadian penting termasuk rekomendasi pengenaan sanksi dan/atau tindakan koreksi disampaikan kepada Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral paling lambat 10 (sepuluh) hari kerja terhitung sejak laporan diterima oleh KMGC.

- GMC 7 Laporan Khusus
- Laporan khusus harus disusun oleh KMGC berdasarkan permintaan dari Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral atau atas permintaan 1 (satu) atau lebih pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.
- GMC 8 Interpretasi Umum *Grid Code*
- GMC 8.1 *Grid Code* diterbitkan dan diberlakukan dalam bahasa Indonesia.
- GMC 8.2 Semua komunikasi operasional di antara pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menggunakan bahasa Indonesia, kecuali dengan persetujuan tertulis dari pengelola operasi sistem.
- GMC 8.3 Pengelola operasi sistem merupakan:
- a. unit di bawah PT PLN Batam yang melaksanakan pengelolaan operasi sistem tenaga listrik; dan
 - b. koordinator keseluruhan dalam pengoperasian jaringan termasuk *dispatch*.
- Pengorganisasian tersebut dapat diubah sesuai dengan perkembangan struktur organisasi dalam proses restrukturisasi sektor ketenagalistrikan.
- GMC 8.4 Kata “tertulis” dalam *Grid Code* mengandung pengertian dengan mesin ketik, printer, litografi, faksimile, dan cara lain mereproduksi kata yang jelas terbaca dan permanen, serta cara yang disetujui oleh pengelola operasi sistem dengan pengiriman melalui *link* komputer ke komputer (LAN atau *email*).
- GMC 8.5 Dalam hal terdapat data yang dinyatakan sebagai bilangan bulat, pecahan yang lebih kecil dari 0,5 (nol koma lima) dibulatkan ke bawah dan pecahan yang sama atau yang lebih besar dari 0,5 (nol koma lima) dibulatkan ke atas.
- GMC 8.6 Semua referensi waktu merupakan Waktu Indonesia Barat (WIB) dan dinyatakan dalam notasi 24 (dua puluh empat) jam, 2 (dua) digit untuk jam (00 sampai dengan 23), dan 2 (dua) digit untuk menit (00 sampai dengan 59) dengan ekspresi pukul.
- GMC 8.7 Semua unit, simbol, dan perkalian mengikuti konvensi internasional.
- GMC 9 Keadaan Tidak Terduga
- GMC 9.1 Dalam hal terjadi suatu keadaan yang belum termasuk dalam ketentuan *Grid Code*, pengelola operasi sistem harus dengan itikad baik segera melakukan koordinasi dengan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terkait untuk mencapai kesepakatan dengan cara yang tepat. Dalam hal tidak tercapai kesepakatan dalam waktu yang tersedia, pengelola operasi sistem harus segera membuat keputusan dengan mempertimbangkan pendapat/masukan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terkena akibat. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memenuhi semua instruksi yang dikeluarkan oleh pengelola operasi sistem sepanjang instruksi tersebut konsisten dengan karakteristik atau spesifikasi teknis peralatan fasilitas pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang

terdaftar sesuai dengan *Grid Code*. Ketidakpatuhan terhadap instruksi pengelola operasi sistem dianggap sebagai ketidakpatuhan berat. Pengelola operasi sistem harus segera menyampaikan semua keadaan yang belum diatur dalam *Grid Code* berikut keputusan terkait kepada KMGC untuk dilakukan kaji ulang.

GMC 9.2 KMGC mengkaji hal yang belum diatur dalam *Grid Code* dan mengusulkan perubahan *Grid Code* kepada Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral.

GMC 9.3 Perjanjian atau kontrak pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang telah tersambung ke jaringan dengan PT PLN Batam yang ditandatangani sebelum pemberlakuan *Grid Code* ini harus disesuaikan dengan *Grid Code* ini paling lambat 3 (tiga) tahun terhitung sejak Keputusan Menteri ini ditetapkan. Dalam hal pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang telah tersambung ke jaringan berpendapat bahwa penyesuaian terhadap ketentuan *Grid Code* ini tidak dapat dilakukan karena alasan teknis atau alasan lain, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik melaporkan kepada KMGC paling lambat 2 (dua) tahun terhitung sejak Keputusan Menteri ini ditetapkan untuk menentukan solusi yang dapat diterapkan guna memenuhi persyaratan dalam *Grid Code*.

Dalam hal pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik belum tersambung ke jaringan namun telah menandatangani perjanjian atau kontrak dengan PT PLN Batam sebelum pemberlakuan *Grid Code* ini, perjanjian atau kontrak harus disesuaikan dengan ketentuan *Grid Code* ini paling lambat 1 (satu) tahun terhitung sejak Keputusan Menteri ini ditetapkan. Dalam hal pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang belum tersambung ke jaringan namun telah menandatangani perjanjian atau kontrak berpendapat bahwa penyesuaian terhadap ketentuan *Grid Code* ini tidak dapat dilakukan karena alasan teknis atau alasan lain, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik melaporkan kepada KMGC paling lambat 6 (enam) bulan terhitung sejak Keputusan Menteri ini ditetapkan untuk mengembangkan rencana implementasi guna memastikan keberlanjutan kepatuhan dengan *Grid Code* ini.

KMGC mengevaluasi laporan yang disampaikan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik. Jika dianggap perlu, dilakukan pembahasan dengan pelaku usaha atau pemakai jaringan, konsumen tenaga listrik, dan pengelola operasi sistem untuk memutuskan apakah pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dapat terus tersambung ke jaringan. Sejak pemberlakuan *Grid Code* ini sampai dengan tercapai kesepakatan operasional yang baru, ketentuan dalam PJBL yang sudah ada digunakan sebagai acuan operasional.

GMC 10 Usulan Perubahan

Dalam hal perlu dilakukan perubahan *Grid Code*, usulan perubahan disampaikan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik kepada KMGC yang dilengkapi dengan pertimbangan dan data pendukung.

Dalam hal usulan perubahan *Grid Code* disetujui, KMGC menyampaikan usulan perubahan kepada Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral melalui Direktur Jenderal Ketenagalistrikan untuk selanjutnya dituangkan dalam Keputusan Menteri.

Dalam hal usulan perubahan *Grid Code* ditolak, KMGC menyampaikan keputusan penolakan secara tertulis kepada pihak yang mengajukan disertai dengan alasan penolakan.

KETENTUAN PENYAMBUNGAN
(*CONNECTION CODE - CC*)

Ketentuan Penyambungan berisi persyaratan teknis dan operasional untuk pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tersambung ke jaringan serta persyaratan teknis dan operasional yang harus dipenuhi oleh pengelola operasi sistem pada titik sambung dengan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

CC 1 Tujuan

Tujuan Ketentuan Penyambungan untuk memastikan:

- a. persyaratan teknis dan operasional yang harus dipenuhi oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dalam penyambungan dengan jaringan tegangan menengah dan tegangan tinggi dinyatakan secara jelas; dan
- b. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik tersambung dengan jaringan tegangan menengah dan tegangan tinggi jika persyaratan teknis dan operasional dalam Ketentuan Penyambungan dipenuhi.

CC 2 Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan

Pengelola operasi sistem, pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik harus memastikan agar unjuk kerja yang ditentukan dipenuhi pada setiap titik sambung.

CC 2.1 Variasi pada Frekuensi

Frekuensi nominal di jaringan yaitu 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz. Frekuensi sistem dapat naik sampai dengan 52,00 (lima puluh dua koma nol nol) Hz dan dapat turun sampai dengan 47,00 (empat puluh tujuh koma nol nol) Hz pada keadaan luar biasa. Desain pembangkit dan peralatan harus dapat beroperasi sesuai batas rentang frekuensi operasi pada Tabel 1.

Tabel 1. Batas Rentang Frekuensi Operasi

Rentang Frekuensi	Rentang Waktu Operasi
$51,50 \text{ Hz} < f \leq 52,00 \text{ Hz}$	Beroperasi selama paling singkat 15 menit
$51,00 \text{ Hz} < f \leq 51,50 \text{ Hz}$	Beroperasi selama paling singkat 90 menit
$49,00 \text{ Hz} \leq f \leq 51,00 \text{ Hz}$	Beroperasi secara terus-menerus
$47,50 \text{ Hz} < f < 49,00 \text{ Hz}$	Beroperasi selama paling singkat 90 menit
$47,00 \text{ Hz} < f \leq 47,50 \text{ Hz}$	Beroperasi selama paling singkat 6 detik

Keterangan:

f: frekuensi pada sistem jaringan

CC 2.2 Variasi pada Tegangan Sistem

Perubahan tegangan pada jaringan harus dipertahankan sesuai batas rentang variasi tegangan pada Tabel 2.

Tabel 2. Batas Rentang Variasi Tegangan

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

Tegangan maksimum di setiap level tegangan pada kondisi tidak normal dibatasi sesuai dengan Tabel 3.

Tabel 3. Batas Tegangan Maksimum

Tegangan Nominal	Kondisi Normal
150 kV	170 kV
66 kV	72,5 kV
20 kV	22 kV

CC 2.3 Kualitas Bentuk Gelombang Tegangan

CC 2.3.1 Distorsi Harmonik Total (*Total Harmonic Distortion*)

THD maksimum pada setiap titik sambung dalam kondisi operasi normal serta pada kondisi keluar terencana dan tidak terencana harus memenuhi batas distorsi harmonik tegangan sesuai dengan Tabel 4.

Tabel 4. Batas Distorsi Harmonik Tegangan

Tegangan pada Titik Sambung (Vn)	Distorsi Harmonik Tegangan Individu (%)	Distorsi Harmonik Tegangan Total – THDVn (%)
20 kV	4,5	7,5
66 kV	3,0	5,0
150 kV	1,5	2,5

Tingkat THD dapat terlewat pada saat tertentu dengan waktu yang singkat. Pengelola operasi sistem, pengelola transmisi, dan pengelola distribusi melakukan penilaian terhadap tingkat THD dan melakukan penelitian atau kajian khusus dampak tingkat THD tersebut terhadap jaringan dan peralatan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik. Hasil penilaian atau kajian dampak tingkat THD diserahkan kepada KMGC. Selanjutnya KMGC melakukan tindakan sesuai dengan Ketentuan Manajemen Jaringan.

Batas *total demand distortion* harmonik arus harus memenuhi standar nasional Indonesia, standar PT PLN (Persero), atau standar internasional yang disepakati oleh pengelola transmisi dan/atau pengelola operasi sistem.

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menjaga distorsi harmonik arus pada titik sambung di bawah batas yang ditentukan pada Tabel 5.

Tabel 5. Batasan Distorsi Harmonik Arus

Batasan Distorsi Harmonik Arus	
$I_{hs}/I_L (x)$	Distorsi Harmonik Arus Maksimum dalam Persen I_L
	<i>Total Demand Distortion</i>
$V_n \leq 66 \text{ kV}$	
$x < 20$	5,0%
$20 \leq x < 50$	8,0%
$50 \leq x < 100$	12,0%
$100 \leq x \leq 1000$	15,0%
$66 \text{ kV} < V_n \leq 150 \text{ kV}$	

Batasan Distorsi Harmonik Arus	
$x < 20$	2.5%
$20 \leq x < 50$	4.0%
$50 \leq x < 100$	6.0%
$100 \leq x \leq 1000$	7.5%
>1000	10.0%
Vn > 150 kV	
$x < 20$	2.5%
$20 \leq x < 50$	4.0%

CC 2.3.2 Maksimum komponen urutan *phase* negatif dari tegangan *phase* dalam jaringan tidak melebihi 1% (satu persen) pada kondisi operasi normal dan jaringan keluar terencana, kecuali apabila kejadian abnormal terjadi. Komponen urutan *phase* negatif diizinkan tidak melebihi 2% (dua persen) selama kejadian tegangan impuls sesaat (*infrequently short duration peaks*). Pengelola operasi sistem dan pengelola transmisi membuat penilaian atau kajian khusus dampak tingkat ketidakseimbangan tersebut apakah dapat diterima pada jaringan dan peralatan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik lainnya.

CC 2.3.3 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memasang *power quality meter* dengan kelas meter sama dengan milik pengelola operasi sistem, yang dapat memantau secara terus-menerus dan merekam tingkat THD dan ketidakseimbangan *phase* di jaringan pada titik sambung.

CC 2.4 Fluktuasi Tegangan

Fluktuasi tegangan pada suatu titik sambung dengan beban berfluktuasi harus memenuhi ketentuan:

- a. fluktuasi tegangan tidak melebihi 2% (dua persen) dari tingkat tegangan untuk setiap perubahan *step* di setiap level tegangan yang dapat terjadi berulang. Setiap kejadian ekskursi tegangan yang besar di luar perubahan *step* dan jarang terjadi dapat diizinkan sampai dengan 3% (tiga persen) sepanjang tidak menimbulkan risiko terhadap jaringan atau instalasi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik;
- b. kedip tegangan (*dip*) sampai dengan 5% (lima persen) saat menyalakan motor listrik yang tidak sering terjadi dapat ditoleransi; dan
- c. tingkat keparahan kelip (*flicker*) yang dapat diterima untuk beban yang tersambung ke jaringan pada tegangan 150 (seratus lima puluh) kV, 66 (enam puluh enam) kV, dan 20 (dua puluh) kV sebesar 0,8 (nol koma delapan) untuk *flicker* jangka pendek (Pst) dan sebesar 0,6 (nol koma enam) untuk *flicker* jangka panjang (Plt). Tingkat keparahan kelip (*flicker*) untuk tegangan lebih rendah dari level tegangan 66 (enam puluh enam) kV sebesar 1,0 (satu koma nol) untuk *flicker* jangka pendek (Pst) dan sebesar 0,8 (nol koma delapan) untuk *flicker* jangka panjang (Plt).

CC 2.5 Ketidakseimbangan Beban

Ketidakseimbangan beban pada titik sambung terminal instalasi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik tidak melebihi 1% (satu persen) untuk 5 (lima) kali kejadian dalam waktu 30 (tiga puluh) menit. Untuk beban traksi yang tersambung ke jaringan, pengelola operasi sistem dan pengelola transmisi bekerja sama membuat batasan dari ketidakseimbangan dan melakukan pengukuran dan pemantauan terhadap tingkat ketidakseimbangan pada titik sambung.

Jika ketidakseimbangan ditemukan akibat konfigurasi jaringan, pengelola operasi sistem harus menyelesaikan masalah konfigurasi jaringan dan melakukan perbaikan selanjutnya pada titik sambung dalam jangka waktu paling lama 120 (seratus dua puluh) hari kerja terhitung sejak ditemukan ketidakseimbangan. Biaya yang timbul dalam penyelesaian masalah konfigurasi jaringan dan perbaikan dibebankan pada PT PLN Batam dan/atau PT PLN (Persero) sesuai dengan keputusan KMGC.

Jika ketidakseimbangan ditemukan akibat intervensi tidak sah dari pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus melakukan perbaikan dalam jangka waktu paling lama 120 (seratus dua puluh) hari kerja terhitung sejak ditemukan ketidakseimbangan. Biaya yang timbul dalam melakukan perbaikan dibebankan pada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik sesuai dengan keputusan KMGC.

CC 2.6 Faktor Daya pada Beban

Faktor daya (*power factor*) atau $\text{Cos } \varphi$ pada titik sambung antara pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan jaringan dijaga pada kisaran 0,9 (nol koma sembilan) *lagging* sampai dengan 0,9 (nol koma sembilan) *leading*. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyiapkan peralatan kompensasi agar faktor daya beban tetap terjaga pada rentang tersebut. Faktor daya dimonitor dalam rentang waktu per 30 (tiga puluh) menit.

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memasang *power quality meter* dengan kelas meter yang sama dengan milik pengelola operasi sistem yang dapat memantau secara terus-menerus dan merekam tingkat THD dan ketidakseimbangan *phase* di jaringan pada titik sambung.

Jika penyimpangan faktor daya ditemukan akibat konfigurasi jaringan, pengelola operasi sistem harus menyelesaikan masalah konfigurasi jaringan dan melakukan perbaikan selanjutnya pada titik sambung dalam jangka waktu paling lama 120 (seratus dua puluh) hari kerja terhitung sejak ditemukan penyimpangan faktor daya. Biaya yang timbul dalam penyelesaian masalah konfigurasi jaringan dan perbaikan dibebankan pada PT PLN Batam sesuai dengan keputusan KMGC.

Jika penyimpangan faktor daya ditemukan akibat intervensi tidak sah dari pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus melakukan perbaikan dalam jangka waktu paling lama

120 (seratus dua puluh) hari kerja terhitung sejak ditemukan penyimpangan faktor daya. Biaya yang timbul dalam melakukan perbaikan dibebankan pada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik sesuai dengan keputusan KMGK.

CC 2.7 Karakteristik unjuk kerja jaringan sebagaimana dimaksud dalam CC 2.1 sampai dengan CC 2.6 mungkin tidak terpenuhi pada kondisi gangguan yang parah pada sistem (*grid*), seperti terpisahnya sistem menjadi sistem isolasi terpisah (*islanding system*) karena pembangkit besar, keluarnya komponen yang besar dari sistem, dan/atau terjadi *voltage collapse*. Pengelola operasi sistem, pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik harus berkoordinasi untuk menjamin tercapainya karakteristik unjuk kerja jaringan sebagaimana dimaksud dalam CC 2.1 sampai dengan CC 2.6.

CC 3 Persyaratan untuk Peralatan Milik Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik pada Titik Sambung

Bagian ini mengatur syarat untuk pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tersambung ke jaringan transmisi atau GI, di mana pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memastikan dipatuhinya ketentuan tersebut. Biaya penambahan, peningkatan, dan penggantian peralatan ditanggung oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

Ketentuan ini diperbarui sesuai kebutuhan untuk memastikan standar keamanan dan keandalan tertinggi yang memerlukan peningkatan pada instalasi daya dan peralatan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

CC 3.1 Persyaratan Umum untuk Peralatan Milik Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Semua peralatan harus dirancang dan dipasang berdasarkan spesifikasi yang baik serta dioperasikan dan dipelihara berdasarkan kebiasaan yang baik di industri ketenagalistrikan (*good utility practices*), mengikuti standar nasional Indonesia atau standar internasional yang disepakati, dan harus mampu dioperasikan pada kondisi yang didefinisikan oleh pengelola operasi sistem.

Peralatan milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik pada titik sambung harus memenuhi persyaratan dan standardisasi sesuai dengan Apendiks 1 - Ketentuan Penyambungan (Persyaratan dan Standardisasi Peralatan pada Titik Sambung) dan seluruh persyaratan lainnya yang ditentukan pada *Grid Code* ini.

Desain jaringan peralatan yang tersambung ke jaringan tidak terbatas pada:

- a. unit pembangkit;
- b. transmisi;
- c. distribusi; dan
- d. interkoneksi.

CC 3.1.1 Bahasa dan penamaan peralatan dengan ketentuan:

- a. semua simbol dan penamaan peralatan, dokumentasi peralatan, dan label peralatan yang terpasang pada jaringan

- harus menggunakan bahasa Indonesia dan/atau bahasa Inggris;
- b. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan penamaan peralatan, dokumentasi peralatan, dan label peralatan yang terpasang pada jaringan kepada pengelola transmisi dan/atau pengelola operasi sistem untuk memudahkan identifikasi peralatan dan mencegah terjadinya duplikasi penamaan;
 - c. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memastikan penamaan peralatan, dokumentasi peralatan, dan label peralatan yang terpasang pada jaringan harus sesuai dengan kesepakatan dengan pengelola transmisi dan/atau pengelola operasi sistem; dan
 - d. jika terjadi perubahan atau penambahan pada konfigurasi peralatan, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus melakukan pembaruan terhadap penamaan peralatan, dokumentasi peralatan, dan label peralatan yang terpasang pada jaringan dan menyampaikan kepada pengelola operasi sistem untuk tujuan keseragaman.

Penomoran peralatan dan kode identifikasi peralatan tercantum dalam Apendiks 2 – Ketentuan Penyambungan (Penomoran Peralatan dan Kode Identifikasi Peralatan).

- CC 3.1.2 Pengelola transmisi dan/atau pengelola operasi sistem berhak untuk meminta dan menyimpan spesifikasi teknis semua peralatan yang terpasang pada jaringan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, baik dalam periode pemakaian jaringan maupun setiap terjadi perubahan pada konfigurasi jaringan. Spesifikasi teknis ini dapat digunakan oleh pengelola transmisi dan/atau pengelola operasi sistem sebagai dasar perencanaan, evaluasi, analisis, atau kebutuhan publikasi.
- CC 3.1.3 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memberitahukan kepada pengelola operasi sistem terkait peralatan yang mengalami malafungsi atau tidak dapat bekerja yang dapat menyebabkan pengaruh terhadap keadaan operasi yang aman sesuai dengan Ketentuan Operasi (OC 1.3 – Keadaan Operasi yang Aman).
- CC 3.2 Persyaratan Teknis untuk Peralatan Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik
- CC 3.2.1 Sistem pembumian (*grounding*) pada peralatan yang tersambung ke jaringan harus sesuai dengan standar nasional Indonesia atau standar internasional yang disepakati oleh pengelola transmisi dan/atau pengelola operasi sistem.

Sistem pembumian (*grounding*) terdiri atas pembumian untuk penghantar tegangan menengah atau tegangan tinggi, pembumian untuk GI, pembumian untuk peralatan hubung (*switchyard*), pembumian untuk gedung, serta pembumian ruang kontrol dan ruang proteksi konvensional dan digital.

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus membayar biaya fasilitas instalasi penghubung ke jaringan. Pengelola operasi sistem harus memiliki kontrol operasional sepenuhnya atas semua fasilitas yang tersambung ke jaringan tegangan tinggi dan/atau tegangan menengah tanpa

memperhatikan kepemilikannya. Jika di kemudian hari suatu fasilitas memberikan keuntungan kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik baru, pengelola operasi sistem dapat mengatur agar pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik baru untuk mengompensasi nilai investasi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik lama secara proporsional.

CC 3.2.2 Batas Tegangan Impuls Jaringan

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memastikan tingkat isolasi peralatan yang terpasang sesuai dengan standar nasional Indonesia atau standar internasional yang disepakati oleh pengelola transmisi dan/atau pengelola operasi sistem.

CC 3.2.3 Ketentuan peralatan penghubung seperti PMT, PMS, peralatan pembumian, transformator tenaga, transformator tegangan, transformator arus, reaktor, *arrester*, *bushing*, peralatan netral, kapasitor, *line traps*, peralatan kopling, dan generator sesuai dengan Apendiks 1 - Ketentuan Penyambungan (Persyaratan dan Standardisasi Peralatan pada Titik Sambung).

CC 3.2.4 Pengaman Jaringan (*Grid Protection*)

CC 3.2.4.1 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus melakukan pemasangan peralatan pengaman dan pengaturan pada peralatan pengaman jaringan sesuai dengan Apendiks 1 - Ketentuan Penyambungan (Persyaratan dan Standardisasi Peralatan pada Titik Sambung) atau berdasarkan permintaan dari pengelola transmisi sesuai dengan analisis dan evaluasi dari pengelola operasi sistem.

CC 3.2.4.2 Perubahan *setting* proteksi sesuai dengan Apendiks 1 - Ketentuan Penyambungan (Persyaratan dan Standardisasi Peralatan pada Titik Sambung).

CC 3.2.5 GI dengan *outlet* pembangkit berkapasitas total paling kecil 100 (seratus) MW harus mempunyai konfigurasi *one and half breaker*.

CC 3.3 Persyaratan Pendukung untuk Peralatan Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

CC 3.3.1 Skema Proteksi Sistem

Pengelola operasi sistem berhak memasang atau meminta pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik untuk memasang peralatan dalam rangka pengamanan sistem tenaga listrik yang dilakukan berdasarkan kajian dari pengelola operasi sistem dan pengelola transmisi. Kajian ini akan menentukan pihak mana yang harus menanggung biaya peralatan tersebut.

CC 3.3.2 Pemasangan peralatan skema proteksi sistem berdasarkan kesepakatan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dengan pengelola transmisi dan pengelola operasi sistem.

CC 3.3.3 Perubahan pengaturan pada peralatan skema pertahanan sistem (*defense scheme*) dapat dilakukan secara berkala setiap 1 (satu) tahun dan setiap terjadi perubahan konfigurasi pada jaringan sesuai dengan kebutuhan.

CC 3.4 Persyaratan Unit Pembangkit

CC 3.4.1 Pendahuluan

Bagian ini mengatur kriteria teknis dan desain serta persyaratan unjuk kerja unit pembangkit yang tersambung ke jaringan.

CC 3.4.2 Persyaratan Kinerja Pembangkit

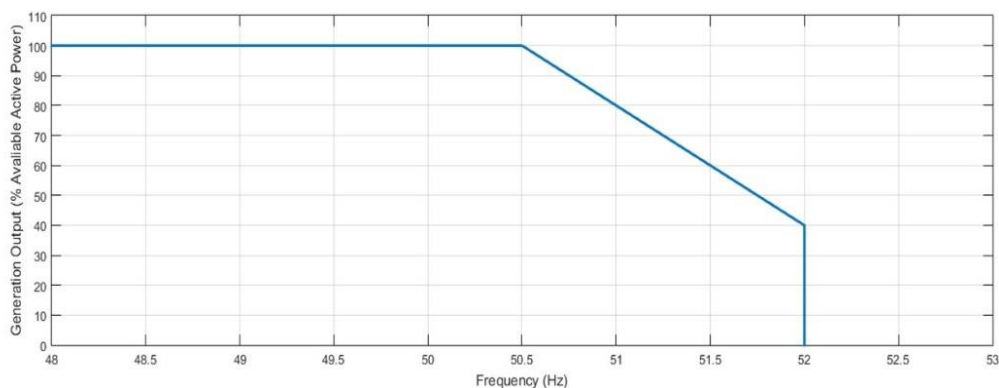
CC 3.4.2.1 Keluaran Daya Unit Pembangkit

Unit pembangkit harus mampu beroperasi secara terus-menerus yang mengeluarkan daya aktif tanpa terganggu pada rentang frekuensi sebagaimana dimaksud dalam CC 2.1 (Variasi pada Frekuensi). Pembangkit EBT intermiten harus mampu mengeluarkan daya aktif sesuai dengan ketersediaan sumber utama pada titik sambung.

CC 3.4.2.2 Pembangkit EBT intermiten harus dilengkapi dengan sistem pengaturan daya aktif yang dapat beroperasi pada mode pengaturan:

- a. produksi daya aktif bebas, yaitu pembangkit EBT intermiten memproduksi daya aktif maksimum tergantung pada ketersediaan sumber energi primer;
- b. pembatasan daya aktif, yaitu pembangkit EBT intermiten harus beroperasi memproduksi daya aktif yang diatur oleh pengelola operasi sistem;
- c. pembatasan *gradient/ramp rate* daya aktif, yaitu kecepatan maksimum (*ramp rate*) keluaran daya aktif pembangkit EBT intermiten harus bisa dimodifikasi pada *set point* atau nilai batasan yang diperintahkan oleh pengelola operasi sistem; dan
- d. apabila terdapat perubahan parameter pengaturan pada kasus di mana pembangkit EBT intermiten beroperasi pada pembatasan daya aktif dan pembatasan *gradient* daya aktif, perubahan tersebut harus dilakukan dalam 2 (dua) detik dan selesai dilaksanakan paling lama 30 (tiga puluh) detik setelah menerima perintah perubahan parameter.

CC 3.4.2.3 Pembangkit EBT intermiten harus memiliki kemampuan untuk beroperasi sesuai dengan yang ditentukan dalam pengaturan jangkauan frekuensi daya atau kurva kontrol frekuensi pada Gambar 1.



Gambar 1. Pengaturan Jangkauan Frekuensi Daya atau Kurva Kontrol Frekuensi

Pada rentang frekuensi sistem 47,50 (empat puluh tujuh koma lima nol) Hz sampai dengan 50,50 (lima puluh koma lima nol) Hz, pembangkit EBT intermiten beroperasi dengan keluaran daya aktif normal sesuai dengan ketersediaan energi primer.

Pada rentang frekuensi sistem lebih dari 50,50 (lima puluh koma lima nol) Hz sampai dengan 52,00 (lima puluh dua koma nol nol) Hz, pembangkit EBT intermiten menurunkan keluaran daya aktif dengan *gradient* penurunan sebesar 0,40 (nol koma empat nol) daya tersedia per Hz.

CC 3.4.2.4 Aksi sebagaimana dimaksud dalam CC 3.4.2.3 harus dilakukan secara otomatis, kecuali:

a. pengelola operasi sistem mempertimbangkan bahwa sistem pengaturan yang diusulkan oleh pembangkit EBT intermiten, meski tidak otomatis, mencukupi untuk pengoperasian jaringan dengan mempertimbangkan:

1. karakteristik, ukuran, dan lokasi fasilitas pembangkit EBT intermiten; dan
2. situasi sistem tenaga listrik saat ini dan yang akan datang.

Dalam hal diperlukan persetujuan dari pengelola operasi sistem, pertimbangan sebagaimana dimaksud pada angka 1 dan angka 2 harus dimasukkan ke dalam persetujuan penyambungan (*connection agreement*) atau amendemen persetujuan penyambungan; atau

b. pengelola operasi sistem memerintahkan operator pembangkit EBT intermiten untuk menonaktifkan sistem pengaturan daya aktif.

CC 3.4.2.5 Kemampuan Daya Reaktif

Semua pembangkit sinkron harus mampu menyalurkan daya pada daya aktif terpasang (*rating power output*) dengan faktor daya (*power factor*) antara 0,85 (nol koma delapan lima) *lagging* dan 0,90 (nol koma sembilan nol) *leading* pada terminal unit pembangkit.

Pembangkit EBT intermiten harus mampu menyalurkan daya pada daya aktif terpasang (*rating power output*) dengan faktor daya antara 0,95 (nol koma sembilan lima) *lagging* dan 0,95 (nol koma sembilan lima) *leading* pada titik sambung.

Jika faktor daya yang disyaratkan tidak bisa dipenuhi oleh pembangkit EBT intermiten, sumber daya reaktif (*reactive power resources*) tambahan harus disediakan di dalam fasilitas pembangkit. Sistem kendali dari pembangkit dan sumber daya reaktif tambahan harus dikoordinasikan sehingga ketentuan daya reaktif pada titik sambung dan kontrol tegangan bisa dipenuhi setiap saat.

CC 3.4.2.6 Susunan Kontrol Pembangkit Generator Sinkron

Unit pembangkit harus mampu berkontribusi terhadap pengaturan frekuensi dan tegangan dengan terus-menerus mengendalikan daya aktif dan daya reaktif yang dikirim ke jaringan. Unit pembangkit harus dilengkapi dengan *governor* reaksi cepat (*speed governor*), pengatur pembebanan pembangkit otomatis (AGC) yang memiliki sistem *dispatch* otomatis (ADS) aktif dalam menjadwalkan dan mengatur *dispatch* yang diperlukan oleh pengelola operasi sistem, atau peralatan yang setara. Pembangkit generator sinkron dilengkapi sistem kontrol eksitasi otomatis berikut *power system stabilizer* untuk pengaturan tegangan dan kestabilan sistem.

Semua unit pembangkit harus memiliki kemampuan sinkronisasi jaringan otomatis yang diatur oleh sistem AGC dan/atau ADS sesuai dengan desain kontrol unit pembangkit tersebut.

Sistem kontrol unit pembangkit (AGC dan/atau ADS) harus transparan dan tersedia bagi pengelola operasi sistem untuk pemantauan jarak jauh atau memberikan sinyal pada unit pembangkit beserta mode operasinya.

CC 3.4.2.7 *Governor* Reaksi Cepat (*Speed Governor*)

Pembangkit dengan generator sinkron harus dilengkapi dengan *governor* reaksi cepat (*speed governor*) yang proporsional dengan turbin atau dilengkapi peralatan pengaturan beban setara yang diperlukan untuk memberikan respons terhadap frekuensi pada kondisi normal sesuai dengan Ketentuan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi. *Governor* reaksi cepat harus beroperasi pada pengatur primer frekuensi sistem antara 47,50 (empat puluh tujuh koma lima nol) Hz dan 52,00 (lima puluh dua koma nol nol) Hz. *Governor* reaksi cepat harus didesain dan dioperasikan sesuai standar nasional Indonesia, standar PT PLN (Persero), atau standar internasional yang disepakati oleh pengelola operasi sistem dengan ketentuan:

- a. *governor* reaksi cepat mampu berkoordinasi dengan peralatan pengatur lainnya dan harus dapat mengatur keluaran daya aktif dari unit pembangkit dengan keadaan stabil pada rentang operasi unit pembangkit. Fungsi tersebut harus dipenuhi oleh sistem kontrol AGC dan/atau ADS dan perangkat lunak atau konfigurasi pengaturan lainnya yang setara, bersifat transparan, serta dapat dioperasikan oleh pengelola operasi sistem secara *real-time*;
- b. *governor* reaksi cepat harus memenuhi persyaratan minimum:
 1. pada saat unit pembangkit lepas dari jaringan sistem tetapi masih memasok pelanggan, *governor* reaksi cepat harus mengendalikan frekuensi sistem di bawah 52,00 (lima puluh dua koma nol nol) Hz, kecuali unit pembangkit tersebut dapat beroperasi dengan daya keluaran variabel secara konstan;
 2. *governor* reaksi cepat untuk PLTU dan PLTGU harus dapat diatur agar beroperasi *speed droop* antara 3% (tiga persen) dan 5% (lima persen); dan
 3. *deadband governor* reaksi cepat harus diatur dengan nilai dalam rentang $\pm 0,05$ (nol koma nol lima) Hz atau ditentukan lain oleh pengelola operasi sistem;
- c. *governor* reaksi cepat mempunyai fasilitas untuk mengubah *setting* target frekuensi secara terus-menerus atau pada tahap maksimum 0,05 (nol koma nol lima) Hz pada rentang 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz $\pm 0,10$ (nol koma satu nol) Hz di *controller* pembebanan unit pembangkit atau peralatan yang setara sehingga dapat memenuhi syarat pada Ketentuan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi; dan
- d. pusat pembangkit yang lebih kecil dari 3 (tiga) MW tidak diharuskan untuk melakukan pengaturan frekuensi primer dengan *governor* reaksi cepat.

CC 3.4.2.8 Sistem Kontrol Eksitasi Otomatis

Pembangkit dengan generator sinkron dan/atau *synchronous condenser* harus dilengkapi dengan sistem kontrol eksitasi otomatis yang memenuhi syarat:

- a. sistem kontrol eksitasi otomatis yang bereaksi cepat, tipe statis, dan terus-menerus bekerja dilengkapi dengan *power system stabilizer* untuk menjaga pengaturan tegangan terminal konstan unit pembangkit tanpa menimbulkan ketidakstabilan pada keseluruhan rentang operasi unit pembangkit. Pengelola pembangkit agar memberikan izin pengelola operasi sistem untuk menyaksikan (*witness*) *commissioning test*. Sistem pengaturan eksitasi otomatis harus tetap beroperasi setiap saat dan tidak boleh dilepas atau dimatikan tanpa persetujuan pengelola operasi sistem;
- b. unit pembangkit tidak diizinkan beroperasi pada mode daya reaktif konstan, mode faktor daya konstan, atau mode pengaturan khusus lainnya tanpa persetujuan pengelola operasi sistem;
- c. sistem eksitasi harus dilengkapi dengan *power system stabilizer* yang dapat meredam osilasi sistem tenaga listrik pada rentang frekuensi 0,10 (nol koma satu nol) Hz sampai dengan 3,00 (tiga koma nol nol) Hz. *Power system stabilizer* harus diatur secara optimal untuk meredam mode osilasi lokal dan mode antararea dengan *damping ratio* paling sedikit 10% (sepuluh persen) dengan tetap menjaga batas stabilitas yang cukup dari sistem pengaturan eksitasi. Pengelola pembangkit harus meminta persetujuan pengelola operasi sistem untuk *setting power system stabilizer*;
- d. sebelum *commercial operation date*, masing-masing unit pembangkit memberikan bukti untuk meyakinkan pengelola operasi sistem bahwa *power system stabilizer* unit pembangkit telah diatur secara optimal untuk meredam mode osilasi lokal dan mode osilasi antararea secara analitis dan tes verifikasi di lapangan, termasuk pengujian *switching* jaringan secara aktual. Pengelola pembangkit harus mengirim laporan kajian *setting power system stabilizer* kepada pengelola operasi sistem paling lambat 3 (tiga) bulan sebelum *commissioning test* unit pembangkit;
- e. susunan pengaturan frekuensi dan tegangan harus mampu beroperasi stabil secara terus-menerus pada kejadian gangguan di jaringan tanpa menyebabkan *trip* turbin dan penggerak utama pembangkit atau keluar dari jaringan; dan
- f. pusat pembangkit yang lebih kecil dari 3 (tiga) MW tidak diharuskan untuk melengkapi pembangkit dengan *power system stabilizer*.

CC 3.4.2.9 Pengaturan Pembangkitan Otomatis (*Automatic Generation Control*)

Pengaturan pembebanan pembangkit pada sistem harus dilakukan menggunakan fasilitas AGC yang berada di fasilitas pengelola operasi sistem. Kecuali ditentukan lain oleh pengelola operasi sistem, unit pembangkit harus dilengkapi dengan pengatur pembangkitan agar AGC atau pengaturan keluaran (*output*) generator otomatis dapat mengikuti fluktuasi beban. Pengaturan pembebanan pembangkit dapat menyesuaikan keluaran generator secara *real-time* dengan sinyal yang dikirim dari fasilitas pengelola

operasi sistem sesuai keluaran yang diinginkan. Pengaturan beban yang dikirimkan oleh pengelola operasi sistem harus dapat dibagi ke semua unit pembangkit di pusat pembangkit.

Setiap unit pembangkit harus mampu mengikuti beban pada seluruh rentang antara beban minimum dan kapasitas yang dideklarasikan unit pembangkit. Kemampuan unit pembangkit mengikuti beban meliputi aksi pengaturan:

- a. mengikuti penjadwalan pembangkitan yang sudah ditetapkan;
- b. melaksanakan instruksi pembebanan; dan
- c. melaksanakan tugas AGC secara *real-time* untuk tujuan pengaturan beban pada sistem pada rentang keluaran antara maksimum dan minimum yang disetujui oleh pengelola operasi sistem. Detail mengenai fasilitas yang memengaruhi kemampuan pengaturan harus sesuai dengan syarat yang dideklarasikan pembangkit kepada pengelola operasi sistem.

Penggunaan AGC tidak menyebabkan hambatan pada operasi *governor* reaksi cepat pada pembangkit atau sebaliknya.

Pusat pembangkit yang lebih kecil dari 3 (tiga) MW tidak diharuskan untuk berpartisipasi dalam pengaturan frekuensi melalui peralatan AGC.

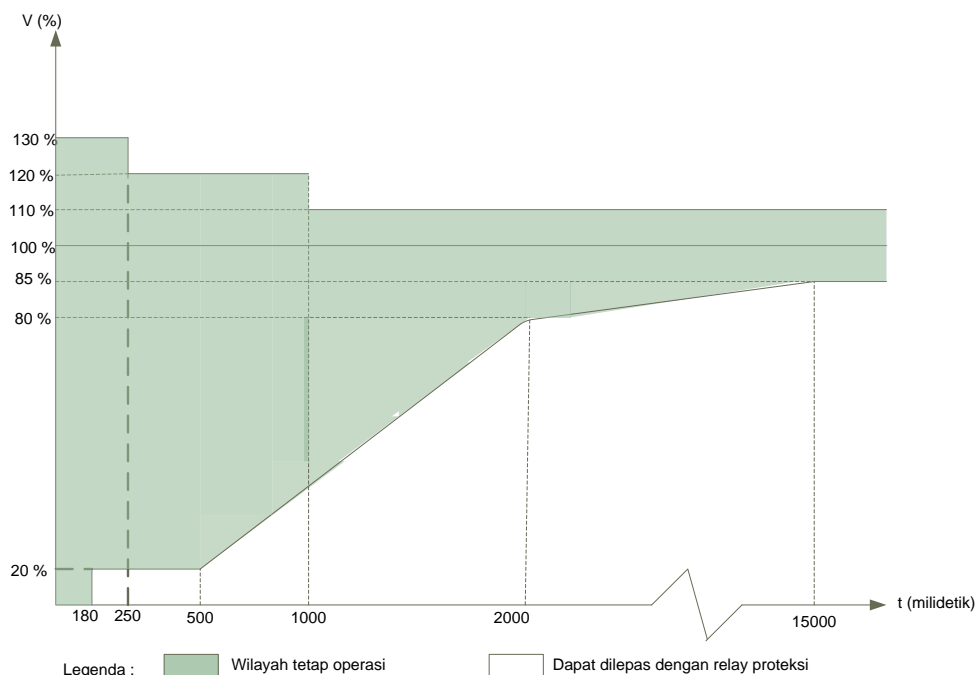
CC 3.4.3 Sistem Pengaturan Tegangan

CC 3.4.3.1 Pembangkit, *synchronous condenser*, dan/atau peralatan kompensator tegangan jenis *flexible alternating current transmission system* harus mampu berkontribusi untuk pengaturan tegangan dengan mengatur daya reaktif yang dipasok ke jaringan secara dinamis. Pembangkit harus dapat mempertahankan tegangan pada *busbar* tegangan tinggi (HV *busbar*) pada nilai yang diperintahkan oleh pengelola operasi sistem pada batas daya reaktif yang tidak terlewati sebagaimana dimaksud dalam CC 3.4.2.5 (Kemampuan Daya Reaktif).

CC 3.4.3.2 Untuk memenuhi syarat sebagaimana dimaksud dalam CC 2.2 (Variasi pada Tegangan Sistem), unit pembangkit harus dilengkapi sistem pengaturan yang sesuai agar dapat mengatur tegangan atau pengaturan daya reaktif tanpa menimbulkan ketidakstabilan pada seluruh rentang operasi.

CC 3.4.3.3 *Low Voltage Ride Through* (LVRT) dan *High Voltage Ride Through* (HVRT)

Semua unit pembangkit harus mampu beroperasi melewati tegangan rendah (LVRT) dan beroperasi melewati tegangan tinggi (HVRT) sesuai dengan Gambar 2.



Gambar 2. Grafik LVRT dan HVRT

CC 3.4.3.4 Pembatasan daya aktif (P) dan daya reaktif (Q) selama terjadi gangguan hubung singkat dan pemulihan pada pembangkit EBT intermiten:

- a. pada gangguan hubung singkat 3 (tiga) *phase*, konsumsi daya aktif dan reaktif sesaat kurang dari 0,6 (nol koma enam) per unit diizinkan selama hanya 40 (empat puluh) *millisecond* pertama setelah gangguan hubung singkat dan 80 (delapan puluh) *millisecond* pertama setelah gangguan hubung singkat diamankan;
- b. pada gangguan hubung singkat tidak seimbang 1 (satu) *phase* dan 2 (dua) *phase*, konsumsi daya aktif dan reaktif sesaat kurang dari 0,4 (nol koma empat) per unit diizinkan selama hanya 80 (delapan puluh) *millisecond* pertama setelah gangguan hubung singkat dan 80 (delapan puluh) *millisecond* pertama setelah gangguan hubung singkat diamankan; dan
- c. setelah gangguan diamankan, pembangkit EBT intermiten sebaiknya tidak menyerap daya reaktif dari jaringan dan dapat diminta untuk menyediakan daya reaktif oleh pengelola operasi sistem. Penyerapan daya reaktif sebelum gangguan harus dihilangkan dalam 200 (dua ratus) *millisecond* setelah gangguan diamankan. Penyerapan daya reaktif diizinkan kembali dengan penerapan strategi pengaturan tegangan setelah tegangan tersebut stabil selama 60 (enam puluh) detik di atas nilai nominal pascagangguan diamankan.

CC 3.4.3.5 Injeksi Daya Aktif dan Daya Reaktif pada Pembangkit EBT Intermiten Saat Gangguan Hubung Singkat

Pembangkitan daya reaktif pada tegangan gangguan kurang dari 0,85 (nol koma delapan lima) per unit diberlakukan seperti AVR pada pembangkit sinkron konvensional, yaitu dalam bentuk *controller* tegangan *proportional integrator* dengan referensi arus reaktif sebagai pengendali *output*. Input kendali merupakan perbedaan antara tegangan *set point* (rms/*root mean square*) dan tegangan pada titik sambung (rms/*root mean square*) yang melewati

filter *washout* dengan batasan arus reaktif maksimum dan minimum.

Karakteristik khusus pengaturan berlaku dengan ketentuan:

- a. pengaturan tegangan diaktifkan untuk setiap tegangan di luar rentang operasi normal;
- b. jika pembangkit EBT intermiten bekerja dalam mode pengaturan tegangan dalam operasi normal, titik *set point* tegangan tidak boleh berubah selama gangguan;
- c. jika pembangkit EBT intermiten bekerja dalam mode pengaturan daya reaktif atau mode faktor daya, *set point* tegangan selama gangguan merupakan tegangan sebelum gangguan hubung singkat;
- d. selama gangguan, peralatan harus mengirim atau menyerap arus reaktif urutan positif berdasarkan aksi pengatur tegangan (*voltage controller*) dengan tingkat kejenuhan minimum sesuai dengan Tabel 6.

Tabel 6. Arus Reaktif Minimum yang Harus Dikirim atau Diserap

V (pu)	Arus Reaktif Minimum	Keterangan
0	1,0	Mengirim
0,5	0,9	Mengirim
0,85	0,6	Mengirim
0,9	0,3	Mengirim
1,1	-0,3	Menyerap
1,15	-0,6	Menyerap
1,3	-0,72	Menyerap
>1,3	-	dilepas oleh relai proteksi

- e. tingkat kejenuhan diimplementasikan pada pengatur tegangan (*voltage controller*) yang bekerja dalam operasi normal dan pada kondisi gangguan;
- f. untuk rentang tegangan lebih dari 0,85 (nol koma delapan lima) per unit sampai dengan kurang dari 1,15 (satu koma satu lima) per unit, arus reaktif yang dikirim akan bereaksi sesuai dengan kerja pengatur tegangan (*voltage controller*) yang dapat mencapai batas titik jenuh regulator; dan
- g. setelah gangguan hilang, pengatur tegangan (*voltage controller*) tetap diaktifkan selama 30 (tiga puluh) detik setelah level tegangan kembali ke level operasi normal. Setelah itu, pengatur tegangan (*voltage controller*) dinonaktifkan dan syarat daya reaktif untuk operasi normal diberlakukan.

CC 3.5 Pembebanan Urutan *Phase Negatif*

Sebagai tambahan untuk memenuhi syarat yang dinyatakan pada peralatan generator, masing-masing unit pembangkit harus bertahan tanpa *trip* terhadap pembebanan urutan *phase* negatif pada kejadian pengamanan gangguan *phase* ke *phase* oleh sistem proteksi cadangan (*backup protection*) pada jaringan.

CC 3.6 Relai yang Sensitif terhadap Frekuensi

Unit pembangkit harus terus beroperasi pada rentang frekuensi sebagaimana dimaksud dalam CC 2.1 (Variasi pada Frekuensi) sesuai waktu yang ditentukan.

Unit pembangkit di pusat pembangkit harus dilengkapi *underfrequency relay*. *Underfrequency relay* harus diatur men-*trip*-kan pemutus daya (*circuit breaker*) sisi tegangan tinggi apabila frekuensi di jaringan mencapai 47,00 (empat puluh tujuh koma nol nol) Hz atau ketika frekuensi mencapai 47,50 (empat puluh tujuh koma lima nol) Hz dan bertahan selama 20 (dua puluh) detik. Unit pembangkit harus berhasil menjadi operasi *house load* akibat pemutusan jaringan dan relai terpasang di pusat pembangkit. Skema relai harus sesuai dengan ketentuan proteksi dan kontrol pada *Grid Code* ini.

Pengelola pembangkit bertanggung jawab untuk memproteksi semua unit peralatan dari kerusakan apabila terjadi ekskursi frekuensi di luar rentang 47,00 (empat puluh tujuh koma nol nol) Hz sampai dengan 52,00 (lima puluh dua koma nol nol) Hz. Apabila ekskursi frekuensi terjadi, unit pembangkit dapat melepas peralatan untuk alasan keamanan personel.

CC 3.7 Peralatan Monitoring Pusat Pembangkit dan Unit Pembangkit

Pembangkit harus memasang peralatan SCADA atau sistem otomasi dengan protokol komunikasi data yang sesuai dengan standar nasional Indonesia atau standar internasional dan disetujui oleh pengelola operasi sistem. Peralatan SCADA atau sistem otomasi digunakan untuk melakukan kontrol dan monitoring unit pembangkit.

Pengelola operasi sistem harus memasang peralatan *wide area monitoring system* di GI atau di unit pembangkit. Spesifikasi dan parameter monitoring peralatan berguna untuk memudahkan pengelola operasi sistem dalam memonitor perilaku dinamik secara luas dari pembangkit saat kondisi normal dan gangguan sistem. Peralatan monitor yang terpasang harus dapat merekam kejadian pada saat kejadian yang lambat atau yang cepat dengan resolusi yang sesuai agar dapat dimanfaatkan untuk pelaksanaan analisis setelah gangguan.

CC 3.8 *Ramp Rate* untuk Keperluan *Dispatch*

Pengelola operasi sistem harus merinci persyaratan unit pembangkit terkait *ramp rate* pada saat *dispatch* dengan berkonsultasi dengan pengelola pembangkit sesuai dengan kesepakatan pada saat pengajuan sambung.

CC 3.9 Operasi *House Load*

Pada kejadian:

- a. unit pembangkit lepas dari jaringan secara tiba-tiba; dan/atau
 - b. gangguan sistem atau unit pembangkit dan jaringan terlepas (termasuk lepasnya suplai *auxiliary* pembangkit dari sistem),
- masing-masing unit pembangkit harus mampu beroperasi *house load* paling singkat 40 (empat puluh) menit. Pada waktu tersebut, masing-masing unit pembangkit harus siap sinkron kembali ke jaringan dan mampu menaikkan keluaran pembangkitannya seperti biasa. Kemampuan operasi *house load* harus tidak tergantung pada kesiapan suplai dari jaringan. Pengelola pembangkit harus melakukan pengujian *house load* paling sedikit 1 (satu) kali dalam 2 (dua) tahun atau mengikuti jadwal pemeliharaan pembangkit dan berkoordinasi dengan pengelola operasi sistem.

CC 3.10 Kemampuan untuk *Asut Gelap (Black Start)*

Unit pembangkit yang memiliki kemampuan *asut gelap (black start)* sangat diperlukan dalam jaringan tenaga listrik. Pengelola operasi sistem mengidentifikasi dan merekomendasikan unit pembangkit yang harus memiliki kemampuan *asut gelap (black start)*. Kemampuan *asut gelap (black start)* unit pembangkit merupakan kemampuan unit pembangkit untuk *start* tanpa bantuan daya dari luar disertai unit *redundant emergency diesel generator* untuk keandalan.

CC 3.11 Parameter Simulasi Dinamik

Pengelola pembangkit yang berkapasitas:

- a. lebih besar atau sama dengan 3 (tiga) MW; dan
- b. lebih kecil dari 3 (tiga) MW jika diperlukan untuk analisis sistem,

harus menyiapkan model parameter simulasi dinamik untuk analisis sistem tenaga listrik dalam bentuk laporan dan model *software*, yang meliputi model generator atau pembangkit, parameter dan blok diagram kontrol *governor*, parameter dan blok diagram sistem eksitasi dan *power system stabilizer*, dan parameter trafo penaik tegangan (*step up transformer*) pembangkit yang divalidasi melalui pengujian di lapangan.

Pengelola pembangkit dapat menunjuk lembaga independen dan bersertifikasi nasional yang disepakati pengelola operasi sistem untuk melakukan pengujian dan pemodelan parameter simulasi dinamik pembangkit dan hasilnya diserahkan kepada pengelola operasi sistem.

Model parameter simulasi dinamik pembangkit harus sesuai dengan standar internasional yang disepakati oleh pengelola operasi sistem dan dapat digunakan dalam 2 (dua) macam aplikasi simulasi analisis sistem tenaga listrik yang digunakan oleh pengelola operasi sistem.

Pengujian parameter simulasi dinamik pembangkit untuk pemodelan terdiri atas 2 (dua) jenis:

a. Tipe Pengujian Dasar Penuh (*Full Baseline Testing*)

Tipe ini merupakan tipe pengujian secara keseluruhan untuk mendapatkan model generator, sistem eksitasi, turbin *governor*, dan *power system stabilizer* yang dilaksanakan paling sedikit 1 (satu) kali selama umur operasi generator yang bersangkutan. Tipe ini dilakukan untuk:

1. generator *eksisting* yang belum pernah diuji dan divalidasi parameter dinamikanya yang dilakukan paling lambat pada saat penerbitan kembali sertifikat laik operasi;
2. generator baru dalam rentang waktu 180 (seratus delapan puluh) hari kerja terhitung sejak tanggal *commercial operation date*;
3. generator dengan perubahan peralatan yang memengaruhi respons dinamik; dan
4. generator yang diindikasikan mempunyai perbedaan respons sebenarnya dengan modelnya; dan

b. Tipe Pengujian Validasi Ulang Performa Model (*Model Performance Revalidation*)

Pembangkit yang telah melakukan pengujian dasar penuh harus melakukan pengujian validasi ulang performa model. Pengujian ini merupakan uji dinamik parsial yang harus dilakukan dengan periode 5 (lima) tahun sekali atau untuk pembangkit dengan perubahan peralatan parsial. Pengujian ini bertujuan untuk validasi parameter dengan keperluan:

1. validasi respons sistem eksitasi;
2. validasi pengoperasian AGC dan/atau ADS;
3. validasi respons *governor*; dan
4. validasi kapabilitas daya reaktif.

Pembangkit yang tidak melaksanakan pengujian dan pemodelan dinamik diklasifikasikan sebagai bentuk ketidakpatuhan terhadap *Grid Code*.

CC 3.12 Persyaratan Peralatan Telekomunikasi

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang memerlukan koneksi baru harus menyediakan peralatan telekomunikasi yang dihubungkan dengan fasilitas telekomunikasi pengelola operasi sistem yang meliputi:

a. Suara (*Voice*)

1. *Hotline* Operasi sistem

Fasilitas telekomunikasi suara khusus untuk operasional sistem (*fixed hotline*) kategori fungsi *operation technology*. Fasilitas telekomunikasi dilengkapi dengan alat perekam dan sistem kolaborasi yang terhubung dari pusat kontrol (*control center*) pengelola operasi sistem untuk semua pembangkit dan GI 150 (seratus lima puluh) kV sesuai dengan kaidah pengaturan operasi sistem; dan

2. Administratif

Jaringan telekomunikasi suara *fixed line* dan/atau *mobile* atau fasilitas telekomunikasi umum untuk semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dilengkapi dengan radio dan *mobile* sebagai *backup* untuk keperluan administrasi; dan

b. Data

Fasilitas telekomunikasi khusus yang menggunakan kabel serat optik (*fiber optic*) untuk rangkaian peralatan kategori fungsi *operation technology* meliputi proteksi sistem, proteksi peralatan, SCADA dan otomasi, *wide area monitoring system*, *phasor measurement unit*, DFR, dan transaksi tenaga listrik.

Fasilitas telekomunikasi data untuk kategori fungsi *information technology* meliputi *local area network* dan aplikasi administrasi.

CC 3.12.1 *Availability* telekomunikasi paling sedikit sebesar 99,9% (sembilan puluh sembilan koma sembilan persen). Untuk menjamin tersedianya monitoring dan pengaturan jaringan yang memadai, fasilitas telekomunikasi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dengan pengelola operasi sistem harus disiapkan sesuai dengan persyaratan atau fasilitas telekomunikasi lain yang disetujui oleh pengelola operasi sistem.

- CC 3.12.2 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang memerlukan koneksi baru harus menyediakan media telekomunikasi dan perangkat sesuai spesifikasi titik sambung yang dapat berupa media *fiber optic* dan/atau *power line carrier* atau media lain sesuai kondisi dan karakter teknis kebutuhan.
- CC 3.12.3 Jaringan telekomunikasi untuk kebutuhan *operation technology* seperti *hotline*, SCADA dan otomasi, proteksi peralatan, proteksi sistem, *wide area monitoring system*, *phasor measurement unit*, DFR, dan transaksi tenaga listrik harus menggunakan sistem yang terpisah dengan telekomunikasi *information technology* dan telekomunikasi publik.
- CC 3.12.4 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memasang, mengintegrasikan dengan jaringan terpasang, menguji, memelihara, dan mengoperasikan 2 (dua) saluran telekomunikasi suara *fixed hotline* yang independen. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyediakan perangkat *fixed hotline* di ruang kendali pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik agar dapat berkomunikasi dengan pengelola operasi sistem. Terminologi independen mengandung pengertian bahwa jika salah satu saluran terganggu, saluran yang lain masih dapat dipakai. Saluran telekomunikasi harus terpadu secara memadai dengan fasilitas telekomunikasi yang telah ada. Saluran suara *hotline* harus digunakan untuk komunikasi pengelola operasi sistem dengan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik serta hanya digunakan untuk maksud operasi sistem.
- CC 3.12.5 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memasang, mengintegrasikan dengan jaringan terpasang, menguji, memelihara, dan mengoperasikan 2 (dua) saluran telekomunikasi data SCADA dan otomasi yang independen berbasis *fiber optic* pada titik sambung yang menyediakan indikasi, pengukuran, telemetri, dan *remote control* sesuai dengan Apendiks 3 - Ketentuan Penyambungan (Pengukuran, Telemetri, dan *Remote Control* pada Titik Sambung) ke pengelola operasi sistem
- CC 3.12.6 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memasang, mengintegrasikan dengan jaringan terpasang, menguji, memelihara, dan mengoperasikan 2 (dua) saluran berbasis *fiber optic* untuk komunikasi *operation technology*, meliputi proteksi peralatan dan proteksi sistem yang independen pada titik sambung yang menyediakan indikasi *remote protection*, pengukuran, dan telemetri sesuai dengan Apendiks 1 – Ketentuan Penyambungan (Persyaratan dan Standardisasi Peralatan pada Titik Sambung) dan Apendiks 3 - Ketentuan Penyambungan (Pengukuran, Telemetri, dan *Remote Control* pada Titik Sambung) ke pengelola operasi sistem.
- CC 3.12.7 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memasang, mengintegrasikan dengan jaringan terpasang, menguji, memelihara, dan mengoperasikan saluran telekomunikasi data dengan basis *fiber optic* yang dilengkapi *backup* untuk komunikasi *operation technology*, antara lain meliputi *automatic meter reading*, DFR, *wide area monitoring system*, dan *phasor measurement unit*.

- CC 3.12.8 Peralatan telekomunikasi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus kompatibel dengan peralatan pengelola operasi sistem dan dapat dikontrol secara *remote*. Semua peralatan yang mendukung komunikasi, baik fungsi maupun sifatnya, harus mampu beroperasi dan disertifikasi berdasarkan protokol IEC 61850 dan perubahannya.
- CC 3.12.9 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memelihara fasilitas telekomunikasi serta harus melengkapi alat catu daya utama dan cadangan yang memadai paling sedikit untuk 8 (delapan) jam.
- CC 3.12.10 Pengelola operasi sistem mempunyai hak akses untuk dapat melakukan paling sedikit fungsi *configuration management* dan *fault management* peralatan telekomunikasi milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

CC 4 Prosedur Penyambungan

CC 4.1 Kajian untuk Penyambungan

Penyambungan semua unit pembangkit (termasuk EBT intermiten) yang diusulkan oleh pengembang pembangkit listrik dan/atau penyambungan instalasi jaringan baru yang diusulkan oleh pengelola transmisi harus melalui pengajuan permintaan sambung kepada perencana sistem. Penyambungan konsumen tenaga listrik (termasuk operasi paralel) harus melalui pengajuan permintaan sambung kepada pengelola distribusi.

Sebelum tahap pembangunan dan penyambungan unit pembangkit, pembangunan dan penyambungan instalasi jaringan baru, dan/atau penyambungan konsumen tenaga listrik baru, kajian berikut ini harus dipenuhi terlebih dahulu, yang meliputi:

- a. kajian kelayakan proyek (*feasibility study*); dan
- b. kajian permintaan evaluasi sambung.

Perencana sistem atau pengelola distribusi bekerja sama dengan pengelola operasi sistem dan pengelola transmisi dalam melakukan evaluasi terhadap hasil kajian sebagaimana dimaksud dalam huruf a dan huruf b.

Perencana sistem dan/atau pengelola operasi sistem dapat meminta kajian lain di luar kajian kelayakan proyek untuk mendukung proses reviu dan evaluasi sambung.

CC 4.1.1 Kajian Kelayakan Proyek

Kajian kelayakan proyek merupakan kajian dampak terhadap jaringan apabila unit pembangkit baru, transmisi baru, atau konsumen tenaga listrik baru tersambung ke jaringan. Kajian kelayakan proyek paling sedikit memenuhi garis besar kajian kelayakan proyek:

- a. informasi rinci mengenai pembangkit atau *engineering project*, termasuk *single line diagram* pembangkit dan interkoneksinya serta nilai perhitungan proteksi sisi tegangan rendah dan tegangan tinggi;
- b. usulan data teknis komponen, sertifikasi internasional, dan sertifikasi nasional;
- c. sistem kontrol dan pengaturan pembangkit serta integrasi SCADA atau sistem otomasi;

- d. produksi energi tahunan, yang dihitung sebagai energi arus bolak-balik yang dipasok ke titik sambung. Untuk pembangkit EBT intermiten, produksi energi tahunan termasuk perkiraan susut dan ketidakpastian atau variabilitas (data realisasi kecepatan angin atau iradiasi matahari di lokasi pembangkit paling sedikit dalam 1 (satu) tahun);
- e. informasi operasi dan siklus pembangkitan unit pembangkit dengan generator sinkron (termasuk variasi musim dan jadwal pemeliharaan), pembangkitan yang dipasok ke titik sambung secara individual atau agregat, rentang operasi (*technical minimum loading* dan kapasitas terpasang), *ramp rates*, waktu *asut* gelap (*black start*) atau *asut* dingin (*cold start*) hingga mencapai pembebanan optimal, deskripsi logika AGC, serta kemampuan integrasi dari sistem otomasi atau SCADA dan protokolnya;
- f. skenario status jaringan, yang harus menggambarkan skenario yang dipilih untuk analisis. Seluruh kombinasi berikut ini harus dimasukkan dalam daftar skenario, antara lain beban puncak dan beban rendah, maksimum dan minimum energi, musim hujan dan musim kemarau, dan hal lain yang sesuai untuk teknologi yang dipilih;
- g. selain sebagaimana dimaksud dalam huruf f, untuk pembangkit EBT intermiten ditambahkan skenario, antara lain perubahan saat kecepatan angin maksimum (*cut off* dari turbin angin), terjadi awan saat kondisi iradiasi maksimal ke kondisi iradiasi tertutup awan, gangguan jaringan dan reaksi pembangkit dengan proteksi *low voltage ride through*, dan kemampuan *support* tegangan dari unit pembangkit dengan representasi *inverter* yang sesuai; dan
- h. urutan analisis yang harus dikerjakan untuk setiap skenario beserta asumsi serta mitigasi yang meliputi:
 1. analisis aliran daya pada kondisi tunak (*steady state power flow analysis*);
 2. analisis hubung singkat;
 3. analisis kestabilan frekuensi, *transient*, dan *small signal*;
 4. analisis kualitas daya; dan
 5. analisis pembebanan (*dispatching*).

Sebelum mendapat persetujuan evaluasi, pengembang pembangkit listrik atau konsumen tenaga listrik harus menyiapkan dan mempresentasikan kajian kelayakan proyek kepada perencana sistem dan pengelola operasi sistem untuk direviu dan mendapat persetujuan. Sebelum disetujui, pengembang pembangkit listrik atau konsumen tenaga listrik harus memenuhi rekomendasi perbaikan yang diberikan oleh perencana sistem dan pengelola operasi sistem setelah proses reviu kajian kelayakan proyek.

CC 4.1.2 Permintaan Evaluasi Sambung (*Connection Evaluation Request*)

CC 4.1.2.1 Pendaftaran Permintaan Evaluasi Sambung untuk Pembangkitan

Pengembang pembangkit listrik harus mengajukan permintaan sambung kepada perencana sistem. Dokumen permintaan evaluasi sambung paling sedikit memuat:

- a. usulan titik sambung dan level tegangan;
- b. usulan teknologi pembangkit;

- c. usulan profil pembangkitan, termasuk rincian khusus energi maksimum dan minimum yang dipasok pada titik sambung serta siklus pembangkitan untuk 24 (dua puluh empat) jam, 1 (satu) bulan, dan 1 (satu) tahun. Untuk unit pembangkit yang tergantung pada variasi musim, profil pembangkitan pada setiap musim harus ditunjukkan. Profil pembangkitan harus jelas memuat periode pemeliharaan dan penurunan pembangkitan yang diakibatkannya;
- d. deskripsi dan jumlah unit pembangkit yang diusulkan, kemampuan kontrol unit pembangkit, nilai energi yang dihasilkan pada kondisi operasi minimum dan maksimum yang optimal, dan *ramp rate*;
- e. batas pembebanan minimum dan maksimum setiap unit pembangkit dan waktu yang diperlukan dari *asut* gelap (*black start*) atau *asut* dingin (*cold start*) hingga mencapai pembebanan minimum;
- f. estimasi penyesuaian yang diperlukan pada infrastruktur jaringan dan komponen pada titik sambung;
- g. estimasi jadwal pembangunan dan *commercial operation date*; dan
- h. pernyataan bahwa pengembang pembangkit listrik memahami dan mematuhi semua syarat pada *Grid Code*.

Perencana sistem memberikan jawaban kepada pengembang pembangkit listrik paling lambat 90 (sembilan puluh) hari kerja terhitung sejak menerima usulan permintaan evaluasi sambung. Untuk menjawab permintaan evaluasi sambung, perencana sistem bekerja sama dengan pengelola operasi sistem dalam mengevaluasi permintaan sambung. Jika usulan disetujui, pengembang pembangkit listrik dapat melanjutkan hal lain yang berhubungan dengan proyek. Jika usulan belum disetujui, hasil reviu harus menunjukkan bagian yang memerlukan penyesuaian oleh pengembang pembangkit listrik agar dapat memenuhi semua syarat *Grid Code*. Pengembang pembangkit listrik harus berkoordinasi dengan perencana sistem, pengelola transmisi, dan pengelola operasi sistem untuk memenuhi penyesuaian dimaksud sampai mendapat persetujuan.

CC 4.1.2.2 Pendaftaran Permintaan Evaluasi Sambung untuk Konsumen Tenaga Listrik

Permintaan evaluasi sambung berlaku untuk konsumen tenaga listrik yang mengusulkan penyambungan ke jaringan. Konsumen tenaga listrik mengajukan permintaan penyambungan melalui pengelola distribusi. Dokumen permintaan evaluasi sambung paling sedikit memuat:

- a. daya yang dibutuhkan;
- b. usulan titik sambung dan level tegangan;
- c. jenis pemanfaatan energi listrik;
- d. deskripsi spesifikasi teknis peralatan yang akan tersambung;
- e. deskripsi dan jumlah unit pembangkit, kemampuan kontrol unit pembangkit, nilai energi yang dihasilkan pada kondisi operasi minimum dan maksimum yang optimal, *ramp rate*, dan spesifikasi teknis generator yang akan paralel bagi konsumen tenaga listrik yang memiliki unit pembangkit (operasi paralel);
- f. estimasi penyesuaian yang diperlukan pada infrastruktur jaringan dan komponen pada titik sambung;

- g. estimasi jadwal pembangunan dan *commercial operation date*; dan
- h. pernyataan bahwa konsumen tenaga listrik memahami dan mematuhi semua syarat pada *Grid Code*.

Pengelola distribusi memberikan jawaban kepada konsumen tenaga listrik paling lambat 30 (tiga puluh) hari terhitung sejak menerima usulan permintaan evaluasi sambung. Untuk menjawab permintaan evaluasi sambung, pengelola distribusi bekerja sama dengan perencana sistem, pengelola operasi sistem, dan pengelola transmisi dalam mengevaluasi permintaan sambung. Jika usulan disetujui, konsumen tenaga listrik dapat melanjutkan hal lain yang berhubungan dengan proyek. Jika usulan belum disetujui, hasil reviu harus menunjukkan bagian yang memerlukan penyesuaian oleh konsumen tenaga listrik agar dapat memenuhi semua syarat *Grid Code*. Konsumen tenaga listrik harus berkoordinasi dengan pengelola distribusi, pengelola transmisi, dan pengelola operasi sistem untuk memenuhi penyesuaian dimaksud sampai mendapat persetujuan.

CC 4.2 Permintaan Sambung Setelah Konstruksi

- CC 4.2.1 Setelah unit pembangkit, transmisi, atau GI selesai dibangun, pengelola transmisi dan pengelola pembangkit menyampaikan permohonan sambung untuk pemberian tegangan (*energize*) kepada pengelola operasi sistem. Permohonan sambung diajukan paling lambat 10 (sepuluh) hari kerja sebelum tanggal pelaksanaan pemberian tegangan (*energize*) pada titik sambung, sepanjang pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik sudah memenuhi persyaratan fasilitas dari titik sambung:
- a. memenuhi persyaratan sesuai dengan Ketentuan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi dan telah menyampaikan data dan informasi yang diperlukan sesuai dengan Ketentuan Kebutuhan Data dengan waktu yang memadai untuk evaluasi teknis;
 - b. memenuhi persyaratan dalam Ketentuan Operasi;
 - c. menyampaikan permintaan tertulis kepada pengelola operasi sistem mengenai pemberian tegangan (*energize*) pada titik sambung, termasuk informasi keinginan waktu tercepat untuk pemberian tegangan (*energize*);
 - d. menyampaikan kepada pengelola transmisi dan pengelola operasi sistem mengenai informasi yang diperlukan untuk mempersiapkan urutan kerja lapangan:
 1. daftar peralatan milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik seperti trafo, *tap changer*, pengaturan dan pasokan reaktif, dan peralatan proteksi yang memengaruhi jaringan; dan
 2. daftar personel pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang bertanggung jawab memberi dan menerima data informasi yang diperlukan sesuai dengan Ketentuan Operasi dan Ketentuan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi, antara lain nama, jabatan, tanggung jawab pada titik sambung, atau lokasi kantor kerja; dan
 - e. menyampaikan konfirmasi tertulis kepada pengelola transmisi dan pengelola operasi sistem bahwa semua peralatan pada titik sambung memenuhi persyaratan dalam *Grid Code*, kecuali

yang dijamin oleh pengelola transmisi dan pengelola operasi sistem.

- CC 4.2.2 Sebelum pemberian tegangan (*energize*) atau sinkron titik sambung, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus membuktikan kepada pengelola operasi sistem bahwa telah memenuhi semua persyaratan dalam *Grid Code*. Selain itu, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus membuktikan bahwa media telekomunikasi yang diperlukan untuk suara, proteksi, dan peralatan kontrol yang terpasang memenuhi standar dalam *Grid Code*.

Fasilitas yang dibangun oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus diperiksa dan dinyatakan telah memenuhi persyaratan oleh lembaga inspeksi teknik terakreditasi. Izin untuk penyambungan ke jaringan harus diberikan secara tertulis oleh pengelola operasi sistem kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik. Prosedur pemberian tegangan (*energize*) harus diikuti oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

- CC 4.2.3 Tanggung Jawab Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Sebelum tanggal pemberian tegangan (*energize*) pada titik sambung, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus:

- a. memenuhi persyaratan penyambungan;
- b. menyampaikan pernyataan bahwa fasilitas pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik telah memenuhi persyaratan dalam *Grid Code*;
- c. menyampaikan jadwal lapangan kepada pengelola operasi sistem, meliputi informasi mengenai:
 1. daftar peralatan milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik pada titik sambung;
 2. daftar kegiatan yang akan dilakukan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik pada titik sambung;
 3. penjelasan jadwal telekomunikasi, meter pengukuran, proteksi jaringan, telemetri, dan peralatan kontrol; dan
 4. daftar personel pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang bertanggung jawab memberikan dan menerima data dan informasi yang diperlukan sesuai dengan Ketentuan Operasi dan Ketentuan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi, antara lain nama, jabatan, tanggung jawab, dan satuan organisasi; dan
- d. menyiapkan prosedur keselamatan ketenagalistrikan dan penanggung jawab keselamatan ketenagalistrikan yang mencakup tugas koordinator keselamatan kerja sesuai dengan Ketentuan Operasi (OC 9 – Keselamatan Ketenagalistrikan).

- CC 4.2.4 Tanggung Jawab Pengelola Operasi Sistem

Sebelum tanggal pemberian tegangan (*energize*) pada titik sambung dan setelah persyaratan penyambungan dipenuhi, pengelola operasi sistem harus:

- a. menetapkan keputusan apakah fasilitas pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik sepenuhnya memenuhi persyaratan dalam *Grid Code*; dan
- b. menyiapkan, menyetujui, dan menyampaikan kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik mengenai jadwal lapangan, meliputi informasi mengenai:
 1. daftar peralatan pengelola operasi sistem pada titik sambung;
 2. daftar kegiatan yang akan dilakukan oleh pengelola operasi sistem, pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik pada titik sambung;
 3. penjelasan atau jadwal atas telekomunikasi, meter pengukuran, proteksi jaringan, telemetri, dan peralatan kontrol; dan
 4. daftar personel pengelola operasi sistem yang bertanggung jawab memberikan dan menerima data dan informasi yang diperlukan sesuai dengan Ketentuan Operasi dan Ketentuan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi, antara lain nama, jabatan, tanggung jawab, dan satuan organisasi; dan
- c. menyiapkan prosedur keselamatan ketenagalistrikan dan penanggung jawab keselamatan ketenagalistrikan yang mencakup tugas koordinator keselamatan kerja sesuai dengan Ketentuan Operasi.

CC 4.2.5 Pelaku usaha atau pemakai jaringan, konsumen tenaga listrik, dan lembaga inspeksi teknik terakreditasi melakukan kesepakatan waktu pemeriksaan titik sambung. Pelaku usaha atau pemakai jaringan, konsumen tenaga listrik, dan lembaga inspeksi teknik terakreditasi harus melakukan pemeriksaan titik sambung dan dapat dilakukan pemeriksaan peralatan terkait lain termasuk pengujian yang diperlukan untuk meyakinkan bahwa pemberian tegangan (*energize*) pada titik sambung tidak akan mengganggu keamanan dan kelangsungan operasi.

CC 4.2.6 Dalam hal lembaga inspeksi teknik terakreditasi menyatakan bahwa kondisi titik sambung memenuhi persyaratan dalam *Grid Code* dan siap untuk pemberian tegangan (*energize*), lembaga inspeksi teknik terakreditasi menerbitkan rekomendasi pemberian tegangan (*energize*) dan percobaan pembebanan dalam rangka pengujian sistem pada titik sambung.

CC 4.2.7 Dalam hal lembaga inspeksi teknik terakreditasi menyatakan bahwa titik sambung dan/atau peralatan terkait lain tidak siap menerima tegangan, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus melakukan perbaikan sampai dengan dinyatakan sesuai dan layak diberi tegangan oleh lembaga inspeksi teknik terakreditasi.

CC 4.3 Pemberian Tegangan (*Energize*) pada Titik Sambung

CC 4.3.1 Setelah lembaga inspeksi teknik terakreditasi menerbitkan rekomendasi pemberian tegangan (*energize*) dan percobaan pembebanan dalam rangka pengujian sistem pada titik sambung, pelaku usaha atau pemakai jaringan, konsumen tenaga listrik, dan pengelola operasi sistem melaksanakan prosedur pemberian tegangan (*energize*) yang telah disusun dan disepakati bersama.

- CC 4.3.2 Rekomendasi pemberian tegangan (*energize*) dan percobaan pembebanan dalam rangka pengujian sistem dari lembaga inspeksi teknik terakreditasi berlaku selama 7 (tujuh) hari kerja terhitung sejak terbit rekomendasi. Apabila pelaksanaan pemberian tegangan (*energize*) melebihi durasi waktu yang ditentukan, rekomendasi tersebut perlu diperbarui kembali.
- CC 4.3.3 Pengelola operasi sistem melaksanakan pemberian tegangan (*energize*) pada titik sambung atas permintaan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik sesuai dengan jadwal dan *standard operating procedure* yang telah dibuat sebelumnya.
- CC 4.3.4 Proses pemberian tegangan (*energize*) dilakukan selama 24 (dua puluh empat) jam atau sesuai dengan durasi yang diperlukan untuk jenis peralatan yang diuji sebagai bagian dari pengujian sistem.
- CC 4.3.5 Percobaan pembebanan yang dilakukan setelah proses pemberian tegangan (*energize*) bertujuan antara lain untuk pengujian *stability* peralatan proteksi, pengamatan *hot spot* pada terminasi titik sambung primer, dan pengukuran kebisingan.
- CC 5 Karakteristik Operasi Terdaftar
- Sebelum pemberian tegangan (*energize*) pada titik sambung, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan semua data yang diperlukan sesuai dengan Ketentuan Kebutuhan Data kepada pengelola operasi sistem. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan revisi data operasi terdaftar untuk memperlihatkan perubahan yang terjadi pada titik sambung dan/atau peralatan terkait lainnya.
- CC 6 Data Perencanaan Fasilitas dan Pengoperasian
- Sebelum pemberian tegangan (*energize*) pada titik sambung, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan semua data perencanaan dan pengoperasian fasilitasnya untuk memenuhi persyaratan dalam Ketentuan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi kepada pengelola operasi sistem. Setelah pemberian tegangan (*energize*) pada titik sambung, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus terus menyampaikan data yang diperlukan sesuai dengan jadwal yang ditentukan dalam *Grid Code*.
- CC 7 Nomenklatur dan Identifikasi Peralatan
- Semua peralatan yang tersambung dengan jaringan transmisi harus menggunakan penomoran peralatan dan kode identifikasi peralatan (*equipment numbering and code identification*) sesuai dengan Apendiks 2 - Ketentuan Penyambungan (Penomoran Peralatan dan Kode Identifikasi Peralatan). Persyaratan ini diberlakukan untuk pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik. Pengaturan identifikasi ini dibuat untuk meminimalkan kemungkinan kesalahan operator dalam pengoperasian karena kesalahan pengertian dalam menangkap instruksi.

CC 8 Persyaratan Penyambungan Pembangkit EBT Intermiten

Pembangkit EBT intermiten harus mampu melakukan pembatasan daya aktif (P) dan daya reaktif (Q) selama gangguan hubung singkat dan pemulihan. Selain itu, pembangkit EBT intermiten harus mampu melakukan pengaturan arus reaktif dan aktif saat gangguan hubung singkat.

CC 8.1 Pembangkit Listrik Tenaga Bayu

Perusahaan atau produsen PLTB harus menyediakan dokumen (sesuai dengan IEC 61400-22 dan perubahannya) untuk persetujuan penyambungan ke jaringan yang terdiri atas:

- a. laporan evaluasi kondisi lokasi PLTB yang berisi persyaratan:
 1. kondisi angin;
 2. kondisi lingkungan;
 3. kondisi gempa bumi;
 4. kondisi jaringan tenaga listrik; dan
 5. kondisi geoteknik;
- b. pernyataan kesesuaian evaluasi kondisi lokasi;
- c. persyaratan desain spesifik turbin angin sesuai dengan kondisi lokasi PLTB dengan mempertimbangkan persyaratan minimum:
 1. suhu atau temperatur udara sekitar;
 2. kelembaban udara sekitar;
 3. radiasi sinar matahari;
 4. curah hujan;
 5. zat kimia aktif;
 6. partikel aktif;
 7. salinitas;
 8. kondisi listrik; dan
 9. petir;
- d. pernyataan kesesuaian desain spesifik turbin angin dengan kondisi lokasi PLTB;
- e. laporan survei lokasi, tata letak, dan perkiraan produksi energi tahunan PLTB;
- f. sertifikat validitas tipe (*valid type certificate*) dan sertifikasi kurva daya (*certified power curve*) untuk model turbin angin PLTB yang dikeluarkan oleh badan sertifikasi yang terakreditasi; dan
- g. penilaian kompatibilitas koneksi jaringan (*grid connection compatibility assessment*) sesuai dengan persyaratan dalam *Grid Code* yang dikeluarkan oleh badan sertifikasi yang menangani validitas tipe.

Setelah penyambungan ke jaringan (dalam waktu 1 (satu) tahun atau 1 (satu) musim angin tergantung mana yang lebih dulu), produsen turbin angin harus menyediakan dokumen:

- a. laporan hasil uji verifikasi pengukuran kinerja daya (*power performance measurement*);
- b. laporan hasil uji kompatibilitas koneksi ke jaringan; dan
- c. verifikasi spesifikasi teknis.

CC 8.2 Pembangkit Listrik Tenaga Surya *Photovoltaic* (PLTS)

- a. Modul PV yang digunakan dalam proyek PLTS harus memenuhi persyaratan uji yang ditentukan dalam uji kualifikasi modul PV dari edisi IEC yang terbaru:

1. modul PV jenis kristal silikon (*crystalline silicon solar cell*) (IEC 61215 dan perubahannya);
2. modul PV jenis film tipis (*thin film pv type*) (IEC 61646 dan perubahannya); dan
3. modul PV jenis konsentrator (*concentrator PV type*) (IEC 62108 dan perubahannya).

Selain itu, modul PV harus memenuhi persyaratan IEC 61730 dan perubahannya untuk kualifikasi pengujian keselamatan pada tegangan 1000 (seribu) volt DC atau lebih tinggi. Modul PV yang akan digunakan dalam lingkungan yang sangat korosif harus memenuhi syarat IEC 61701 dan perubahannya.

- b. *Power conditioner* atau *inverter* PLTS harus sesuai dengan standar IEC edisi terbaru atau standar yang setara, meliputi:
 1. pengukuran efisiensi (IEC 61683 dan perubahannya);
 2. pengujian lingkungan (IEC 60068-2/IEC 62093 dan perubahannya);
 3. *EM compatibility* (IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-4 dan bagian lain yang relevan dari IEC 61000 dan perubahannya);
 4. keamanan kelistrikan (IEC 62103/IEC 62109-1 & 2 dan perubahannya); dan
 5. *anti-islanding protection* (IEEE 1547/IEC 62116/UL 1741 dan perubahannya).
- c. Subsistem atau komponen lain yang digunakan dalam PLTS (seperti kabel, konektor, *junction boxes*, dan *surge protection devices*) harus memenuhi standar nasional Indonesia atau standar internasional yang relevan untuk keselamatan ketenagalistrikan, usia pakai (*service life*), dan ketahanan terhadap cuaca (*weather resistance*).
- d. Modul PV, *power conditioner*, *thin film*, dan sistem *concentrate photovoltaic* yang digunakan dalam PLTS harus memiliki sertifikat uji yang valid dari laboratorium uji yang terakreditasi (*reputed ILAC member labs*) untuk memenuhi persyaratan kualifikasi yang sesuai dengan standar IEC.
- e. Keluaran daya (*power output*) modul PV yang digunakan dalam PLTS harus mempunyai jaminan (*warranty*) bahwa keluaran daya modul tidak boleh kurang dari 90% (sembilan puluh persen) pada akhir 10 (sepuluh) tahun dan 80% (delapan puluh persen) pada akhir 25 (dua puluh lima) tahun.

CC 9 Karakteristik Kinerja Pembangkit EBT Intermiten

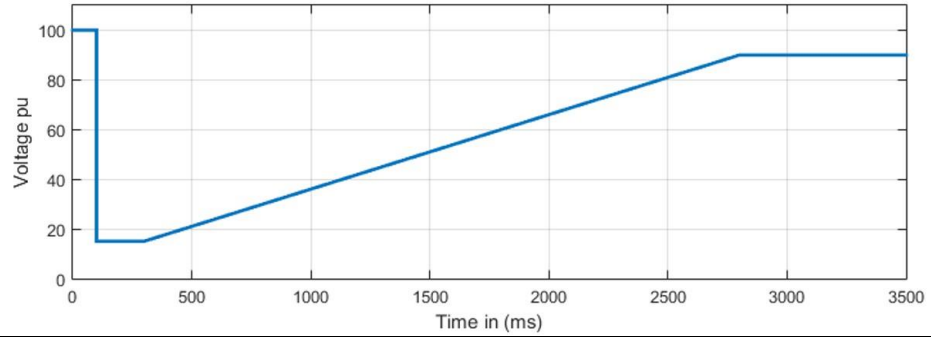
CC 9.1 Respons terhadap Frekuensi (*Frequency Response*)

Pembangkit EBT intermiten harus mampu menghasilkan *output* aktual dalam rentang frekuensi 47,50 (empat puluh tujuh koma lima nol) Hz sampai dengan 50,50 (lima puluh koma lima nol) Hz.

CC 9.2 *Fault Ride Through*

a. *Low Voltage Ride Through*

Pembangkit EBT intermiten yang tersambung ke *grid* harus tetap tersambung ke *grid* ketika tegangan pada titik interkoneksi pada salah satu atau semua fase menurun atau meningkat tajam (*dip up*) sesuai karakteristik pada Gambar 3.



Selama <i>Fault</i>		<i>Fault Clearance</i>	
V_{\min} [p.u]	T_{\max} [s]	V_{\min} [p.u]	T_{\max} [s]
0.15	0.2	0.9	2.8

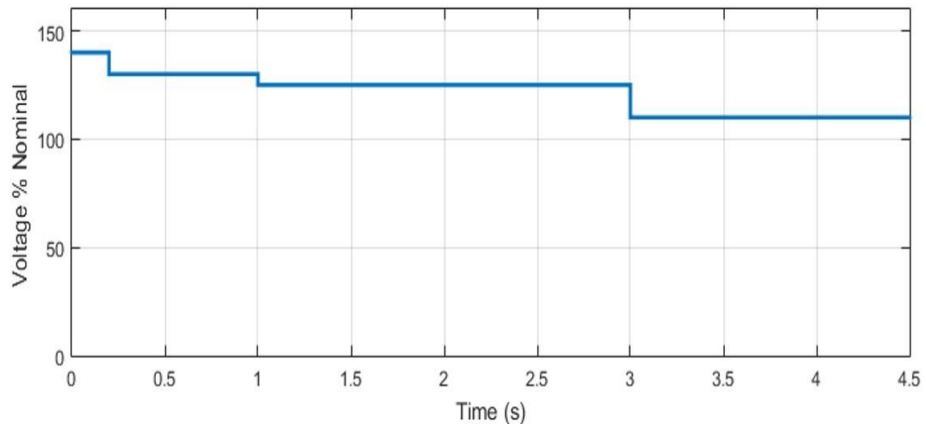
Gambar 3. Karakteristik *Low Voltage Ride Through*

Pembangkit EBT intermiten harus mampu bertahan dalam beberapa kali *fault* saat tersambung ke jaringan yang bertegangan rendah. Pembangkit EBT intermiten tidak diizinkan untuk mengunci (*lock out*) setelah kejadian tertentu.

Pembangkit EBT intermiten harus memaksimalkan arus reaktif selama terjadinya *fault* dan arus aktif harus dikurangi sebanding dengan tegangan yang ditahan.

b. *High Voltage Ride Through*

Pembangkit EBT intermiten akan tetap tersambung ke jaringan ketika tegangan pada titik interkoneksi yang diukur pada sisi tegangan tinggi atau HV pada setiap atau semua fase (kondisi tegangan lebih simetris atau asimetris) naik di atas nilai yang ditentukan sesuai karakteristik pada Gambar 4.



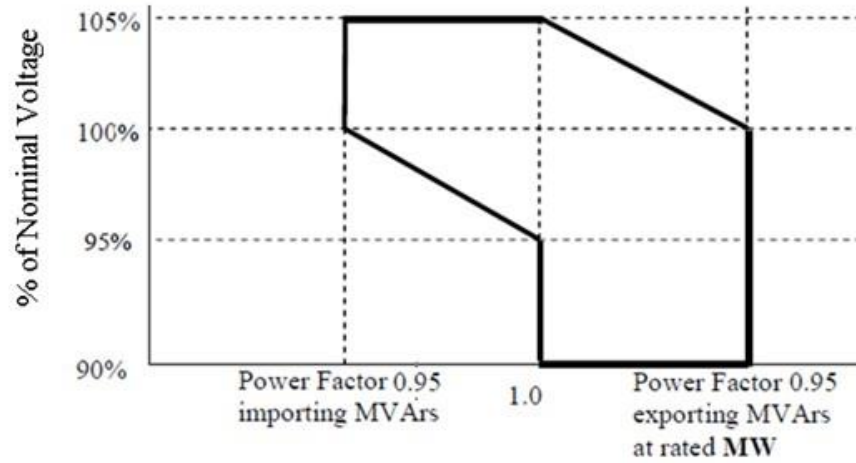
<i>Over Voltage</i> (pu)	<i>Minimum Time to Remain Connected</i> (sec)
$1.3 < V \leq 1.4$	1
$1.1 < V \leq 1.3$	3
1.1 or below	<i>Indefinitely</i>

Gambar 4. Karakteristik *High Voltage Ride Through*

CC 9.3 Persyaratan Daya Reaktif

Kemampuan daya reaktif minimal harus memenuhi persyaratan:

- nilai faktor daya untuk menyerap daya reaktif (*absorbing*) sebesar 0,95 (nol koma sembilan lima); dan
- nilai faktor daya untuk menghasilkan daya reaktif (*generating*) sebesar 0,95 (nol koma sembilan lima), sesuai dengan Gambar 5.



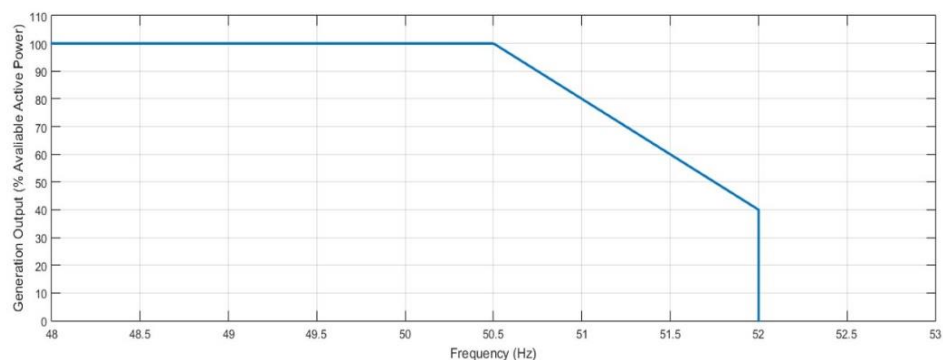
Gambar 5. Persyaratan Daya Reaktif

CC 9.4 *Active Power Control dan Ramp Rate*

Pembangkit EBT intermiten tidak diperbolehkan untuk *start up* lebih dari 1 (satu) kali dalam periode 10 (sepuluh) menit. Pembangkit EBT intermiten harus memiliki pengontrol laju *ramp* positif (*positive ramp rate controller*) yang dapat diatur dalam rentang 1 (satu) MW per menit sampai dengan 10 (sepuluh) MW per menit untuk mengontrol laju *ramp* di bawah kondisi operasi normal dan termasuk pengaturan laju *ramp* 0 (nol) yang akan secara otomatis berlaku selama periode waktu ketika sinyal *ramp blocking* (*ramp blocking signal*) teraktivasi. Pengaturan *ramp rate* harus ditentukan oleh pengelola operasi sistem dari waktu ke waktu. Tingkat *ramp* merupakan tingkat rata-rata perubahan dalam *output* yang diukur selama periode 10 (sepuluh) menit. Tingkat *ramp* rata-rata lebih dari 1 (satu) menit tidak diperbolehkan melebihi 3 (tiga) kali laju *ramp* rata-rata selama 10 (sepuluh) menit.

CC 9.5 *Pengaturan Frekuensi (Frequency Control)*

Pembangkit EBT intermiten harus memiliki kemampuan untuk beroperasi sesuai dengan pengaturan jangkauan frekuensi daya atau kurva kontrol frekuensi. Dalam rentang frekuensi normal 47,50 (empat puluh tujuh koma lima nol) Hz sampai dengan 50,50 (lima puluh koma lima nol) Hz, pembangkit EBT intermiten biasanya akan menghasilkan 100% (seratus persen) dari daya aktif yang tersedia (tergantung ketersediaan). *Output* untuk frekuensi antara 50,50 (lima puluh koma lima nol) Hz sampai dengan 52,00 (lima puluh dua koma nol nol) Hz, daya aktif harus diatur dengan *gradient* 0,4 (nol koma empat) $P_{available} / Hz$. Pengaturan frekuensi daya/kurva kontrol frekuensi sesuai dengan Gambar 6.



Gambar 6. Pengaturan Frekuensi Daya/Kurva Kontrol Frekuensi

Apendiks 1 : Persyaratan dan Standardisasi Peralatan pada Titik Sambung

CCA1 1 Umum

Semua peralatan yang tersambung dengan jaringan harus memenuhi standar nasional Indonesia, standar PT PLN (Persero), atau standar internasional. Hal ini paling sedikit meliputi PMT, PMS, peralatan pembumian, trafo tenaga, *interbus transformer*, trafo tegangan, trafo arus, reaktor, *arrester*, *bushing*, peralatan netral, kapasitor, *busbar*, *isolator*, *line traps*, peralatan kopling, generator, turbin, dan koordinasi isolasi pada titik sambung.

CCA1 2 Persyaratan yang Harus Dipenuhi oleh Pengguna Titik Sambung ke Pengelola Operasi Sistem

Setiap titik sambung fasilitas pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dengan jaringan harus dikontrol oleh PMT yang mampu memutuskan arus hubung singkat maksimum pada titik sambung. Berdasarkan permintaan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, pengelola operasi sistem harus memberikan nilai arus hubung singkat.

CCA1 2.1 Pengaturan Proteksi

Setiap peralatan proteksi harus dilengkapi dengan sinkronisasi waktu standar. Proteksi untuk fasilitas milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik ke titik sambung pada jaringan harus memenuhi persyaratan paling sedikit seperti di bawah ini.

Setting proteksi pembangkit harus dikoordinasikan dengan pengelola operasi sistem untuk memperkecil akibat gangguan pada fasilitas milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik terhadap jaringan.

Setting proteksi GI dan transmisi harus dikoordinasikan dengan pengelola transmisi untuk memperkecil akibat gangguan pada fasilitas milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik terhadap jaringan.

Koordinasi *setting* proteksi untuk instalasi baru, penggantian peralatan utama, atau penggantian relai proteksi harus dilakukan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dengan pengelola transmisi. Semua peralatan instalasi tenaga listrik yang tersambung dengan jaringan harus diamankan dengan sistem proteksi yang sesuai.

CCA1 2.2 Waktu Pemutusan Gangguan

- a. waktu pemutusan gangguan di sisi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tersambung langsung dengan jaringan, mulai dari saat terjadi gangguan sampai dengan padam busur listrik oleh terbukanya PMT, harus kurang dari atau sama dengan:
 1. 120 (seratus dua puluh) *millisecond* untuk 150 (seratus lima puluh) kV dan 66 (enam puluh enam) kV; dan
 2. 150 (seratus lima puluh) *millisecond* untuk 20 (dua puluh) kV;
- b. waktu pemutusan gangguan untuk jaringan 20 (dua puluh) kV harus ditentukan oleh pengelola transmisi dan pengelola distribusi tergantung pada lokasi titik sambung. Koordinasi

waktu pemutusan gangguan dekat bus 20 (dua puluh) kV dengan ketentuan:

1. gangguan *phase* ke *phase*, OCR *incoming* paling lama 1 (satu) *second* dan penyulang (*feeder*) paling lama 700 (tujuh ratus) *millisecond*;
2. gangguan 1 (satu) *phase* ke tanah:
 - a) pembumian (*grounding*) langsung, GFR *incoming* paling lama 1 (satu) *second* dan penyulang (*feeder*) paling lama 700 (tujuh ratus) *millisecond*; dan
 - b) pembumian (*grounding*) dengan tahanan rendah dan tinggi, GFR *incoming* paling besar 50% (lima puluh persen) dari waktu ketahanan arus kontinyu NGR dan dikoordinasikan dengan waktu SBEF. *Setting* selisih waktu antara GFR dan SBEF pada penyulang (*feeder*) diatur paling singkat 300 (tiga ratus) *millisecond*;
- c. dalam hal terjadi kesalahan peralatan proteksi utama milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, proteksi cadangan (*backup protection*) yang disediakan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus diatur dengan waktu pemutusan gangguan kurang dari 300 (tiga ratus) *millisecond*. Pengelola transmisi harus menyediakan proteksi cadangan (*backup protection*) yang bekerja dengan waktu yang lebih lambat daripada proteksi cadangan (*backup protection*) pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dengan memperhatikan tingkatan waktu;
- d. proteksi cadangan (*backup protection*) pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik diharapkan mampu bertahan dan tanpa *trip* terhadap arus beban yang timbul selama pemutusan suatu gangguan di jaringan oleh proteksi kegagalan PMT (*CBF protection*) atau proteksi cadangan. Kondisi ini akan memperhatikan tingkatan waktu antara proteksi cadangan (*backup protection*) pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan proteksi cadangan (*backup protection*) yang ada di jaringan;
- e. proteksi kegagalan PMT (*CBF protection*) harus terpasang pada semua titik sambung 150 (seratus lima puluh) kV, 66 (enam puluh enam) kV, dan 20 (dua puluh) kV. Dalam hal terjadi kegagalan pemutusan arus gangguan oleh PMT, proteksi kegagalan PMT akan men-*trip*-kan semua PMT yang tersambung langsung dengan PMT yang gagal dalam rentang waktu 200 (dua ratus) *millisecond* sampai dengan 250 (dua ratus lima puluh) *millisecond*; dan
- f. unjuk kerja sistem proteksi (*protection system performance index*) jaringan merupakan ukuran rata-rata kemampuan dan keberhasilan peralatan proteksi secara tepat dalam 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*). Semua *main protection unit* untuk jenis, merek, tipe, dan *firmware* yang sama seperti *distance protection*, *line current differential protection*, *transformer differential protection*, *busbar differential protection (low impedance)*, dan diameter

differential protection atau CCP jenis *low impedance* harus lulus:

1. pengujian jenis atau *type test*;
2. pengujian *interoperability*; dan
3. pengujian dinamik menggunakan model sistem dari pengelola transmisi dengan nilai *security index* dan *dependability index* paling sedikit 99,5% (sembilan puluh sembilan koma lima persen).

CCA1 2.3 Peralatan Proteksi yang Diperlukan

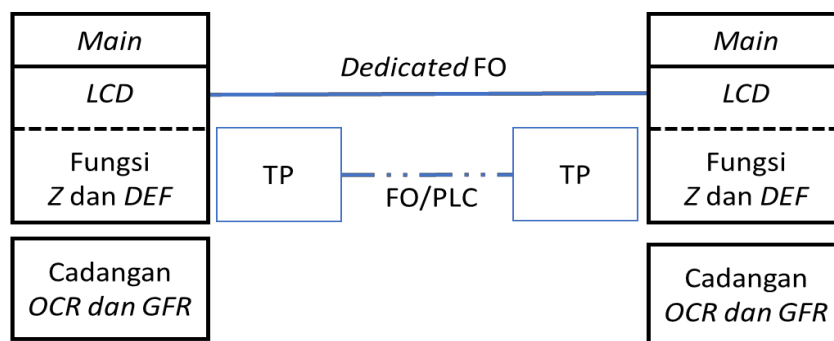
CC A1 2.3.1 Proteksi pada Fasilitas Interkoneksi

Semua peralatan proteksi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang mungkin memengaruhi fasilitas jaringan harus memperoleh persetujuan dari pengelola operasi sistem. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus mendapatkan persetujuan atas rencana peralatan proteksi sebelum dipasang. Persyaratan proteksi fasilitas interkoneksi jaringan dikelompokkan berdasarkan perbandingan impedansi sumber terhadap impedansi saluran yang diamankan SIR. Suatu saluran didefinisikan sebagai:

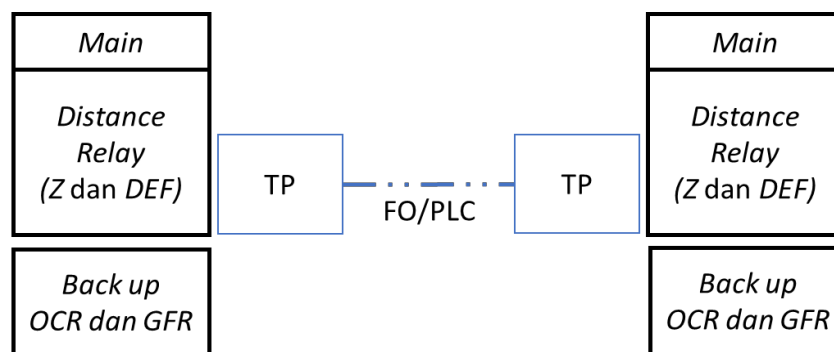
- a. saluran pendek, jika $SIR > 4,0$ (empat koma nol);
- b. saluran sedang, jika $0,5$ (nol koma lima) $\leq SIR \leq 4,0$ (empat koma nol); dan
- c. saluran panjang, $SIR < 0,5$ (nol koma lima).

Proteksi saluran 150 (seratus lima puluh) kV, 66 (enam puluh enam) kV, dan 20 (dua puluh) kV:

1. saluran pendek
 - a. proteksi utama: *line current differential* dilengkapi fungsi *distance relay* dengan media komunikasi *fiber optic* yang *dedicated* dan *direct* atau *point to point*; dan
 - b. proteksi cadangan (*backup protection*) : *overcurrent relay* dan *ground fault* menggunakan *hardware* atau peralatan yang terpisah dengan proteksi utama.
2. saluran sedang dan saluran panjang
 - a. proteksi utama: *line current differential* dilengkapi fungsi *distance relay* dengan media *fiber optic* yang *dedicated* dan *direct* atau *point to point* atau *distance relay* yang menggunakan *transfer trip* berupa *permissive underreach* atau *permissive overreach*. Skema tersebut harus mencakup proteksi zona 2 dan zona 3 dengan waktu tunda. Skema proteksi 150 kV dan 20 kV dalam 2 (dua) alternatif sesuai dengan Gambar 7 dan Gambar 8.



Gambar 7. Skema Proteksi 150 kV dan 20 kV Alternatif 1



Gambar 8. Skema Proteksi 150 kV dan 20 kV Alternatif 2

- b. proteksi cadangan (*backup protection*): *overcurrent relay* dan *ground fault* menggunakan *hardware* atau peralatan yang terpisah dengan proteksi utama.
3. setiap proteksi utama di terminal SUTT harus berkemampuan untuk *tripping* dan *reclosing* 1 (satu) *phase* dan 3 (tiga) *phase*:
 - a. setiap terminal SUTT harus berkemampuan untuk *tripping* dan *reclosing* 3 (tiga) *phase* dan khusus proteksi SUTT 150 (seratus lima puluh) kV berkemampuan untuk *tripping* dan *reclosing* 1 (satu) *phase*. Pelaksanaan *reclosing* 3 (tiga) *phase* harus melalui *synchro check relay*;
 - b. media untuk skema *distance relay* menggunakan *transfer trip* yaitu *fiber optic* dengan *backup PLC*; dan
 - c. untuk saluran transmisi dengan 2 (dua) *bay* atau lebih SKTT atau SUTT saluran pendek pola proteksi SKTT, *line current differential* harus dilengkapi dengan *distance relay* dalam 1 (satu) relai dan *backup overcurrent relay* atau *ground fault relay*.

CC A1 2.3.2 Proteksi Transformator

Untuk transformator 150/66 kV dan 150/20 kV ditetapkan pola proteksi dan harus dipasang:

- a. relai suhu minyak;
- b. relai suhu belitan sisi primer;
- c. relai suhu belitan sisi sekunder (*);
- d. relai *bucholz* tangki utama;
- e. relai tekanan lebih tangki utama;
- f. relai tekanan lebih OLTC (Jansen);
- g. relai *differential* (+);
- h. relai gangguan ke tanah terbatas sisi primer;
- i. relai gangguan ke tanah terbatas sisi sekunder (*);
- j. relai arus lebih sisi primer;
- k. relai arus lebih sisi sekunder;
- l. relai arus lebih sisi tertier berbeban;
- m. relai gangguan ke tanah sisi primer;
- n. relai gangguan ke tanah sisi sekunder;
- o. relai RGT sisi tersier (tersier ditanahkan);
- p. relai pergeseran tegangan titik netral atau NVDR (tersier tidak ditanahkan); dan
- q. relai proteksi NGR atau SBEF (*).
 - (*) pengecualian sesuai Tabel 7
 - (+) dapat memproteksi belitan primer, belitan sekunder, dan belitan tersier yang dibebani proteksi trafo tenaga harus memenuhi Tabel 7.

Tabel 7. Proteksi Trafo Tenaga

No	Jenis Proteksi	Transformer		
		150/20 kV		150/66 kV
		<30 MVA	≥30 MVA	≥60 MVA
1	Relai Suhu Minyak	1 buah	1 buah	1 buah
2	Relai Suhu Belitan Sisi Primer	1 buah	1 buah	1 buah
3	Relai Suhu Belitan Sisi Sekunder	-	1 buah	1 buah
4	Relai Bucholz Tangki Utama	1 buah	1 buah	1 buah
5	Relai Tekanan Lebih Tangki Utama	1 buah	1 buah	1 buah
6	Relai Tekanan Lebih OLTC (Jansen)	1 buah	1 buah	1 buah
7	Relai <i>Differential</i>	1 buah	1 buah	1 buah
8	Relai Gangguan ke Tanah Terbatas (REF) Sisi Primer	-	1 buah	1 buah
9	Relai Gangguan ke Tanah Terbatas (REF) Sisi Sekunder (Hanya untuk Konfigurasi Bintang)	-	1 buah	1 buah
10	Relai Arus Lebih (OCR) Sisi Primer	2 fasa	3 fasa	3 fasa
11	Relai Arus Lebih (OCR) Sisi Sekunder	2 fasa	3 fasa	3 fasa
12	Relai Arus Lebih (OCR) Sisi <i>Tertier</i> Berbeban	2 fasa	3 fasa	3 fasa
13	Relai Gangguan ke Tanah (RGT) Sisi Primer	1 buah	1 buah	1 buah
14	Relai Gangguan ke Tanah (RGT) Sisi Sekunder (Hanya untuk Konfigurasi Bintang)	1 buah	1 buah	1 buah
15	Relai Gangguan Tanah (RGT) Sisi <i>Tertier</i> (<i>Tertier</i> Ditanahkan)	-	-	-
16	Relai Pergeseran Tegangan Titik Netral/NDVR (<i>Tertier</i> tidak Ditanahkan)	-	-	-
17	Relai Proteksi NGR (SBEF)	1 buah	1 buah	1 buah

- : tidak diperlukan

Proteksi cadangan transformator distribusi seperti relai arus lebih *phase* ke *phase* atau *phase* ke tanah OCR atau GFR harus dikoordinasikan dengan proteksi *feeder* sesuai dengan kesepakatan antara pengelola transmisi dan pengelola distribusi.

CC A1 2.3.3 Proteksi Unit Pembangkit

Proteksi semua unit pembangkit harus dikoordinasikan dengan proteksi jaringan transmisi, antara lain untuk:

- a. OCR atau GFR generator (50/51G) dengan kendali tegangan (51V), *transformator* generator (50/51GT), dan RGT sisi netral tegangan tinggi generator *transformer* (51NGT) perlu dikoordinasikan dengan relai arus lebih transmisi dengan beda waktu tunda ± 300 (tiga ratus) *millisecond*;
- b. relai jarak generator (21) yang menjangkau jaringan transmisi pengelola transmisi perlu dikoordinasikan dengan relai jarak transmisi dengan beda waktu tunda ± 300 (tiga ratus) *millisecond*;
- c. relai urutan negatif generator (46) perlu dikoordinasikan dengan waktu tunda ketidakserempakan PMT transmisi dengan beda waktu tunda ± 300 (tiga ratus) *millisecond*;
- d. relai eksitasi lebih (24 atau 59/81) tidak *trip* seketika pada nilai $V/Hz \leq 1.1$ pu dan dapat *trip* seketika atau tunda *definite* pada nilai $V/Hz > 1.1$ pu;

- e. relai lepas sinkron (78) dikoordinasikan dengan kondisi osilasi sistem;
- f. relai arus medan hilang (40) menggunakan *offset* relai jarak yang dikoordinasikan dengan kondisi osilasi sistem;
- g. relai tegangan kurang atau lebih (59) dikoordinasikan sesuai dengan standar internasional yang berlaku; dan
- h. relai frekuensi (81) dikoordinasikan dengan rentang frekuensi sistem sebagaimana dimaksud dalam CC 2.1 (Variasi pada Frekuensi).

CC A1 2.3.4 *Bus Protection* Tegangan Tinggi

Semua *busbar* tegangan tinggi yang tersambung ke jaringan transmisi yang merupakan *outlet* pembangkit atau *outlet* 150/66 kV dan 150/20 kV harus dilengkapi dengan proteksi *bus differential*.

CC A1 2.3.5 *Diameter Protection* Tegangan Tinggi

Semua diameter tegangan tinggi yang tersambung harus dilengkapi dengan proteksi CCP dan SZP.

Proteksi CCP digunakan jika skema proteksi *bay* menggunakan CT *bay* (penghantar, trafo, dan kompensator).

CC A1 2.3.6 Proteksi Kegagalan PMT (*Circuit Breaker Failure Protection*)

Setiap PMT pada tegangan tinggi harus dilengkapi dengan proteksi kegagalan PMT (*CBF protection*) yaitu:

- a. GIS; dan
- b. GI dengan konfigurasi 1 (satu) *breaker*.

Relai proteksi kegagalan PMT (*CBF protection*) harus terpasang tersendiri (*dedicated*) untuk setiap PMT yang terpisah secara *hardware* dengan peralatan yang lain.

Skema proteksi kegagalan PMT terdiri atas 2 (dua) tahap, yaitu tahap pertama men-*trip*-kan PMT yang gagal *trip* dan tahap kedua men-*trip*-kan seluruh PMT yang tersambung ke PMT yang gagal, baik secara lokal maupun secara *remote* (*direct transfer trip*/DTT).

CC A1 2.3.7 *Direct Transfer Trip*

Setiap GIS dan GI harus dilengkapi dengan proteksi DTT dengan ketentuan:

- a. pada GIS, DTT diinisiasi dari:
 - 1. CBF;
 - 2. CCP;
 - 3. SZP; dan
 - 4. *gas pressure low* (*compartement PMS line*); dan
- b. pada GI, DTT diinisiasi dari:
 - 1. CBF;
 - 2. CCP; dan
 - 3. SZP.

Untuk 1,5 (satu setengah) *breaker*, sinyal DTT dapat dikirim jika status PMS penghantar pada posisi masuk. Skema DTT 150 kV dan 20 kV sesuai dengan Gambar 9.



Gambar 9. Skema DTT 150 kV dan 20 kV

CC A1 2.3.8 Proteksi Sistem

Pengelola operasi sistem harus membuat kajian operasi sistem yang terus diperbarui untuk menjaga keandalan sistem terhadap kemungkinan kondisi sistem yang tidak normal.

Peralatan proteksi sistem merupakan relai independen (terpisah secara *hardware* dari proteksi utama dan proteksi cadangan). Penempatan peralatan proteksi sistem di setiap GI/GITET menggunakan panel khusus (dipisahkan dari panel proteksi peralatan).

Fungsi proteksi sistem harus dapat dinonaktifkan dan rangkaian *trip* untuk proteksi sistem dibuat terpisah dengan sistem proteksi lain. Untuk menjamin keberhasilan proteksi sistem bekerja dengan baik, target *shedding* harus dapat dilakukan secara dinamis (*smart*).

Peralatan proteksi sistem menggunakan media *core fiber optic* yang *dedicated* dengan paling sedikit 2 (dua) rute yang berbeda jalur, yaitu rute langsung antar-GI (*direct* atau *point to point*) dan rute alternatif masih dalam 1 (satu) subsistem.

CC A1 2.3.9 Disturbance Fault Recorder

Dalam hal terjadi gangguan, untuk mempermudah analisis gangguan:

- a. setiap titik sambung ke jaringan 150 (seratus lima puluh) kV termasuk *outlet* pembangkit (*bay generator transformer* dan *bay* penghantar GI pembangkit) harus dilengkapi dengan eksternal DFR dan *event recorder* untuk proteksi.

Untuk mempermudah evaluasi gangguan, setiap *event* atau kejadian yang diperlukan untuk evaluasi gangguan harus terekam secara *sequential*.

Setting waktu pada semua peralatan harus tersinkron dengan GPS.

- b. pada titik sambung ke jaringan 150 (seratus lima puluh) kV dan 66 (enam puluh enam) kV harus dilengkapi dengan eksternal DFR dan *event recorder* proteksi yaitu:
 1. GI pembangkit (*bay generator transformer* dan *bay* penghantar GI pembangkit);
 2. *outlet* IBT 150/20 kV;
 3. jumlah *bay* > 8 (delapan) *bay* penghantar;
 4. jalur *backbone* atau *tie line*;
 5. GI konsumen tenaga listrik; dan
 6. *bay* yang telah ditentukan oleh pengelola operasi sistem.

Untuk mempermudah evaluasi gangguan, setiap *event* atau kejadian yang diperlukan untuk evaluasi gangguan harus terekam secara *sequential*.

Setting waktu pada semua peralatan harus tersinkron dengan GPS.

Kebutuhan sinyal DFR terdiri atas input analog dan digital sesuai dengan Tabel 8 sampai dengan Tabel 12.

Tabel 8. Analog Input DFR 150 kV dan 66 kV

No	Analog Input	Nama di DFR	Contoh *)
1	Voltage Phase R	VR [Nama Bay]	VR BALOI1
2	Voltage Phase S	VS [Nama Bay]	VS BALOI1
3	Voltage Phase T	VT [Nama Bay]	VT BALOI1
4	Voltage Bus	VT BUS	VT BUS
5	Current Phase R	IR [Nama Bay]	VR BALOI1
6	Current Phase S	IS [Nama Bay]	IS BALOI1
7	Current Phase T	IT [Nama Bay]	IT BALOI1
8	Current Phase N	IN [Nama Bay]	IN BALOI1

Keterangan:

*) maksimum 16 (enam belas) karakter. Nama bay sesuai struktur SCADA 5 (lima) huruf ditambah 1 (satu) karakter untuk nomor sirkuit

Tabel 9. Digital Input DFR 150 kV dan 66 kV Bay Line dengan Konfigurasi Busbar 1,5 Breaker

No.	Digital Input		Nama di DFR
1	Main Protection Operated	:	LP A OPRT
2	DEF Operated	:	DEF OPRT
3	OCR/GFR Operated	:	OCR/GFR Operated
4	CB Ax/Bx Phase A Close	:	CB Ax/Bx R status CLOSE (ex. 7A1 R CLOSE)
5	CB Ax/Bx Phase B Close	:	CB Ax/Bx S status CLOSE
6	CB Ax/Bx Phase C Close	:	CB Ax/Bx T status CLOSE
7	CB Abx Phase A Close	:	CB Abx R status CLOSE
8	CB Abx Phase B Close	:	CB Abx S status CLOSE
9	CB Abx Phase C Close	:	CB Abx T status CLOSE
10	CB Healty A	:	CB Healty A
11	CB Healty AB	:	CB Healty AB
12	Carrier Send from Distance /LCD	:	LP A SEND
13	Carrier Send from DEF	:	DEF A SEND
14	Carrier Receive to Distance/LCD	:	LP A RCV
15	Carrier Receive to DEF	:	DEF A RCV
16	Trip Phase R	:	TRIP R
17	Trip Phase S	:	TRIP S
18	Trip Phase T	:	TRIP T
19	Send DTT	:	DTT SEND
20	Receive DTT	:	DTT RCV
21	CCP 1 Operated	:	CCP A OPRT
22	CCP 2 Operated	:	CCP B OPRT
23	CBF/SZP 1 Ax/Bx Trip	:	CBF/SZP A Ax/Bx OPRT
24	CBF/SZP 2 Ax/Bx Trip	:	CBF/SZP B Ax/Bx OPRT
25	CBF/SZP 1 Abx Trip	:	CBF/SZP A Abx OPRT
26	CBF/SZP 2 Abx Trip	:	CBF/SZP B Abx OPRT
27	A/R Close Command	:	A/R Close command
28	Spare		
29	Spare		
30	Spare		
31	Spare		
32	Spare		

Tabel 10. *Digital Input* DFR 150 kV dan 66 kV *Bay Trafo* dengan Konfigurasi *Busbar 1,5 Breaker*

No.	<i>Digital Input</i>		Nama di DFR
1	<i>Main Protection Operated (DIFF)</i>	:	MAIN PROT OPRT
2	<i>Main Protection Operated (REF HV)</i>	:	REF HV OPRT
3	<i>Main Protection Operated (REF LV)</i>	:	REF LV OPRT
4	<i>Backup Protection Operated (OCR HV)</i>	:	OC HV OPRT
5	<i>Backup Protection Operated (OCR LV)</i>	:	OC LV OPRT
6	<i>Thermal Oil Relay Operated</i>	:	THERMAL
7	<i>Thermal Winding HV Relay Operated</i>	:	THERMAL <i>winding</i> HV OPRT
8	<i>Thermal Winding LV Relay Operated</i>	:	THERMAL <i>winding</i> LV OPRT
9	<i>Bucholz Operated</i>	:	BUCHOLZ
10	<i>Sudden Pressure Operated</i>	:	SUDDEN PRESS
11	<i>Jansen Operated</i>	:	JANSEN
12	<i>CB HV Ax/Bx Close</i>	:	CB Ax/Bx HV CLOSE
13	<i>CB HV Abx Close</i>	:	CB Abx HV CLOSE
14	<i>CB LV Close</i>	:	CB LV CLOSE
15	<i>CB HV Ax/Bx Healty</i>	:	CB Ax/Bx HV Healty
16	<i>CB HV Abx Healty</i>	:	CB Abx HV Healty
17	<i>CB LV Healty</i>	:	CB LV Healty
18	<i>CCP Operated</i>	:	CCP A OPRT
19	<i>CBF/SZP 5Ax/Bx Trip</i>	:	CBF/SZP 5Ax/Bx OPRT
20	<i>CBF/SZP 5Ax/Bx Trip</i>	:	CBF/SZP 5Ax/Bx OPRT
21	<i>CBF/SZP LV Trip</i>	:	CBF/SZP LV OPRT
22	<i>Overvoltage Operated</i>	:	OV OPRT
23	<i>Spare</i>		
24	<i>Spare</i>		
25	<i>Spare</i>		
26	<i>Spare</i>		
27	<i>Spare</i>		
28	<i>Spare</i>		
29	<i>Spare</i>		
30	<i>Spare</i>		
31	<i>Spare</i>		
32	<i>Spare</i>		

Tabel 11. *Digital Input* DFR 150 kV dan 66 kV *Bay Line* dengan Konfigurasi *Double Busbar*

No.	<i>Digital Input</i>		Nama di DFR
1	<i>Main Protection Operated</i>	:	LP OPRT
2	<i>DEF Operated</i>	:	DEF OPRT
3	<i>Backup Protection Operated)</i>	:	OCR/GFR OPRT
4	<i>A/R Close</i>	:	A/R close command
5	<i>Carrier Send</i>	:	LP SEND
6	<i>Carrier Receive</i>	:	LP RCV
7	<i>CB Phase A Close</i>	:	CB R status close
8	<i>CB Phase B Close</i>	:	CB S status close
9	<i>CB Phase C Close</i>	:	CB T status close
10	<i>TRIP A</i>	:	TRIP A
11	<i>TRIP B</i>	:	TRIP B
12	<i>TRIP C</i>	:	TRIP C
13	<i>CBF/SZP Trip</i>	:	CBF/SZP OPRT
14	<i>Send DTT</i>	:	DTT SEND
15	<i>Receive DTT</i>	:	DTT RCV
16	<i>CB Healty</i>	:	CB Healty

Tabel 12. *Digital Input* DFR 150 kV dan 66 kV Bay Trafo dengan Konfigurasi *Double Busbar*

No.	<i>Digital Input</i>		Nama di DFR
1	<i>Main Protection Operated (DIFF)</i>	:	<i>MAIN PROT OPRT</i>
2	<i>Main Protection Operated (REF HV)</i>	:	<i>REF HV OPRT</i>
3	<i>Main Protection Operated (REF LV)</i>	:	<i>REF LV OPRT</i>
4	<i>Backup Protection Operated (OCR HV)</i>	:	<i>OC HV OPRT</i>
5	<i>Backup Protection Operated (OCR LV)</i>	:	<i>OC LV OPRT</i>
6	<i>Overvoltage Operated</i>	:	<i>OV OPRT</i>
7	<i>Bucholz Operated</i>	:	<i>BUCHOLZ</i>
8	<i>Jansen Operated</i>	:	<i>JANSEN</i>
9	<i>Thermal Relay Operated</i>	:	<i>THERMAL</i>
10	<i>Sudden Pressure Operated</i>	:	<i>SUDDEN PRESS</i>
11	<i>CB HV Open</i>	:	<i>CB HV OPEN</i>
12	<i>CB HV Open</i>	:	<i>CB HV OPEN</i>
13	<i>CB LV Open</i>	:	<i>CB LV OPEN</i>
14	<i>CCP Operated</i>	:	<i>CCP A OPRT</i>
15	<i>CBF/SZP Trip</i>	:	<i>CBF/SZP OPRT</i>
16	<i>Spare</i>		

DFR dengan fasilitas *digital input* untuk 1 (satu) bay trafo 150 (seratus lima puluh) kV dan 66 (enam puluh enam) kV dengan konfigurasi *double bus* paling sedikit terdiri atas:

1. proteksi trafo distribusi sisi *incoming* dan proteksi *feeder* yang harus dilengkapi dengan *internal disturbance* dan *sequencial event recorder* (SER) proteksi;
2. seluruh rekaman dari peralatan DFR harus dapat diakses oleh pengelola operasi sistem secara *remote*; dan
3. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyediakan dan menyampaikan seluruh rekaman DFR dan setiap *event* atau kejadian kepada pengelola operasi sistem.

CC A1 2.3.10 *Phasor Measurement Unit* (PMU)

Dalam rangka monitoring kondisi stabilitas sistem dan mempermudah analisis, PMU harus dipasang pada:

- a. bay pembangkit;
- b. bay penghantar yang panjang ($SIR < 0,5$ (nol koma lima)); dan
- c. bay yang telah ditentukan oleh pengelola operasi sistem.

Peralatan PMU direkomendasikan terintegrasi dalam 1 (satu) *hardware* dengan proteksi utama peralatan, terintegrasi dengan peralatan lain, atau merupakan peralatan yang independen. PMU harus mendukung tahapan pelaksanaan *wide area monitoring, protection, and control* yang dapat diakses oleh pengelola operasi sistem secara *remote* serta diintegrasikan dengan perangkat *wide area monitoring system* yang terpasang pada milik pengelola operasi sistem.

Penempatan peralatan PMU di setiap GI/GITET menggunakan panel khusus (dipisahkan dari panel proteksi peralatan) yang dapat dimanfaatkan oleh pengelola operasi sistem.

CCA1 3 Meter Revenue

Semua titik sambung harus dilengkapi dengan trafo arus dan trafo tegangan untuk pengukuran transaksi *revenue* sesuai dengan spesifikasi dalam Ketentuan Pengukuran.

Apendiks 2 : Penomoran Peralatan dan Kode Identifikasi Peralatan (*Equipment Numbering and Code Identification*)

CCA2 1 Kode Identifikasi

Kode identifikasi terdiri atas 18 (delapan belas) karakter yang disusun dalam 3 (tiga) blok yang merupakan subkode identifikasi untuk lokasi, subkode identifikasi untuk peralatan, dan subkode identifikasi untuk elemen dengan susunan:

A A HHHHH	A H H H H H P A A	H H P
A	B	C

- Blok A : subkode identifikasi lokasi
- Blok B : subkode identifikasi peralatan
- Blok C : subkode identifikasi elemen
- A : angka
- H : huruf
- P : angka atau huruf

Diperbolehkan menggunakan 1 (satu) spasi (*blank*) atau tanpa spasi di antara masing-masing grup angka atau huruf.

Contoh:

01 BALOI 5KOPEL1 01 CB1

CCA2 2 Subkode Identifikasi Lokasi

Subkode identifikasi lokasi terdiri atas 6 (enam) karakter yang terbagi dalam 2 (dua) bagian. Bagian pertama terdiri atas 1 (satu) karakter menunjukkan kode area. Bagian kedua terdiri atas 5 (lima) karakter menunjukkan kode lokasi. Kode lokasi merupakan singkatan nama spesifik lokasi. Subkode identifikasi lokasi dinyatakan dengan susunan:

I	1	H H H H H
1	2	3

- Bagian 1 : kode wilayah
- Bagian 2 : kode area
- Bagian 3 : kode lokasi

CCA2 2.1 Kode PT PLN Batam

PT PLN Batam (*batam control centre - BCC*) yang berlokasi di Batam dan PT PLN (Persero) (*area control center - ACC*) yang berlokasi di Bintan dengan kode area masing-masing:

- PT PLN Batam : I
- PT PLN (Persero) : II
- Pengelola Operasi Batam (BCC) : 1
- Pengelola Operasi Bintan (ACC Bintan) : 2

CCA2 2.2 Kode Lokasi

Lokasi menunjukkan lokasi pusat pembangkit atau GI. Kode untuk pusat pembangkit baru atau GI baru ditentukan oleh pengelola operasi sistem.

Contoh kode lokasi ditunjukkan dalam Tabel 13. Contoh subkode identifikasi lokasi:

1 BALOI

BALOI mengindikasikan GI Balo

Tabel 13. Contoh Kode Lokasi

Lokasi	Kode
Balo	BALOI
Batu Besar	BTBSR
Tg. Sengkuang	TGSKG
Sei Harapan	SHPAN
Sagulung	SGLNG
Panaran	PNRAN
Muka Kuning	MKKNG
Nongsa	NNGSA
Tg. Kasam	TGKSM
Kabil	KABIL
Tg. Uncang	TGUCG

CCA2 3 Subkode Identifikasi Peralatan

Subkode identifikasi peralatan terdiri atas 9 (sembilan) karakter yang terbagi dalam 4 (empat) bagian. Bagian pertama berisi 1 (satu) karakter mengindikasikan kode tegangan. Bagian kedua berisi 5 (lima) karakter mengindikasikan nama *bay*. Bagian ketiga berisi 1 (satu) karakter mengindikasikan kode nomor sirkuit *bay*. Bagian keempat berisi 2 (dua) karakter mengindikasikan koordinat atau urutan *bay*.

Subkode identifikasi peralatan dinyatakan dengan susunan:

A	H H H H P	A	AA
1	2	3	4

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

CCA2 3.1 Kode Referensi Tegangan

Kode referensi tegangan menunjukkan tegangan peralatan yang berada di pusat pembangkit atau GI sesuai dengan Tabel 14.

Tabel 14. Kode Referensi Tegangan

Nama	Rentang	Kode
Tegangan Rendah	≤1000 V	0
Tegangan Menengah	>1 kV – 10 kV	1
	>10 kV – 30 kV	2
	>30 kV – 60 kV	3
Tegangan Tinggi	>60 kV – 90 kV	4

Nama	Rentang	Kode
	>90 kV- 200 kV	5
	>200 kV- 400 kV	6

CCA2 3.2 Kode Nama *Bay*

Bay dimaksudkan sebagai bagian dari pusat pembangkit atau GI. Kode nama *bay* sesuai dengan Tabel 15.

Tabel 15. Kode Nama *Bay*

Nama Peralatan	Kode
A. Pusat Pembangkit	
Pusat Listrik Tenaga Diesel	PLTD
Pusat Listrik Tenaga Gas	PLTG
Pusat Listrik Tenaga Mesin Gas	PLTMG
Pusat Listrik Tenaga Panas Bumi	PLTP
Pusat Listrik Tenaga Nuklir	PLTN
Pusat Listrik Tenaga Uap:	
Batubara	PLTUB
Gas	PLTUG
Minyak Bumi	PLTUM
Pusat Listrik Tenaga Gas/Uap	PLTGU
B. Peralatan Gardu Induk	
<i>Bay</i> Penghantar	1)
<i>Bay</i> Generator	PBKIT
Rel/ <i>busbar</i>	BSBAR
<i>Busbar Section</i>	BSSEC
Kopel Bus	KOPEL
Trafo	TRAFOX ²⁾
Diameter	DAMTR
Reaktor <i>Shunt</i>	SHTXL
Kapasitor <i>Shunt</i>	SHTXC
Ekstensi	EXTEN ³⁾
<i>Spare</i>	SPARE ⁴⁾
<i>Substation</i>	SUBST ⁵⁾
<i>Remote terminal unit</i>	RTUTS ⁶⁾

1) kode lokasi pusat pembangkit atau GI ke arah transmisi tersambung;

2) X merupakan kode tegangan belitan sekunder trafo sebagaimana dimaksud dalam Tabel 12 (Digital Input DFR 150 kV dan 66 kV *Bay Trafo* dengan Konfigurasi *Double Busbar*);

3) untuk rencana *bay* ekstensi yang belum pasti;

4) *spare* untuk rencana ekstensi yang belum pasti;

5) untuk alarm GI; dan

6) untuk alarm RTU.

CCA2 3.3 Kode Nomor Sirkuit *Bay*

Nomor sirkuit merupakan nomor *bay* di lokasi terpasang.

CCA2 3.4 Koordinat *Bay*

Koordinat *bay* dimaksudkan sebagai nomor yang diberikan sebagai koordinat atau urutan *bay*. Urutan koordinat *bay* ditentukan:

- dari tegangan yang lebih tinggi ke tegangan yang lebih rendah;
- dari kiri ke kanan;
- dari atas ke bawah; dan

d. berdasarkan putaran jarum jam.

Contoh subkode identifikasi untuk peralatan:

2 KOPEL1 07

- 2 : indikasi di sisi 20 (dua puluh) kV pusat pembangkit atau GI
- KOPEL : nama *bay*
- 1 : indikasi bahwa KOPEL sirkuit 1
- 07 : indikasi bahwa KOPEL tersebut berada di *bay* urutan 7

CCA2 4 Subkode Identifikasi Peralatan

Subkode identifikasi peralatan terdiri atas 3 (tiga) karakter yang terbagi dalam 2 (dua) bagian. Bagian pertama terdiri atas 2 (dua) karakter mengindikasikan jenis peralatan. Bagian kedua terdiri atas 1 (satu) karakter mengindikasikan nomor peralatan tersebut terpasang. Subkode identifikasi peralatan dinyatakan dengan susunan:

HH	P
1	2

- Bagian 1: kode jenis peralatan
- Bagian 2: kode nomor peralatan
- Kode peralatan terdiri atas 3 (tiga) karakter yang dapat digunakan untuk mengidentifikasi data SCADA.

CCA2 4.1 Kode Jenis Peralatan

Jenis peralatan merupakan bagian dari peralatan yang ditunjuk oleh subkode identifikasi peralatan.

Kode jenis peralatan sesuai dengan Tabel 16.

CCA2 4.2 Kode Nomor Peralatan

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

- a. nomor ganjil (1, 3, 5, dst.) diberikan untuk PMS *bus* yang tersambung dengan *bus* bernomor ganjil; dan
- b. nomor genap (2, 4, 6, dst.) diberikan untuk PMS *bus* yang tersambung dengan *bus* bernomor genap.

Tabel 16. Kode Jenis Peralatan

Tipe peralatan	Kode
PMS <i>Bus</i>	BI
PMS <i>Line</i>	LI
PMS Tanah	ES
PMS atau <i>Disconnecting Switch</i>	DS
PMT atau <i>Circuit Breaker</i>	CB
Pengubah <i>Tap</i> atau <i>Tap Changer</i>	TC
Trafo Tegangan	VT

Contoh kode jenis peralatan:

BI 2

BI : indikasi bahwa peralatan merupakan pemisah *bus*

2 : indikasi bahwa PMS *bus* tersebut merupakan PMS *bus* nomor 2

Kode telesinyal dan teleinformasi sesuai dengan Tabel 17 dan Tabel 18.

Tabel 17. Kode Telesinyal

Titik	Lokasi	Peralatan	Bay	Objek
1	1PNRAN 5	PBKGT 1	01	DS1
2	1PNRAN 5	PBKGT 1	01	CB1
3	1PNRAN 5	PBKGT 1	01	DS2
4	1PNRAN 5	DAMTR 1	01	DS1
5	1PNRAN 5	DAMTR 1	01	CB2
6	1PNRAN 5	DAMTR 1	01	DS2
7	1PNRAN 5	TRFDR 1	01	DS1
8	1PNRAN 5	TRFDR 1	01	CB3
9	1PNRAN 5	TRFDR 1	01	DS2
10	1PNRAN 5	TRFDR 2	02	DS1
11	1PNRAN 5	TRFDR 2	02	CB1
12	1PNRAN 5	TRFDR 2	02	DS2
13	1PNRAN 5	DAMTR 2	02	DS1
14	1PNRAN 5	DAMTR 2	02	CB2
15	1PNRAN 5	DAMTR 2	02	DS2
16	1PNRAN 5	MKKNG	02	DS1
17	1PNRAN 5	MKKNG	02	CB3
18	1PNRAN 5	MKKNG	02	DS2
19	1PNRAN 5	MKKNG	02	LI
20	1PNRAN 5	MKKNG	02	ES
21	1PNRAN 5	PBKGT 2	03	DS1
22	1PNRAN 5	PBKGT 2	03	CB1
23	1PNRAN 5	PBKGT 2	03	DS2
24	1PNRAN 5	DAMTR 3	03	DS1
25	1PNRAN 5	DAMTR 3	03	CB2
26	1PNRAN 5	DAMTR 3	03	DS2
27	1PNRAN 5	SGLNG	03	DS1
28	1PNRAN 5	SGLNG	03	CB3
29	1PNRAN 5	SGLNG	03	DS2
30	1PNRAN 5	SGLNG	03	LI
31	1PNRAN 5	SGLNG	03	ES

Tabel 18. Kode Teleinformasi

Jenis	Lokasi	Peralatan	Bay	Objek
Alarm	1 PNRAN 5	DAMTR 1	01	DT
Alarm	1 PNRAN 5	PBKIT 1	01	BRF
Pengukuran	1 PNRAN 2	PBKIT 1	01	V
Pengukuran	1 PNRAN 2	PBKIT 1	01	MW
Pengukuran	1 PNRAN 2	PBKIT 1	01	MX
Indikasi	1 PNRAN 2	PBKIT 1	01	GUS or GUR
Indikasi	1 PNRAN 2	PBKIT 1	01	LFC
Alarm	1 PNRAN 2	PBKIT 1	01	UT
Alarm	1 PNRAN 2	PBKIT 1	01	LFF
Alarm	1 PNRAN 5	BSBAR 1	01	BBT

Jenis	Lokasi	Peralatan	Bay	Objek
Pengukuran	1 PNRAN 5	BSBAR 1	01	V
Indikasi	1 PNRAN 5	BSBAR 1	01	VS
Pengukuran	1 PNRAN 5	TRFDR 1	01	MW
Pengukuran	1 PNRAN 5	TRFDR 1	01	MX
Pengukuran	1 PNRAN 5	TRFDR 2	02	MW
Pengukuran	1 PNRAN 5	TRFDR 2	02	MX
Alarm	1 PNRAN 5	SGLNG	02	LT
Alarm	1 PNRAN 5	SGLNG	02	BRF
Pengukuran	1 PNRAN 5	SGLNG	02	MW
Pengukuran	1 PNRAN 5	SGLNG	02	MX
Indikasi	1 PNRAN 5	SGLNG	02	LR
Indikasi	1 PNRAN 5	SGLNG	02	CSP
Indikasi	1 PNRAN 5	SGLNG	02	ARO
Indikasi	1 PNRAN 5	SGLNG	02	TRO
Alarm	1 PNRAN 5	PBKIT 2	01	BRF
Pengukuran	1 PNRAN 2	PBKIT 2	01	V
Pengukuran	1 PNRAN 2	PBKIT 2	01	MW
Pengukuran	1 PNRAN 2	PBKIT 2	01	MX
Indikasi	1 PNRAN 2	PBKIT 2	01	GUS or GUR
Indikasi	1 PNRAN 2	PBKIT 2	01	LFC
Alarm	1 PNRAN 2	PBKIT 2	01	UT
Alarm	1 PNRAN 2	PBKIT 2	01	LFF
Alarm	1 PNRAN 5	MKKNG	02	LT
Alarm	1 PNRAN 5	MKKNG	02	BRF
Pengukuran	1 PNRAN 5	MKKNG	02	MW
Pengukuran	1 PNRAN 5	MKKNG	02	MX
Indikasi	1 PNRAN 5	MKKNG	02	LR
Indikasi	1 PNRAN 5	MKKNG	02	CSP
Indikasi	1 PNRAN 5	MKKNG	02	ARO
Indikasi	1 PNRAN 5	MKKNG	02	TRO
Alarm	1 PNRAN 5	BSBAR 2	02	BBT
Pengukuran	1 PNRAN 5	BSBAR 2	02	V
Indikasi	1 PNRAN 5	BSBAR 2	02	VS

CCA2 5 Konvensi Warna

Konvensi pewarnaan pada layar sesuai dengan Tabel 19.

Tabel 19. Konvensi Warna pada Layar

Hal	Warna	Kode RGB
<i>Single Line Diagrams</i> 150 kV	merah	255, 0, 0
<i>Single Line Diagrams</i> 66 kV	kuning	255, 255, 0
<i>Single Line Diagrams</i> 30 kV	hijau	0, 255, 0
<i>Single Line Diagrams</i> 20 kV	cokelat	200, 150, 0
<i>Single Line Diagrams</i> 12 kV	abu-abu	180, 180, 180
<i>Single Line Diagrams</i> 6 kV	merah muda	255, 150, 180
<i>Single Line Diagrams</i> 0,4 kV	ungu	191, 0, 255

CCA2 6 Konvensi Simbol

Konvensi simbol pada layar sesuai dengan Tabel 20.

Tabel 20. Konvensi Simbol pada Layar

	GENERATOR		RECTIFIER
	PEMUTUS TENAGA (PMT)		INVERTER
	PEMISAH (PMS)		BATERAI
	PEMUTUS RACKOUT		NETRAL GROUND RESISTOR
	PEMUTUS BALIK OTOMATIS (PBO)		ARUS
	PEMISAH TANAH (ES)		TEGANGAN
	LOAD BREAK SWITCH (LBS)		FREKUENSI
	LIGHTNING ARRESTER		DAYA AKTIF
	TRAFO ARUS (CT)		DAYA REAKTIF
	TRAFO TEGANGAN (VT)		TAP POSITION INDICATION
	REAKTOR		REMOTE CONTROL DIGITAL
	KAPASITOR		REMOTE CONTROL ANALOG
	CAPASITOR VOLTAGE TRANSFORMER (CVT)		TELESINYAL SINGLE
	TRAFO TENAGA 2 BELITAN		TELESINYAL DOUBLE
	TRAFO TENAGA 3 BELITAN		LOCAL / REMOTE
	CUT OUT FUSE		LOAD FREQUENCY CONTROL
	GARDU PORTAL TIANG		AUTOMATIC GENERATION CONTROL
	GARDU TEMBOK / BESI		

INFORMASI	SIMBOL	KETERANGAN
PMT OPEN	— —	KOTAK KOSONG, WARNA BUSBAR
PMT CLOSE		KOTAK PENUH, WARNA BUSBAR
PMT INVALID		KOTAK SEPARUH, WARNA UNGU
PMT UNKNOWN		KOTAK SEPARUH, WARNA ORANGE
PBO OPEN	— —	KOTAK KOSONG, WARNA PENYULANG
PBO CLOSE		KOTAK PENUH, WARNA PENYULANG
PBO INVALID		KOTAK SEPARUH, WARNA UNGU
PMT OPEN, RACK IN		KOTAK KOSONG, WARNA BUSBAR
PMT CLOSE, RACK IN		KOTAK PENUH, WARNA BUSBAR
PMT INVALID, RACK IN		KOTAK SEPARUH, WARNA UNGU
PMT OPEN, RACK OUT		KOTAK KOSONG, WARNA BUSBAR
PMT CLOSE, RACK OUT		KOTAK PENUH, WARNA BUSBAR
PMT INVALID, RACK INVALID		KOTAK SEPARUH, WARNA UNGU
LBS OPEN		GARIS TERBUKA, WARNA PENYULANG
LBS CLOSE		GARIS TERTUTUP, WARNA PENYULANG
LBS INVALID		TANPA GARIS, WARNA UNGU
PMS OPEN		KOTAK KOSONG, WARNA BUSBAR
PMS CLOSE		KOTAK PENUH, WARNA BUSBAR
PMS INVALID		KOTAK SEPARUH, WARNA UNGU
PMS TANAH OPEN		GARIS TERBUKA, WARNA BUSBAR
PMS TANAH CLOSE		GARIS TERTUTUP, WARNA BIRU TUA
PMS TANAH INVALID		GARIS TERBUKA, WARNA UNGU

	Mnemonik	Fungsi atau Designasi	GI	Busbar	Bus Copel	Pht	IBT	Trf	Diameter	Gen	Blok	Trf Gen	Kapasitor	React
	19. TEA	<i>Check Synchronizing in Progress</i>			x	x		x						
	20. TET													
	21. TRA	Temperatur Alarm					x	x				x		
	22. TCH	Temperatur Trip					x	x				x		
	23. TCL	Transformator Alarm					x	x				x		
	24. TCIP	Tap Changer High Limit					x	x						
	25. OCGF	Tap Changer Low Limit					x	x						
	26. RA													
	27. RT	Tap Changer in Progress						x						
	28. P1BP													
	29. VS	Over Current Ground Fault			x	x			x				x	x
	30. UFR	Reaktor Alarm												x
	31. OVR	Reaktor Trip												x
	32. P3DTT	Busbar Protection		x										
	33. TTR	Voltage Status		x										
	34. TTT	Underfrequency Relay Trip			x	x		x						
	35. GOV	Over Voltage Relay Trip		x		x								
	36. AVR	Direct Transfer Trip				x	x	x	x					
	37. AQR	Teleprotection Trip Receive				x								
	38. LFF	Teleprotection Trip Transmit				x								
	39. UT	Governer Free								x	x			
	40. GTT	Automatic Voltage Regulator								x	x			
	41. BRF	Automatic Power Factor Active								x	x			
	42. BF	Load Frequency Control Unit Failure								x	x			
43. P2GFR	Unit Trip								x	x				
44. P2OC R	Generation Transformer Trip										x			
		Breaker Fault		x	x	x	x	x				x		x
		Bay Fault		x	x	x	x	x				x		x
		Ground Fault Relay				x	x	x				x	x	x
		Overcurrent Relay				x	x	x				x	x	x
Input Digital Ganda (TSD)	1. CB	Circuit Breaker Closed/Opened			x	x	x	x	x				x	x
	2. BI	Bus Isolator Switch Closed/Opened			x	x	x	x				x		
	3. DI													
	4. LI	Diameter Isolator Switch							x					
	5. ES	Line Isolator Switch Closed/Opened				x							x	x
	6. AVRAM	Earth Switch Closed/Open		x		x								
	7. CSO	AVR Auto/Manual					x	x						
	8. LFR	Check Synchronizing Override	x											
	9. LFC	Load Freq Request On/Off								x	x			
	10. LFA	Load Freq Control on/off Switch								x	x			
		Load Freq Available/Not Available								x	x			

	Mnemonik	Fungsi atau Designasi	GI	Busbar	Bus Copel	Pht	IBT	Trf	Diameter	Gen	Blok	Trf Gen	Kapasitor	React
	11. PSO	<i>Power Station Operated</i>								x	x			
	12. GUC	<i>Generator Unit Run/ Stop</i>								x	x			
	13. LRHM I	<i>Local/ Remote for HMI</i>	x											
	14. LRBC U	<i>Local/ Remote for BCU</i>			x	x	x	x	x			x	x	x
	15. SIB	<i>Software Interlocking ByPassed</i>	x											
	16. GRM	<i>Genset Ready Maintenance</i>	x											
<i>Output digital (RCD)</i>	1. CB	<i>Circuit Breaker Closed/ Opened</i>							x					X
	2. BI	<i>Bus Isolator Switch Closed/ Opened</i>												
	3. DI OC 1	<i>Diameter Isolator Switch Closed/ Opened</i>							x					
	4. AVRAM	<i>AVR Auto/ Manual</i>					x	x						
	5. CSO	<i>Synchro-Check Di-Override</i>	x											
	6. TC	<i>Tap-Changer Naik/ Turun</i>						x						
	7. DCBC	<i>Dummy Breaker On/ Off</i>	x											
<i>Output Analog (RCA)</i>	1. Po	<i>Setting Daya Aktif LFC</i>								x	x			
	2. Pr	<i>Setting Variasi Daya Aktif Maksimum LFC</i>								x	x			
	3. N	<i>Level "N" LFC</i>								x	x			
	4. PG	<i>Setting Daya Aktif AGC</i>								x	x			

Catatan:

GI	:	gardu induk	TS	:	tele-signaling	TM	:	tele-metering
TRF	:	trafo	TSS	:	tele-signaling tunggal	TSD	:	tele-signaling
TRF GEN	:	trafo generator	RCD	:	telekontrol digital	RCA	:	telekontrol
GEN	:	generator	REACT	:	reaktor			

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

KETENTUAN OPERASI
(OPERATING CODE – OC)

Ketentuan Operasi menjelaskan tentang ketentuan dan prosedur yang berlaku untuk menjamin keandalan dan efisiensi operasi sistem tenaga listrik Batam dan Bintan sesuai dengan Ketentuan Penyambungan (CC 3 – Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan).

OC 1 Pokok-Pokok

Bagian ini merangkum prinsip operasi sistem yang aman dan andal yang harus diikuti. Bagian ini juga menetapkan tanggung jawab yang mendasar dari semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dalam berkontribusi untuk operasi yang aman dan andal.

OC 1.1 Keadaan Operasi yang Baik atau Normal

Sistem dinyatakan berada dalam keadaan operasi baik apabila:

- a. frekuensi dalam batas kisaran operasi normal 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz \pm 0,20 (nol koma dua nol) Hz, kecuali penyimpangan dalam waktu singkat diperkenankan pada kisaran 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz \pm 0,20 (nol koma dua nol) Hz, sedangkan selama kondisi gangguan frekuensi boleh berada pada batas 47,50 (empat puluh tujuh koma lima nol) Hz dan 52,00 (lima puluh dua koma nol) Hz kecuali diatur khusus oleh pengelola operasi sistem;
- b. tegangan di GI berada dalam batas yang ditetapkan dalam Ketentuan Penyambungan (CC 3.2 – Variasi pada Tegangan Sistem). Batas ini harus menjamin bahwa tegangan pada konsumen tenaga listrik berada dalam kisaran tegangan yang ditetapkan sepanjang pengatur tegangan jaringan distribusi dan peralatan pemasok daya reaktif bekerja dengan baik. Operasi pada batas tegangan ini diharapkan dapat membantu mencegah terjadinya *voltage collapse* dan masalah stabilitas dinamik sistem;
- c. tingkat pembebanan jaringan transmisi dipertahankan berada dalam batas yang ditetapkan melalui studi analisis stabilitas *steady state* dan *transient* untuk semua gangguan yang potensial (*credible outages*);
- d. tingkat pembebanan arus di semua peralatan jaringan transmisi dan GI (transformator dan *switchgear*) berada dalam batas *rating* normal untuk semua *single contingency* gangguan peralatan; dan
- e. konfigurasi sistem sedemikian rupa sehingga semua PMT (*circuit breaker*) di jaringan transmisi akan mampu memutus arus gangguan yang mungkin terjadi dan mengisolasi peralatan yang terganggu.

OC 1.2 Klasifikasi *Contingency*

- a. *contingency* merupakan suatu kejadian yang disebabkan oleh kegagalan atau pelepasan dari 1 (satu) atau lebih generator dan/atau transmisi;
- b. *credible contingency* merupakan suatu kejadian yang oleh pengelola operasi sistem 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 1 (satu) unit generator atau 1 (satu) segmen transmisi;

- c. *noncredible contingency* merupakan suatu kejadian yang oleh pengelola operasi sistem dianggap kecil kemungkinannya untuk terjadi atau kejadian tersebut secara ekonomis sistem tidak layak diproteksi. Misalnya, *trip*-nya secara simultan beberapa unit pembangkit, *trip*-nya 2 (dua) atau lebih transmisi oleh robohnya menara, atau beberapa kejadian gangguan simultan oleh badai atau bencana lainnya; dan
- d. dalam keadaan tidak normal seperti badai atau kebakaran, pengelola operasi sistem dapat memilih untuk menetapkan sementara suatu *noncredible contingency* (misalnya *trip*-nya lebih dari 1 (satu) transmisi atau terganggunya beberapa GI) sebagai suatu *credible contingency* yang harus diproteksi. Pengelola operasi sistem harus memberitahu semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik apabila reklasifikasi seperti itu terjadi berikut saat berakhirnya.

OC 1.3 Keadaan Operasi yang Aman

Sistem dianggap berada dalam keadaan yang aman apabila:

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

OC 1.4 Mempertahankan Keamanan Sistem

Untuk mempertahankan keamanan sistem, ketentuan berikut harus diikuti:

- a. sampai batas yang aman, 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, pengelola operasi sistem 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 merupakan beban yang ditentukan oleh pengelola distribusi atau beban yang menurut kontrak dapat dilepas secara manual atau otomatis dalam rangka mempertahankan keamanan sistem. Beban tersebut umumnya akan dilepas sebelum bekerjanya pelepasan beban secara otomatis oleh relai frekuensi rendah tahap pertama;
- d. cara paling efektif untuk mencegah padamnya seluruh sistem (*total grid blackout*) yaitu 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 frekuensi rendah untuk

mengembalikan kondisi sistem ke operasi yang normal setelah kejadian *contingency* yang signifikan;

- e. skema pemisahan jaringan transmisi harus dipertahankan untuk menjamin bahwa apabila terjadi gangguan besar dalam sistem yang mengakibatkan sulit untuk mempertahankan integrasinya, sistem akan dipecah menjadi beberapa sistem isolasi terpisah (*islanding system*) yang masing-masing dapat mencapai keseimbangan kapasitas pembangkitan dengan beban untuk sebagian besar gangguan *multiple contingency*; dan
- 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 apabila:

- a. sistem berada dalam keadaan operasi yang normal;
- b. menurut pendapat pengelola operasi sistem, tingkat cadangan kapasitas jangka pendek dan menengah paling sedikit sama dengan tingkat minimum yang ditetapkan dalam OC 2.2; dan
- c. tidak ada kondisi abnormal seperti badai atau kebakaran yang sedang atau diperkirakan akan terjadi, yang mungkin akan mengakibatkan kejadian *noncredible contingency*.

OC 1.6 Tanggung Jawab Keamanan Sistem

Pengelola operasi sistem memegang peran utama dalam mengoordinasikan operasi sistem dalam rangka mempertahankan keamanan dan keandalan sistem untuk kepentingan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik diharuskan mematuhi perintah atau instruksi pengelola operasi sistem dalam rangka pemenuhan tanggung jawab keamanan.

Sebagai bagian dari tanggung jawab ini, pengelola operasi sistem harus melakukan uji berkala terhadap peralatan operasi sistem untuk menjamin bahwa semuanya berfungsi baik guna mencapai operasi yang andal. Selain itu, pengelola operasi sistem harus menguji prosedur keadaan darurat dan prosedur pemulihan sistem untuk menjamin pelaksanaan yang sigap dan aman apabila terjadi gangguan dan pemadaman di sistem. Pengelola operasi sistem harus menetapkan program dan jadwal pengujian yang dianggap perlu untuk menjamin keamanan dan keandalan sistem. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus berkoordinasi dengan pengelola operasi sistem dalam pelaksanaan pengujian tersebut.

OC 1.6.1 Tanggung Jawab Pengelola Operasi Sistem untuk Keamanan Sistem

Pengelola operasi sistem bertanggung jawab untuk mengoperasikan bagian dari sistem yang berada di lingkup pengendaliannya.

Pengelola operasi sistem harus:

- a. secara terus-menerus memantau status operasi jaringan serta mengambil langkah-langkah yang perlu untuk mempertahankan dalam keadaan andal berkualitas dan ekonomis;

- b. melaksanakan operasi buka tutup PMT (*switching*) di jaringan 150 (seratus lima puluh) kV, 66 (enam puluh enam) kV, dan 20 (dua puluh) kV kecuali jaringan yang bukan milik PT PLN Batam dan PT PLN (Persero);
- c. mengoordinasikan kegiatan operasi sistem antara pengelola pembangkit, pengelola transmisi, konsumen tenaga listrik, dan pengelola distribusi yang diperlukan untuk mencapai sasaran sebagaimana dimaksud dalam huruf a;
- d. menginformasikan kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik mengenai status keamanan sistem yang sedang berlangsung atau yang diharapkan akan terjadi, serta partisipasi yang diharapkan dari pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik;
- e. merencanakan dan mereviu skema pelepasan beban otomatis pada peralatan transmisi dengan berkoordinasi dengan pengelola transmisi, pengelola pembangkit, pengelola distribusi, atau konsumen tenaga listrik dan memastikan kesiapan proteksi sistem sesuai dengan kebutuhan sistem;
- f. mengoordinasikan *setting* proteksi unit pembangkit sesuai dengan kebutuhan sistem;
- g. memastikan kesiapan semua peralatan dan fasilitas operasi, yaitu peralatan SCADA, telekomunikasi, dan proteksi sistem;
- h. memberikan perintah kepada pengelola pembangkit EBT intermiten untuk melakukan *setting ramping rate* pembangkit sesuai dengan kebutuhan sistem; dan
- i. memberikan perintah kepada pengelola pembangkit EBT intermiten untuk menurunkan pembebanan pembangkit sebagai prioritas terakhir sesuai dengan kebutuhan sistem dalam hal terjadi kondisi *emergency*.

OC 1.6.2 Tanggung Jawab Pengelola Transmisi untuk Keamanan Sistem

Pengelola transmisi bertanggung jawab untuk:

- a. memastikan kesiapan peralatan kompensator daya reaktif sesuai dengan kebutuhan sistem;
- b. melaksanakan pekerjaan pemeliharaan dan perbaikan fasilitas transmisi di kawasan instalasinya;
- c. membuat dan melaksanakan *setting* relai proteksi peralatan;
- d. melaksanakan pengujian relai proteksi secara periodik;
- e. memantau kondisi peralatan transmisi dan GI termasuk relai serta membuat deklarasi atas status atau kondisi peralatan instalasinya;
- f. merencanakan dan mengoordinasikan sistem proteksi semua komponen dalam sistem, termasuk proteksi utama (*main protection*) dan proteksi cadangan (*backup protection*);
- g. berkoordinasi dengan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik terkait sistem proteksi pada titik sambung di sistem; dan
- h. menetapkan spesifikasi peralatan proteksi untuk pengembangan jaringan, seperti pengembangan saluran transmisi, GI, dan peralatan GI.

OC 1.6.3 Tanggung Jawab Pengelola Pembangkit Termal untuk Keamanan Sistem

Pembangkit termal menyediakan porsi yang besar untuk kebutuhan daya dan energi dalam sistem tenaga listrik. Operasi pembangkit yang andal sangat penting bagi keandalan operasi sistem. Pengelola pembangkit termal bertanggung jawab untuk:

- a. memberikan pelayanan yang andal sebagaimana dinyatakan dalam PJBL dan/atau ketentuan operasi yang berlaku;
- b. mendeklarasikan setiap perubahan kemampuan operasi unit pembangkit;
- c. mengoordinasikan kegiatan pemeliharaan dengan pengelola operasi sistem;
- d. mengikuti perintah pengelola operasi sistem dalam hal sinkronisasi dan pelepasan unit pembangkit ke atau dari sistem serta perubahan pembebanan untuk memenuhi kebutuhan sistem dalam batas teknis peralatan yang disepakati;
- e. menyiapkan unit pembangkit yang sewaktu-waktu dapat dikeluarkan secara otomatis dari sistem yang sudah ditentukan (*predefined*) untuk pengamanan sistem yang diperintahkan oleh pengelola operasi sistem;
- f. berkontribusi pada pengendalian mutu frekuensi dan tegangan setiap unit pembangkit (dalam batas kemampuan unit pembangkit yang dideklarasikan);
- g. mengikuti perintah pengelola operasi sistem dalam mengaktifkan atau mematikan fungsi AGC pada unit pembangkit yang dilengkapi dengan AGC;
- h. menyediakan sarana *asut* gelap (*black start*) sesuai rekomendasi pengelola operasi sistem untuk mempercepat proses pemulihan sistem;
- i. memelihara kemampuan *asut* gelap (*black start*) unit pembangkit yang memiliki fasilitas *asut* gelap (*black start*). Operator unit pembangkit harus dipersiapkan untuk melakukan uji *asut* gelap (*black start*) secara rutin paling sedikit 1 (satu) kali dalam setahun;
- j. selama gangguan atau keadaan darurat, unit pembangkit yang memikul beban terpisah (*isolated*) harus mengikuti perintah pengelola operasi sistem untuk berpartisipasi dalam proses interkoneksi dan pemulihan sistem; dan
- k. selama gangguan atau keadaan darurat, menghindari pelepasan unit pembangkit dari sistem kecuali jika dapat dibuktikan bahwa kerusakan yang serius akan terjadi pada peralatan pembangkit jika tidak segera dilepas dari sistem.

OC 1.6.4 Tanggung Jawab Pengelola Pembangkit EBT Intermiten untuk Keamanan Sistem

Pembangkit EBT intermiten secara keseluruhan memberi kontribusi yang berarti dalam melayani beban sistem. Pada kawasan tertentu, pembangkit EBT intermiten dapat berperan penting secara lokal dalam menjaga keandalan pelayanan. Pengelola pembangkit EBT intermiten bertanggung jawab:

- a. memberikan pelayanan sebagaimana dicantumkan dalam perjanjian interkoneksi;
- b. mendeklarasikan setiap perubahan kemampuan operasi unit pembangkit;

- c. mengoordinasikan kegiatan pemeliharaan dengan pengelola operasi sistem;
- d. mengikuti perintah pengelola operasi sistem dalam hal sinkronisasi dan pelepasan unit pembangkit ke atau dari sistem dan dalam hal perubahan pembebanan sesuai kebutuhan sistem (*dispatchable*);
- e. mengikuti perintah pengelola operasi sistem untuk menurunkan pembebanan pembangkit sebagai prioritas terakhir sesuai dengan kebutuhan sistem atas perintah pengelola operasi sistem dalam hal terjadi kondisi *emergency*;
- f. berkontribusi pada pengendalian mutu frekuensi dan tegangan. Dalam hal generator induksi, pengelola pembangkit memelihara dan mengoperasikan fasilitas suplemen daya reaktif untuk memenuhi kebutuhan sistem;
- g. untuk pembangkit EBT intermiten dengan kapasitas total paling rendah 5 (lima) MW, mengikuti perintah pengelola operasi sistem dalam mengaktifkan atau mematikan fungsi AGC pada unit pembangkit yang dilengkapi dengan AGC;
- h. menghindari pelepasan unit pembangkit dari sistem selama gangguan atau keadaan darurat dalam sistem kecuali jika dapat dibuktikan bahwa kerusakan yang serius akan terjadi pada peralatan pembangkit jika tidak segera dilepas dari sistem;
- i. membantu pengaturan frekuensi dan tegangan sebagaimana dimaksud dalam Ketentuan Penyambungan (CC 4.4.2 – Persyaratan Kinerja Pembangkit);
- j. mengikuti perintah pengelola operasi sistem dalam melakukan pola operasi *start stop* dan pembebanan pembangkit EBT intermiten;
- k. mengikuti perintah pengelola operasi sistem untuk melakukan *setting ramping rate* pembangkit sesuai dengan kebutuhan sistem; dan
- l. menyampaikan prakiraan beban harian dengan resolusi 15 (lima belas) menit dan dimutakhirkan setiap 6 (enam) jam.

OC 1.6.5 Tanggung Jawab Pengelola Distribusi dalam Keamanan Sistem

Pengelola distribusi berperan besar dalam menjaga keamanan sistem karena mengendalikan bagian terbesar dari beban serta memiliki dan mengendalikan sebagian besar pasokan daya reaktif. Pengelola distribusi bertanggung jawab dalam:

- a. melepaskan beban yang telah ditentukan (*predefined*) untuk memproteksi keamanan sistem yang diperintahkan oleh pengelola operasi sistem;
- b. memelihara dan mengoperasikan peralatan pemasok daya reaktif untuk memenuhi kebutuhan daya reaktif sesuai dengan sasaran yang ditetapkan pengelola operasi sistem di semua GI;
- c. mengoordinasikan perencanaan pasokan daya reaktif dengan pengelola operasi sistem sehingga diperoleh kombinasi yang optimum antara pembangkitan, transmisi, dan distribusi;
- d. menjaga dan memelihara keberadaan peralatan pelepasan beban otomatis oleh relai frekuensi rendah dan relai tegangan rendah pada trafo dan penyulang distribusi guna memenuhi sasaran yang ditetapkan pengelola operasi sistem dalam

- rangka meminimalkan dampak pemadaman saat gangguan sistem dan mencegah terjadinya padam total;
- e. mengoordinasikan pemulihan beban bersama pengelola operasi sistem setelah kejadian gangguan dan/atau kekurangan daya. Cara pemulihan beban harus tidak mengakibatkan terjadinya gangguan dan pemadaman yang lebih buruk; dan
 - f. mengelola interaksi dengan pengelola pembangkit yang unit pembangkitnya tersambung ke jaringan distribusi.

OC 1.6.6 Tanggung Jawab Konsumen Tenaga Listrik untuk Keamanan Sistem

Konsumen tenaga listrik secara keseluruhan merupakan bagian yang sangat penting dari beban sistem dan kemungkinan merupakan beban yang dominan di wilayahnya. Konsumen tenaga listrik ikut berperan dalam tanggung jawab keamanan sistem bersama pengelola operasi sistem dan pelaku usaha atau pemakai jaringan. Konsumen tenaga listrik bertanggung jawab:

- a. memenuhi sasaran beban daya reaktif yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem atau dalam perjanjian interkoneksi;
- b. menghindari seringnya perubahan beban yang cepat yang menyebabkan *flicker* tegangan dan menghindari pelanggaran standar yang ditetapkan dalam Ketentuan Penyambungan (CC 2 – Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan);
- c. menjaga agar tidak terjadi *flicker*. Jika terjadi *flicker*, konsumen tenaga listrik harus memasang *kompensator flicker*. Jika tidak dapat menghilangkan *flicker*, pengelola operasi sistem dapat mengeluarkan konsumen tenaga listrik dari sistem;
- d. melepas beban yang disiapkan untuk diputus (*interruptible load*) jika diperintahkan oleh pengelola distribusi atau pengelola operasi sistem;
- e. memasang dan memelihara peralatan pelepasan beban otomatis karena frekuensi kurang dan/atau tegangan kurang guna memenuhi sasaran yang ditetapkan pengelola operasi sistem dalam rangka memproteksi keamanan sistem; dan
- f. menyediakan prakiraan beban yang disyaratkan dalam *Grid Code*.

OC 1.6.7 Operasi Paralel Pembangkit Milik Konsumen Tenaga Listrik dan *Excess Power*

Pembangkit milik konsumen tenaga listrik atau *excess power* diizinkan beroperasi paralel di jaringan jika memenuhi syarat penyambungan pembangkit sebagaimana dimaksud dalam Ketentuan Penyambungan (CC 4 – Prosedur Penyambungan), menyediakan fasilitas SCADA dan komunikasi sebagaimana dimaksud dalam Ketentuan Penyambungan (CC 3.12 – Persyaratan Peralatan Telekomunikasi), dan mengikuti prosedur penyambungan ke jaringan sebagaimana dimaksud dalam Ketentuan Penyambungan (CC 4 – Prosedur Penyambungan). Ketentuan mengenai pola pengoperasian pembangkit paralel sesuai dengan OC 1.6.3 (Tanggung Jawab Pengelola Pembangkit Termal untuk Keamanan Sistem).

OC 1.6.8 Operasi Pembangkit *Power Wheeling* dan Konsumen *Power Wheeling*

Pembangkit yang terkoneksi ke jaringan dengan mekanisme *power wheeling* hanya diizinkan beroperasi paralel di jaringan jika memenuhi syarat penyambungan pembangkit sebagaimana dimaksud dalam Ketentuan Penyambungan (CC 4 – Prosedur Penyambungan), menyediakan fasilitas SCADA dan komunikasi sebagaimana dimaksud dalam Ketentuan Penyambungan (CC 3.12 – Persyaratan Peralatan Telekomunikasi), dan mengikuti prosedur penyambungan ke jaringan sebagaimana dimaksud dalam Ketentuan Penyambungan (CC 4 – Prosedur Penyambungan).

Konsumen tenaga listrik yang terkoneksi ke jaringan dengan mekanisme *power wheeling* diizinkan beroperasi paralel di jaringan jika memenuhi syarat penyambungan konsumen sebagaimana dimaksud dalam Ketentuan Penyambungan (CC 4 – Prosedur Penyambungan).

Ketentuan mengenai pola pengoperasian pembangkit *power wheeling* diatur dalam OC 1.6.3 (Tanggung Jawab Pengelola Pembangkit Termal untuk Keamanan Sistem) dan pola pengoperasian konsumen *power wheeling* diatur dalam OC 1.6.6 (Tanggung Jawab Konsumen Tenaga Listrik dalam Keamanan Sistem).

OC 1.6.9 Operasi Interkoneksi dengan Sistem Lain

Dalam hal terdapat interkoneksi dengan sistem lain, pengaturan frekuensi dilakukan oleh sistem yang lebih besar dan masing-masing pengatur beban memonitor batas transfer yang telah disepakati. Dalam hal terjadi gangguan di titik interkoneksi atau jaringan di suatu sistem yang memengaruhi sistem lain, perlu disepakati pertahanan sistem beserta *standard operational procedure* pemulihannya. Syarat interkoneksi mengikuti ketentuan penyambungan interkoneksi sebagaimana dimaksud dalam Ketentuan Penyambungan (CC 3.2 – Persyaratan Teknis untuk Peralatan Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik), Ketentuan Penyambungan (CC 3.3 – Persyaratan Pendukung untuk Peralatan Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik), dan Ketentuan Penyambungan (CC 4 – Prosedur Penyambungan).

OC 1.6.10 Penalti terhadap Kinerja Pengelola Pembangkit

Dalam hal pengelola pembangkit selaku penjual tidak dapat mengirimkan tenaga listrik yang disebabkan oleh kegagalan dan/atau kelalaian pengelola pembangkit, pengelola pembangkit harus membayar penalti kepada PT PLN Batam atau PT PLN (Persero). Penalti yang perlu diperhitungkan meliputi:

- a. *liquidated damage* (LD), merupakan penalti akibat keterlambatan mencapai *commercial operation date*;
- b. penalti *availability factor* (AF) atau *capacity factor* (CF) dan penalti *outages factor* (OF) dikarenakan ketiadaan energi yang dijanjikan (*performance guarantee*);
- c. penalti tara kalor (*heat rate*) dikarenakan kegagalan memenuhi kalor (*heat rate*) yang dijanjikan (*performance guarantee*);
- d. penalti kegagalan memikul megavolt-ampere *reactive* (MVAR), merupakan penalti yang diakibatkan karena pembangkit tenaga listrik gagal untuk mengompensasi (memproduksi atau menyerap) megavolt-ampere *reactive* (MVAR) di sistem

interkoneksi Batam dan Bintan. Penalti kegagalan mengompensasi (memproduksi atau menyerap) megavolt-ampere *reactive* (MVAR) tidak berlaku jika disetujui oleh pengelola operasi sistem;

- e. penalti kegagalan menjaga frekuensi merupakan penalti yang diakibatkan jika pembangkit tenaga listrik gagal untuk memenuhi ketentuan dalam *Grid Code*; dan
- f. penalti kecepatan naik turun beban (*ramp rate*) dikenakan terhadap pembangkit tenaga listrik yang tidak mampu mencapai jumlah dan waktu perubahan pembebanan dalam memenuhi operasi sistem (*dispatch*).

Selain penalti sebagaimana dimaksud dalam huruf a sampai dengan huruf f, pengelola pembangkit harus membayar penalti kepada PT PLN Batam atau PT PLN (Persero) jika tidak dapat memenuhi daya mampu yang dijanjikan (*performance guarantee*).

OC 2 Margin Cadangan Operasi

OC 2.1 Cadangan operasi terdiri atas:

- a. cadangan putar, merupakan jumlah kapasitas daya pembangkitan yang tersedia dan tidak dibebani yang beroperasi dalam sistem pembangkit serta dapat di-*asut* dan disinkronkan ke sistem dalam waktu tidak lebih dari 10 (sepuluh) menit dan beban *interruptible* yang dapat dilepas dalam waktu tidak lebih dari 10 (sepuluh) menit, tergantung opsi yang dipilih oleh pengelola operasi sistem. Pengelola operasi sistem menyiapkan cadangan putar dari pembangkit *fast respond* paling sedikit 50% (lima puluh persen) dari 1 (satu) unit pembangkit terbesar yang beroperasi;
- b. cadangan dingin, didefinisikan sebagai unit pembangkit yang dapat di-*asut* dan disinkronkan ke sistem dalam waktu 4 (empat) jam; dan
- c. cadangan jangka panjang, didefinisikan sebagai unit pembangkit yang dapat di-*asut* dan disinkronkan ke sistem dalam waktu lebih dari 4 (empat) jam tetapi kurang dari 2 (dua) hari.

OC 2.2 Margin cadangan (kebutuhan minimum) harus tersedia setiap saat dengan ketentuan:

- a. cadangan putar paling sedikit sebesar kapasitas unit pembangkit terbesar yang tersambung ke sistem;
- b. cadangan putar ditambah cadangan dingin paling sedikit sebesar kapasitas 2 (dua) unit pembangkit terbesar yang tersambung ke sistem; dan
- c. cadangan putar ditambah cadangan dingin ditambah cadangan jangka panjang paling sedikit sebesar kapasitas 2 (dua) unit pembangkit terbesar yang tersambung ke sistem ditambah margin keandalan. Tambahan margin keandalan dapat dinyatakan dalam persentase terhadap beban puncak harian atau dalam megawatt (MW), yang perhitungannya berdasarkan studi energi tidak terlayani dan/atau *loss of load probability*.

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

OC 3 Pengendalian Frekuensi

OC 3.1 Frekuensi di sistem akan konstan jika total pembangkitan seimbang dengan total beban ditambah rugi-rugi jaringan. Dalam hal pembangkitan melebihi beban ditambah rugi-rugi jaringan, frekuensi sistem naik. Dalam hal beban ditambah rugi-rugi jaringan melebihi pembangkitan, frekuensi sistem turun. Rentang pengaturan frekuensi yang sempit diperlukan untuk menyediakan frekuensi pasokan yang stabil bagi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

Frekuensi sistem dipertahankan dalam kisaran $\pm 0,20$ (nol koma dua nol) Hz dari frekuensi nominal 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz, kecuali dalam periode *transient* yang singkat di mana penyimpangan yang diizinkan sebesar $\pm 0,50$ (nol koma lima nol) Hz dari frekuensi nominal 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz dan selama keadaan darurat. Pengendalian frekuensi dicapai melalui:

- a. aksi *governor* unit pembangkit sebagai pengendalian primer;
- b. unit pembangkit yang memiliki AGC sebagai pengendalian sekunder;
- c. perintah pengelola operasi sistem ke unit pembangkit untuk menaikkan atau menurunkan tingkat pembebanan unit pembangkit dalam mengantisipasi perubahan beban;
- d. penurunan tegangan dalam rangka menurunkan beban sistem;
- e. pengurangan beban secara manual;
- f. peralatan pelepasan beban otomatis dengan *under frequency relay*;
- g. pelepasan generator oleh *over frequency relay*; dan
- h. pembangkit termasuk EBT intermiten harus berkontribusi dalam menjaga kualitas frekuensi.

OC 3.2 Kesalahan Waktu (*Time Error*)

Dalam rangka menyediakan indikasi waktu yang andal bagi peralatan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dalam menghitung jam berdasarkan frekuensi, pengelola operasi sistem harus berusaha untuk menghindari kesalahan waktu (*time error*) lebih dari 30 (tiga puluh) detik.

OC 3.3 Aksi *Governor* Pembangkit

Unit pembangkit harus beroperasi dengan *governor* reaksi cepat, dengan ketentuan:

- a. untuk pembangkit termal, maksimum *deadband* $\pm 0,05$ (nol koma nol lima) Hz, maksimum *speed droop* 5% (lima persen), dan minimum *ramp rate* 3 (tiga) MW/menit; dan
- b. pembangkit EBT intermiten harus memiliki kemampuan untuk beroperasi sesuai dengan yang ditentukan dalam pengaturan jangkauan frekuensi daya atau kurva kontrol frekuensi.

Unit pembangkit harus mengikuti *setting* di atas kecuali diizinkan atau diminta oleh pengelola operasi sistem untuk mengatur *setting* pada tingkat yang lain.

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

Pengelola pembangkit yang unit pembangkitnya mempunyai fasilitas berkemampuan AGC harus segera mengikuti perintah pengelola operasi sistem untuk mengaktifkan atau mematikan AGC.

Rentang pengaturan dari unit pembangkit ber-AGC harus dijaga paling sedikit 2,5% (dua koma lima persen) dari beban sistem. Pengelola operasi sistem harus menghindari tercapainya batas pengendalian AGC pada kondisi operasi normal.

OC 3.5 Pengurangan Tegangan untuk Mengurangi Beban Sistem

Jika pengelola operasi sistem menetapkan bahwa frekuensi telah atau akan turun di bawah 49,70 (empat puluh sembilan koma tujuh nol) Hz dan cadangan tersedia tidak mencukupi untuk mengembalikan frekuensi ke kisaran normal, pengelola operasi sistem harus menginformasikan keadaan darurat di sistem kepada pengelola transmisi dan pengelola pembangkit. Dalam hal ini pengelola operasi sistem harus memerintahkan pengelola transmisi untuk mengurangi tegangan pada sisi tegangan menengah sebagaimana dimaksud dalam Ketentuan Penyambungan (CC 2 – Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan). Jika sistem telah dipulihkan ke kondisi yang memuaskan, pengelola operasi sistem harus memerintahkan pengembalian tegangan ke kisaran normal.

OC 3.6 Pengurangan Beban secara Manual

Jika selama keadaan darurat pengelola operasi sistem menetapkan bahwa frekuensi telah atau akan turun di bawah 49,50 (empat puluh sembilan koma lima nol) Hz dan cadangan pembangkitan yang ada tidak mencukupi untuk mengembalikan frekuensi ke kisaran normal, pengelola operasi sistem harus memerintahkan konsumen tenaga listrik untuk secara manual melepas beban yang termasuk kategori dapat diputus (*interruptible*).

Pengelola operasi sistem dapat memerintahkan pelepasan beban secara manual di 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

Untuk menjamin keseimbangan antara beban dan pembangkitan dalam keadaan darurat, paling sedikit 50% (lima puluh persen) dari beban sistem harus dapat dikontrol oleh peralatan pelepasan beban otomatis dengan relai frekuensi rendah. Beban sensitif yang ditetapkan oleh pengelola distribusi tidak boleh termasuk dalam program pelepasan beban (*load shedding*) oleh frekuensi rendah. Paling banyak 10 (sepuluh) tahapan beban yang harus disediakan dan selalu dipertahankan untuk dilepas dengan ukuran yang hampir sama namun secara geografis tersebar. Pelepasan beban tahap pertama harus diset pada frekuensi yang cukup rendah sehingga terlepasnya pembangkit terbesar di sistem tidak akan menyebabkan bekerjanya pelepasan beban tahap pertama tersebut. Tahap terakhir pelepasan beban harus diset pada frekuensi di atas *setting under frequency* yang tertinggi dari generator yang dilengkapi frekuensi rendah sehingga tidak ada unit pembangkit yang terlepas sebelum pelepasan beban tahap terakhir bekerja.

OC 3.8 Peralatan Pelepasan Pembangkit secara Otomatis

Pengelola operasi sistem berwenang melepas unit pembangkit secara otomatis pada kondisi tertentu untuk mengamankan sistem. Kondisi tertentu tersebut meliputi namun tidak terbatas pada

skema sistem isolasi terpisah (*islanding system*), keterbatasan jalur evakuasi daya pembangkit, dan kestabilan sistem.

OC 4 Pengendalian Tegangan

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

OC 4.1 Pengendalian tegangan dicapai dengan langkah berikut:

- a. generator sinkron yang dilengkapi pengaturan tegangan. Penambahan peralatan *stabilization control loops* atau *power system stabilizer* pada pengaturan tegangan memperbaiki stabilitas dinamik dari sistem;
- b. *synchronous condenser*;
- c. *compensator VAR* statik;
- d. kapasitor paralel (*shunt*);
- e. reaktor *shunts*;
- f. perubahan *tap* transformator; dan
- g. pengoperasian atau pelepasan SUTT/SKTT.

OC 4.2 Pengelola operasi sistem bertanggung jawab menetapkan tingkat tegangan operasi yang aman untuk semua GI dan menyampaikan informasi tersebut kepada masing-masing pengelola pembangkit. Pengelola operasi sistem juga bertanggung jawab untuk mengarahkan operasi sistem sedemikian rupa sehingga tegangan sistem berada dalam tingkat yang aman. Operator peralatan pengendali tegangan sebagaimana dimaksud dalam OC 4.1 harus mengikuti perintah pengelola operasi sistem untuk mengoperasikan peralatan tersebut. Jika terdapat masalah dalam memenuhi kebutuhan ini, operator harus melapor kepada pengelola operasi sistem.

OC 4.3 Ketidakseimbangan Tegangan

Pengelola operasi sistem bertanggung jawab menyeimbangkan impedansi *phase* jaringan guna membatasi ketidakseimbangan tegangan. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyeimbangkan arus *phase* pada titik sambungan guna membatasi tegangan urutan negatif kurang dari 1% (satu persen) sebagaimana dimaksud dalam Ketentuan Penyambungan (CC 2.3.1 – Distorsi Harmonik Total (*Total Harmonic Distortion*)).

OC 4.4 Harmonik Tegangan dan Arus

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus mematuhi bahwa kontribusi harmonik tegangan mereka terhadap distorsi harmonik pada titik sambungan kurang dari sebagaimana dimaksud dalam Ketentuan Penyambungan (CC 2.3.1 – Distorsi Harmonik Total (*Total Harmonic Distortion*)). Pelaku usaha

atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus mereduksi distorsi harmonik guna membatasi harmonik tersebut.

OC 4.5 Kedip dan *Flicker* Tegangan

Kedip tegangan disebabkan oleh *asut* motor sebagaimana dimaksud dalam Ketentuan Penyambungan (CC 2.4 Fluktuasi Tegangan). Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus mematuhi bahwa operasi mereka tidak menyebabkan *flicker* tegangan atau kedip berulang-ulang yang melebihi batas yang ditetapkan dalam Ketentuan Penyambungan (CC 2.4 – Fluktuasi Tegangan). Jika batas tersebut dilampaui, pengelola operasi sistem harus mencari penyebab masalah tersebut dan mengambil langkah yang diperlukan untuk memperbaiki pelanggaran kriteria ini. Untuk menjaga kelip tegangan yang disebabkan oleh gangguan sistem selama kurang dari 30 (tiga puluh) *cycle*, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus mempunyai filter tersendiri.

OC 5 Proteksi Jaringan

Peralatan proteksi jaringan dan koordinasi proteksi yang memadai diperlukan untuk memproteksi komponen jaringan dan untuk membatasi dampak gangguan jika terjadi gangguan atau kegagalan peralatan. Kebutuhan rinci dapat dilihat pada Apendiks 1 Ketentuan Penyambungan (CCA1 2.3 – Peralatan Proteksi yang Diperlukan).

OC 5.1 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyerahkan rencana perubahan skema proteksi ke pengelola operasi sistem untuk dipelajari dan mendapatkan persetujuan.

OC 5.2 Skema proteksi jaringan harus memberikan kemungkinan untuk pemanfaatan *rating* termal jangka pendek peralatan penghantar dan GI dengan nilai *rating* yang dideklarasikan oleh pengelola transmisi.

OC 5.3 Jika seluruh atau sebagian dari suatu skema proteksi gagal atau tidak bekerja, pengelola operasi sistem harus memutuskan untuk:

- a. memadamkan peralatan yang diproteksi oleh skema proteksi tersebut;
- b. membiarkan peralatan tetap bertegangan tanpa proteksi primer selama suatu periode tertentu sepanjang proteksi cadangan tersedia dan memadai; atau
- c. memasang skema proteksi sementara.

OC 6 Stabilitas Sistem

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

- a. ketidakstabilan *transient*, terjadi jika bagian dari sistem yang berosilasi tidak 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;
- b. ketidakstabilan dinamik, terjadi ketika:
 1. osilasi kecil dalam sistem tenaga listrik tidak dapat diredam yang dipicu oleh sebab yang tidak jelas; dan
 2. sistem dioperasikan terlalu dekat dengan batas stabilitasnya; dan

- c. ketidakstabilan tegangan, yaitu merosotnya tegangan sistem lebih rendah dari suatu tingkat atau batas 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 yang mengarah ke *voltage collapse*.

OC 6.1 Koordinasi Analisis Stabilitas

Pengelola operasi sistem bertanggung jawab untuk melakukan atau mengatur terselenggaranya studi yang diperlukan untuk menentukan batas operasi yang aman yang dapat melindungi sistem dari ancaman masalah ketidakstabilan, termasuk yang disebabkan oleh *credible outages*. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyediakan data dan informasi yang diperlukan untuk mendukung studi tersebut.

OC 6.2 Tanggung Jawab Operasional dalam Hal Stabilitas

Tanggung jawab pihak yang terlibat dalam pengoperasian sistem untuk mempertahankan stabilitas operasi, antara lain:

- a. pengelola operasi sistem harus mengoperasikan sistem dalam batas operasi yang aman yang ditetapkan melalui kajian berkala tentang stabilitas. Pengelola operasi sistem harus menyebutkan keterbatasan kapasitas *static compensator*, reaktor, dan kapasitor yang menyebabkan jaringan beroperasi di luar batas normal;
- b. pengelola pembangkit harus mempertahankan kemampuan daya reaktif unit pembangkit sesuai dengan desain peralatan. Unit pembangkit dilarang dilepas dari sistem selama terjadinya gangguan, kecuali:
 - 1. kondisi frekuensi atau tegangan pada saat itu melebihi atau sangat kurang sehingga dapat merusak peralatan; atau
 - 2. pengelola operasi sistem telah menyetujui dilakukannya pelepasan tersebut;
- c. pengelola distribusi harus memelihara peralatan pengendali tegangan di instalasi yang menjadi wewenang pengelola distribusi sehingga peralatan akan bekerja seperti yang diinginkan untuk mendukung tegangan jaringan transmisi dan tegangan jaringan distribusi; dan
- d. konsumen tenaga listrik harus memelihara semua peralatan pengendali tegangan yang dibutuhkan sesuai dengan perjanjian jual beli tenaga listrik (PJBTL) sehingga peralatan akan bekerja sesuai dengan yang diinginkan untuk mendukung tegangan sistem selama kondisi normal dan kondisi gangguan.

OC 7 Prosedur Darurat

Keadaan darurat pada sistem dianggap terjadi jika:

- a. kapasitas margin cadangan atau tegangan sistem turun ke bawah melebihi 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 yang mengancam keamanan sistem.

Pengelola operasi sistem, pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik harus mengikuti prosedur sesuai dengan OC 7.2 (Pengumuman Kekurangan Daya), OC 7.3 (Pemberitahuan Kekurangan Daya), OC 7.4 (Pengumuman Keadaan Darurat Sistem), OC 7.5 (Pemberitahuan Keadaan Darurat), dan OC 7.6 (Ruang Operasi Darurat) untuk mengembalikan kondisi sistem secepatnya ke keadaan aman.

OC 7.1 Petunjuk Prosedur Keadaan Darurat di Sistem

Pengelola operasi sistem harus memelihara dan mendistribusikan petunjuk prosedur keadaan darurat sistem beserta daftar rinci semua pihak yang harus diberitahu bahwa sistem dalam keadaan darurat, termasuk nomor telepon dinas dan telepon rumah serta alternatif penyampaian lain jika mereka tidak berada di rumah. Petunjuk tersebut harus menetapkan tempat ke mana petugas utama harus melapor untuk pelaksanaan pemulihan. Prosedur keadaan darurat di sistem diatur lebih lanjut dalam SOP.

OC 7.2 Pengumuman Kekurangan Daya

Pengelola operasi sistem harus mengumumkan suatu kondisi kekurangan daya jika:

- 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.

Pengelola operasi sistem harus mengumumkan keadaan kekurangan daya paling lambat 7 (tujuh) hari kerja sebelum terjadi kekurangan daya.

OC 7.3 Pemberitahuan Kekurangan Daya

Setelah kekurangan daya diinformasikan, pengelola operasi sistem harus:

- a. memberitahu pengelola distribusi bahwa telah terjadi kekurangan daya dan agar mempersiapkan pelepasan beban yang dapat dilepas (*interruptible load*) untuk mempertahankan tingkat cadangan operasi minimum. Besarnya beban *interruptible* yang harus dilepas oleh pengelola distribusi harus berdasarkan target yang ditetapkan pengelola operasi sistem. Target tersebut harus diusahakan proporsional dengan beban tersambung masing-masing pengelola distribusi;
- b. memberitahu pengelola pembangkit bahwa telah terjadi atau mungkin akan terjadi kekurangan daya dan agar berusaha untuk menambah daya tersedia di setiap unit pembangkit; dan
- c. memberitahu Direksi PT PLN Batam.

OC 7.4 Pengumuman Keadaan Darurat Sistem

Pengelola operasi sistem mengumumkan adanya keadaan darurat dalam hal:

- a. cadangan putar di sistem turun ke tingkat di bawah kebutuhan minimum;
- b. pembebanan yang tinggi pada ruas transmisi sehingga dapat 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. terdapat ancaman badai, gempa bumi, kebakaran, huru-hara, dan sebagainya yang berdasarkan pertimbangan pengelola operasi sistem dapat mengancam keamanan sistem.

OC 7.5 Pemberitahuan Keadaan Darurat

Setelah keadaan darurat di sistem diumumkan, pengelola operasi sistem harus segera melakukan pemberitahuan berikut:

- a. memberitahu semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik melalui fasilitas pesan operasi (*grid operations message system*) bahwa keadaan darurat di sistem telah diumumkan;
- b. memberitahu pengelola distribusi mengenai besar pengurangan beban yang diperlukan (jika diperlukan);
- c. memberitahu kepada Direksi PT PLN Batam; dan
- d. memberitahu pimpinan pengelola operasi sistem mengenai 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

Ruang operasi darurat diperuntukkan bagi manajemen untuk memantau, menganalisis, dan membuat strategi terkait yang sedang dilakukan oleh pengelola operasi sistem dalam mengatasi keadaan darurat. Pengelola operasi sistem harus menghubungi pihak yang bertanggung jawab yang terdaftar dalam petunjuk prosedur keadaan darurat di sistem dan meminta pengaktifan ruang operasi darurat.

OC 7.7 Pelatihan Keadaan Darurat

Pelatihan keadaan darurat harus dilakukan paling sedikit sekali dalam setahun untuk membiasakan semua personel yang bertanggung jawab dalam pelaksanaan prosedur keadaan darurat dan prosedur pemulihan sistem. Pelatihan harus menyimulasikan keadaan darurat yang realistis dan mengikuti petunjuk prosedur keadaan darurat. Evaluasi terhadap pelatihan ini harus dilakukan dan kekurangan dalam prosedur harus diidentifikasi dan diperbaiki.

OC 7.8 *Backup Control Center*

Untuk mengendalikan operasi sistem jika ruang kontrol utama pengelola operasi sistem mengalami gangguan teknis atau nonteknis, pengendalian operasi sistem dialihkan ke *backup control center* yang telah disiapkan.

OC 7.9 Pelatihan Cadangan Ruang Kontrol Pengelola Operasi Sistem

Pelatihan kondisi pengalihan kontrol utama pengelola operasi sistem dilakukan paling sedikit sekali dalam setahun untuk membiasakan semua personel yang bertanggung jawab dalam pelaksanaan prosedur keadaan darurat dan prosedur pemulihan

sistem. Pelatihan harus menyimulasikan keadaan darurat yang realistis dan mengikuti petunjuk prosedur keadaan darurat. Evaluasi terhadap pelatihan ini harus dilakukan dan kekurangan dalam prosedur dan respons baliknya harus diidentifikasi dan diperbaiki.

OC 8 Prosedur Pemulihan Sistem

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus mengikuti pengarahan pengelola operasi sistem untuk memastikan bahwa pemulihan sistem berlangsung cepat, aman, dan menghindari masalah yang tidak perlu terjadi.

OC 8.1 Prosedur Pemulihan dari Terpisahnya Sistem Menjadi Sistem Isolasi Terpisah (*Island Operation*)

Dalam hal telah terjadi 1 (satu) atau lebih subsistem isolasi terpisah (*islanding system*) yang stabil, urutan berikut harus diikuti:

- a. pengelola operasi sistem harus secepatnya menilai keadaan sistem dan menentukan tingkat dan sifat kerusakan fasilitas peralatan. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus membantu menyediakan informasi yang diperlukan pengelola operasi sistem dalam membuat penilaian;
- b. menstabilkan subsistem isolasi terpisah (*islanding system*) pada 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz dan menyinkronkan sistem isolasi terpisah (*islanding system*) secepat mungkin;
- c. memulihkan pasokan ke semua pusat pembangkit besar yang terputus atau padam untuk memulai proses peng-asut-an. Sinkronisasi unit pembangkit ke sistem dilakukan setelah diperintahkan oleh pengelola operasi sistem;
- d. meng-asut unit pembangkit yang tidak beroperasi yang menurut pertimbangan pengelola operasi sistem diperlukan untuk memudahkan proses pemulihan. Sinkronisasi unit pembangkit ke sistem dilakukan setelah diperintahkan oleh pengelola operasi sistem;
- e. meng-asut unit pembangkit yang memiliki kemampuan asut gelap di kawasan yang padam dan menyinkronkan unit pembangkit ketika pasokan ke titik sambungan pusat pembangkitan telah dipulihkan dan telah diizinkan oleh pengelola operasi sistem untuk disinkronkan;
- f. menaikkan daya keluar unit pembangkit sesuai dengan perintah pengelola operasi sistem. Perlu diperhatikan agar tidak melakukan pembebanan berlebih pada penghantar dan/atau pembebanan yang mengakibatkan kondisi tegangan rendah;
- g. memulihkan pasokan ke GI yang padam secepat mungkin guna menyiapkan peralatan untuk pelaksanaan buka tutup (*switching*) PMT. Pengelola operasi sistem harus mengantisipasi kemungkinan terjadinya tegangan lebih yang disebabkan oleh arus *charging* ketika menutup ruas transmisi yang panjang;
- h. pengelola operasi sistem memerintahkan pengelola distribusi 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 pembangkit yang terisolasi ke beban lokal yang terisolasi, kecuali jika tidak mungkin menyinkronkan unit pembangkit terlebih dahulu untuk kestabilan sistem operasi terpisah (*islanding system*) serta unit pembangkit telah dinyatakan mampu memikul beban terpisah; dan
- j. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tidak mengikuti perintah pengelola operasi sistem selama proses pemulihan harus mengikuti proses penegakan pelaksanaan *Grid Code* sebagaimana dimaksud dalam Ketentuan Manajemen Jaringan (GMC 5 – Penegakan Pelaksanaan *Grid Code*).

OC 8.2 Prosedur Pemulihan Padam Total dan Padam Sebagian

Pemulihan sistem setelah kejadian pemadaman total merupakan proses yang jauh lebih sulit dan memakan waktu panjang dibandingkan pemadaman sebagian. Dalam hal terjadi pemadaman total, langkah yang dapat dilakukan:

- a. unit pembangkit yang mempunyai fasilitas *asut* gelap yang mampu memikul beban terpisah (*independent load pickup*) harus di-*asut* dan diikuti dengan proses *energize* ruas penghantar, *energize* GI, dan pembebanan lokal. Sistem isolasi terpisah (*islanding system*) yang dibentuk harus diperluas dengan menambahkan pembangkitan lokal, ruas penghantar, GI, dan beban. Ketika memperluas sistem isolasi terpisah (*islanding system*) perlu perhatian khusus untuk menghindari ketidakstabilan tegangan;
- b. setelah beberapa sistem isolasi terpisah (*islanding system*) yang stabil terbentuk, sistem isolasi terpisah (*islanding system*) tersebut harus diperluas sehingga sistem yang semula terpisah dapat disinkronkan dengan sistem isolasi terpisah (*islanding system*) lainnya;
- c. karena durasi dan lingkup pemadaman total jauh lebih besar dibandingkan pemadaman sebagian, pembebanan unit pembangkit harus secara bertahap untuk menghindari beban lebih pada penyulang dan untuk memungkinkan penstabilan beban. Selain itu, fasilitas penyimpan energi (*energy storage*) di GI dan pusat pembangkitan harus diisi ulang sebelum pengoperasian kembali fasilitas tersebut; dan
- d. usaha pemulihan sistem sesuai dengan *standard operational procedure* pemulihan sistem yang disusun oleh pengelola operasi sistem dan direviu secara berkala.

Dalam hal terjadi padam sebagian, pemulihan sistem dapat dilakukan sesuai dengan langkah sebagaimana dimaksud dalam huruf b, huruf c, dan huruf d.

OC 8.3 *Black Start* pada Pembangkit EBT Intermiten

- a. pembangkit EBT intermiten tidak diwajibkan memiliki fasilitas *black start*, dalam hal ini kebutuhan *backfeeding* EBT intermiten akan disediakan melalui sistem atas perintah pengelola operasi sistem;
- b. pengelola operasi sistem akan memasang fasilitas relai tegangan nol di titik interkoneksi pada setiap pembangkit EBT

intermiten sehingga pada proses pemulihan setelah kondisi gangguan besar, pembangkit EBT intermiten tidak otomatis terkoneksi ke jaringan; dan

- c. pada saat proses pemulihan, unit pembangkit EBT intermiten dapat sinkron dengan sistem hanya atas izin pengelola operasi sistem.

OC 9 Keselamatan Ketenagalistrikan

Keselamatan ketenagalistrikan merupakan upaya atau langkah pemenuhan:

- a. standardisasi peralatan tenaga listrik; dan
- b. pengamanan instalasi pembangkitan tenaga listrik, instalasi transmisi tenaga listrik, dan instalasi distribusi tenaga listrik,

untuk mewujudkan kondisi andal dan aman bagi instalasi, aman dari bahaya bagi manusia dan makhluk hidup lainnya, serta ramah lingkungan. Penerapan keselamatan ketenagalistrikan mencakup pemenuhan kaidah keteknikan, keselamatan kerja, dan ketentuan perundang-undangan di bidang lingkungan hidup.

OC 9.1 Penanggung Jawab Keselamatan Ketenagalistrikan

Penanggung jawab keselamatan ketenagalistrikan merupakan penanggung jawab teknik yang menduduki jabatan tertentu dan diberi kewenangan dalam pengambilan keputusan atas terwujudnya keselamatan ketenagalistrikan.

Sebelum pemberian tegangan (*energize*) suatu titik sambungan baru, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menunjuk penanggung jawab keselamatan ketenagalistrikan yang memiliki tanggung jawab dan kewenangan sesuai dengan ketentuan peraturan perundang-undangan yang mengatur mengenai keselamatan ketenagalistrikan.

Kewenangan Penanggung Jawab Keselamatan Ketenagalistrikan meliputi:

- a. melaksanakan kebijakan terkait penerapan keselamatan ketenagalistrikan;
- b. menyeleksi dan menempatkan personel;
- c. menyelenggarakan dan melaksanakan pendidikan dan pelatihan terkait keselamatan ketenagalistrikan;
- d. menyusun, menetapkan, dan menerapkan komunikasi keselamatan ketenagalistrikan;
- e. mengelola administrasi keselamatan ketenagalistrikan;
- f. menyusun, menerapkan, dan mendokumentasikan partisipasi, konsultasi, motivasi, dan kesadaran penerapan keselamatan ketenagalistrikan; dan
- g. mengumpulkan dan menganalisis data serta mencatat rincian setiap kejadian yang terkait penerapan keselamatan ketenagalistrikan.

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus saling memberitahu secara tertulis mengenai identitas penanggung jawab keselamatan ketenagalistrikan yang ditunjuk. Dalam hal akan mengganti penanggung jawab keselamatan ketenagalistrikan, pihak lain harus segera diberitahu secara tertulis mengenai identitas penanggung jawab keselamatan ketenagalistrikan kerja yang baru.

OC 9.2 Koordinator Keselamatan Kerja

Sebelum pemberian tegangan (*energize*) suatu titik sambungan baru, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menunjuk koordinator keselamatan kerja.

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus saling memberitahu secara tertulis mengenai identitas koordinator keselamatan kerja yang ditunjuk. Dalam hal akan mengganti koordinator keselamatan kerja, pihak lain harus segera diberitahu secara tertulis mengenai identitas koordinator keselamatan kerja yang baru.

Koordinator keselamatan kerja harus bertanggung jawab terhadap semua hal yang menyangkut keselamatan personel selama kegiatan pekerjaan di jaringan atau di instalasi milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

OC 9.3 Prosedur Pemeliharaan Peralatan Tegangan Tinggi dan Tegangan Menengah

Proses perizinan kerja ditetapkan untuk menjamin keselamatan pelaksanaan prosedur pemeliharaan peralatan tegangan tinggi dan tegangan menengah. Proses ini meliputi koordinasi pengelola operasi sistem, penanggung jawab keselamatan ketenagalistrikan, personel keselamatan kerja, personel pemeliharaan yang melaksanakan pekerjaan, serta pengalihan kewenangan dari suatu grup ke grup yang lain selama kegiatan pemeliharaan dan pengujian melalui penggunaan formulir khusus perizinan kerja. Pengelola operasi sistem menerbitkan izin kerja untuk pekerjaan di jaringan 150 (seratus lima puluh) kV, 66 (enam puluh enam) kV, dan 20 (dua puluh) kV.

Prosedur keselamatan ketenagalistrikan yang berhubungan dengan pemeliharaan jaringan 150 (seratus lima puluh) kV, 66 (enam puluh enam) kV, dan 20 (dua puluh) kV dituangkan dalam dokumen prosedur pelaksanaan pekerjaan pada instalasi tenaga listrik tegangan tinggi dan/atau tegangan menengah yang disusun oleh pemilik pekerjaan yaitu pelaku usaha atau pemakai jaringan, konsumen tenaga listrik, pengelola transmisi, dan/atau pengelola operasi sistem.

Pemeliharaan terencana yang mengakibatkan pemadaman agar diberitahukan ke pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik terkait paling lambat 7 (tujuh) hari kerja sebelum pelaksanaan pekerjaan.

OC 9.4 Proses perizinan pekerjaan untuk pemeliharaan peralatan tegangan tinggi dan tegangan menengah harus meliputi langkah berikut:

- a. proses dimulai dengan pengajuan formulir permohonan izin kerja ke pengelola operasi sistem untuk suatu kegiatan pemeliharaan atau pengujian tertentu;
- b. pengelola operasi sistem mempelajari rencana yang diajukan terkait tindakan buka tutup (*switching*) PMT dan rekonfigurasi jaringan untuk menjamin bahwa tingkat keandalan dan keamanan dapat dijaga. Jika rencana yang diajukan dianggap memenuhi syarat, pengelola operasi sistem harus menerbitkan izin kerja yang diminta;

- c. pengelola operasi sistem menetapkan manuver buka tutup (*switching*) PMT yang dibutuhkan untuk memadamkan bagian dari jaringan tempat kegiatan pemeliharaan atau pengujian akan dilaksanakan;
- d. personel pengelola transmisi, pengelola operasi sistem, pelaku usaha atau pemakai jaringan, atau konsumen tenaga listrik menyampaikan formulir rencana kerja kepada penanggung jawab keselamatan ketenagalistrikan yang mencakup koordinator keselamatan kerja untuk disahkan dan kepada operator GI yang bertanggung jawab untuk memisahkan dan membumikan (*grounding*) peralatan;
- e. operator GI mengisi formulir rencana kerja sebagaimana dimaksud dalam huruf d dan menyampaikan kepada staf pemeliharaan yang bertanggung jawab dalam pelaksanaan pekerjaan;
- f. operator GI melakukan pemisahan dan pbumian (*grounding*) lokal serta memasang tanda yang diperlukan pada peralatan *switching*;
- g. staf pemeliharaan melaksanakan pekerjaan pemeliharaan;
- h. staf pemeliharaan mengisi formulir rencana kerja dan mengembalikan kepada operator GI. Operator GI bertanggung jawab untuk melepas tanda peralatan *switching*, membuka pentanahan, menutup PMS, dan memasukkan PMT;
- i. penanggung jawab keselamatan ketenagalistrikan dan/atau koordinator keselamatan kerja mengesahkan selesainya kegiatan operator GI dalam formulir rencana kerja dan mengembalikan kepada pemilik pekerjaan. Pemilik pekerjaan menyatakan bahwa pekerjaan telah selesai dan *energize* peralatan dapat dilaksanakan. Personel pengelola operasi sistem, pelaku usaha atau pemakai jaringan, atau konsumen tenaga listrik selanjutnya memberitahu kepada pengelola operasi sistem bahwa peralatan dapat dioperasikan; dan
- j. pengelola operasi sistem memimpin manuver buka tutup (*switching*) PMS dan PMT untuk melakukan pemberian tegangan kembali (*reenergize*) fasilitas tersebut dan merekonfigurasi jaringan kembali ke keadaan semula.

OC 10 Penghubung Operasi

Bagian ini berisi garis besar prosedur umum dalam melakukan koordinasi dan pertukaran informasi operasi di antara pihak yang berkepentingan dengan interkoneksi ke sistem.

OC 10.1 Kebutuhan untuk Memberitahu Kondisi Operasi

Pengelola operasi sistem bertanggung jawab untuk menetapkan tingkat operasi yang aman untuk semua fasilitas sistem dan mengomunikasikan informasi tersebut ke internal pengelola operasi sistem, pengelola transmisi, pengelola pembangkit, pengelola distribusi, dan konsumen tenaga listrik yang tersambung ke jaringan. Pengelola operasi sistem harus memberikan informasi mengenai kegiatan atau kondisi operasi yang dapat memengaruhi keamanan dan keandalan sistem kepada pihak terkait.

Pihak yang berkepentingan dengan interkoneksi bertanggung jawab untuk memberitahu pengelola operasi sistem mengenai kejadian terencana yang dapat memengaruhi operasi normal dari setiap bagian sistem.

Setelah menerima pemberitahuan tentang operasi atau kejadian yang akan atau mungkin dapat memengaruhi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang lain, pengelola operasi sistem harus segera memberitahukan kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang dapat terpengaruh.

Pada saat menerima pemberitahuan tentang operasi atau kejadian, penerima berita dapat menghubungi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang menerbitkan pemberitahuan tersebut untuk klarifikasi. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik selanjutnya harus:

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

OC 10.1.1 Masalah operasi yang harus dilaporkan antara lain:

- 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 peralatan unit pembangkit, meskipun kegiatan tersebut tidak memerlukan penghentian pelayanan peralatan unit pembangkit;
- c. pengoperasian PMT, PMS, atau alat pembumian (*grounding*) yang belum mendapat izin dari pengelola operasi sistem. Dalam kasus tertentu, pemilik peralatan dapat mengoperasikan peralatan yang belum mendapat izin untuk melindungi personel atau peralatan. Dalam kasus tersebut, operasi yang dilakukan dan penyebabnya harus segera dilaporkan kepada pengelola operasi sistem;
- d. semua operasi yang bersifat mendadak dan tidak standar, kecuali telah diizinkan oleh pengelola operasi sistem; dan
- e. masalah operasi yang tidak dapat dipecahkan dengan segera dan kemungkinan pengaruhnya yang harus dilaporkan kepada pihak yang terkena dampak, misalnya mengenai perkiraan lama waktu gangguan operasi.

OC 10.1.2 Pemberitahuan yang diperlukan dalam rangka memenuhi ketentuan sebagaimana dimaksud dalam OC 10 (Penghubung Operasi) harus berisi penjelasan operasional yang cukup rinci agar penerima berita dapat menilai operasi tersebut dan dampaknya. Pemberitahuan harus berisi nama dan nomor telepon personel yang melaporkan operasi dan penerima berita dapat mengajukan pertanyaan untuk meminta penjelasan. Pemberitahuan harus disampaikan secepatnya.

OC 10.2 Kepentingan Pengelola Operasi Sistem untuk Memberitahu Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik Mengenai Kejadian di Sistem

Pengelola operasi sistem bertanggung jawab untuk menyampaikan informasi kejadian di sistem kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terpengaruh oleh kejadian tersebut. Pengelola operasi sistem harus menyediakan informasi tentang kejadian yang telah atau mungkin akan berdampak pada keandalan sistem kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terpengaruh.

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memberitahu pengelola operasi sistem mengenai kejadian tidak terencana yang telah atau mungkin memberi pengaruh terhadap operasi normal bagian sistem. Jika diperlukan, pengelola operasi sistem harus meneliti kejadian tidak terencana beserta alasannya.

- OC 10.2.1 Laporan kejadian dan jawaban tentang semua pertanyaan mengenai laporan tersebut dapat diberikan secara lisan yang harus ditindaklanjuti secara tertulis. Laporan tertulis memuat paling sedikit:
- nama, jabatan, dan organisasi personel yang menerbitkan laporan, tanggal, dan waktu penerbitan;
 - implikasi dan risiko operasional yang timbul dari kejadian tersebut secara rinci sehingga memungkinkan penerima untuk mengkajinya; dan
 - kronologis kejadian jika telah berdampak pada keselamatan manusia.

- OC 10.2.2 Kejadian yang harus dilaporkan meliputi:
- kegagalan atau kesalahan operasi alat kendali, komunikasi, peralatan ukur, dan perubahan kapabilitas fasilitas pusat pembangkitan dan penghantar;
 - waktu ketika unit pembangkit atau peralatan dioperasikan melebihi kapasitas;
 - aktifnya alarm yang menunjukkan kondisi operasi tidak normal; dan
 - kondisi cuaca yang memengaruhi atau mungkin memengaruhi operasi.

- OC 10.2.3 Dalam hal laporan tentang kejadian diberikan secara lisan:
- laporan tersebut harus didiktekan oleh pengirim ke penerima; dan
 - penerima harus mencatat dan mengulang setiap kata pada saat menerima dan setelah seluruh laporan lengkap. Penerima harus membaca ulang seluruh laporan ke pengirim untuk mengonfirmasi ketepatannya.

OC 10.3 Kejadian Penting

Kejadian penting merupakan kejadian yang atas penilaian pengelola operasi sistem telah berpengaruh penting pada sistem.

Selain itu, kejadian penting meliputi kejadian yang diyakini oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik mempunyai pengaruh penting pada fasilitas miliknya. Pelaporan kejadian penting harus secara tertulis sesuai dengan OC 11 (Pelaporan Kejadian Penting).

- OC 10.3.1 Kejadian yang perlu dilaporkan secara tertulis kepada pengelola operasi sistem merupakan hal yang menyebabkan antara lain:
- ketidakstabilan sistem;
 - penyimpangan frekuensi di luar batas yang telah ditetapkan;
 - tingkat tegangan di luar batas yang telah ditetapkan; atau
 - pemadaman beban konsumen tenaga listrik 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 Kantor Perwakilan Komunikasi Operasional

- a. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menetapkan kantor perwakilan untuk memberi atau menerima komunikasi operasional terkait dengan fasilitas yang dimiliki. Kantor ini bertanggung jawab dalam pengoperasian dan pemeliharaan peralatan komunikasi.
- b. Kantor perwakilan harus memberikan informasi mengenai:
 1. nama dan jabatan personel penghubung;
 2. nomor telepon personel;
 3. alamat *email* personel;
 4. nomor faksimile; dan
 5. lokasi.

OC 10.4.2 Perekaman Komunikasi Operasional

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

- a. setelah membuat atau menerima suatu komunikasi operasional, pengelola operasi sistem harus segera mencatat setiap komunikasi operasional telepon secara tertulis dalam buku *log* atau dengan metode lain yang permanen dan dapat diperiksa;
- b. pengelola operasi sistem harus menggunakan peralatan perekam suara yang andal untuk merekam percakapan antara pengelola operasi sistem dan personel operasional pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik;
- c. rekaman komunikasi operasional harus mencakup waktu dan isi setiap komunikasi dan harus memberi identitas pihak yang berkomunikasi;
- d. penerima harus mencatat dan mengulang setiap kata pada saat menerima dan membaca ulang kepada pengirim seluruh laporan yang diterima untuk mengonfirmasi ketepatannya; dan
- e. pengelola operasi sistem harus menyimpan semua catatan komunikasi operasional termasuk rekaman suara paling sedikit 5 (lima) tahun untuk rekaman tertulis dan 1 (satu) tahun untuk rekaman suara. Catatan atau rekaman disimpan untuk bahan penyelesaian perselisihan dan evaluasi prosedur operasional selama operasi normal, operasi darurat, atau proses pemulihan sistem.

OC 10.5 Pertemuan Koordinasi Pengelola Operasi Sistem dengan Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

- a. Pertemuan koordinasi antara pengelola operasi sistem dan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik di wilayah kerja pengelola operasi sistem dilaksanakan secara rutin setiap bulan. Pertemuan ini tidak diharuskan bagi konsumen tenaga listrik.

- b. Pertemuan koordinasi antara pengelola operasi sistem dan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik di wilayah kerja pengelola operasi sistem dilaksanakan paling sedikit 1 (satu) kali dalam 1 (satu) tahun dan harus diikuti oleh konsumen tenaga listrik.

OC 11 Pelaporan Kejadian Penting

Kejadian penting yang mencakup kecelakaan atau kejadian tidak biasa yang telah mengganggu operasi sistem atau telah menyebabkan atau dapat menyebabkan kerusakan peralatan atau pemadaman harus dikaji bersama oleh pengelola operasi sistem dengan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terpengaruh. Kajian tersebut harus mendalam guna menambah pengetahuan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik mengenai sifat operasional sistem sehingga kejadian serupa dapat dicegah di masa depan. Hasil kajian gangguan tersebut harus tersedia bagi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terpengaruh.

OC 11.1 Prosedur untuk Melaporkan Kejadian Penting

Berdasarkan tingkat keseriusan dan lamanya suatu peristiwa atau kejadian penting, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terkait dalam kejadian harus segera menyampaikan laporan tertulis termasuk rincian kondisi kejadian yang berlangsung untuk melengkapi laporan lisan yang mungkin sudah disampaikan.

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terkait dengan suatu kejadian penting harus segera menyampaikan laporan tertulis setelah kejadian tersebut. Laporan pendahuluan kejadian penting dalam bentuk konsep (draf) harus disampaikan paling lambat 4 (empat) jam terhitung sejak kejadian penting. Laporan tersebut paling sedikit berisi informasi sesuai dengan OC 11.2 (Laporan Pendahuluan Kejadian Penting). Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terlibat harus menyerahkan laporan pendahuluan kejadian penting paling lambat 24 (dua puluh empat) jam terhitung sejak kejadian penting.

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan laporan final kejadian penting paling lambat 30 (tiga puluh) kerja hari terhitung sejak kejadian penting, yang memuat penyebab gangguan atau kejadian, jumlah dan lama gangguan atau kejadian, dan rekomendasi jika terdapat perubahan prosedur operasi, kebutuhan pelatihan, atau usulan perubahan ketentuan *Grid Code*.

OC 11.2 Laporan Pendahuluan Kejadian Penting

Laporan pendahuluan kejadian penting memuat paling sedikit:

- a. waktu dan tanggal kejadian;
- b. uraian kejadian;
- c. lama kejadian;
- d. peralatan spesifik yang langsung terlibat dalam kejadian, termasuk pengendali sistem dan peralatan proteksi;
- e. jumlah beban dan/atau pembangkitan yang terputus (dalam MW); 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 dilakukan dengan ketentuan:

- a. pengelola operasi sistem dapat melakukan tinjauan terhadap suatu kejadian penting di sistem dalam rangka meneliti kelayakan prosedur operasi dan *Grid Code* untuk mempertahankan tingkat keandalan sistem yang dapat diterima;
- b. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus bekerja sama dengan pengelola operasi sistem dalam melakukan tinjauan atau analisis suatu kejadian penting di sistem, termasuk menyediakan catatan dan informasi terkait; dan
- c. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memberikan informasi yang berkaitan dengan unjuk kerja peralatan kepada pengelola operasi sistem selama dan setelah suatu kejadian penting.

OC 11.4 Pemeriksaan dan Akses

- a. Pengelola operasi sistem dapat memeriksa peralatan milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tersambung ke jaringan dalam rangka:
 - 1. mengkaji pemenuhan tanggung jawab operasional pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terinterkoneksi ke jaringan sesuai dengan *Grid Code*;
 - 2. menyelidiki ancaman yang telah terjadi atau mungkin dapat terjadi terhadap keamanan sistem; atau
 - 3. mengkaji terlaksananya pelatihan berkala yang berkaitan dengan kebutuhan operasional peralatan.
- b. Pengelola operasi sistem harus memberitahu maksud pelaksanaan pemeriksaan paling lambat 2 (dua) hari kerja sebelum pemeriksaan. Pemberitahuan harus mencakup rincian:
 - 1. nama wakil yang akan melaksanakan pemeriksaan atas nama pengelola operasi sistem;
 - 2. waktu dimulainya pemeriksaan dan perkiraan waktu diakhirinya pemeriksaan; dan
 - 3. alasan rinci diadakannya pemeriksaan.
- c. Pengelola operasi sistem dilarang melakukan pemeriksaan lain untuk maksud mengkaji kepatuhan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik terhadap tanggung jawab operasional sebagaimana diatur dalam *Grid Code* sebelum 6 (enam) bulan terhitung sejak pemeriksaan terakhir, kecuali terdapat bukti ketidakpatuhan yang ditemukan dalam pemeriksaan sebelumnya.
- d. Pengelola operasi sistem harus memastikan bahwa setiap pemeriksaan hanya sesuai kebutuhan dan dilakukan dalam jangka waktu paling lama 2 (dua) hari kerja.
- e. Pengelola operasi sistem harus memastikan bahwa wakil yang melaksanakan pemeriksaan berkualifikasi untuk melakukan pemeriksaan.

- f. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus mengizinkan wakil dari pengelola operasi sistem untuk memasuki kawasan di bawah kewenangannya untuk melakukan pemeriksaan.
- g. Selama pemeriksaan suatu fasilitas, pengelola operasi sistem harus memastikan bahwa wakilnya:
 - 1. tidak menyebabkan kerusakan pada peralatan milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tersambung ke jaringan;
 - 2. meyakinkan bahwa penempatan atau penyimpanan suatu peralatan, kendaraan, atau material hanya bersifat sementara;
 - 3. hanya memeriksa operasi peralatan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tersambung ke jaringan sepanjang dianggap perlu dan disetujui oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik (persetujuan tersebut tidak boleh ditahan atau ditunda tanpa alasan);
 - 4. mengamati kepentingan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dalam hubungannya dengan aktivitas fisik, kesehatan dan keselamatan kerja, serta hal tentang hubungan tenaga kerja; dan
 - 5. mengikuti semua ketentuan protokoler pada saat memasuki instalasi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, jika ketentuan protokoler tersebut tidak dimaksudkan untuk menunda pemberian persetujuan untuk akses.
- h. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menunjuk orang yang berwenang untuk mendampingi dan mengamati pemeriksaan yang dilakukan oleh wakil pengelola operasi sistem pada saat memasuki kawasan fasilitas pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

OC 12 Pengujian, Pemantauan, dan Pemeriksaan

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

- a. unjuk kerja unit pembangkit tertentu;
- b. pemeriksaan untuk menguji kesesuaian terhadap *Grid Code* dan perjanjian penyambungan (*connection agreement*);
- c. pengujian untuk verifikasi unjuk kerja sistem kendali dan proteksi, baik di peralatan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik maupun peralatan pengelola operasi sistem yang terkait dengan suatu titik sambung;
- d. pemasangan peralatan uji untuk memantau unjuk kerja peralatan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dalam kondisi operasi normal;
- e. pengujian suatu peralatan yang memerlukan pemutusan sementara atau pengujian suatu peralatan yang dioperasikan dengan cara yang berbeda dari kondisi operasi normal; dan
- f. pengujian yang diminta oleh pengelola operasi sistem, pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik.

OC 12.1 Pengujian

Bagian ini memberi hak yang sama kepada pengelola operasi sistem, pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik untuk saling menguji peralatan milik pihak lain yang berkaitan dengan titik sambung antara peralatan pengelola operasi sistem dan peralatan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, dengan ketentuan:

- a. pihak yang menganggap pihak lain telah mengoperasikan peralatan yang tidak memenuhi *Grid Code* dapat mengusulkan pengujian peralatan tersebut dengan pemberitahuan tertulis;
- b. jika pemberitahuan sebagaimana dimaksud dalam huruf a telah diberikan, pihak pengusul harus melakukan pengujian pada waktu yang disetujui oleh pihak pemilik peralatan;
- c. kedua belah pihak harus bekerja sama dalam melakukan pengujian yang diminta;
- d. biaya pelaksanaan pengujian dibebankan kepada pihak pengusul, kecuali jika hasil pengujian peralatan yang dipermasalahkan membuktikan bahwa peralatan tersebut tidak memenuhi ketentuan *Grid Code*. Dalam hal peralatan tidak memenuhi ketentuan *Grid Code*, semua biaya pengujian dibebankan kepada pihak pemilik peralatan;
- e. biaya pengujian tidak mencakup biaya kerugian akibat energi yang tidak terjual tetapi pengelola operasi sistem harus meminimalkan kerugian tersebut selama proses pengujian. Pengelola operasi sistem dilarang melakukan pengurangan atas kesiapan pembangkit yang dideklarasikan sebagai akibat dari pengujian;
- f. pengujian yang diuraikan pada bagian ini harus dilaksanakan menggunakan prosedur pengujian yang disetujui oleh kedua belah pihak, baik dilakukan sendiri oleh pihak pengusul maupun oleh pihak ketiga. Para pihak dilarang tanpa alasan memperlambat atau menunda persetujuan atas prosedur pengujian. Namun jika para pihak tidak dapat bersepakat tentang prosedur pengujian, pihak pengusul yang harus menetapkan prosedur pengujian berdasarkan kebiasaan yang baik di industri ketenagalistrikan (*good utility practices*);
- g. dalam hal pengujian dilakukan oleh pihak ketiga, pihak pengusul harus meyakinkan pihak pemilik bahwa hanya lembaga atau orang yang memiliki keterampilan dan pengalaman;
- h. pihak yang melakukan pengujian harus terlebih dahulu memberitahu pengelola operasi sistem mengenai maksud pelaksanaan pengujian dan hanya melakukan pengujian sesuai waktu yang disetujui oleh pengelola operasi sistem;
- i. pihak yang tidak melakukan pengujian dapat menunjuk wakil untuk menyaksikan pengujian dan pihak yang menguji harus mengizinkan wakil tersebut untuk hadir pada saat pengujian dilaksanakan;
- j. pihak pengusul harus menyampaikan hasil pengujian dan laporan lain yang terkait kepada pihak lain paling lambat 7 (tujuh) hari setelah pengujian berakhir;
- k. pihak pengusul dapat memasang peralatan uji dan/atau peralatan pemantau ke peralatan yang dioperasikan oleh pihak

- lain atau meminta pihak lain untuk memasang suatu peralatan uji dan/atau peralatan pemantau; dan
1. pihak yang menyaksikan pengujian harus memastikan bahwa unjuk kerja peralatan yang dipantau sesuai dengan *Grid Code* dan perjanjian penyambungan (*connection agreement*).

OC 12.2 Pengujian Unit Pembangkit

Pengujian unjuk kerja unit pembangkit dapat dilakukan:

- a. sewaktu-waktu atas usulan pengelola operasi sistem, untuk mengonfirmasikan karakteristik operasi unit pembangkit, kecuali ada kendala khusus;
- b. secara periodik, dilakukan pemantauan unjuk kerja unit pembangkit oleh pengelola operasi sistem sesuai yang dideklarasikan, seperti kemampuan *free governor*, AGC/LFC, *house load* dan *black start* (jika tersedia), penambahan beban (*load pick up*), serta fungsi pendukung pengaturan frekuensi dan tegangan; atau
- c. sewaktu-waktu jika pengelola 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 pengelola operasi sistem agar pengujian dapat dianggap sah untuk merevisi karakteristik operasi yang dideklarasikan.

OC 12.3 Prosedur Pengujian dan Pemantauan Unit Pembangkit

Pengelola pembangkit dapat mengajukan permintaan pengujian suatu unit pembangkit secara tertulis kepada pengelola operasi sistem yang berisi informasi berikut:

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

Jika kondisi sistem tidak memungkinkan untuk dilakukan pengujian sesuai dengan jadwal yang diminta, pengelola operasi sistem dapat menolak waktu yang diminta dan menjadwalkan ulang pengujian, setelah berkonsultasi dengan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

Pengelola operasi sistem setiap saat dapat menguji salah satu atau kombinasi dari beberapa karakteristik operasi suatu unit pembangkit. Namun demikian, pengelola operasi sistem dilarang menguji suatu unit pembangkit lebih dari 2 (dua) kali dalam setahun, kecuali jika terjadi keadaan berikut ini:

- a. hasil pengujian menunjukkan bahwa nilai dari 1 (satu) atau beberapa karakteristik operasi tidak sama dengan deklarasi pengelola pembangkit, terlepas dari pengujian yang lalu

dirancang untuk menguji karakteristik operasi tersebut atau tidak; atau

- b. kondisi sistem memaksa pengujian sebelumnya harus dihentikan dan dapat dimaklumi bahwa terjadinya kondisi tersebut memang tidak dapat diramalkan oleh pengelola operasi sistem. Dalam kasus ini, hasil pengujian dianggap tidak ada.

Selama pemantauan terhadap pengujian, pengelola operasi sistem harus memiliki catatan unjuk kerja unit pembangkit sehingga memungkinkan verifikasi independen terhadap hasilnya. Selain itu, jika respons unit pembangkit membutuhkan pengujian terhadap frekuensi atau tegangan sistem, pengelola operasi sistem harus menyimpan rekaman besaran frekuensi atau tegangan yang dimonitor selama pengujian.

Pengelola operasi sistem setiap saat dapat memantau unjuk kerja unit pembangkit melalui penggunaan data SCADA dengan membandingkan *output* atau respons aktualnya dengan *output* atau respons yang seharusnya dicapai sesuai dengan karakteristik operasi yang dideklarasikan.

Jika pengelola operasi sistem menetapkan bahwa unit pembangkit yang diuji gagal memenuhi karakteristik operasi yang dideklarasikan berdasarkan hasil pengujian atau pemantauan unjuk kerja unit pembangkit, pengelola operasi sistem harus memberitahu pengelola pembangkit terkait kegagalan tersebut, termasuk rincian hasil pengujian dan pemantauan.

Setelah menerima pemberitahuan, pengelola pembangkit harus segera memberikan kepada pengelola operasi sistem mengenai:

- a. penjelasan tentang kegagalan;
- b. usulan revisi karakteristik operasi yang tidak sesuai dengan prosedur yang diatur dalam Ketentuan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi; dan/atau
- c. usulan rencana untuk mengatasi masalah.

Pengelola operasi sistem dan pengelola pembangkit harus berusaha mencapai kesepakatan mengenai revisi nilai karakteristik pengoperasian yang dideklarasikan yang diusulkan oleh pengelola pembangkit. Jika persetujuan tercapai, pengelola pembangkit harus mendeklarasikan nilai yang direvisi. Jika kesepakatan tidak tercapai dalam jangka waktu 3 (tiga) hari kerja, pengelola operasi sistem harus merencanakan pengujian ulang dan kedua belah pihak harus mengakui hasil pengujian ulang tersebut.

OC 12.4 Pengujian Peralatan Proteksi

- a. Pengelola operasi sistem, pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik harus memeriksa dan/atau menguji peralatan proteksi yang berkaitan dengan titik sambung, sebelum tanggal operasi perdana fasilitas baru dan setiap 2 (dua) tahun sekali.
- b. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tersambung pada suatu titik sambung harus bekerja sama dengan pengelola transmisi dalam pemeriksaan atau pengujian peralatan proteksi.

- c. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menanggung biaya pengujian yang diuraikan dalam bagian ini, kecuali dinyatakan lain dalam perjanjian jual beli atau perjanjian interkoneksi.
- d. Pengelola transmisi harus menerbitkan dan menyampaikan laporan realisasi pengujian tahun sebelumnya kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, yang merinci unjuk kerja proteksi jaringan pada setiap titik sambung ke pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik termasuk perbandingan dengan suatu standar unjuk kerja pembanding (*benchmark*) yang disetujui, paling lambat setiap tanggal 1 Maret.

OC 12.5 Pengujian Peralatan Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memperoleh persetujuan pengelola operasi sistem untuk melakukan pengujian terhadap peralatan miliknya yang dapat mempengaruhi keandalan operasi sistem yang:

- a. mengancam keamanan sistem;
- b. memerlukan pengoperasian sistem secara khusus; atau
- c. dapat memengaruhi pengukuran listrik yang normal pada titik sambungan.

OC 12.6 Pemberitahuan Pengujian

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang mengusulkan untuk melakukan suatu pengujian atas peralatan miliknya yang tersambung pada titik sambung harus memberitahu secara tertulis kepada pengelola operasi sistem, paling lambat 5 (lima) hari kerja sebelum pengujian. Pemberitahuan tersebut harus mencakup:

- a. rincian rencana pengujian yang diusulkan;
- b. perkiraan waktu mulai dan akhir pengujian yang diusulkan;
- c. identifikasi 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 orang yang bertanggung jawab mengoordinasikan pengujian yang diusulkan atas nama pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

Jika kondisi sistem tidak memungkinkan dilaksanakan pengujian pada jadwal yang diminta, pengelola operasi sistem harus berkonsultasi dengan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terkait untuk menjadwalkan ulang pengujian.

Pengelola operasi sistem harus memberitahu pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik lain yang mungkin terpengaruh oleh suatu pengujian yang diusulkan dan mempertimbangkan kepentingan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik lain yang terpengaruh

tersebut dalam memberikan persetujuan terhadap pengujian yang diusulkan.

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang akan melakukan pengujian harus memastikan bahwa orang yang bertanggung jawab dalam mengoordinasikan pengujian memperoleh konfirmasi ulang dari pengelola operasi sistem sebelum memulai pengujian.

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik segera memberitahu pengelola operasi sistem apabila pengujian telah berakhir.

OC 12.7 Pemeriksaan dan Akses

Bagian ini menjelaskan keadaan di mana:

- a. pengelola operasi sistem dapat memasuki area instalasi milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik untuk melakukan pemeriksaan atau pengujian;
- b. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dapat memasuki area instalasi atau fasilitas milik pengelola operasi sistem untuk melakukan pemeriksaan atau pengujian; dan
- c. prosedur dan keharusan memasuki area instalasi atau fasilitas dan memeriksa instalasi mengikuti ketentuan pemilik instalasi atau fasilitas.

OC 12.8 Hak untuk Memeriksa Peralatan

- a. Pengelola operasi sistem, pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik mempunyai hak yang sama untuk saling memeriksa peralatan milik pihak lain pada titik sambungan. Hak memeriksa tersebut hanya diberlakukan dalam upaya untuk meyakinkan kesesuaian peralatan dengan *Grid Code*.
- b. Jika pihak yang memeriksa menganggap bahwa pihak lain tidak mematuhi ketentuan *Grid Code* dan bahwa pihak yang memeriksa menjadi atau mungkin akan menjadi korban karenanya, pihak yang memeriksa dapat masuk ke kawasan instalasi milik pihak lain untuk melakukan pemeriksaan.
- c. Pihak yang akan memeriksa peralatan milik pihak lain harus memberitahu pihak yang diperiksa paling lambat 5 (lima) hari kerja sebelum pemeriksaan.
- d. Untuk validitas, pemberitahuan sebagaimana dimaksud dalam huruf c harus mencakup informasi berikut:
 1. nama wakil yang akan melakukan pemeriksaan atas nama pihak pemeriksa;
 2. waktu mulai pelaksanaan pemeriksaan dan perkiraan waktu berakhirnya pemeriksaan; dan
 3. ketidaksesuaian peralatan dengan *Grid Code* yang menjadi objek pemeriksaan.
- e. Pihak yang memeriksa dilarang melakukan pemeriksaan sebelum 6 (enam) bulan terhitung sejak pemeriksaan terakhir, kecuali untuk memverifikasi unjuk kerja peralatan hasil tindakan koreksi yang telah dilakukan untuk memperbaiki ketidaksesuaian dengan *Grid Code* yang ditemukan pada pemeriksaan sebelumnya.

- f. Pihak yang diperiksa harus menunjuk personel yang berkompeten untuk mendampingi wakil dari pihak pemeriksa yang akan memasuki kawasan miliknya.
- g. Pihak pemeriksa harus memastikan bahwa pemeriksaan sedapat mungkin harus selesai dalam 2 (dua) hari kerja. Jika diperlukan waktu yang lebih lama, kedua belah pihak harus bersepakat terhadap penambahan waktu rencana pemeriksaan.
- h. Pihak pemeriksa harus memastikan bahwa wakil yang ditunjuk mampu melakukan pemeriksaan.
- i. Biaya pemeriksaan ditanggung oleh pihak yang mengusulkan pemeriksaan, kecuali jika ditemukan defisiensi. Dalam hal ini, biaya harus ditanggung oleh pihak yang memiliki defisiensi.

OC 13 Penomoran dan Penamaan Peralatan

Dalam rangka keseragaman, identifikasi peralatan yang berkaitan dengan fasilitas dan peralatan di sistem ditetapkan dalam Apendiks 2 – Ketentuan Penyambungan (Penomoran Peralatan dan Kode Identifikasi Peralatan) untuk memperkecil peluang kesalahan operasi akibat salah pengertian terhadap perintah dalam mengoperasikan peralatan tertentu dalam sistem.

OC 13.1 Penerapan

Penomoran peralatan dan kode identifikasi peralatan sebagaimana diatur dalam Apendiks 2 – Ketentuan Penyambungan (Penomoran Peralatan dan Kode Identifikasi Peralatan) berlaku bagi pengelola operasi sistem, pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik. Unsur kode identifikasi peralatan mencakup antara lain:

- a. lokasi geografis peralatan sesuai dengan lokasi area pengelola operasi sistem;
- b. kode nama pusat pembangkit dan nama GI;
- c. kode tingkat tegangan;
- d. kode jenis komponen yang spesifik; dan
- e. kode kegunaan lain yang spesifik.

OC 14 *Rating* Peralatan

Peralatan penghantar dan GI 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 nasional Indonesia, standar PT PLN (Persero), atau standar internasional dan persetujuan pembuat peralatan.

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

KETENTUAN PERENCANAAN DAN PELAKSANAAN OPERASI (*SCHEDULING AND DISPATCH CODE – SDC*)

Ketentuan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi menjelaskan ketentuan dan prosedur untuk perencanaan transaksi, perencanaan *outages* transmisi, dan alokasi pembangkit (termasuk EBT intermiten) meliputi:

- a. rencana operasi tahunan, yang dimutakhirkan setiap 6 (enam) bulan dengan horizon perencanaan 1 (satu) tahun;
- b. rencana operasi bulanan;
- c. rencana operasi mingguan;
- d. pelaksanaan operasi harian; dan
- e. *real-time* untuk keperluan *dispatch* ulang.

SDC 1 Prinsip Dasar

Persiapan perencanaan operasi memerlukan informasi mengenai perkiraan kesiapan dan mampu pasok pembangkit (cadangan putar, cadangan panas, dan cadangan dingin), kesiapan transmisi, dan prakiraan beban. Khusus untuk pembangkit EBT intermiten disertai dengan perkiraan mampu pasok (daya yang dibangkitkan). Prosedur dalam Ketentuan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi ini untuk pembuatan perencanaan operasi (*scheduling*), yang:

- a. mengonsolidasikan informasi mengenai prakiraan beban, kesiapan pembangkit, dan kesiapan transmisi termasuk margin operasi yang memadai, serta memperhitungkan pembangkit EBT intermiten dan konsumen tenaga listrik yang memiliki pembangkit paralel dan *power wheeling*;
- b. memberikan kesempatan untuk pengaturan pengeluaran (*outages*) pembangkit dan transmisi dengan mempertimbangkan kondisi keandalan, ekonomis, kualitas operasi sistem, dan kepentingan menjaga stabilitas sistem;
- c. memungkinkan optimasi pengoperasian pembangkit termal dengan mempertimbangkan kemampuan pembangkit dan transmisi, bahan bakar, biaya *start up*, batasan lingkungan hidup, dan keperluan lainnya;
- d. membantu dalam identifikasi dan penyelesaian permasalahan operasional; dan
- e. meliputi pengelola pembangkit, yang terdiri atas pembangkit PT PLN Batam, pembangkit PT PLN (Persero), pembangkit listrik swasta atau *independent power producer*, pembangkit sewa, pembangkit konsumen tenaga listrik, pembangkit *power wheeling*, dan pembangkit *excess power*.

Rincian lebih lanjut mengenai prosedur pembuatan prakiraan beban diatur dalam Apendiks 1 – Ketentuan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi (Prakiraan Beban).

Rincian lebih lanjut mengenai prosedur pembuatan rencana pemeliharaan diatur dalam Apendiks 2 – Ketentuan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi (Rencana Pemeliharaan).

Rincian lebih lanjut mengenai pernyataan atau deklarasi karakteristik unit pembangkit diatur dalam Apendiks 3 – Ketentuan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi (Pernyataan atau Deklarasi Pengelola Pembangkit).

Rincian lebih lanjut mengenai perintah pembebanan (*dispatch order*) diatur dalam Apendiks 4 – Ketentuan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi (Ketentuan Perintah *Dispatch*).

SDC 2 Perencanaan Operasi Tahunan

Pengelola operasi sistem harus menerbitkan draf perencanaan operasi tahunan paling lambat tanggal 1 Oktober. Dalam draf tersebut terdapat informasi yang mencakup kebutuhan pembangkit bulanan dengan rincian mingguan. Pengelola operasi sistem harus menyediakan informasi ini kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

Pengelola operasi sistem harus membuat perencanaan dan melaksanakan operasi sistem (*dispatch*) untuk mendapatkan keandalan dan keekonomian dalam penyediaan tenaga listrik.

Rencana operasi tahunan harus diterbitkan oleh pengelola operasi sistem paling lambat tanggal 15 Desember untuk perencanaan tahun berikutnya. Rencana operasi tahunan harus mencakup informasi sebagai berikut:

- a. estimasi alokasi bulanan produksi neto pembangkit dan prakiraan beban sistem;
- b. rencana pengeluaran (*outages*) unit pembangkit;
- c. rencana pengeluaran (*outages*) transmisi;
- d. operasi bulanan pembangkit EBT intermiten dengan memperhatikan prakiraan cuaca (*weather forecast*) dari pengelola pembangkit EBT intermiten, Badan Meteorologi, Klimatologi, dan Geofisika (BMKG), atau instansi terkait lain;
- e. proyeksi harga energi;
- f. estimasi energi tidak terlayani;
- g. alokasi pengambilan minimum energi dari pembangkit berkontrak *take or pay* (TOP);
- h. aliran daya dan kendala transmisi;
- i. prediksi *fuel mix*, *capacity factor* (CF) pembangkit, dan susut transmisi;
- j. alokasi tingkat cadangan putar dan cadangan dingin yang memadai dan tingkat keandalan bulanan sesuai definisi margin keandalan sebagaimana dimaksud dalam Ketentuan Operasi (OC 2.2);
- k. konsumen tenaga listrik yang memiliki pembangkit paralel menyampaikan rencana kesiapan pembangkit, mampu pasok, dan pembebanan pembangkit, yang selanjutnya dapat di-*break down* untuk periode perencanaan bulanan, mingguan, dan harian;
- l. rencana pembangkitan dan beban pengelola pembangkit *power wheeling*, yang selanjutnya dapat di-*break down* untuk periode perencanaan bulanan, mingguan, dan harian; dan
- m. estimasi unjuk kerja sistem yang meliputi kualitas tegangan.

SDC 2.1 Prosedur Perencanaan Operasi Tahunan

Pengelola operasi sistem harus merencanakan operasi sistem untuk mendapatkan kondisi pembangkitan dengan biaya termurah (*least cost*) dalam memenuhi prakiraan beban dengan tetap memperhatikan kendala jaringan dan standar kualitas pelayanan.

Kendala jaringan dan konfigurasi jaringan yang sesuai ditentukan oleh pengelola operasi sistem berdasarkan hasil studi aliran daya, hubung singkat, dan stabilitas jaringan.

Pengelola transmisi dan pengelola distribusi masing-masing harus menyampaikan prakiraan beban setiap transmisi atau GI, proyeksi pertumbuhan beban dan penjualan untuk 1 (satu) tahun yang akan datang paling lambat tanggal 1 September.

SDC 2.2 Revisi Rencana Operasi Tahunan

Dalam hal diperlukan, pengelola operasi sistem dapat melakukan revisi tengah tahun atas rencana operasi tahunan. Draf revisi tengah tahun atas rencana operasi tahunan diterbitkan paling lambat tanggal 15 April tahun berjalan.

Revisi tengah tahun atas rencana operasi tahunan harus diterbitkan paling lambat tanggal 15 Juli tahun berjalan. Revisi harus mencakup sisa tahun berjalan dan tahun berikutnya.

Dalam hal diperlukan, pengelola transmisi dan pengelola distribusi dapat melakukan revisi prakiraan beban setiap transmisi atau GI sistem yang harus disampaikan paling lambat tanggal 1 April tahun berjalan.

SDC 2.3 Perencanaan atau Penjadwalan Pemeliharaan

Berdasarkan draf rencana operasi tahunan, pengelola pembangkit atau pengelola transmisi harus menyampaikan draf rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit atau transmisi untuk periode 1 (satu) tahun ke depan kepada pengelola operasi sistem beserta usulan tanggal dan lama pemeliharaan masing-masing unit pembangkit atau jaringan paling lambat tanggal 1 September.

Berdasarkan usulan rencana pemeliharaan unit pembangkit dan transmisi, pengelola operasi sistem menerbitkan rencana atau jadwal akhir pemeliharaan semua unit pembangkit dan transmisi terkait, serta harus menyampaikan kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik paling lambat tanggal 1 Desember.

Rencana atau jadwal akhir pemeliharaan dapat mengubah tanggal pelaksanaan pemeliharaan (*outages*) unit pembangkit dalam batas waktu yang wajar, namun lama waktu pelaksanaan pemeliharaan tidak dapat dipersingkat tanpa persetujuan pemilik unit pembangkit.

Pengelola pembangkit atau pengelola transmisi harus menyampaikan setiap perubahan (revisi) rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit atau transmisi paling lambat tanggal 1 Mei tahun berjalan. Pengelola operasi sistem harus sudah menerbitkan revisi rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit atau transmisi paling lambat tanggal 15 Juli tahun berjalan.

SDC 2.4 Instalasi Baru

Rencana pekerjaan pemasangan instalasi baru yang akan tersambung dengan sistem dan mempengaruhi pola operasi atau konfigurasi sistem periode 1 (satu) tahun berikutnya harus disampaikan oleh pengelola pembangunan kepada pengelola operasi sistem paling lambat tanggal 1 November.

Pengelola pembangunan harus menyampaikan setiap perubahan pekerjaan dalam revisi tengah tahun paling lambat tanggal 1 Mei.

SDC 2.5 Studi Sistem Tenaga Listrik

Tujuan studi jaringan sistem tenaga listrik untuk melakukan evaluasi seluruh kendala dalam jaringan dan margin pembangkitan yang perlu dipertimbangkan dalam perencanaan operasi bulanan, mingguan, dan harian.

Perencanaan operasi tahunan harus melibatkan studi sistem tenaga listrik sebagai berikut:

- a. studi aliran daya dan stabilitas untuk menentukan batasan aliran daya di transmisi dan skema pertahanan sistem (*defense scheme*);
- b. analisis hubung singkat untuk menentukan konfigurasi jaringan yang sesuai;
- c. penentuan peningkatan margin keandalan sebagaimana dimaksud dalam Ketentuan Operasi (OC 2.2), sehingga margin tersebut dapat ditentukan dengan memperhatikan prakiraan energi tidak terlayani (*energy not served*) dan probabilitas kehilangan beban atau *loss of load probability* (LOLP) masih dalam batas standar perencanaan operasional yang diizinkan yaitu 1 (satu) hari per tahun; dan
- d. pada saat menyusun perencanaan operasi tahunan, pengelola operasi sistem harus menyampaikan kecukupan sarana yang diperlukan untuk mengatur frekuensi dan tegangan. Jika terjadi ketidakcukupan daya, pengelola operasi sistem harus memberitahu pemilik instalasi yang terkait. Untuk mengatasi ketidakcukupan tersebut pemilik instalasi harus melakukan proses investasi.

SDC 2.6 Penerbitan Rencana Operasi Tahunan

Setelah menerima draf rencana operasi tahunan, pengelola operasi sistem harus membuat rencana final operasi tahunan. Rencana final operasi tahunan harus sudah diterima oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik paling lambat tanggal 15 Desember dan revisi final tengah tahun rencana operasi tahunan harus sudah diterima paling lambat tanggal 15 Juni tahun berjalan.

SDC 3 Rencana Operasi Bulanan

Rencana operasi bulanan merupakan rencana operasi bulanan seluruh unit pembangkit, transmisi, dan GI termasuk rencana pengeluarannya (*outages*). Rencana pembangkitan harus dapat memenuhi prakiraan kebutuhan beban sistem dengan biaya variabel yang minimal dengan tetap memperhatikan kriteria keandalan, ekonomis, dan kualitas sistem tenaga listrik.

SDC 3.1 Proses Perencanaan Operasi Bulanan

Proses perencanaan operasi sistem bulanan digunakan untuk memenuhi kebutuhan operasi sistem. Kebutuhan informasi untuk rencana bulanan paling lambat:

- a. hari ke-5 bulan berjalan, pengelola pembangkit menyampaikan kesiapan unit pembangkit dan data pemeliharaan untuk bulan berikutnya;

- b. hari ke-5 bulan berjalan, pengelola Pembangunan menyampaikan rencana pekerjaan pembangkit atau transmisi untuk bulan berikutnya;
- c. hari ke-5 bulan berjalan, pengelola transmisi menyampaikan kesiapan transmisi dan data pemeliharaan untuk bulan berikutnya;
- d. hari ke-5 bulan berjalan, konsumen tenaga listrik yang memiliki pembangkit paralel dan *power wheeling* menyampaikan kesiapan unit pembangkit, mampu pasok, dan pembebanannya untuk bulan berikutnya;
- e. hari ke-10 bulan berjalan, pengelola operasi sistem memberikan prakiraan kebutuhan pembangkitan untuk bulan berikutnya;
- f. hari ke-10 bulan berjalan, pengelola pembangkit menyampaikan informasi mengenai biaya variabel energi kepada pengelola operasi sistem untuk digunakan dalam alokasi energi yang ekonomis bulan berikutnya;
- g. hari ke-20 bulan berjalan, pengelola operasi sistem membuat jadwal pembelian kapasitas dan energi untuk bulan berikutnya; dan
- h. hari ke-26 bulan berjalan, dokumen rencana operasi bulanan (ROB) untuk bulan berikutnya harus sudah diterbitkan oleh pengelola operasi sistem dan didistribusikan ke semua pemangku kepentingan (*stakeholders*).

SDC 3.2 Kriteria Ekonomis untuk Rencana Operasi Bulanan

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

- a. produksi energi dari unit pembangkit yang harus dioperasikan sesuai kebutuhan;
- b. produksi energi yang dijanjikan (*committed*) dari pengelola pembangkit dengan ketentuan pengambilan minimum (*minimum take*) terhadap unit pembangkit yang mempunyai kontrak *take or pay*;
- c. produksi energi yang diperkirakan (*forecast*) dari pengelola pembangkit EBT intermiten;
- d. biaya variabel unit pembangkit dalam PJBL; dan
- e. biaya variabel unit pembangkit yang dinyatakan dalam rencana operasi bulanan untuk porsi pusat pembangkit yang tidak dijanjikan (*not committed*) dalam PJBL.

Pengelola operasi sistem harus merencanakan operasi seluruh unit pembangkit dalam sistem untuk memenuhi prakiraan beban dengan biaya minimum (biaya variabel ditambah biaya *outages*) dengan memperhatikan margin cadangan yang didefinisikan dalam rencana operasi tahunan. Dalam hal kesiapan unit pembangkit tidak cukup untuk memasok beban dengan tingkat cadangan yang diperlukan, pengelola operasi sistem harus menyusun rencana operasi bulanan yang meminimalkan risiko pemadaman.

Metodologi dan program komputer yang digunakan dalam pembuatan rencana operasi bulanan harus mampu mengoptimasi unit pembangkit dan mampu menghasilkan informasi:

- a. perkiraan produksi energi oleh pengelola pembangkit EBT termasuk EBT intermiten;

- b. daftar pembangkit termal yang diperkirakan akan melakukan *start up* atau *shutdown* dalam periode mingguan mengikuti *merit order* dalam bulan berjalan dan perkiraan energi produksinya;
- c. daftar pusat pembangkit yang sudah dipastikan sebagai cadangan dingin dalam bulan berjalan; dan
- d. perkiraan energi tidak terlayani dan/atau margin cadangan yang rendah.

Koreksi minor terhadap rencana pemeliharaan dapat dilaksanakan setiap saat, namun harus disetujui oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan, konsumen tenaga listrik, dan pengelola operasi sistem.

Rencana operasi bulanan harus dapat memenuhi tujuan berikut:

- a. optimasi *start up* dan *shutdown* pembangkit termal beban dasar dalam periode mingguan serta perkiraan operasi apakah pembangkit tersebut beroperasi terus-menerus, hanya selama hari kerja, atau padam selama minggu tersebut;
- b. pengaturan kendala ketersediaan bahan bakar;
- c. memasukkan rencana pelaksanaan pengujian operasi unit pembangkit dan transmisi baru;
- d. penentuan kebutuhan mengoperasikan unit pembangkit yang harus operasi (*must run*) yang tidak ekonomis untuk memproduksi daya reaktif dalam rangka menjaga tegangan atau memproteksi suatu area;
- e. alokasi cadangan putar menjamin bahwa cadangan tersebut siap pada saat diperlukan;
- f. alokasi pembangkitan minimum pada setiap area untuk menjamin kontinuitas pelayanan dalam hal terjadi gangguan pada transmisi penting dan pemisahan sistem;
- g. penetapan rencana pemeliharaan transmisi;
- h. penentuan rencana pekerjaan pembangunan unit pembangkit; dan
- i. penentuan rencana pekerjaan pembangunan transmisi.

SDC 3.3 Prosedur rencana operasi bulanan harus meliputi:

- a. pertimbangan kendala transmisi akibat ketidaksiapan yang direncanakan atas peralatan transmisi, trafo, atau kompensator;
- b. pertimbangan kendala pembangkitan akibat ketidaksiapan yang direncanakan atas pemeliharaan atau gangguan unit pembangkit;
- c. revisi perkiraan produksi energi oleh pengelola pembangkit EBT termasuk EBT intermiten;
- d. unit pembangkit yang menggunakan EBT termasuk EBT intermiten namun tidak terbatas pada revisi prakiraan parameter cuaca yang diinformasikan oleh pengelola pembangkit;
- e. revisi prakiraan beban; dan
- f. revisi kesiapan unit pembangkit, mampu pasok, dan pembebanan dari konsumen tenaga listrik yang memiliki pembangkit paralel dan *power wheeling*.

- SDC 3.4 Model yang digunakan dalam pembuatan rencana operasi bulanan meliputi:
- model beban kronologis setiap setengah jam untuk langgam beban hari kerja dan hari libur (tipikal);
 - model jaringan yang disederhanakan untuk studi simulasi produksi dengan mempertimbangkan transmisi interkoneksi penting;
 - studi aliran daya untuk mengidentifikasi kemungkinan keterbatasan transfer yang memerlukan *must run (forced dispatch)* unit pembangkit; dan
 - model yang disederhanakan untuk studi rugi-rugi penyaluran.
- SDC 3.5 Tanggapan Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik dan Rencana Operasi Bulanan
- Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus diberi kesempatan untuk menyampaikan tanggapan atas draf rencana operasi bulanan kepada pengelola operasi sistem paling lambat tanggal 23 bulan berjalan.
- Pengelola operasi sistem dapat mempertimbangkan menerima atau tidak menerima tanggapan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.
- SDC 4 Rencana Operasi Mingguan
- Tujuan rencana operasi mingguan untuk merencanakan operasi dari seluruh unit pembangkit, transmisi, dan GI serta untuk mengakomodasi pengeluaran jangka pendek tidak terencana pada rencana operasi bulanan unit pembangkit, transmisi, dan GI. Periode rencana operasi mingguan dimulai sejak hari Jumat sampai dengan hari Kamis pada minggu berikutnya.
- SDC 4.1 Pengelola operasi sistem harus merencanakan optimasi operasi mingguan dan memperkirakan produksi dari setiap unit pembangkit untuk meminimalkan total biaya variabel dan biaya *outages* jaringan. Hasil rencana mingguan yang harus digunakan dalam pelaksanaan atau *dispatch* harian meliputi:
- produksi energi yang dibangkitkan oleh pengelola pembangkit EBT termasuk EBT intermiten;
 - daftar unit pembangkit termal yang diperkirakan untuk *start up* atau *shutdown* dalam minggu berjalan sesuai *merit order* yang dihasilkan dalam proses optimasi;
 - daftar pusat pembangkit yang ditetapkan sebagai cadangan dingin dalam minggu berjalan; dan
 - prakiraan energi tidak terlayani dan/atau margin cadangan yang rendah.
- SDC 4.2 Rencana mingguan harus dapat memenuhi sasaran berikut:
- penetapan waktu untuk *start up* dan *shutdown* unit pembangkit termal beban dasar;
 - alokasi pembangkitan atau produksi dari unit pembangkit EBT termasuk EBT intermiten;
 - mempertimbangkan kendala ketersediaan bahan bakar yang dilaporkan oleh pengelola pembangkit;
 - unit pembangkit yang siap beroperasi dengan AGC (jika ada);

- e. identifikasi kebutuhan *must run unit (forced dispatch)* untuk memproduksi daya reaktif yang bertujuan mendukung tegangan dan menghindari transmisi berbeban lebih (*overload*);
- f. alokasi energi minimum untuk diproduksi oleh unit pembangkit baru yang sedang melakukan pengujian (*testing*);
- g. alokasi cadangan putar untuk menjamin kesiapan unit pembangkit;
- h. alokasi pembangkitan minimum pada suatu area yang kekurangan kapasitas pembangkit untuk menjamin terus berlangsungnya pasokan setelah terjadi gangguan pada transmisi penting atau pemisahan sistem;
- i. penentuan rencana pemeliharaan mingguan pembangkit, transmisi, dan GI; dan
- j. penentuan rencana pekerjaan pembangunan unit pembangkit, transmisi, dan GI.

SDC 4.3 Prosedur perencanaan operasi mingguan harus meliputi:

- a. pertimbangan kendala jaringan akibat ketidaksiapan transmisi, trafo, atau alat kompensator;
- b. rencana pembangkitan untuk unit pembangkit EBT berdasarkan perkiraan kesiapannya termasuk EBT intermiten;
- c. pembangkitan, transmisi, dan GI di luar rencana karena pengujian unit pembangkit, transmisi, dan GI baru;
- d. pernyataan kesiapan kapasitas dalam MW dari setiap unit pembangkit dan waktu spesifik mulai dan berakhirnya periode kesiapan unit pembangkit;
- e. pemutakhiran karakteristik operasi unit pembangkit yang dinyatakan siap. Proses pemutakhiran harus meliputi informasi berikut:
 - 1. identifikasi karakteristik pengoperasian sesuai dengan Apendiks 3 – Ketentuan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi (SDCA3 2.2 – Karakteristik Pengoperasian);
 - 2. nilai parameter baru karakteristik pengoperasian; dan
 - 3. waktu implementasi nilai parameter baru;
- f. rencana pembangkitan dan pembebanan pengelola pembangkit paralel dan *power wheeling*; dan
- g. pembatasan operasi yang mungkin timbul berdasarkan pertimbangan lingkungan hidup.

SDC 4.4 Model yang digunakan dalam pembuatan rencana mingguan:

- a. karakteristik kurva beban untuk hari kerja dan hari libur bagi unit pembangkit yang sudah menggunakan SCADA periode maksimal setiap 30 (tiga puluh) menit;
- 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 Operasi Mingguan

Pengelola pembangkit atau pengelola transmisi harus menyampaikan perkiraan kesiapan unit pembangkit atau jaringan paling lambat setiap hari Selasa pukul 10:00 sebelum waktu pelaksanaan rencana operasi mingguan.

Dalam hal terdapat perubahan perkiraan kesiapan unit pembangkit dan jaringan, pengelola operasi sistem harus mempertimbangkan usulan perubahan yang disampaikan pengelola pembangkit atau pengelola transmisi paling lambat setiap hari Rabu pukul 15:00 sebelum waktu pelaksanaan rencana operasi mingguan.

Pengelola operasi sistem harus menerbitkan rencana operasi mingguan paling lambat setiap hari Kamis pukul 15:00 sebelum waktu pelaksanaan rencana operasi mingguan. Pengelola pembangkit harus mengikuti rencana operasi mingguan pembangkitan kecuali terdapat instruksi lain dari pengelola operasi sistem.

SDC 5 Rencana Operasi Harian (*Dispatch*)

Pengelola operasi sistem harus mempersiapkan rencana operasi harian alokasi pembangkitan untuk hari berikutnya. Rencana ini harus memperlihatkan pembebanan setiap unit pembangkit dalam basis waktu 30 (tiga puluh) menit atau resolusi waktu yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem. Pembebanan pembangkitan harus memenuhi kebutuhan beban sistem dan biaya variabel minimum serta mempertimbangkan kendala jaringan dan kondisi lain yang berpengaruh seperti peringatan khusus kenegaraan dan hari libur.

SDC 5.1 Informasi dari Pengelola Pembangkit

Pengelola pembangkit (termasuk pengelola pembangkit paralel dan *power wheeling*) harus memberitahukan kepada pengelola operasi sistem mengenai perubahan atas informasi yang telah disampaikan pada proses pembuatan rencana operasi mingguan dan perubahan atas karakteristik unit pembangkit. Informasi yang mutakhir harus disampaikan kepada pengelola operasi sistem paling lambat pukul 10:00 sehari sebelum waktu pelaksanaan rencana operasi harian.

Pengelola pembangkit EBT intermiten yang terkoneksi ke jaringan harus menyampaikan kepada pengelola operasi sistem mengenai perkiraan mampu pasok (daya yang dibangkitkan) setiap unit pembangkit berdasarkan prakiraan cuaca yang disediakan oleh pengelola pembangkit EBT intermiten untuk 1 (satu) hari berikutnya dengan resolusi setiap 30 (tiga puluh) menit atau resolusi waktu yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem.

SDC 5.2 Prakiraan Beban Harian

Pengelola operasi sistem harus membuat prakiraan beban bagi unit pembangkit yang sudah menggunakan SCADA dengan periode maksimal setiap 30 (tiga puluh) menit dan yang belum menggunakan SCADA dengan periode maksimal setiap 1 (satu) jam untuk 1 (satu) hari berikutnya.

SDC 5.3 Identifikasi Kendala Jaringan

Pengelola operasi sistem harus melakukan analisis aliran beban, hubung singkat, dan stabilitas untuk memverifikasi bahwa pengalokasian secara ekonomis (*economic dispatch*) tidak akan mengakibatkan kerawanan kondisi sistem. Jika teridentifikasi adanya kendala jaringan, rencana pembebanan harus disesuaikan untuk menjamin operasi sistem yang aman.

SDC 5.4 Prosedur Rencana Operasi Harian

Pengelola operasi sistem harus membuat rencana operasi harian sehingga meminimalkan total biaya bahan bakar pembangkit dengan menggunakan simulasi produksi.

Pertimbangan rugi-rugi jaringan dan kendala sistem pada tegangan 150 (seratus lima puluh) kV, 66 (enam puluh enam) kV, dan 20 (dua puluh) kV harus terakomodasi pada prosedur rencana operasi harian.

SDC 5.5 Jadwal Rencana Operasi Harian

Jadwal rencana operasi harian harus mencakup:

- a. pembangkitan daya aktif (MW) bagi unit pembangkit yang sudah menggunakan SCADA dengan periode maksimal setiap 30 (tiga puluh) menit dan yang belum menggunakan SCADA dengan periode maksimal setiap 1 (satu) jam untuk masing-masing unit pembangkit termal, termasuk waktu *start up* dan *shutdown*;
- b. pembangkitan total daya aktif (MW) dan daya reaktif (MVAR) setiap 30 (tiga puluh) menit atau resolusi waktu yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem untuk unit pembangkit EBT termasuk EBT intermiten;
- c. sumber dan kapasitas cadangan putar serta unit pembangkit yang beroperasi dengan pengaturan daya otomatis atau AGC;
- d. waktu pemasukan dan pengeluaran untuk peralatan kompensasi reaktif yang statik;
- e. waktu pemberian tegangan (*energize*) atau pemadaman transmisi;
- f. identifikasi dari unit pembangkit yang ditentukan sebagai cadangan dingin;
- g. rencana pemeliharaan unit pembangkit dan rencana pemeliharaan penyaluran;
- h. rencana pembangkitan dan pembebanan konsumen tenaga listrik yang memiliki pembangkit paralel dan *power wheeling*;
- i. identifikasi unit pembangkit yang akan memasok daya reaktif minimum untuk menjaga kualitas tegangan;
- j. pengurangan beban dalam hal diperkirakan akan terjadi ketidakseimbangan antara beban dan pembangkitan. Pengelola operasi sistem menginformasikan kepada pengelola distribusi jika perlu pengurangan beban; dan
- k. resolusi waktu rencana operasi harian dapat ditetapkan berbeda oleh pengelola operasi sistem sesuai dengan kebutuhan sistem.

SDC 5.6 Jadwal Penyampaian Data Unit Pembangkit dan Penerbitan Rencana Operasi Harian

Pengelola pembangkit harus menyampaikan kepada pengelola operasi sistem mengenai informasi mutakhir kesiapan unit pembangkit sebelum pukul 10:00 sehari sebelum pelaksanaan *dispatch* harian. Pemberitahuan disampaikan melalui formulir yang ditentukan dalam Ketentuan Kebutuhan Data.

Pengelola operasi sistem harus menerbitkan dan menyampaikan *dispatch* harian final kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik paling lambat pukul 15:00 sehari sebelum pelaksanaan *dispatch* harian.

Pengelola pembangkit harus mengikuti jadwal pembebanan setiap 30 (tiga puluh) menit atau resolusi waktu yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem dalam rencana operasi harian, kecuali terdapat perubahan pelaksanaan yang diperintahkan oleh pengelola operasi sistem. Jika karena alasan teknis suatu unit pembangkit tidak dapat melaksanakan perintah pembebanan dari pengelola operasi sistem, kondisi tersebut harus segera dilaporkan kepada pengelola operasi sistem.

SDC 6 Operasi *Real Time* dan *Dispatch* Ulang

SDC 6.1 Operasi *Real Time*

Selama operasi *real time*, pengelola operasi sistem harus berpedoman pada rencana operasi harian dan menggunakan unit pembangkit yang beroperasi dengan pengatur daya otomatis atau AGC untuk mengikuti variasi beban dari waktu ke waktu. Frekuensi sistem dan tegangan harus dikendalikan untuk memenuhi persyaratan dalam Ketentuan Operasi. Jika unit pembangkit yang beroperasi dengan pengatur daya otomatis atau AGC akan mencapai batas kontrol, pengelola operasi sistem harus memerintahkan unit pembangkit tertentu untuk menaikkan atau menurunkan pembebanan dari yang dijadwalkan untuk memenuhi beban sistem.

Selama operasi *real time*, pengelola operasi sistem dapat merevisi rencana operasi harian untuk menjaga operasi sistem yang aman jika terjadi perbedaan yang cukup besar antara kondisi prakiraan rencana harian dan kondisi aktual.

Jika diperlukan mempertahankan pengoperasian sistem yang ekonomis dan andal, pengelola operasi sistem dapat melakukan *dispatch* ulang unit pembangkit.

Dispatch ulang dapat meliputi:

- a. *start up* unit pembangkit cadangan dingin untuk memasok beban yang lebih besar dari prakiraan atau karena adanya *outages* tidak terencana unit pembangkit atau transmisi;
- b. penambahan unit pembangkit yang mempunyai fasilitas AGC untuk menjaga rentang kendali beban;
- c. penurunan tingkat pembebanan pembangkit atau pengeluaran unit pembangkit akibat perubahan kesiapan unit pembangkit;
- d. penurunan pembebanan (*curtail*) atau pengeluaran unit pembangkit EBT intermiten untuk kebutuhan keamanan sistem; dan
- e. pemasukan atau pengeluaran transmisi, trafo, atau peralatan kompensator reaktif untuk mengatasi masalah kapasitas jaringan (*grid*).

Revisi rencana operasi harian harus dilaporkan kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang akan menggantikan rencana operasi harian yang dibuat sebelumnya. Pengelola operasi sistem harus memastikan bahwa pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik akan mampu memenuhi revisi rencana operasi harian sebelum diterbitkan.

SDC 6.2 Kriteria untuk Prosedur *Dispatch* Ulang

Pengelola operasi sistem dapat melakukan *dispatch* ulang jika salah satu hal di bawah ini terjadi:

- a. perbedaan prakiraan beban dengan realisasi beban melebihi 5% (lima persen);
- b. 1 (satu) atau lebih unit pembangkit yang memasok lebih dari 5% (lima persen) beban mengalami gangguan (keluar tidak terencana);
- c. lonjakan perubahan beban yang drastis pada unit pembangkit EBT intermiten akibat perubahan cuaca seperti angin dan cahaya matahari;
- d. transmisi mengalami atau diperkirakan akan mengalami pembebanan lebih; dan
- e. terjadi gangguan transmisi yang menyebabkan perubahan konfigurasi.

SDC 7 Pembebanan Pembangkit

Bagian ini mengatur prosedur pengelola operasi sistem dalam:

- a. memerintahkan tingkat pembebanan daya aktif dan daya reaktif unit pembangkit;
- b. memberikan persetujuan kepada pengelola pembangkit untuk mengeluarkan unit pembangkitnya dalam rangka pemeliharaan terencana; dan
- c. melakukan optimasi ulang rencana operasi harian.

SDC 7.1 Tujuan Pembebanan Pembangkit

Tujuan pembebanan (*dispatch*) pembangkit agar pengelola operasi sistem dapat mengatur operasi secara langsung sehingga pasokan daya dapat memenuhi beban secara andal, ekonomis, dan berkualitas dengan cadangan memadai yang mempertimbangkan:

- a. hal yang tercantum dalam rencana operasi harian, termasuk kebutuhan keluarnya unit pembangkit dalam rangka pemeliharaan (keluar terencana);
- b. *merit order* berdasarkan cara dalam Ketentuan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi;
- c. keamanan (*security*) dan keandalan (*reliability*); dan
- d. standar pengoperasian seperti frekuensi sistem dan pengaturan tegangan.

SDC 7.2 Informasi yang Digunakan dalam *Dispatch* atau Pembebanan Pembangkit

Dalam pembuatan keputusan pengoperasian unit pembangkit dan rencana pengeluaran unit pembangkit, pengelola operasi sistem harus mempertimbangkan hal berikut:

- a. rencana operasi harian, yang disiapkan dan diterbitkan sesuai dengan prosedur dalam Ketentuan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi;
- b. kesiapan dan karakteristik unit pembangkit yang mutakhir;
- c. frekuensi dan tegangan sistem yang diterima pengelola operasi sistem melalui SCADA; dan
- d. informasi lain yang dianggap relevan dalam melaksanakan operasi sistem.

SDC 7.3 Pemberian Izin untuk Pengeluaran Unit Pembangkit

Pengelola pembangkit harus melaporkan kepada pengelola operasi sistem dalam hal terdapat permasalahan yang dapat mengakibatkan keluarnya atau turunnya kemampuan pembebanan (*derating*) unit pembangkit besar dan medium dari rencana operasi harian.

Pengelola operasi sistem harus mengevaluasi konsekuensi persetujuan pengeluaran tidak terencana unit pembangkit tersebut dari sistem dengan mempertimbangkan keandalan, keekonomian, dan kualitas pelayanan.

Dalam hal hasil evaluasi menunjukkan bahwa pengeluaran atau *derating* dapat diterima, pengelola operasi sistem memberi izin kepada pengelola pembangkit untuk mengubah jadwal pembangkitannya untuk pelaksanaan perbaikan permasalahan unit pembangkit yang dilaporkan.

Dalam hal unit pembangkit kecil mempunyai permasalahan yang menyebabkan unit pembangkit tersebut harus keluar atau pembebanannya dikurangi, pengelola pembangkit harus melaporkan hal tersebut kepada pengelola operasi sistem. Pengelola operasi sistem harus berkoordinasi dan mengevaluasi konsekuensi pengeluaran unit pembangkit tersebut terhadap jadwal pembangkitan (kondisi sistem). Dalam hal hasil evaluasi menunjukkan bahwa pengeluaran atau *derating* tersebut dapat diterima, pengelola operasi sistem memberikan izin pelaksanaan perbaikan unit pembangkit tersebut.

SDC 7.4 Pemberian Izin untuk Pengeluaran Peralatan Transmisi

Pengelola transmisi harus melaporkan kepada pengelola operasi sistem dalam hal terdapat permasalahan pada peralatan transmisi 150 (seratus lima puluh) kV dan 66 (enam puluh enam) kV yang dapat menyebabkan keluarnya peralatan transmisi atau perubahan konfigurasi.

Pengelola operasi sistem harus mengevaluasi konsekuensi persetujuan pengeluaran tidak terencana peralatan transmisi tersebut dari sistem dengan mempertimbangkan keandalan, keekonomian, dan kualitas pelayanan.

Dalam hal peralatan transmisi 150 (seratus lima puluh) kV mempunyai permasalahan yang menyebabkan peralatan tersebut harus keluar atau pembebanannya dikurangi, pengelola transmisi harus melaporkan hal tersebut kepada pengelola operasi sistem. Pengelola operasi sistem harus berkoordinasi dan mengevaluasi konsekuensi dari pengeluaran peralatan transmisi tersebut terhadap kondisi sistem. Dalam hal hasil evaluasi menunjukkan bahwa pengeluaran peralatan transmisi dapat diterima, pengelola operasi sistem memberikan izin pelaksanaan perbaikan tersebut.

SDC 7.5 Perintah Pembebanan (*Dispatch*)

Pengelola pembangkit harus mengikuti perintah pembebanan dari pengelola operasi sistem tanpa penundaan waktu.

SDC 7.5.1 Penyampaian Perintah Pembebanan

Perintah pembebanan dapat disampaikan setiap saat pada hari bersangkutan atau sebelum hari bersangkutan dalam hal kondisi

operasi memerlukan. Semua perintah dilaksanakan dalam bahasa Indonesia.

Perintah pembebanan harus disampaikan oleh pengelola operasi sistem secara langsung kepada pengelola pembangkit dan harus mencakup informasi mengenai nama operator pembangkit. Perintah harus disampaikan melalui telepon atau media lain yang telah disetujui oleh pengelola operasi sistem, pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik.

Perintah pembebanan disampaikan sesuai dengan Apendiks 4 - Ketentuan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi (Perintah *Dispatch*).

Penerimaan perintah pembebanan harus segera diberitahukan kepada pengelola operasi sistem secara resmi oleh pengelola pembangkit, sekaligus menyatakan setuju atau tidak setuju atas perintah yang diterima. Pengelola pembangkit tidak dapat menolak perintah yang diberikan oleh pengelola operasi sistem, kecuali:

- a. terdapat permasalahan keselamatan personel atau peralatan yang dapat dibuktikan; dan
- b. perintah akan mengakibatkan unit pembangkit dioperasikan di luar kemampuan peralatan yang telah dideklarasikan.

Dalam hal pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik tertentu mengalami kesulitan dalam melaksanakan perintah pembebanan, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik tersebut harus segera melapor kepada pengelola operasi sistem.

SDC 7.5.2 Bentuk Perintah

Perintah pembebanan atau *dispatch* dapat meliputi:

- a. perintah menyediakan cadangan untuk menjaga frekuensi sistem;
- b. perintah mengaktifkan atau mematikan fasilitas AGC;
- c. perintah 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 memengaruhi kondisi interkoneksi antara pembangkit dan sistem;
- h. perintah yang berkaitan dengan pengoperasian peralatan kontrol yang dapat memengaruhi kondisi interkoneksi antara pembangkit dan sistem di mana tanggung jawab ini telah diserahkan kepada pengelola pembangkit dalam kontrak atau kesepakatan;
- i. perintah penggantian bahan bakar yang harus diatur dalam perjanjian antara PT PLN Batam atau PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit;
- j. perintah pengoperasian *governor* pembangkit; dan
- k. perintah mengurangi pembebanan (*curtailment*) unit pembangkit EBT intermiten.

SDC 7.5.3 Hal yang Harus Dilakukan oleh Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memenuhi seluruh perintah operasi dari pengelola operasi sistem tanpa menunda waktu, kecuali jika terjadi hal sebagaimana dimaksud dalam SDC 7.5.1 (Penyampaian Perintah Pembebanan).

Pengelola operasi sistem harus mempertimbangkan pernyataan pengelola pembangkit yang menyangkut waktu *start up* dan *shutdown*, tingkat kecepatan pembebanan dan penurunan beban pada saat memerintahkan melakukan sinkronisasi, mengubah beban, dan/atau menghentikan unit pembangkit.

Dalam mengoperasikan unit pembangkit, pengelola pembangkit harus mampu memenuhi tingkat kinerja pembebanan berikut ini:

- a. sinkronisasi atau pengeluaran unit pembangkit dalam kurun waktu kurang lebih 5 (lima) menit dari target waktu yang disampaikan oleh pengelola operasi sistem berdasarkan informasi dari pengelola pembangkit;
- b. apabila tidak ada target waktu spesifik yang diberikan, tingkat pembebanan yang diperintahkan harus dicapai dalam kurun waktu kurang lebih 2 (dua) menit dari perkiraan waktu berdasarkan deklarasi *ramp rate*-nya;
- c. apabila target waktu spesifik ditentukan, tingkat pembebanan sesuai dengan perintah harus sudah dipenuhi dalam kurun waktu kurang lebih 2 (dua) menit dari target waktu yang ditentukan; dan
- d. apabila diperintahkan untuk mencapai tingkat pembebanan tertentu, tingkat pembebanan harus sudah dicapai dalam rentang kurang lebih 2% (dua persen) dari daya mampu unit pembangkit yang dideklarasikan.

SDC 8 Aktivitas Pascaoperasi dan Evaluasi

SDC 8.1 Pengelola operasi sistem harus menyiapkan evaluasi realisasi operasi hari sebelumnya yang meliputi:

- a. diskusi atau analisis mengenai setiap kegagalan dalam memenuhi kriteria keamanan (*security*) dan keandalan (*reliability*) sistem;
- b. perbandingan antara realisasi total biaya tenaga listrik yang dibeli dan perkiraan biaya yang disimulasikan atas dasar prakiraan beban sistem dan kesiapan pembangkitan;
- c. diskusi atau analisis mengenai perbedaan antara rencana operasi harian dan realisasi operasi yang dilaksanakan;
- d. ringkasan dan catatan mengenai pengoperasian sistem termasuk data pembangkitan dan *switching*; dan
- e. hal yang dapat disimpulkan atau hal baru yang merupakan pelajaran (jika ada).

SDC 8.2 Laporan Evaluasi Operasi

Laporan evaluasi operasi harian harus dikonsolidasikan menjadi laporan evaluasi operasi bulanan dan laporan evaluasi operasi bulanan harus dikonsolidasikan menjadi laporan evaluasi operasi tahunan. Pengelola operasi sistem harus menerbitkan laporan evaluasi operasi bulanan dan tahunan serta menyampaikan kepada

pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik pada waktu yang disepakati.

Apendiks 1 : Prakiraan Beban

SDCA1 1 Pendahuluan

Apendiks ini menjelaskan persiapan prakiraan beban untuk tujuan berikut:

- a. persiapan rencana operasi tahunan;
- b. persiapan rencana operasi bulanan;
- c. persiapan rencana operasi mingguan; dan
- d. persiapan rencana operasi harian.

Prakiraan beban pada setiap titik sambung harus dihitung dari faktor titik sambung yang ditentukan oleh pengelola operasi sistem dikalikan dengan prakiraan beban sistem.

SDCA1 2 Tujuan

Tujuan Apendiks ini untuk:

- a. menentukan sumber utama informasi yang akan digunakan oleh pengelola operasi sistem dalam mempersiapkan prakiraan beban;
- b. menguraikan faktor yang akan dipertimbangkan oleh pengelola operasi sistem dalam mempersiapkan prakiraan beban; dan
- c. menetapkan prosedur untuk menjamin bahwa prakiraan beban untuk periode waktu yang berbeda harus dibuat dengan dasar yang konsisten.

SDCA1 3 Prakiraan Beban untuk Rencana Operasi Tahunan

Pengelola operasi sistem harus membuat rencana operasional untuk setiap bulan dari rencana operasi tahunan, yang berisi prakiraan berikut:

- a. beban puncak (MW) distribusi dan konsumen tenaga listrik berdasarkan prakiraan kebutuhan energi (MWh) dan prakiraan beban puncak tahunan setiap GI dari pengelola distribusi;
- b. beban puncak setiap titik sambung dan rugi-rugi transmisi; dan
- c. kebutuhan margin cadangan.

Prakiraan beban tersebut harus diselesaikan paling lambat tanggal 30 September sebelum waktu pelaksanaan rencana operasi tahunan.

SDCA1 3.1 Pertimbangan dalam Pembuatan Rencana Operasi Tahunan

Dalam pembuatan rencana operasi tahunan, pengelola operasi sistem harus mempertimbangkan faktor atau data berikut:

- a. prakiraan beban yang digunakan dalam penyusunan rencana operasi tahunan;
- b. prakiraan beban dan faktor beban yang diperoleh dari prakiraan beban untuk sistem;
- c. statistik penjualan listrik ke pengelola distribusi dan konsumen tenaga listrik;
- d. statistik beban puncak harian;
- e. catatan langgam kurva beban harian sistem;
- f. kebijakan cadangan operasi sebagaimana dimaksud dalam Ketentuan Operasi; dan
- g. informasi lain yang relevan.

SDCA1 4 Prakiraan Beban untuk Rencana Operasi Bulanan

Pengelola operasi sistem harus mempersiapkan prakiraan beban untuk rencana operasi bulanan yang terdiri atas:

- a. kebutuhan energi (MWh) dan beban puncak (MW) ke sistem Batam dan Bintan;
- b. kebutuhan energi (MWh) dan beban puncak (MW) pada setiap titik sambung dan rugi-rugi jaringan; dan
- c. kebutuhan margin cadangan.

Prakiraan beban tersebut harus diselesaikan paling lambat tanggal 10 setiap bulan sebelum waktu pelaksanaan rencana operasi bulanan.

SDCA1 4.1 Pertimbangan dalam Pembuatan Rencana Operasi Bulanan

Pengelola operasi sistem harus mempertimbangkan faktor atau data dalam penyusunan rencana operasi bulanan yang meliputi:

- a. prakiraan beban yang digunakan dalam penyusunan rencana operasi tahunan;
- b. statistik penjualan listrik ke pengelola distribusi dan konsumen tenaga listrik;
- c. statistik kebutuhan beban puncak dan beban minimum harian;
- d. kebijakan cadangan operasi sebagaimana dimaksud dalam Ketentuan Operasi; dan
- e. informasi lain yang relevan.

SDCA1 5 Prakiraan Beban untuk Rencana Operasi Mingguan

Pengelola operasi sistem harus mempersiapkan prakiraan beban untuk rencana operasi mingguan yang terdiri atas:

- a. kebutuhan energi (MWh) dan beban puncak (MW) sistem Batam dan Bintan;
- b. kebutuhan energi (MWh) dan beban puncak (MW) pada setiap titik sambung dan rugi-rugi jaringan;
- c. kebutuhan total beban (MW) setiap 30 (tiga puluh) menit; dan
- d. kebutuhan margin cadangan.

Prakiraan beban tersebut harus diselesaikan setiap hari Rabu sebelum waktu pelaksanaan rencana operasi mingguan.

SDCA1 5.1 Pertimbangan dalam Pembuatan Rencana Operasi Mingguan

Pengelola operasi sistem harus mempertimbangkan faktor atau data dalam penyusunan rencana operasi mingguan yang meliputi:

- a. prakiraan beban yang digunakan dalam pembuatan rencana bulanan;
- b. statistik penjualan listrik ke pengelola distribusi dan konsumen tenaga listrik, khususnya catatan rinci data minggu terakhir yang sudah tersedia;
- c. kebutuhan cadangan operasi sebagaimana dimaksud dalam Ketentuan Operasi; dan
- d. informasi lain yang relevan.

SDCA1 6 Prakiraan Beban untuk Rencana Operasi Harian

Pengelola operasi sistem harus mempersiapkan prakiraan beban untuk pelaksanaan atau *dispatch* 30 (tiga puluh) menit dari suatu rencana atau *pra-dispatch* harian yang meliputi:

- a. beban puncak (MW) pengelola distribusi dan konsumen tenaga listrik berdasarkan prakiraan kebutuhan energi dalam rencana operasi mingguan;
- b. kebutuhan energi (MWh) dan beban puncak (MW) pada titik sambung dan rugi-rugi jaringan;
- c. kebutuhan total beban aktif (MW) dan beban reaktif (MVAR) setiap 30 (tiga puluh) menit; dan
- d. kebutuhan margin cadangan.

SDCA1 6.1 Jadwal Penyelesaian Prakiraan Beban Harian

Prakiraan beban yang dibuat untuk kebutuhan *dispatch* harian harus siap paling lambat pukul 15:00 sehari sebelum waktu pelaksanaan *dispatch* harian.

SDCA1 6.2 Dalam pembuatan prakiraan harian, pengelola operasi sistem harus mempertimbangkan faktor:

- a. prakiraan beban yang digunakan dalam pembuatan rencana operasi mingguan;
- b. statistik penjualan listrik ke pengelola distribusi dan konsumen tenaga listrik;
- c. statistik beban puncak siang dan malam, khususnya data hari terakhir yang tersedia;
- d. statistik beban hari libur dan hari khusus lainnya;
- e. prakiraan cuaca;
- f. kebutuhan cadangan operasi sebagaimana diatur dalam Ketentuan Operasi; dan
- g. informasi lain yang relevan.

Apendiks 2 : Rencana Pemeliharaan

SDCA2 1 Pendahuluan

SDCA2 1.1 Apendiks ini menguraikan pengoordinasian pemeliharaan unit pembangkit, GI, dan transmisi, serta pengeluaran unit pembangkit dan fasilitas jaringan untuk kepentingan pekerjaan konstruksi, perbaikan, pengujian, dan pemeliharaan.

SDCA2 1.2 Rencana pemeliharaan yang disiapkan oleh pengelola operasi sistem harus mempertimbangkan rencana atau jadwal lain yang relevan untuk menjamin pemenuhan kapasitas pembangkitan dalam memenuhi prakiraan beban termasuk kebutuhan cadangan.

SDCA2 1.3 Dalam hal informasi yang dibutuhkan pada Apendiks ini untuk hari selain hari kerja, informasi tersebut harus disampaikan pada hari kerja terakhir sebelum hari yang dimaksudkan.

SDCA2 1.4 Pengelola operasi sistem harus berusaha untuk mengakomodasi permintaan pengelola pembangkit atau pengelola transmisi untuk mengeluarkan unit pembangkit atau transmisi pada hari tertentu. Permintaan tersebut mungkin ditolak oleh pengelola operasi sistem untuk melindungi keandalan, keekonomian, dan kualitas operasi sistem. Dalam hal permintaan pengelola pembangkit atau pengelola transmisi tidak dipenuhi serta konsultasi dan prosedur penyelesaian perselisihan sudah dilaksanakan, pengelola pembangkit atau pengelola transmisi harus menerima keputusan pengelola operasi sistem mengenai penentuan waktu pengeluaran unit pembangkit atau peralatan transmisi yang bersifat final dan mengikat.

SDCA2 2 Tujuan

SDCA2 2.1 Tujuan Apendiks ini untuk menetapkan ketentuan bagi pengelola operasi sistem dalam mengoordinasikan pengeluaran unit pembangkit, peralatan transmisi atau fasilitas jaringan terencana (*planned outages*), dengan:

- a. mempertahankan kapasitas pembangkitan dan jaringan yang memadai untuk memenuhi prakiraan beban termasuk cadangan operasi; dan
- b. melindungi keandalan, keekonomian, dan kualitas operasi sistem dalam mengeluarkan unit pembangkit atau suatu fasilitas jaringan untuk pemeliharaan atau perbaikan.

SDCA2 3 Rencana atau Jadwal Pemeliharaan 1 (Satu) Tahun

SDCA2 3.1 Pengelola pembangkit atau pengelola transmisi harus menyampaikan usulan secara tertulis kepada pengelola operasi sistem mengenai program pengeluaran unit pembangkit (*outages program*) 1 (satu) tahun berikutnya, paling lambat 1 September untuk setiap unit pembangkit, GI, dan transmisi. Usulan tersebut harus mencakup:

- a. identifikasi unit pembangkit;
- b. identifikasi peralatan transmisi;
- c. kapasitas unit pembangkit (MW);
- d. kapasitas peralatan transmisi (kA dan MVA);
- e. alasan pengeluaran unit pembangkit (*outages*) dan tanggal penyelesaian pekerjaan;
- f. perkiraan lama waktu keluar dari sistem (*outages*) dalam harian dan mingguan; dan
- g. tanggal mulai keluar dari sistem yang diinginkan.

SDCA2 3.2 Pengelola operasi sistem harus:

- a. menerbitkan rencana atau jadwal pemeliharaan dengan mempertimbangkan:
 1. prakiraan beban sistem;
 2. jadwal pemeliharaan sebelumnya;
 3. usulan pengelola pembangkit;
 4. usulan pengelola transmisi;
 5. kebutuhan untuk pengeluaran komponen dari sistem;
 6. kebutuhan meminimalkan total biaya operasi sistem sehubungan dengan pengeluaran komponen dari sistem; dan
 7. faktor lain yang relevan; dan
- b. menyampaikan secara tertulis kepada pengelola pembangkit dan/atau pengelola transmisi mengenai pengalokasian waktu tanggal mulai dan penyelesaian masing-masing pengeluaran (*outages*) unit pembangkit atau peralatan transmisi yang sudah final paling lambat tanggal 1 Desember.

SDCA2 3.3 Dalam hal pengelola pembangkit tidak setuju dengan rencana atau jadwal pemeliharaan (*planned outages*) yang dialokasikan untuk unit pembangkitnya, pengelola pembangkit dapat menyampaikan keberatan secara tertulis kepada pengelola operasi sistem paling lambat tanggal 10 Desember dan menjelaskan alasannya. Pengelola operasi sistem dan pengelola pembangkit harus mendiskusikan permasalahan tersebut dan mencari jalan penyelesaian. Dalam hal perubahan yang diinginkan oleh pengelola pembangkit tidak

mengancam keamanan sistem atau tidak mengakibatkan tambahan biaya operasi yang signifikan, pengelola operasi sistem harus menyetujui usulan perubahan tersebut. Dalam hal penyelesaian permasalahan memerlukan keterlibatan pengelola pembangkit lainnya, pengelola operasi sistem dapat menyelenggarakan rapat dengan mengundang pihak yang terkait. Dalam hal terjadi perubahan rencana atau jadwal pemeliharaan, jadwal yang mutakhir harus segera diterbitkan oleh pengelola operasi sistem.

SDCA2 3.4 Dalam hal terdapat perubahan rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit, pengelola pembangkit harus menyampaikan koreksi rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit (provisional) kepada pengelola operasi sistem yang merefleksikan setiap revisi termasuk perubahan yang telah disepakati dengan pengelola operasi sistem sebagaimana dimaksud dalam SDCA2 3.3 paling lambat tanggal 1 Mei.

SDCA2 3.5 Pengelola operasi sistem harus:

- a. merevisi dan menerbitkan rencana atau jadwal pemeliharaan yang mutakhir, dengan mempertimbangkan:
 1. rencana atau jadwal pemeliharaan yang dibuat sesuai dengan SDCA2 3.2;
 2. perubahan rencana atau jadwal pemeliharaan sebelumnya yang telah disepakati sesuai dengan SDCA2 3.3;
 3. revisi rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit yang disampaikan kepada pengelola operasi sistem sesuai dengan SDCA2 3.4;
 4. alasan pengeluaran instalasi dari sistem (unit pembangkit atau jaringan);
 5. kebutuhan untuk meminimalkan total biaya operasi sistem atas pengeluaran (*outages*) dari sistem; dan
 6. faktor lain yang relevan; dan
- b. menyampaikan alokasi mutakhir tanggal mulai dan penyelesaian setiap permohonan pengeluaran (*outages*) yang direvisi oleh pengelola operasi sistem secara tertulis kepada pengelola pembangkit paling lambat tanggal 15 Juli.

SDCA2 3.6 Dalam hal pengelola pembangkit tidak setuju dengan rencana pengeluaran (*outages*) yang direvisi oleh pengelola operasi sistem atas unit pembangkitnya, pengelola pembangkit dapat menyampaikan keberatan secara tertulis kepada pengelola operasi sistem paling lambat tanggal 20 Juli dan menjelaskan alasannya. Pengelola operasi sistem dan pengelola pembangkit harus mendiskusikan permasalahan tersebut dan mencari jalan penyelesaian. Dalam hal perubahan yang diinginkan oleh pengelola pembangkit tidak mengancam keamanan sistem atau tidak mengakibatkan tambahan biaya operasi yang signifikan, pengelola operasi sistem harus menyetujui usulan perubahan tersebut. Dalam hal penyelesaian permasalahan memerlukan keterlibatan pengelola pembangkit lainnya, pengelola operasi sistem dapat menyelenggarakan rapat dengan mengundang pihak yang terkait. Dalam hal terjadi perubahan rencana atau jadwal pengeluaran, rencana atau jadwal pengeluaran yang mutakhir harus segera diterbitkan oleh pengelola operasi sistem.

SDCA2 4 Rencana atau Jadwal Pemeliharaan Tahun Berjalan

SDCA2 4.1 Rencana atau jadwal pemeliharaan tahun berjalan harus didasarkan pada rencana atau jadwal pemeliharaan final yang diterbitkan pada tahun sebelumnya. Dalam hal dilakukan revisi rencana atau jadwal pemeliharaan, rencana tersebut harus dipertahankan untuk sisa waktu tahun berjalan.

SDCA2 4.2 Dalam hal pengeluaran (*outages*) unit pembangkit yang tidak ditentukan dalam rencana atau jadwal pemeliharaan final atau pengeluaran (*outages*) mengakibatkan perubahan situasi, pengelola pembangkit harus segera memberitahukan secara tertulis kepada pengelola operasi sistem mengenai informasi terkait:

- a. identifikasi unit pembangkit;
- b. kapasitas unit pembangkit (MW);
- c. alasan pengeluaran (*outages*) unit pembangkit dan tanggal penyelesaian pekerjaan;
- d. perkiraan lama waktu pengeluaran (*outages*) yang diusulkan dan waktu pengeluaran (*outages*) yang disepakati (apabila perlu dalam satuan waktu hari dan minggu); dan
- e. tanggal mulai padam (*outages*) yang diusulkan dan tanggal pengeluaran (*outages*) yang disepakati.

SDCA2 4.3 Rencana atau Jadwal Pemeliharaan Bulanan

SDCA2 4.3.1 Pada minggu ke-4 setiap bulan pada tahun berjalan, pengelola operasi sistem harus memeriksa rencana atau jadwal pemeliharaan untuk bulan berikutnya dan melakukan revisi dengan mempertimbangkan:

- a. rencana atau jadwal pemeliharaan final untuk bulan terkait pada tahun berjalan;
- b. revisi prakiraan beban;
- c. permohonan pengeluaran (*outages*) baru atau revisi rencana atau jadwal pemeliharaan yang telah ada sebagaimana dimaksud dalam SDCA2 4.2; dan
- d. faktor lain yang relevan.

SDCA2 4.3.2 Pada akhir minggu ke-4 setiap bulan, pengelola operasi sistem harus:

- a. membuat rencana atau jadwal pemeliharaan bulanan final untuk bulan berikutnya; dan
- b. menyampaikan kepada pengelola pembangkit mengenai alokasi mutakhir tanggal mulai dan berakhirnya pelaksanaan pekerjaan setiap pengeluaran (*outages*) unit pembangkit yang diminta oleh pengelola pembangkit untuk bulan berikutnya.

SDCA2 4.4 Rencana atau Jadwal Pemeliharaan Mingguan

SDCA2 4.4.1 Dalam hal pengelola pembangkit memerlukan perubahan jadwal pengeluaran (*outages*) termasuk pengeluaran (*outages*) yang tidak terencana 2 (dua) minggu mendatang, pengelola pembangkit harus menyampaikan usulan perubahan paling lambat hari Rabu pukul 16:00 minggu berjalan. Usulan tersebut harus mencakup data sebagaimana dimaksud dalam SDCA2 4.2.

SDCA2 4.4.2 Setelah menerima usulan perubahan jadwal pengeluaran (*outages*) dari pengelola pembangkit yang disampaikan berdasarkan SDCA2 4.4.1, pengelola operasi sistem harus memeriksa rencana atau jadwal pemeliharaan minggu berikutnya dan melakukan revisi

dalam jangka waktu paling lama 12 (dua belas) jam terhitung sejak menerima usulan, dengan mempertimbangkan:

- a. rencana atau jadwal pemeliharaan bulanan untuk minggu terkait;
- b. revisi prakiraan beban untuk minggu terkait;
- c. perkiraan kesiapan kapasitas yang tersedia dari unit pembangkit dan asesmen risiko dari kemungkinan bahwa sebagian kapasitas yang diperkirakan siap menjadi tidak siap dengan alasan di luar rencana;
- d. usulan pengeluaran (*outages*) unit pembangkit oleh pengelola pembangkit sebagaimana dimaksud dalam SDCA2 4.4.1;
- e. keluarnya atau terganggunya fasilitas jaringan (*grid*) di luar rencana; dan
- f. faktor lain yang relevan.

SDCA2 4.4.3 Setiap hari Kamis pukul 15:00, pengelola operasi sistem harus:

- a. menerbitkan rencana atau jadwal pemeliharaan mingguan untuk minggu berikutnya; dan
- b. menyampaikan secara tertulis kepada pengelola pembangkit mengenai tanggal mulai dan selesai padam (*outages*) yang diminta oleh pengelola pembangkit untuk minggu berikutnya.

SDCA2 4.4.4 Apabila terdapat unit pembangkit, GI, dan transmisi yang memerlukan perubahan jadwal *outages* (termasuk *outages* tidak terencana) dalam minggu berjalan namun tidak terakomodasi dalam rencana mingguan yang telah diterbitkan oleh pengelola operasi sistem, pengelola pembangkit dan pengelola transmisi harus menyampaikan usulan paling lambat 2 (dua) hari kerja sebelum jadwal *outages* (H-2 hari kerja) pukul 15:00, yang selanjutnya akan diperiksa dan dipertimbangkan oleh pengelola operasi sistem. Usulan tersebut disampaikan sebagai *working order* dan harus mencakup data sebagaimana dimaksud dalam SDCA2 4.2. dengan tambahan informasi sebagai berikut:

- a. penanggung jawab pekerjaan;
- b. pengawas pekerjaan;
- c. penanggung jawab keselamatan ketenagalistrikan dan/atau pengawas keselamatan kerja;
- d. *one line diagram* lokasi pekerjaan dengan diberi *marking* pada area kerja yang dinyatakan harus bebas tegangan; dan
- e. *standard operational procedures* pelaksanaan pekerjaan.

SDCA2 4.4.5 Pengelola operasi sistem harus:

- a. menerbitkan dan menyampaikan *working permit* atau izin kerja sebagai tanggapan atas *working order* kepada masing-masing pengelola pembangkit, pengelola transmisi yang membuat *working order*, dan pihak lain yang dianggap memiliki keterkaitan dengan pelaksanaan *working permit* tersebut; dan
- b. memastikan *working permit* yang telah terbit sudah diterima dan dipahami oleh pelaksana pengelola operasi sistem *realtime*,

paling lambat pukul 15:00 pada 1 (satu) hari kerja sebelum jadwal *outages* (H-1 hari kerja) sesuai usulan atau *working order* yang disampaikan oleh pengelola pembangkit dan pengelola transmisi.

Apendiks 3 : Pernyataan atau Deklarasi Pengelola Pembangkit

SDCA3 1 Pendahuluan

SDCA3 1.1 Apendiks ini menjelaskan parameter karakteristik pengoperasian unit pembangkit yang harus dideklarasikan atau dinyatakan oleh pengelola pembangkit. Pernyataan tersebut harus merefleksikan karakteristik pengoperasian sesungguhnya atas unit pembangkit yang ditentukan berdasarkan kebiasaan yang baik di industri ketenagalistrikan (*good utility practice*).

SDCA3 1.2 Untuk unit pembangkit termal, pengelola pembangkit harus memberitahu pengelola operasi sistem mengenai karakteristik kesiapan unit pembangkit sesuai dengan SDCA3 2.1.1 (Definisi Kesiapan Unit Pembangkit).

SDCA3 2 Pernyataan Pengelola Pembangkit

SDCA3 2.1 Kesiapan Unit Termal untuk Sinkronisasi

SDCA3 2.1.1 Definisi Kesiapan Unit Pembangkit

Pengelola pembangkit harus memberi informasi kesiapan unit pembangkit untuk sinkronisasi dalam 4 (empat) kondisi yaitu dingin, hangat, panas, dan sangat panas. Definisinya sebagai berikut:

dingin : suhu turbin dan *boiler* pada tingkat yang memungkinkan unit pembangkit disinkronisasi dalam waktu lebih dari 4 (empat) jam

hangat : suhu turbin dan *boiler* pada tingkat yang memungkinkan unit pembangkit disinkronisasi dalam waktu lebih dari 1 (satu) jam sampai dengan 4 (empat) jam

panas : suhu turbin dan *boiler* pada tingkat yang memungkinkan unit pembangkit disinkronisasi dalam waktu sampai dengan 1 (satu) jam

sangat panas : suhu dan tekanan turbin dan *boiler* pada tingkat yang memungkinkan pemutaran (*rolling*) turbin untuk unit pembangkit segera disinkronisasi setelah menerima instruksi melakukan sinkronisasi

SDCA3 2.2 Karakteristik Pengoperasian

SDCA3 2.2.1 Tahap pertama karakteristik pengoperasian meliputi kemampuan daya *output* serta kemampuan perubahan daya aktif dan daya reaktif, termasuk:

- a. kapasitas daya aktif maksimum dan minimum untuk kemungkinan konfigurasi operasi, seperti jumlah *boiler feed pump*, jumlah *mill* untuk unit pembangkit berbahan bakar batubara, dan jumlah turbin gas dan *heat recovery steam generator* untuk PLTGU;
- b. kemampuan daya reaktif, produksi daya reaktif (faktor daya atau *power factor lagging/pf lagging*), dan penyerapan daya reaktif (faktor daya atau *power factor leading/pf leading*) pada tingkat pembebanan tertentu;

- c. batasan tingkat pembebanan *governor* dan setelan (*setting droop*);
- d. lama waktu *start up*, biaya *start up*, waktu keluar minimum, dan biaya mempertahankan kesiapan unit pembangkit 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 (dua puluh empat) jam (apabila diperlukan).

SDCA3 2.2.2 Tahap kedua karakteristik pengoperasian meliputi keekonomian operasi unit pembangkit. Pengelola pembangkit harus menyampaikan informasi keekonomian operasi unit pembangkitnya sesuai dengan SDCA3 2.2.3 (Karakteristik Operasi Ekonomis Unit Pembangkit Termal). Karakteristik operasi ini biasa disebut sebagai karakteristik operasi ekonomis.

SDCA3 2.2.3 Karakteristik Operasi Ekonomis Unit Pembangkit Termal

Terdapat 2 (dua) pilihan penyampaian karakteristik operasi ekonomis unit pembangkit termal:

- a. pengelola pembangkit memberikan informasi setiap unit pembangkit mengenai:
 - 1. bahan bakar, yaitu pernyataan atas jenis bahan bakar yang digunakan unit pembangkit;
 - 2. kandungan energi spesifik setiap jenis bahan bakar, yaitu kandungan *british thermal unit* (BTU) atau kilokalori per satuan volume atau berat;
 - 3. energi untuk *start up*, yaitu kebutuhan energi dalam *british thermal unit* (BTU) per *start up* atau kilokalori per *start up* untuk beberapa tingkat kondisi kesiapan sinkronisasi unit pembangkit;
 - 4. energi ke putaran penuh, yaitu kebutuhan energi dalam *british thermal unit* (BTU) per jam atau kilokalori per jam untuk mempertahankan unit pembangkit siap sinkron;
 - 5. data *heat rate*, yaitu kecepatan perubahan energi dalam *british thermal unit* (BTU) per MWh atau kilokalori per MWh yang dibutuhkan untuk perubahan daya *output* unit pembangkit;
 - 6. data perubahan *heat rate*, yaitu kecepatan pertambahan energi dalam *british thermal unit* (BTU) per MWh atau kilokalori per MWh yang dibutuhkan untuk menghasilkan perubahan daya *output* unit pembangkit;
 - 7. energi *start up standby*, yaitu energi dalam *british thermal unit* (BTU) atau kilokalori yang dibutuhkan untuk memanaskan *boiler* dan turbin dari kondisi dingin ke kondisi yang sangat panas;
 - 8. energi *standby* panas, yaitu energi dalam *british thermal unit* (BTU) per jam atau kilokalori per jam yang

- dibutuhkan untuk mempertahankan *boiler* dan turbin dalam kondisi panas;
9. biaya O&M *start up*, yaitu biaya O&M nonbahan bakar dalam rupiah per *start up* sehubungan dengan proses *start up*;
 10. biaya O&M daya (*output*), yaitu biaya O&M nonbahan bakar dalam rupiah per MWh untuk proses memproduksi daya *output*;
 11. biaya O&M *start up standby*, yaitu biaya O&M nonbahan bakar dalam rupiah per *start up* untuk proses memanaskan *boiler* dan turbin ke kondisi panas; dan
 12. biaya O&M *standby* panas, yaitu biaya O&M nonbahan bakar dalam rupiah per jam untuk mempertahankan kesiapan *boiler* dan turbin pada kondisi panas; atau
- b. pengelola pembangkit memberikan informasi setiap unit pembangkit mengenai:
1. harga *start up* unit pembangkit dalam rupiah per jam, untuk beberapa tingkat kondisi kesiapan unit pembangkit untuk sinkronisasi;
 2. harga beban minimum, yaitu harga dalam rupiah per jam untuk mempertahankan unit pembangkit tetap beroperasi (sinkron) pada beban minimum;
 3. harga inkremental, yaitu harga *output* dalam rupiah per MWh sebagai tambahan terhadap harga beban minimum;
 4. harga *start up standby*, yaitu harga dalam rupiah per *start up*, untuk proses memanaskan *boiler* dan turbin dari kondisi dingin ke tingkat kondisi yang sangat siap; dan
 5. harga kesiapan panas, yaitu harga dalam rupiah per jam, untuk mempertahankan *boiler* pada kondisi unit pembangkit siap sinkron.

Apendiks 4 : Perintah *Dispatch* (Pelaksanaan)

SDCA4 1 Pendahuluan

SDCA4 1.1 Perintah *dispatch* harus mencakup paling sedikit informasi mengenai:

- a. nama operator;
- b. identifikasi unit pembangkit yang dituju atau dimaksudkan dalam perintah *dispatch*;
- c. tugas yang harus dilaksanakan pada unit pembangkit atau tingkat pembebanan unit pembangkit yang diperintahkan;
- d. waktu saat unit pembangkit di-*start* sesuai dengan perintah (apabila waktunya berbeda dengan waktu penyampaian perintah); dan
- e. dalam hal diperlukan, target waktu saat tingkat pembebanan tertentu sudah harus dicapai atau perintah sudah harus selesai dilaksanakan.

Pengelola pembangkit dan pengelola transmisi yang menerima perintah lisan dari pengelola operasi sistem harus diminta untuk mengulang isi perintah untuk menjamin bahwa perintah tersebut dimengerti. Pengelola operasi sistem dan penerima perintah harus mencatat perintah dan waktu pemberian perintah tersebut dalam buku catatan (*log*).

SDCA4 1.2 Contoh jenis perintah utama dari pengelola operasi sistem tercantum dalam SDCA4 2 sampai dengan SDCA4 7. Pada setiap contoh, dianggap bahwa kebutuhan saling memberitahu nama operator telah dilaksanakan. Sebuah perintah dapat mencakup waktu *start* dan waktu target.

SDCA4 2 Perintah Mengubah Tingkat Pembebanan

Sebagai contoh, perintah untuk Unit 1 mengubah beban menjadi 50 MW, dengan waktu pemberian perintah pada pukul 13:00:

- a. dalam hal perintah harus segera dilaksanakan: “Unit 1 menjadi 50 MW, sekarang”
- b. dalam hal perintah mulai dilaksanakan 1 (satu) jam kemudian: “Unit 1 menjadi 50 MW, dimulai pada pukul 14:00”
- c. dalam hal perintah tingkat beban yang diperintahkan harus dicapai pada pukul 13:30: “Unit 1 menjadi 50 MW pada pukul 13:30”

SDCA4 3 Perintah untuk Sinkronisasi

SDCA4 3.1 Perintah sinkronisasi biasanya langsung disertai dengan perintah pembebanan. Dalam hal tingkat pembebanan tidak termasuk dalam perintah yang diberikan, unit pembangkit harus disinkronkan dan segera dibebani ke tingkat beban minimum (sesuai dengan kecepatan pembebanan yang saat itu berlaku). Pengelola pembangkit segera melapor kepada pengelola operasi sistem bahwa unit pembangkit telah dibebani dengan beban minimum. Dalam memberikan perintah sinkronisasi, pengelola operasi sistem harus mempertimbangkan waktu untuk proses sinkronisasi yang diberikan oleh pengelola pembangkit dan memberikan suatu target waktu sinkronisasi tersebut.

SDCA4 3.2 Pada contoh berikut, Unit 1 telah diperintahkan sinkron dan berbeban minimum, dengan waktu pemberian perintah pada pukul 08:00. Waktu sejak pemberitahuan kepada pengelola pembangkit untuk sinkronisasi selama 4 (empat) jam.

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

“Unit 1 sinkron pada pukul 12:00, beban 50 MW”

SDCA4 4 Perintah *Shutdown* atau Mengeluarkan Unit Pembangkit dari Operasi Sistem

SDCA4 4.1 Perintah untuk mengeluarkan dari operasi sistem harus diartikan sebagai perintah untuk melepas PMT unit pembangkit dan mengeluarkan unit pembangkit dari sistem.

Contoh perintah:

- a. apabila Unit 1 diperlukan keluar dari operasi sistem sesegera mungkin, maka perintahnya: “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, perintahnya: “Keluarkan Unit 1 pada pukul 11:30”

SDCA4 4.2 Perintah untuk *shutdown* (mematikan) unit pembangkit harus diartikan sebagai kebutuhan mengurangi daya *output* unit pembangkit ke tingkat beban minimum sebelum melepaskannya dari sistem. Perintah mengeluarkan unit pembangkit harus mempertimbangkan kecepatan penurunan beban unit pembangkit dan/atau sesuai perintah pengelola operasi sistem selaku operator sistem. Pada contoh berikut, unit pembangkit 1 sedang beroperasi dengan beban 50 MW, mempunyai karakteristik kecepatan penurunan beban 2,5 MW per menit, dan tingkat beban minimumnya 5 MW, perintahnya:

“Mulai proses mengeluarkan Unit 1 pada pukul 10:00 dan lepaskan pada pukul 10:18”

“Mulai proses mengeluarkan Unit 1 pada pukul 12:00, penurunan beban 2,5 MW/menit, dan lepaskan pada pukul 12:23”

SDCA4 5 Pengaturan Frekuensi

SDCA4 5.1 Perintah Mengaktifkan atau Mematikan Pengatur Beban Otomatis (AGC)

Contoh perintah untuk mengaktifkan atau mematikan AGC:

“Unit 1 beroperasi AGC pada pukul 12:00”

“Unit 1 beroperasi tanpa AGC pada pukul 12:00”

SDCA4 5.2 Perintah Pengaturan Mode Frekuensi Pembangkit

Contoh perintah untuk pengaturan mode frekuensi pembangkit:

”Unit 1 beroperasi dengan frekuensi mode”

”Unit 2 beroperasi dengan MW mode”

SDCA4 6 Perintah Menyediakan Cadangan Operasi

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

“Beban Unit 1 menjadi 50 MW dan pertahankan 10 MW cadangan”

SDCA4 7 Perintah Menyediakan Dukungan Tegangan

Untuk menjaga tegangan sistem, pengelola operasi dapat memerintahkan beberapa unit pembangkit dengan beberapa cara.

Contoh perintah sebagai berikut:

“Unit 1 membangkitkan daya reaktif maksimum”

“Pertahankan tegangan 157 kV pada *busbar* 150 kV pembangkit”

“Pertahankan tegangan maksimum Unit”

KETENTUAN TRANSAKSI TENAGA LISTRIK
(SETTLEMENT CODE – SC)

Ketentuan Transaksi Tenaga Listrik menjelaskan ketentuan dan prosedur yang berkaitan dengan perhitungan penagihan dan pembayaran atas penjualan dan pelayanan energi.

SC 1 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. Ketentuan ini harus diperbarui seiring dengan perubahan dan perkembangan jenis kontrak dan pasar tenaga listrik.

SC 2 Penagihan dan Pembayaran

SC 2.1 Jadwal Penerbitan Berita Acara Transaksi Tenaga Listrik Pengelola Pembangkit

Periode penagihan transaksi tenaga listrik dimulai sejak pukul 00:00 hari pertama setiap bulan sampai dengan pukul 00:00 hari pertama bulan berikutnya. Pembacaan meter dilakukan pada pukul 00:00 hari pertama setiap bulan dan dituangkan dalam berita acara pembacaan meter PT PLN Batam atau PT PLN (Persero) dengan pengelola pembangkit. Proses verifikasi dan pengesahan berita acara pembacaan meter disepakati para pihak dan berlaku secara legal.

Berdasarkan berita acara pembacaan meter, pengelola operasi sistem menyiapkan perhitungan energi bulanan dan transaksi jual beli tenaga listrik bulanan yang diproduksi oleh pengelola pembangkit dan dituangkan dalam berita acara transaksi tenaga listrik. Selanjutnya PT PLN Batam atau PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit menandatangani berita acara transaksi tenaga listrik paling lambat tanggal 12 bulan berjalan.

SC 2.2 Pembayaran kepada Pengelola Pembangkit

Pembayaran untuk pembelian tenaga listrik jangka panjang dilakukan secara bulanan dan tahunan dari pengelola pembangkit berdasarkan PJBL atau perjanjian kontraktual lainnya dengan PT PLN Batam atau PT PLN (Persero). Pembayaran tersebut meliputi namun tidak terbatas pada pembayaran atas kapasitas, energi, dan *ancillary services*. Pembayaran *ancillary services* meliputi:

- a. daya reaktif dan pengendalian tegangan;
- b. pengaturan frekuensi (*load following* dan *ramp rate*);
- c. *black start*;
- d. pembebanan di bawah *technical minimum load*;
- e. *house load*; dan/atau
- f. *start up*.

Pembayaran energi diperhitungkan dari total perintah *dispatch* dikurangi saat kondisi pembangkit *derating* dengan sumber data meter transaksi. Energi yang dibangkitkan lebih tinggi dari perintah *dispatch* tidak diperhitungkan, kecuali untuk unit pembangkit dengan status AGC aktif atau LFC aktif. Untuk verifikasi AGC atau

LFC status aktif, besaran dan waktu ditentukan oleh pengelola operasi sistem dan pengelola pembangkit berdasarkan data *event logger* pada *master station* yang akan menjadi salah satu acuan dalam perhitungan pembayaran energi yang dibangkitkan.

Pengelola pembangkit dapat dikenai penalti jika tidak dapat memenuhi kemampuan teknis pembangkit yang telah disepakati antara pengelola operasi sistem dan pengelola pembangkit.

SC 2.3 Jadwal Penerbitan Berita Acara Transaksi Tenaga Listrik Pemanfaatan Bersama Jaringan

Periode penagihan transaksi tenaga listrik dimulai sejak pukul 10:00 hari pertama setiap bulan sampai dengan pukul 10:00 hari pertama bulan berikutnya. Pembacaan meter dilakukan pada pukul 10:00 hari pertama setiap bulan dan dituangkan dalam berita acara pembacaan meter PT PLN Batam atau PT PLN (Persero) dengan pihak penyewa transmisi. Proses verifikasi dan pengesahan berita acara pembacaan meter disepakati para pihak dan berlaku secara legal.

Berdasarkan berita acara pembacaan meter, pengelola operasi sistem menyiapkan perhitungan energi bulanan dan transaksi jual beli tenaga listrik bulanan pemanfaatan jaringan transmisi yang disewa oleh penyewa jaringan dan dituangkan dalam berita acara transaksi tenaga listrik. Selanjutnya PT PLN Batam atau PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit menandatangani berita acara transaksi tenaga listrik paling lambat setiap tanggal 12 bulan berjalan.

SC 2.4 Jadwal Penerbitan Berita Acara Transaksi Tenaga Listrik Sistem Interkoneksi

Periode penagihan transaksi tenaga listrik dimulai sejak pukul 10:00 hari pertama setiap bulan sampai dengan pukul 10:00 hari pertama bulan berikutnya. Pembacaan meter dilakukan pada pukul 10:00 hari pertama setiap bulan dan dituangkan dalam berita acara pembacaan meter PT PLN Batam atau PT PLN (Persero) dengan pemilik sistem interkoneksi. Proses verifikasi dan pengesahan berita acara pembacaan meter disepakati para pihak dan berlaku secara legal.

Berdasarkan berita acara pembacaan meter, pengelola operasi sistem menyiapkan perhitungan energi bulanan dan transaksi jual beli tenaga listrik bulanan yang melalui sistem interkoneksi dan dituangkan dalam berita acara transaksi tenaga listrik. Selanjutnya PT PLN Batam atau PT PLN (Persero) dan pemilik sistem interkoneksi menandatangani berita acara transaksi tenaga listrik paling lambat setiap tanggal 12 bulan berjalan.

SC 3 Penyelesaian Perselisihan Transaksi

Salinan data meter transaksi, catatan penjadwalan dan pembebanan unit pembangkit, serta data dan informasi lainnya yang digunakan untuk pembuatan tagihan dan pembayaran disediakan berdasarkan permintaan. Dalam hal terdapat pertanyaan atau sanggahan terhadap suatu data pendukung, pertanyaan atau sanggahan disampaikan secara tertulis kepada pengelola operasi sistem.

Dalam hal terdapat prosedur penyelesaian perselisihan dalam:

- a. PJBL antara pengelola pembangkit dan PT PLN Batam atau PT PLN (Persero), penyelesaian perselisihan berdasarkan ketentuan dalam PJBL yang berlaku; atau
- b. perjanjian antara pengelola distribusi dan konsumen tenaga listrik, penyelesaian perselisihan berdasarkan ketentuan dalam perjanjian yang berlaku.

Dalam hal proses penyelesaian perselisihan tidak diatur dalam PJBL atau perjanjian, proses penyelesaian perselisihan dilakukan secara musyawarah mufakat. Dalam hal tidak tercapai penyelesaian secara musyawarah mufakat, perselisihan diselesaikan melalui badan arbitrase.

SC 4 Pemrosesan Data Meter

SC 4.1 Pemrosesan data meter pembangkit termasuk EBT intermiten mengikuti langkah berikut:

- a. dalam waktu 2 (dua) hari setelah akhir periode penagihan, pengelola operasi sistem telah memperoleh dan melakukan validasi data meter semua unit pembangkit yang dituangkan dalam berita acara pembacaan meter;
- b. proses verifikasi dan pengesahan berita acara pembacaan meter disepakati PT PLN Batam atau PT PLN (Persero) dengan pengelola pembangkit;
- c. koreksi data transaksi bulan berjalan dapat dilakukan paling lambat tanggal 5 bulan berjalan pukul 16:00. Jika melampaui periode tersebut, koreksi akan diakumulasi pada periode transaksi bulan berikutnya (N+1);
- d. pengelola operasi sistem menyampaikan berita acara transaksi tenaga listrik yang telah ditandatangani kepada pengelola pembangkit paling lambat tanggal 12 bulan berjalan. Semua berita acara dan dokumen pendukung transaksi menjadi dasar pengajuan tagihan kepada PT PLN Batam atau PT PLN (Persero);
- e. jika data meter transaksi tidak lengkap atau terdapat kesalahan, data meter pembanding harus digunakan. Jika data meter pembanding tidak lengkap atau terdapat kesalahan, data meter yang digunakan sesuai dengan prosedur yang diatur dalam Ketentuan Pengukuran (MC 8 – Hal Lain);
- f. pengelola operasi sistem dan pengelola pembangkit menerbitkan berita acara khusus berkaitan dengan koreksi terhadap kesalahan data;
- g. pengelola operasi sistem menyerahkan data rekaman energi impor (energi dari jaringan yang diterima unit pembangkit) kepada pengelola distribusi untuk diperhitungkan dengan menggunakan mekanisme tarif tenaga listrik yang berlaku pada PT PLN Batam atau PT PLN (Persero); dan
- h. semua data meter yang diperoleh serta informasi validasi dan koreksi disimpan dalam basis data yang aman dalam jangka waktu paling singkat 5 (lima) tahun.

- SC 4.2 Pemrosesan Data Meter Konsumen Tenaga Listrik oleh Pengelola Distribusi
- Pengelola distribusi bertanggung jawab atas pemrosesan data meter semua konsumen tenaga listrik. Dalam hal ini, pengelola operasi sistem tidak ikut dalam pemrosesan data terkait penagihan. Proses verifikasi dan validasi pencatatan meter konsumen tenaga listrik untuk keperluan internal PT PLN Batam atau PT PLN (Persero) dilakukan melalui aplikasi secara *online* milik PT PLN Batam atau PT PLN (Persero).
- SC 5 Aplikasi Proses Transaksi Tenaga Listrik
- Pengelola operasi sistem mengembangkan dan mengaplikasikan perangkat lunak proses transaksi tenaga listrik berdasarkan ketentuan PJBL yang harus divalidasi dan diakui oleh pihak yang bertransaksi sebelum diterapkan.
- SC 6 Ketersediaan Data Meter untuk Pihak Lain
- Data meter milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dikategorikan sebagai tidak rahasia (*nonconfidential*) dan tersedia bagi pihak lain atas permintaan. Data yang dapat diminta termasuk:
- jumlah energi listrik yang dijual atau dibeli setiap 30 (tiga puluh) menit;
 - harga rata-rata energi listrik yang dijual atau dibeli; dan
 - data terukur pada setiap titik interkoneksi.
- Permintaan data harus mengikuti prosedur tetap yang berlaku pada PT PLN Batam atau PT PLN (Persero).
- SC 7 Ketentuan Lainnya
- Ketentuan dan prosedur transaksi tenaga listrik yang belum ditetapkan dalam ketentuan ini akan diatur lebih lanjut dalam prosedur tetap transaksi tenaga listrik yang disepakati para pihak yang bertransaksi.

KETENTUAN PENGUKURAN
(METERING CODE – MC)

Ketentuan Pengukuran menjelaskan persyaratan minimum teknis dan operasional untuk meter transaksi yaitu meter utama dan meter pembanding yang harus dipasang oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik pada titik sambung.

MC 1 Kriteria Pengukuran

MC 1.1 Besaran yang Diukur

Meter harus terpasang melalui trafo arus dan trafo tegangan pada setiap titik sambung untuk mengukur besaran:

- a. kWh ekspor;
- b. kWh impor;
- c. kVARh ekspor;
- d. kVARh impor;
- e. kVAh ekspor;
- f. kVAh impor;
- g. tegangan *phase* R, S, T, dan netral;
- h. arus *phase* R, S, T, dan netral;
- i. frekuensi;
- j. faktor daya per *phase*;
- k. daya aktif, reaktif, dan semu; dan
- l. daya kVA maksimum (tidak perlu untuk sambung ke generator).

Arah ekspor menunjukkan aliran energi dari sumber pembangkit ke *grid* atau dari *grid* ke beban.

MC 1.2 Urutan Kanal Rekaman *Load Profile*

Meter terpasang harus mampu mencatat dan merekam besaran energi dan *instantaneous* per interval 15/30/60) menit dengan urutan pengukuran:

- a. kWh ekspor;
- b. kVARh ekspor;
- c. kWh impor;
- d. kVARh impor;
- e. tegangan *phase* R;
- f. tegangan *phase* S;
- g. tegangan *phase* T;
- h. arus *phase* R;
- i. arus *phase* S;
- j. arus *phase* T;
- k. *cosphi* total;
- l. frekuensi;
- m. daya aktif; dan
- n. daya reaktif.

Satuan energi dinyatakan dalam orde kilo, satuan tegangan dalam orde kilo, satuan arus dalam *unity*, satuan *cosphi* <1, satuan frekuensi dalam *unity*, dan satuan daya dalam orde mega.

MC 1.3 Ketelitian

MC 1.3.1 Ketelitian Meter untuk Semua Titik Sambung

Setiap komponen meter harus memenuhi standar ketelitian minimum:

a. Trafo Instrumen

Trafo tegangan harus memiliki ketelitian sesuai dengan kelas 0.2 standar IEC 61869-3 dan IEC 60044-5 atau perubahannya. Trafo arus harus memiliki ketelitian sesuai dengan kelas 0.2 S standar IEC 60044-1 atau perubahannya. Untuk trafo instrumen jenis *combined* menggunakan standar IEC 61869-4 atau perubahannya.

b. Meter kilowatt-hour (kWh *Active Meter*)

Setiap meter kWh harus dari jenis elemen 3 (tiga) arus, *solid state*, 3 (tiga) *phase* 4 (empat) kawat, memiliki registrasi ekspor dan impor, ketelitian kelas 0.2 S, dan memenuhi standar IEC 62053-22 atau perubahannya. Masing-masing meter dilengkapi dengan peralatan yang mendukung pembacaan untuk perekaman jarak jauh (*remote reading*) serta mempunyai fasilitas untuk menyimpan data informasi sesuai dengan MC 2.3.2.2.

c. Meter kiloVAR-hour (kVARh *Reactive Meter*)

Setiap meter kVARh harus dari jenis elemen 3 (tiga) arus, *solid state*, 3 (tiga) *phase* 4 (empat) kawat, memiliki registrasi ekspor dan impor, ketelitian kelas 0.5 S, dan memenuhi standar IEC 62053-23 atau perubahannya. Masing-masing meter dilengkapi dengan peralatan yang mendukung pembacaan untuk perekaman jarak jauh (*remote reading*) serta mempunyai fasilitas untuk menyimpan data dan informasi sesuai dengan MC 2.3.2.2.

d. Meter Daya kVA Maksimum

Setiap meter daya kVA maksimum harus dari jenis elemen 3 (tiga) arus, *multiple tariff*, *solid state* yang memiliki registrasi, ketelitian kelas 0.5 S, dan memenuhi standar IEC 62053-22 atau perubahannya. Masing-masing meter dilengkapi dengan peralatan pulsa untuk transmisi ke suatu alat perekam atau mempunyai fasilitas untuk menyimpan data dan informasi sesuai dengan MC 2.3.2.2.

MC 1.4 Titik Sambung

Meter untuk generator harus mengukur energi neto (setelah *main transformer* atau *step up transformer*).

MC 1.5 Standar Waktu

Semua instalasi meter harus mencatat waktu berdasarkan Waktu Indonesia Barat (WIB). Setiap meter terpasang harus memiliki fasilitas sinkronisasi waktu terhadap GPS atau server (*network time protocol*).

MC 1.6 Ketelitian Perekam Waktu

Batas kesalahan total untuk pencatat waktu meter *demand*:

- a. awal dari setiap periode harus pada waktu standar yang ditetapkan dengan toleransi ± 2 (dua) menit; dan
- b. *programming* ulang atas meter harus dilakukan:
 1. segera, jika terjadi kesalahan waktu mencapai 5 (lima) menit atau lebih; atau

2. dalam waktu 6 (enam) bulan, jika terjadi kesalahan waktu melebihi 2 (dua) menit dan kurang dari 5 (lima) menit.

MC 2 Persyaratan Peralatan Meter

MC 2.1 Meter

Meter pengukur energi aktif dan reaktif untuk impor dan ekspor, baik utama maupun pembanding, harus terpasang pada setiap titik sambung. 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).

Meter transaksi yang terpasang di konsumen tenaga listrik dan pembangkit EBT intermiten harus memiliki fitur perekaman *power quality*.

Meter transaksi yang digunakan harus sesuai dengan spesifikasi teknik dan konfigurasi yang ditentukan oleh pengelola operasi sistem.

MC 2.2 Trafo Instrumen

MC 2.2.1 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memasang paling sedikit 1 (satu) set trafo tegangan dan/atau trafo arus dengan belitan atau inti yang terpisah untuk proteksi dan pengukuran (transaksi). Trafo tersebut sekaligus digunakan untuk meter utama dan meter pembanding. Trafo arus dan trafo tegangan untuk meter utama dan meter pembanding menggunakan belitan atau inti yang terpisah.

MC 2.2.2 Pengelola transmisi, pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik harus menginformasikan setiap penggantian trafo instrumen yang terkait dengan pengukuran (transaksi) ke pengelola operasi sistem. Penggunaan rasio dan kelas trafo instrumen pengganti harus sesuai rekomendasi pengelola operasi sistem.

MC 2.3 Koleksi Data

MC 2.3.1 Perekam Data

MC 2.3.1.1 Periode perekaman bervariasi antara 15/30/60 (lima belas, tiga puluh, atau enam puluh) menit.

MC 2.3.1.2 Meter harus mampu mempertahankan semua data yang direkam dalam hal terjadi kegagalan pasokan daya *auxiliary*-nya (memiliki tipe memori *nonvolatile*).

MC 2.3.2 Komunikasi

MC 2.3.2.1 Setiap meter harus mempunyai kemampuan transfer data elektronik serta dilengkapi dengan *port* komunikasi *ethernet* dan serial yang tersambung dengan jaringan komunikasi *automatic meter reading* (AMR) milik pengelola operasi sistem yang disiapkan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan dapat diakses oleh pengelola operasi sistem atau pemakai jaringan secara otomatis atau *manual remote*.

- MC 2.3.2.2 Dalam hal karena suatu sebab pembacaan dari jauh secara otomatis (*remote reading* atau AMR) atau *manual remote* tidak dapat dilakukan, pengambilan data secara lokal harus dilakukan oleh pengelola operasi sistem, pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik. *Storage* meter yang terpasang harus mampu menampung data paling singkat 3 (tiga) bulan untuk mengantisipasi terjadinya kegagalan *link* komunikasi. Data harian yang di-*download* dari meter harus disimpan dalam *database* khusus pengelola operasi sistem.
- 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 pengelola operasi sistem dan harus terlebih dahulu mendapat persetujuan pengelola operasi sistem.
- MC 2.4 Persyaratan Instalasi
- MC 2.4.1 Meter utama dan meter pembanding harus dipasang sisi neto (setelah *step up transformer*) dalam 1 (satu) lokasi.
- MC 2.4.2 Lemari (*cubicles*) yang memadai harus disediakan untuk meter pada setiap titik sambung. Penyediaan lemari (*cubicles*) harus mendapat persetujuan pengelola operasi sistem. Konstruksinya harus memenuhi standar nasional Indonesia, standar PT PLN (Persero), dan/atau pengelola operasi sistem. Akses lemari meter harus dikunci dan disegel.
- MC 2.4.3 Pasokan daya (*auxilliary*) ke meter harus *continue* (terus-menerus) dengan cara yang disepakati oleh para pihak.
- MC 2.4.4 Setiap peralatan *metering* di konsumen tenaga listrik harus dilengkapi dengan:
- undervoltage relay* atau sarana pendeteksi tegangan untuk memonitor tegangan *phase* masuk ke meter dan memberikan alarm jika terjadi tegangan rendah; atau
 - kwh meter yang digunakan yang dilengkapi fitur *monitoring sag & swell*.
- MC 2.4.5 *Burden* yang sesungguhnya dari trafo arus dan trafo tegangan harus disesuaikan dengan *rating*-nya.
- MC 2.4.6 Drop tegangan harus lebih kecil dari 1% (satu persen).
- MC 2.4.7 Rangkaian tegangan pengukuran ke masing-masing meter utama dan meter pembanding harus terpisah.
- MC 2.4.8 Rangkaian sekunder trafo arus dan trafo tegangan harus langsung tersambung ke terminal meter (tidak tersambung ke peralatan pengukuran lain nontransaksi) dan kabel tegangan harus dilengkapi dengan *screen* atau *marker*.
- MC 2.5 Kepemilikan
- Meter utama disediakan atau dipasang dan dimiliki oleh pihak penjual, sedangkan meter pembanding disediakan atau dipasang dan dimiliki oleh pihak pembeli. Masing-masing pihak harus mengoperasikan dan memelihara meternya.

- MC 2.6 Proses Data Pengukuran (*Metering*) untuk Pembayaran
- MC 2.6.1 Pengelola operasi sistem melakukan manajemen dan pemeliharaan *database* pengukuran (*metering*) yang meliputi seluruh data pengukuran titik sambung. Pengelola operasi sistem harus mengambil data pengukuran secara otomatis atau *remote* dari semua meter pada titik sambung serta menyimpan data tersebut dalam *database* untuk maksud perhitungan jual beli. Dalam hal pengambilan data secara otomatis atau *remote* mengalami kegagalan atau fasilitas belum tersedia, pengelola operasi sistem, pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik harus mengupayakan untuk mendapatkan data secara *download* lokal atau pembacaan lokal untuk selanjutnya dimasukkan ke *database*.
- MC 2.6.2 Pengelola operasi sistem harus menggunakan data pengukuran yang disimpan dalam *database* pada hari pertama bulan berikutnya untuk perhitungan bulan tagihan.
- MC 2.6.3 Data yang digunakan untuk perhitungan tagihan jual beli yaitu rekaman data pada meter utama. Dalam hal diketahui terjadi kesalahan pada meter utama, data yang digunakan yaitu rekaman data pada meter pembanding (parsial atau seluruhnya).
- MC 2.6.4 Jika diketahui terjadi perbedaan pengukuran meter utama dan meter pembanding yang keluar dari kelas akurasi meter namun tidak memungkinkan menentukan meter yang salah atau keduanya salah, data yang digunakan untuk proses perhitungan penagihan harus disepakati oleh kedua belah pihak dan dinyatakan dalam berita acara yang ditandatangani oleh kedua belah pihak.
- MC 3 *Commissioning*
- MC 3.1 Sebelum pemberian tegangan pada titik sambung, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan dokumen peralatan pengukuran atau sistem *metering* kepada pengelola operasi sistem, paling sedikit memuat:
- single line diagram* dan *wiring diagram* yang menunjukkan titik sambung dan peralatan *metering* sesuai yang terpasang;
 - sertifikat awal pengujian dan kalibrasi trafo arus, trafo tegangan, dan meter;
 - perhitungan dan hasil uji drop tegangan pada rangkaian tegangan;
 - perhitungan dan hasil uji *burden* rangkaian meter; dan
 - hasil *continuity test*.
- MC 3.2 Pengelola operasi sistem dan badan atau institusi penguji harus memeriksa dan menguji peralatan pengukuran atau sistem *metering* yang disaksikan oleh perwakilan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik. Pemeriksaan meliputi kesesuaian terhadap Ketentuan Pengukuran dan *best practice* dalam instalasi tenaga listrik.
- MC 3.3 Hasil pengujian dan pemeriksaan harus ditandatangani oleh pihak terkait dan dicantumkan dalam sertifikat yang disahkan oleh badan atau institusi penguji.
- MC 3.4 Pemilik meter harus membayar biaya pengujian peralatan pengukuran atau sistem *metering* miliknya.

- MC 4 Pengujian Setelah *Commissioning*
- MC 4.1 Pengujian Periodik
- MC 4.1.1 Setelah *commissioning*, peralatan meter harus diperiksa dan diuji oleh lembaga inspeksi teknis yang terakreditasi menggunakan standar nasional Indonesia, standar IEC, dan/atau standar PT PLN (Persero) dengan interval waktu sebagai berikut:
- a. trafo arus dan trafo tegangan pada saat pertama kali dioperasikan; dan
 - b. peralatan pengukuran atau sistem *metering* setiap 5 (lima) tahun.
- MC 4.1.2 Biaya pengujian periodik peralatan meter ditanggung oleh pemilik meter.
- 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 ditemukan.
- MC 4.2.2 Jika pemilik meter setuju untuk mengadakan kalibrasi ulang, kalibrasi ulang harus dilaksanakan oleh badan atau institusi pengujian yang terakreditasi yang disepakati oleh kedua belah pihak.
- MC 4.2.3 Dalam hal hasil pengujian kalibrasi ulang menunjukkan kondisi meter sesuai dengan standar kelasnya, badan atau institusi pengujian harus menerbitkan sertifikat kalibrasi. Dalam hal tidak mungkin dilakukan kalibrasi ulang, badan atau institusi pengujian harus membuat laporan pengamatan dan merekomendasikan tindak lanjut.
- MC 4.2.4 Pengujian disaksikan oleh pengelola operasi sistem, pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik. Laporan resmi pengujian dibuat dan ditandatangani oleh pihak terkait.
- MC 4.2.5 Dalam hal kalibrasi ulang tidak mungkin dilakukan karena kerusakan sehingga meter harus diganti, meter tersebut harus diganti atas tanggungan pemilik meter.
- MC 4.2.6 Pembayaran pengujian diatur sebagai berikut:
- a. dalam hal hasil uji awal menunjukkan meter tersebut sesuai dengan standar kelasnya, pihak yang meminta pengujian yang membayar biaya pengujian; atau
 - b. dalam hal hasil uji awal menunjukkan meter tersebut memerlukan kalibrasi ulang, pemilik meter yang membayar biaya pengujian.
- MC 5 Segel dan *Programming* Ulang
- Setelah pelaksanaan pengujian peralatan meter, pengelola operasi sistem, pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik segera memasang segel dengan identifikasi yang jelas.
- Pemutusan segel oleh salah satu pihak hanya dapat dilakukan berdasarkan izin pihak lain.

Programming ulang meter hanya dapat dilakukan oleh pemilik meter dengan dihadiri pihak lain.

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

MC 6 Pemeriksaan Data Meter dan Peralatan

MC 6.1 Hak Akses ke Data dalam Meter

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik berhak mengakses data pengukuran dalam *database* elektronik atau di kantor pengelola operasi sistem.

MC 6.2 Akses ke Peralatan *Metering*

Pemilik peralatan meter harus menyediakan akses bagi pengelola operasi sistem, pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik untuk verifikasi kesesuaian peralatan meter dengan Ketentuan Pengukuran, serta menyaksikan pengujian, membaca register, dan/atau memeriksa segel.

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dilarang melakukan kegiatan yang dapat memengaruhi operasi meter, kecuali diperlukan untuk memenuhi tanggung jawab sesuai dengan *Grid Code*.

MC 6.3 Akses dan Pemeriksaan

Bagian ini menjelaskan beberapa kondisi sebagai berikut:

- a. pengelola operasi sistem dapat memasuki fasilitas milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik untuk maksud pelaksanaan inspeksi dan pengujian;
- b. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dapat memasuki fasilitas milik pengelola transmisi; dan
- c. pengaturan prosedur dan kegiatan dalam memasuki fasilitas suatu pihak dan pelaksanaan inspeksi.

MC 6.4 Hak Memeriksa

Setiap kegiatan pemeriksaan harus melibatkan pengelola transmisi sebagai pemilik jaringan. Lingkup pemeriksaan ini meliputi (tidak termasuk pemeriksaan meter untuk penertiban aliran listrik di pelanggan):

- a. bagian ini memberikan hak kepada pengelola operasi sistem untuk memeriksa setiap peralatan meter milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik atau sebaliknya yang peralatan meternya tersambung dengan *grid* dan untuk memeriksa setiap peralatan meter pihak lain pada titik sambung;
- b. jika salah satu pihak merasa yakin bahwa pihak lain tidak memenuhi ketentuan *Grid Code* dan hal tersebut merugikan atau diduga merugikan, pihak yang bersangkutan dapat meminta inspeksi atau pemeriksaan atas peralatan meter yang dicurigai;
- c. jika salah satu pihak mengusulkan pemeriksaan peralatan meter milik pihak lain, pihak yang bersangkutan harus memberitahukan maksudnya kepada pihak lain, paling lambat 5 (lima) hari kerja sebelum pelaksanaan pemeriksaan;
- d. agar pemberitahuan dalam huruf c berlaku, pemberitahuan harus dilengkapi dengan informasi:

1. nama wakil yang akan melakukan pemeriksaan atas nama pihak pemeriksa;
 2. waktu mulai pelaksanaan pemeriksaan dan perkiraan waktu berakhirnya pemeriksaan; dan
 3. ketidaksesuaian peralatan meter dengan Ketentuan Pengukuran yang menjadi objek pemeriksaan;
- e. pihak yang diperiksa harus menunjuk personel yang berkompeten untuk mendampingi wakil pihak pemeriksa yang akan memasuki fasilitasnya;
 - f. pihak yang memeriksa harus memastikan bahwa pemeriksaan yang akan dilakukan hanya sesuai kebutuhan dan tidak lebih dari 24 (dua puluh empat) jam;
 - g. pihak yang memeriksa harus memastikan bahwa wakil yang ditunjuk mampu melakukan pemeriksaan; dan
 - h. biaya pemeriksaan ditanggung oleh pihak yang mengusulkan pemeriksaan, kecuali ditemukan kesalahan sehingga yang menanggung biaya pemeriksaan adalah pihak yang diperiksa.

MC 7 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 pengelola operasi sistem, pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik terkait.

MC 7.2 Perubahan Data *Metering*

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dilarang melakukan perubahan terhadap data orisinal yang disimpan dalam peralatan meter, kecuali selama pelaksanaan pengujian ketelitian di lapangan.

MC 7.3 Proteksi *Password* dalam Data *Metering*

Data yang disimpan dalam *database* harus diproteksi dengan *password* terhadap akses elektronik langsung, lokal, dan *remote* oleh pihak yang tidak berhak. Pengelola operasi sistem selaku manajer *database* harus memonitor akses ke *database* untuk memastikan bahwa semua data terproteksi terhadap pihak yang tidak berhak.

MC 8 Hal Lain

Hal lain yang bersifat teknik operasional yang secara rinci belum diatur dalam *Grid Code* akan diatur dalam prosedur tetap *metering* yang dibuat oleh pengelola operasi sistem, pengelola transmisi, dan pengelola pembangkit.

KETENTUAN KEBUTUHAN DATA
(DATA REQUIREMENT CODE – DRC)

Ketentuan Kebutuhan Data merangkum kebutuhan data teknis detail yang dibutuhkan oleh pengelola operasi sistem dari pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, termasuk pengelola pembangkit dan pengelola distribusi. Pengelola operasi sistem memerlukan data teknis detail untuk mengevaluasi kesesuaiannya dengan berbagai standar operasi dan teknis yang ditentukan dalam *Grid Code* guna meyakinkan keamanan, keandalan, dan efisiensi operasi sistem.

DRC 1 Kebutuhan Data Spesifik

Kebutuhan data utama meliputi:

- a. Data Desain Unit Pembangkit
Data ini menjelaskan kebutuhan data desain teknis setiap unit pembangkit, 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* sesuai Tabel 22 (Data Desain Unit Pembangkit) dan Tabel 23 (Data Pengujian/Pengukuran Parameter Dinamik Pembangkit).
Data ini harus diisi oleh pengelola pembangkit dengan ketentuan:
 1. pengelola pembangkit dengan kapasitas pembangkit ≥ 5 (lima) MW mengisi Tabel 22 dan Tabel 23; dan
 2. pengelola pembangkit dengan kapasitas pembangkit < 5 (lima) MW mengisi Tabel 22.
- b. Data *Setting* Unit Pembangkit
Data ini mencakup data *setting* unit pembangkit, termasuk *setting* proteksi, data kontrol, dan *setting* peralatan kontrol untuk setiap unit pembangkit sesuai Tabel 24 (Data *Setting* Unit Pembangkit).
Data ini harus diisi oleh seluruh pengelola pembangkit.
- c. Parameter Respons Unit Pembangkit
Data ini mencakup parameter respons unit pembangkit, seperti kemampuan *output* normal, pemberitahuan waktu sinkronisasi, waktu terakhir pengeluaran dari operasi, fleksibilitas unit pembangkit, kecepatan perubahan pembebanan, parameter regulasi, dan ketelitian dalam memenuhi target *dispatch* sesuai Tabel 25 (Parameter Respons Unit Pembangkit).
Data ini harus diisi oleh seluruh pengelola pembangkit.
- d. Data Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik
Data ini menunjukkan data instalasi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik (fasilitas dan peralatan) yang tersambung ke *grid*, termasuk *rating* tegangan, koordinasi isolasi, *rating* arus, pembumian, kontribusi arus hubung singkat ke *grid*, dan kemampuan pembebanan sesuai Tabel 26 (Data Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik).
Data ini harus diisi oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

- e. Data *Setting* Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik
Data ini meliputi data *setting* instalasi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, seperti data proteksi, data kontrol perubahan *tap*, dan kontrol kompensasi daya reaktif sesuai Tabel 27 (Data *Setting* Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik). Data ini harus diisi oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.
- f. Karakteristik Beban pada Titik Sambung
Data ini mencakup detail data beban pada titik sambung, termasuk proyeksi kebutuhan daya aktif dan reaktif dan karakteristik beban seperti fluktuasi beban dan respons dinamik terhadap perubahan tegangan dan frekuensi sesuai Tabel 28 (Karakteristik Beban pada Titik Sambung). Data ini harus diisi oleh pengelola distribusi dan konsumen tenaga listrik.

DRC 2 Prosedur Penyampaian Data atas Permintaan Pengelola Operasi Sistem

DRC 2.1 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan data yang dibutuhkan sesuai dengan pembagian dalam DRC 1 (Kebutuhan Data Spesifik). Format struktur data tersebut merupakan pola standar untuk penyampaian data. Format tersebut digunakan untuk penyampaian data tertulis kepada pengelola operasi sistem.

DRC 2.2 Nama personel yang ditunjuk oleh manajemen untuk menyampaikan data harus dinyatakan secara tertulis.

DRC 2.3 Dalam hal tersedia saluran data (*data link*) komputer antara pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan pengelola operasi sistem, data dapat disampaikan melalui fasilitas tersebut. Dalam hal ini, pengelola operasi sistem harus menyediakan folder pada jaringan komputer untuk memasukkan semua data milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik sesuai dengan DRC 1 (Kebutuhan Data Spesifik).

DRC 2.4 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dapat meminta pengelola operasi sistem untuk menyetujui penggunaan cara lain pengiriman data, seperti seperti *flashdisk* atau surat elektronik jika saluran data (*data link*) komputer terganggu atau belum tersedia.

DRC 2.5 Perubahan atas Data Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Dalam hal pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik menyadari terjadinya perubahan data suatu peralatan yang sudah tercatat pada pengelola operasi sistem, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memberitahukan kepada pengelola operasi sistem sesuai dengan prosedur dan waktu yang telah ditentukan dalam *Grid Code*.

DRC 3 Data yang Tidak Disampaikan

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan data sesuai dengan Ketentuan Kebutuhan Data. Dalam hal pelaku usaha atau pemakai jaringan dan

konsumen tenaga listrik tidak menyampaikan data yang diperlukan, pengelola operasi sistem membuat data estimasi. Tindakan tersebut tidak melepaskan tanggung jawab pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik untuk segera menyampaikan data yang sesungguhnya (*actual data*) yang dibutuhkan, kecuali jika pengelola operasi sistem setuju secara tertulis bahwa data yang sesungguhnya (*actual data*) tidak diperlukan.

Tabel 22. Data Desain Unit Pembangkit

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis
---------	---------	--------	------	-------

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

Data		Satuan	Nilai
No.	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 Reaktif (<i>Output</i>) <i>Rated</i>	MVAR	
1.1.7	Beban Minimum	MW	
1.1.8	Konstanta <i>Inertia Turbo Generator Rated</i>	MW-sec	
1.1.9	Rasio Hubung Singkat	kA	
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/ <i>Resistances</i>		
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 Pembumian R_e	per unit	
1.3	Reaktansi/ <i>Reactances (Unsaturated)</i>		
1.3.1	Reaktansi <i>Direct Axis Synchronous</i> X_d	per unit	
1.3.2	Reaktansi <i>Direct Axis Transient</i> X_d'	per unit	
1.3.3	Reaktansi <i>Direct Axis Subtransient</i> X_d''	per unit	
1.3.4	Reaktansi <i>Quad Axis Synchronous</i> X_q	per unit	
1.3.5	Reaktansi <i>Quad Axis Transient</i> X_q'	per unit	
1.3.6	Reaktansi <i>Quad Axis Subtransient</i> X_q''	per unit	
1.3.7	Reaktansi Kebocoran Stator	per unit	
1.3.8	Reaktansi Urutan Nol X_0	per unit	
1.3.9	Reaktansi Urutan Negatif X_2	per unit	
1.3.10	Reaktansi <i>Potier</i> X_{pot}	per unit	
1.3.11	Reaktansi Pembumian X_e	per unit	
1.4	Reaktansi/ <i>Reactance (Saturated)</i>		
1.4.1	Reaktansi <i>Direct Axis Sinkron</i> X_{dsat}	per unit	
1.4.2	Reaktansi <i>Direct Axis Subtransient</i> $X_d''sat$	per unit	
1.5	Daya Bruto (<i>Rated</i>) MW		
1.5.1	1.0 PU <i>Saturation Parameter</i>	per unit	
1.5.2	1.2 PU <i>Saturation Parameter</i>	per unit	
1.6	Konstanta Waktu (<i>Unsaturated</i>)		
1.6.1	<i>Direct Axis Short Circuit Transient</i> T_d'	sec	
1.6.2	<i>Direct Axis Short Circuit Subtransient</i> T_d''	sec	
1.6.3	<i>Quad Axis Short Circuit Transient</i> T_q'	sec	
1.6.4	<i>Quad Axis Short Circuit Transient</i> T_q''	sec	

Data		Satuan	Nilai		
No.	Deskripsi		1	2	3
1.7	Trafo Generator (<i>Step Up</i>)		1	2	3
1.7.1	Jumlah Belitan				
1.7.2	<i>Rated MVA</i> Setiap Belitan	MVA			
1.7.3	Tegangan Utama <i>Tap Rated</i>	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 <i>Tap</i>	kV			
1.7.9	Tegangan Maksimum <i>Tap</i>	kV			
1.7.10	Jenis <i>Tap Change (on Load/off Load)</i>				
1.7.11	<i>Tap Changer Cycle Time</i>	sec			
1.8	Kemampuan Reaktif (pada Terminal)				
1.8.1	Daya Reaktif <i>Lagging</i> pada Kapasitas <i>Rated</i>	MVAR			
1.8.2	Daya Reaktif <i>Lagging</i> pada Pembangkitan Minimum	MVAR			
1.8.3	Daya Reaktif <i>Lagging</i> Sesaat	MVAR			
1.9	Karakteristik Peralatan Eksitasi				
1.9.1	Tegangan Medan pada <i>Rated MVA</i> dan Faktor Daya, <i>Rated</i> Tegangan Terminal, dan RPM	per unit			
1.9.2	Tegangan Medan Maksimum Efdmx	per unit			
1.9.3	Tegangan Medan Minimum Efdmx	per unit			
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 Vsp</i>	per unit			
1.9.9	<i>Regulator Input Filter Time Constant Tvm</i>	sec			
1.9.10	<i>Regulator Integration Time Constant</i>	sec			
1.9.11	<i>Regulator Amplifier Time Constant Tvs</i>	sec			
1.9.12	<i>Maximum Internal Voltage Regulator Signal Urma</i>	per unit			
1.9.13	<i>Minimum Internal Voltage Regulator Signal Urmin</i>	per unit			
1.9.14	<i>Regulator Stabilizing Gain Vss</i>	per unit			
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>	per unit			
1.9.18	<i>Excitation Time Constant Terr</i>	sec			
1.9.19	<i>Excitation Saturation Constant 1 Aerr</i>	per unit			
1.9.20	<i>Excitation Saturation Constant 2 Berr</i>	per unit			
1.9.21	<i>Regulator Time Constant Ta</i>	sec			
1.9.22	<i>Coefficient of Ceiling Regulator Voltage to Terminal Voltage Kc</i>	per unit			
1.9.23	<i>Voltage Gain from Shunt Self Excitation Kp</i>	per unit			
1.10	<i>Power System Stabilizer</i>				
1.10.1	<i>PSS Gain for Mechanical Speed Input Signal Kaom</i>	per unit			
1.10.2	<i>Time Constant for Mechanical Speed Measurement Taom</i>	sec			
1.10.3	<i>PSS Gain for Electrical Frequency Measurement Kafe</i>				
1.10.4	<i>Time Constant for Electrical Frequency Measurement Tafe</i>	sec			
1.10.5	<i>PSS Gain for Electrical Power Input Signal Kape</i>	per unit			
1.10.6	<i>Time Constant for Electrical Power Measurement Kape</i>	sec			
1.10.7	<i>PSS Gain for Terminal Voltage Input Signal</i>	per unit			
1.10.8	<i>Time Constant for Terminal Voltage Measurement Tauv</i>	sec			
1.10.9	<i>Steady State PSS Gain Kpss</i>	per unit			
1.10.10	<i>PSS Gain for Turbine Torque Input Signal Ktrg</i>	per unit			

Data		Satuan	Nilai
No.	Deskripsi		
1.10.11	<i>PSS Gain for Valve Position Input Signal Kayt</i>	per unit	
1.10.12	<i>Time Constant for Valve Position Measurement Tayt</i>	sec	
1.10.13	<i>Stabilizing Time Constant</i>	Tss	
1.10.14	<i>Water Hammer Filter Time Constant Tw</i>	Tw	
1.10.15	<i>Output Signal Magnitude Limit Upsmx</i>	per unit	
1.11	<i>Unit Governor</i>		
1.11.1	<i>Time Constant for Electrical Power Transducer Tp</i>	sec	
1.11.2	<i>Frequency Shifted Power Controller Static Droop bpf</i>	%	
1.11.3	<i>Frequency Shifted Power Controller Transient Droop bpf</i>	%	
1.11.4	<i>Time Constant Tdf</i>	sec	
1.11.5	<i>Power Controller Gain Kf</i>	per unit	
1.11.6	<i>Power Controller Integration Time Constant Tip</i>	sec	
1.11.7	<i>Speed Controller Static Drop bp</i>	%	
1.11.8	<i>Speed Controller Transient Drop bp</i>	%	
1.11.9	<i>Regulator Time Constant (Pilot Value) Tr</i>	sec	
1.11.10	<i>Main Servo Dead Band Dband</i>	per unit	
1.11.11	<i>Main Servo Time Constant Ty</i>	sec	
1.11.12	<i>Main Servo Maximum Opening Time Tyo</i>	sec	
1.11.13	<i>Main Servo Maximum Closing Time Tyc</i>	sec	
1.11.14	<i>Maximum Main Servo Position Ytmax</i>	per unit	
1.11.15	<i>Valve Characteristic Yyt</i>	%	
1.11.16	<i>Electrical Frequency/Speed Input Signal Switch ippco</i>		
1.11.17	<i>Power Set Point Integration Time grdpu</i>	sec	
1.11.18	<i>SCO – Participation Factor bpace</i>	per unit	
1.11.19	<i>Pilot Value Opening Time (Hidro) Tro</i>	sec	
1.11.20	<i>Pilot Value Closing Time (Hidro) Trc</i>	sec	
1.11.21	<i>Speed Controller Input Filter Time Constant Tm</i>	sec	
1.11.22	<i>Power Controller Input Filter Time Constant Tp</i>	sec	
1.11.23	<i>Temperature Speed Dependency alft</i>	...	
1.11.24	<i>Temperature Input Filter Time Constant Tvr</i>	sec	
1.11.25	<i>Temperature Controller Amplification Gain Kt</i>	per unit	
1.11.26	<i>Temperature Controller Integration Time Constant Tit</i>	sec	
1.11.27	<i>Speed Power Controller Amplification Gain Vr</i>	per unit	
1.11.28	<i>Speed Power Controller Time Constant Tn</i>	sec	
1.12	<i>Unit Governor</i>		
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	<i>Prime Mover</i>		
1.13.1	<i>High Pressure Turbine Time Constant (GT) Thp</i>	sec	
1.13.2	<i>First Reheater Time Constant tip</i>	sec	
1.13.3	<i>Second Reheater Time Constant Tlp</i>	sec	
1.13.4	<i>High Pressure Turbine Ratio alfhp</i>	per unit	
1.13.5	<i>Low Pressure Turbine Ratio alfhp</i>	per unit	
1.13.6	<i>Boiler Capacity Time Constant</i>	sec	
1.13.7	<i>Heat Transfer Time Constant Tkes</i>	sec	
1.13.8	<i>Fuel Controller Amplification Kmbr</i>	per unit	
1.13.9	<i>Fuel Controller Integration Time Constant Kmbr</i>	sec	
1.13.10	<i>Water Starting Time Constant (Hidro) TW</i>	sec	
1.13.11	<i>Half Reflexion Time of Pressure Tube (Hidro) TI</i>	sec	
1.13.12	<i>Allievi Constant Zw (Hidro) Zw</i>		

Data		Satuan	Nilai
No.	Deskripsi		
1.13.13	<i>Initial Water Pressure (Hidro) Ho</i>	per unit	
1.13.14	<i>Turbine Water Flow Dependency to Mechanical Speed komwp</i>	per unit	
1.13.15	<i>Dynamic Pressure Losses (Hidro) rbdyn</i>	per unit	
1.13.16	<i>Static Pressure Losses (Hidro) rbsta</i>	per unit	
1.13.17	<i>Water Flow for Point Wip 1 (min) (Hidro) Wqmin</i>	per unit	
1.13.18	<i>Water Flow for Point Wip 5 (max) (Hidro) Wqmax</i>	per unit	
1.13.19	<i>Turbine Efficiency (Hidro) wip</i>	%	
Data		Format Penyimpanan	
No.	Deskripsi		
1.14	<i>Charts</i>		
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>	teks, diagram	
1.15.2	<i>Vector Group</i>	diagram	
1.15.3	<i>Earthing Arrangement</i>	teks, diagram	
1.16	<i>Reactive Capability (di Terminal Generator)</i>		
1.16.1	<i>Overload at Rated Capacity</i>	diagram as a function of time	
1.17	Eksitasi (<i>Excitation</i>)		
1.17.1	<i>Generator and Exciter Saturation Characteristic</i>	diagram 50-120% teg. rated	
1.17.2	<i>Dynamic Characteristics of Overexcitation Limiter</i>	teks, block diagram	
1.17.3	<i>Dynamic Characteristics of Underexcitation Limiter</i>	teks, block diagram	
Data		Satuan	Nilai
No.	Deskripsi		
1.18	<i>Power Plant Technical Data</i>		
1.18.1	Tegangan pada Titik Sambung	kV	
1.18.2	Kapasitas Maksimum Total Sentral	MW	
1.18.3	Injeksi Arus Maksimum Hubung Singkat Simetris 3 (Tiga) Phase	kA	
1.18.4	Injeksi Arus Maksimum Hubung Singkat Tidak Simetris 3 (Tiga) Phase	kA	
1.18.5	Impedansi Minimum Urutan Nol Generator	per unit	
1.18.6	Impedansi Minimum Urutan Negatif Generator	per unit	

Selain itu, harus disampaikan *single line* diagram setiap titik sambung, baik untuk pusat pembangkit maupun untuk masing-masing unit pembangkit.

Tabel 23. Data Pengujian/Pengukuran Parameter Dinamik Pembangkit

Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan/Konsumen Tenaga Listrik	Titik Sambung	Lokasi

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

Data		Simbol	Nilai Desain	Nilai Ukur/Uji	Satuan
Item	Deskripsi				
1.1	Generator				
1.1.1	<i>Rated Capacity</i>	S	teks	teks	MVA
1.1.2	<i>Rated Voltage</i>	V	teks	teks	kV
1.1.3	<i>Rated Current</i>	I	teks	teks	A

Data		Simbol	Nilai Desain	Nilai Ukur/Uji	Satuan
Item	Deskripsi				
1.1.4	<i>Power Factor</i>	PF	teks	teks	
1.1.5	<i>Speed</i>	N	teks	teks	RPM
1.1.6	<i>Exciter Voltage</i>	Ve	teks	teks	V
1.1.7	<i>Rotor Current</i>	Ir	teks	teks	A
1.2	<i>Generator Impedance Data</i>				
1.2.1	<i>Synchronous Direct Axis Reactance Unsaturated</i>	Xdi	teks	teks	Pu/ohm
1.2.2	<i>Synchronous Quadrature Axis Reactance Unsaturated</i>	Xqi	teks	teks	Pu/ohm
1.2.3	<i>Transient Direct Axis Reactance Unsaturated</i>	X'di	teks	teks	Pu/ohm
1.2.4	<i>Transient Quadrature Axis Reactance Unsaturated</i>	X'qi	teks	teks	Pu/ohm
1.2.5	<i>Subtransient Direct Axis Reactance Unsaturated</i>	X"di	teks	teks	Pu/ohm
1.2.6	<i>Subtransient Quadrature Axis Reactance Unsaturated</i>	X"qi	teks	teks	Pu/ohm
1.2.7	<i>Leakage Reactance</i>	Xl	teks	teks	Pu/ohm
1.2.8	<i>Positive Sequence Resistance</i>	Ra	teks	teks	Pu/ohm
1.3	<i>Combined Turbine Generator Exciter Inertia</i>				
1.3.1	<i>Inertia Constant</i>	H	teks	teks	
1.4	<i>Open Circuit Saturation</i>				
1.4.1	<i>Saturation at 1.0 pu Generator Voltage</i>	S1.0	teks	teks	
1.4.2	<i>Saturation at 1.2 pu Generator Voltage</i>	S1.2	teks	teks	
1.4.3	<i>Open Circuit Saturation Curve</i>		graph	graph	
1.5	<i>Other Data</i>				
1.5.1	<i>Generator Open Circuit Saturation Curve with Air Gap Line</i>		graph	graph	
1.5.2	<i>Air Gap Field Current at Rated Generator Voltage</i>		teks	teks	A
1.5.3	<i>Field Winding Resistance</i>	Rf	teks	teks	Ohms
1.5.4	<i>Field Winding Temperature or Generator Hot Air/Gas Temperature at Which the Field Winding Resistance</i>		teks	teks	°C
1.6	<i>Sistem Eksitasi dan AVR</i>				
1.6.1	<i>Tipe Eksitasi (antara lain Static, AC Rotating, Brushless, dan DC Gen)</i>			teks	
1.6.2	<i>Pabrikan Sistem Eksitasi</i>			teks	
1.6.3	<i>Foto Nameplate Sistem Eksitasi</i>			graph	
1.6.4	<i>Voltage Regulator Type</i>			teks	
1.6.5	<i>Voltage Regulator Manufacturer</i>			teks	
1.6.6	<i>Block Diagram Model of Excitation and Voltage Regulator</i>			graph	
1.7	<i>Line Drop Compensation</i>				
1.7.1	<i>Line Drop Compensation (Enable/Disable)</i>			teks	
1.7.2	<i>Value Setting in pu (Rated to Machine)</i>			teks	pu
1.8	<i>Power System Stabilizer</i>				
1.8.1	<i>PSS Type</i>			teks	
1.8.2	<i>PSS Manufacturer</i>			teks	
1.8.3	<i>Block Diagram Model of PSS</i>			graph	
1.9	<i>Overexcitation Limiter</i>				
1.9.1	<i>OEL Type (Static, AC Rotating, Brushless, DC Generator, etc)</i>			teks	

Data		Simbol	Nilai Desain	Nilai Ukur/Uji	Satuan
Item	Deskripsi				
1.9.2	<i>OEL Manufacturer</i>			teks	
1.9.3	<i>OEL Time Characteristics (Definite Time, Inverse Time) and Pickup vs Time Characteristic Curve</i>			graph	
1.9.4	<i>OEL Actions (e.g Reduce Field Current Below Continuous Current Rating, Trip Voltage Regulator Into Manual Field Current Control, Trip the Generator)</i>			teks	
1.9.5	<i>Block Diagram Model of OEL</i>			graph	
1.10	<i>Underexcitation Limiter</i>				
1.10.1	<i>Information of UEL</i>			teks	
1.10.2	<i>UEL Type (Conventional or Voltage Sensitive, PQ Limiter, etc)</i>			teks	
1.10.3	<i>UEL Actions (e.g. Reduce Field Current Below Continuous Current Rating, Trip Voltage Regulator Into Manual Field Current Control, Trip the Generator)</i>			teks	
1.10.4	<i>Limit Setting (Curve of Real and Reactive Power)</i>			gambar	
1.11	<i>Turbine Governor Data</i>				
1.11.1	<i>Turbine Type (Hidro)</i>			teks	
1.11.2	<i>Turbine Type (Gas)</i>			teks	
1.11.3	<i>Turbine Type (Steam)</i>			teks	
1.11.4	<i>Turbine Manufacturer</i>			teks	
1.12	<i>Power System Dynamics Model (Please Include Name of Model, Standard in One Enclosed Report)</i>				
1.12.1	<i>Governor Model</i>		graph	software	
1.12.2	<i>Exciter Model</i>		graph	software	
1.12.3	<i>PSS Model</i>		graph	software	

Tabel 24. Data Setting Unit Pembangkit

Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan/Konsumen Tenaga Listrik	Titik Sambung	Lokasi

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

Data		Format Penyampaian
Item	Deskripsi	
1.1	<i>Setting Proteksi</i>	
1.1.1	<i>Kehilangan Medan (Loss of Field)</i>	teks
1.1.2	<i>Penguatan Kurang (Underexcitation)</i>	teks, diagram
1.1.3	<i>Penguatan Lebih (Overexcitation)</i>	teks, diagram
1.1.4	<i>Overfluxing (V/Hz)</i>	teks, diagram
1.1.5	<i>Differential</i>	teks
1.2	<i>Control Data</i>	
1.2.1	<i>Detail dari Rangkaian Penguatan (Excitation Loop) yang Diuraikan dalam Bentuk Block Diagram, Menunjukkan Transfer Functions Masing-Masing Elemen Individual dan Unit Pengukur (Measurement Units)</i>	diagram
1.3	<i>Control Devices Settings</i>	
1.3.1	<i>Pembatas Penguatan Lebih (Overexcitation Limiter)</i>	teks, diagram
1.3.2	<i>Overfluxing Limiter (V/H)</i>	teks, diagram
1.3.3	<i>Pembatas Penguatan Kurang (Underexcitation Limiter)</i>	teks, diagram
1.3.4	<i>Manual Restrictive Limiter (if Fitted)</i>	teks
1.3.5	<i>Kompensasi Load Drop/Pembagian VAR</i>	teks, function

Data		Format Penyampaian			
Item	Deskripsi				
1.3.6	Model Dinamik dari Poros Turbin/Generator dalam Bentuk <i>Lumped Element</i> , Menunjukkan Komponen Inersia, <i>Damping</i> , dan <i>Shaft Stiffness</i>				
<i>Data Requirement for Generator and Grid Relay Coordination</i>					
Pemilik		Sentral	Lokasi	Unit	Jenis
IP					
Data		Format Penyampaian			
Item	Deskripsi				
2.1	<i>Single Line Diagram</i>				
2.1.1	<i>Power Plant's Single Line Diagram</i>			<i>graphical data</i>	
2.1.2	<i>Protection's Single Line Diagram</i>			<i>graphical data</i>	
2.1.3	<i>Tripping Logic Diagram</i>			<i>graphical data</i>	
2.2	Generator				
2.2.1	<i>Load Capability Curve</i>			<i>graphical data</i>	
2.2.2	<i>Area of Underexcitation/Minimum Excitation Limiter in the R – X or P – Q Diagram</i>			<i>graphical data</i>	
2.2.3	<i>Generator Capability Due to Overexcitation (V/Hz) Condition</i>			<i>graphical data</i>	
2.2.4	<i>Generator Capability Due to Overfrequency/Underfrequency Condition</i>			<i>graphical data</i>	
Data			Satuan	Nilai	
Item	Deskripsi				
3.1	Data Generator				
3.1.1	<i>Protection Calculation Note</i>				
3.1.2	<i>Inertia Constant</i>		H		
3.1.3	<i>Nominal Voltage Generator</i>		kV		
3.1.4	<i>Capacity</i>		MVA		
3.1.5	<i>Power Factor</i>		pf		
3.1.6	<i>Generator Connection</i>				
3.1.7	<i>Direct Synchronous Reactance (Xd)</i>		per unit		
3.1.8	<i>Direct Transient Reactance (X'd)</i>		per unit		
3.1.9	<i>Direct Subtransient Reactance (X''d)</i>		per unit		
3.1.10	<i>Negative Sequence Reactance (X2)</i>		per unit		
3.1.11	<i>Negative Sequence Resistance (r2)</i>		per unit		
3.1.12	<i>Zero Sequence Reactance (X0)</i>		per unit		
3.1.13	<i>Zero Sequence Resistance (r0)</i>		per unit		
3.1.14	<i>Number of Pole</i>		<i>pole</i>		
3.1.15	<i>Quadrature Synchronous Reactance (Xq)</i>		per unit		
3.1.16	<i>Quadrature Transient Reactance (X'q)</i>		per unit		
3.1.17	<i>Quadrature Subtransient Reactance (X''q)</i>		per unit		
3.2	NGR				
3.2.1	<i>Protection Calculation Note</i>				
3.2.2	<i>Impedance</i>		Ohms		
3.2.3	<i>Nominal Current NGR</i>		Amps		
3.2.4	<i>Continous Current NGR</i>		Amps		
3.2.5	<i>Continous Time</i>		second		
3.3	Data Generator Transformer				
3.3.1	<i>Protection Calculation Note</i>				
3.3.2	<i>Power</i>		MVA		
3.3.3	<i>Voltage</i>		kV		
3.3.4	<i>Vektor Group</i>				
3.3.5	<i>Impedance</i>		per unit		
3.3.6	<i>AVR</i>				
3.3.7	<i>Step AVR</i>		step		
3.3.8	<i>X/R Ratio</i>				

Harus disampaikan *single line* diagram setiap titik sambung, baik untuk pusat pembangkit maupun untuk masing – masing unit pembangkit.

Tabel 25. Parameter Respons Unit Pembangkit

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis
---------	---------	--------	------	-------

Data berikut ini harus disampaikan:

Data		Satuan	Nilai
No.	Deskripsi		
1.1	Kemampuan <i>Output</i>		
1.1.1	Beban Penuh Normal	MW	
1.1.2	Beban Minimum Normal	MW	
1.1.3	Beban Minimum yang Dapat Dipertahankan (pada Tekanan <i>Rated Boiler</i> untuk Unit Pembangkit Termal)	MW	
1.2	Kemampuan <i>Output</i> Keadaan Darurat		
1.2.1	Tambahan Daya <i>Output</i>	MW	
1.2.2	Pengurangan MVAR untuk Tambahan MW <i>Output</i>	MVAR	
1.2.3	Keperluan Pemberitahuan	menit	
1.2.4	Periode Waktu Minimum untuk Pembatalan	menit	
1.3	Pemberitahuan untuk Sinkronisasi		
1.3.1	Setelah Jam Keluar	menit	
1.3.2	Setelah Jam Keluar	menit	
1.3.3	Setelah Jam Keluar	menit	
1.4	Waktu Tercepat untuk Sinkronisasi		
1.4.1	Senin	xxx jam	
1.4.2	Selasa sampai dengan Jumat	xxx jam	
1.4.3	Sabtu	xxx jam	
1.5	Waktu Tercepat Pengeluaran Unit Pembangkit		
1.5.1	Senin sampai dengan Kamis	xxx jam	
1.5.2	Jumat	xxx jam	
1.5.3	Sabtu dan Minggu	xxx jam	
1.6	<i>Flexibility</i>		
1.6.1	Minimum Waktu <i>Shutdown</i> Unit Pembangkit	menit	
1.6.2	Batasan <i>Shutdown</i> (<i>Maximum Number Per Day</i>)	No./day	
1.7	Kecepatan Perubahan Beban		
1.7.1	Setelah Jam Keluar:		
	- Sinkronisasi ke..... MW	MW/min	
	- MW ke MW	MW/min	
	- MW ke Beban Penuh Normal	MW/min	
1.7.2	Setelah Jam Keluar:		
	- Sinkronisasi ke..... MW	MW/min	
	- MW ke MW	MW/min	
	- MW ke Beban Penuh Normal	MW/min	
1.7.3	Setelah Jam Keluar:		
	- Sinkronisasi ke..... MW	MW/min	
	- MW ke MW	MW/min	
	- MW ke Beban Penuh Normal	MW/min	
1.7.4	Kecepatan Penurunan Beban (Hingga Keluar)	MW/min	
1.8	Parameter Pengaturan		
1.8.1	Tingkat Cadangan Putar	MW	
1.8.2	<i>Response Time</i> ke Beban Penuh	menit	
1.9	Ketepatan Memenuhi Target <i>Dispatcher</i>		
1.9.1	Standar Deviasi Kesalahan untuk Periode 30 Menit	MW	

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

Data		Format Presentation
Item	Deskripsi	
1.10	<i>Flexibility</i>	
1.10.1	Periode Operasi Minimum Setelah Waktu Keluar	<i>graphical data</i>
1.11	Parameter Pembebanan	
1.11.1	<i>Synchronizing Block Load after Hours Off Load</i>	<i>graphical data</i>

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis

Data sebagai berikut ini harus disampaikan:

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.12	Interval Sinkronisasi		
1.12.1	Unit ke-1 ke Unit ke-2	menit	
1.12.2	Unit ke-2 ke Unit ke-3	menit	
1.12.3	Unit ke-3 ke Unit ke-4	menit	
1.12.4	Unit ke-4 ke Unit ke-5	menit	
1.13	Interval untuk Pengeluaran (<i>Shutdown</i>)		
1.13.1	Unit ke-1 ke Unit ke-2	menit	
1.13.2	Unit ke-2 ke Unit ke-3	menit	
1.13.3	Unit ke-3 ke Unit ke-4	menit	
1.13.4	Unit ke-4 ke Unit ke-5	menit	
1.14	<i>Flexibility</i>		
1.14.1	Waktu Minimum <i>Shutdown</i> Pusat Pembangkit	menit	

Tabel 26. Data Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Pelaku Usaha /Pemakai Jaringan/Konsumen Tenaga Listrik	Titik Sambung	Lokasi

Data berikut ini harus disampaikan:

Data		Unit	Value
Item	Deskripsi		
1.1	<i>Rating Tegangan</i>		
1.1.1	Tegangan Nominal	kV	
1.1.2	Tegangan Tertinggi	kV	
1.2	Koordinasi Isolasi		
1.2.1	<i>Rated Lightning Impulse Withstand Voltage</i>	kV	
1.2.2	<i>Rated Short Duration Power Frequency Withstand Voltage</i>	kV	
1.3	<i>Rated Short Time Withstand Current</i>	kA	
1.4	<i>Rated Current</i>		
1.4.1	<i>Circuit Maximum Current</i>	amps	
1.5	Pembumian (<i>Grounding</i>)		
1.5.1	<i>Earth Grid Rated Thermal Current</i>		
1.6	<i>Insulation Pollution Performance</i>		
1.6.1	<i>Minimum Total Creepage</i>	milimeter	
1.6.2	<i>Pollution Level as per IEC 815</i>		
1.7	<i>Short Circuit Infeed to the System</i>		
1.7.1	<i>Maximum 3 Phase Short Circuit Symmetrical Infeed, Including Infeeds from Embedded Power Plants Directly Connected to the User's System</i>	kA	

Data		Unit	Value
Item	Deskripsi		
1.7.2	Total Infeed at the Instant of Fault Taking into Consideration Induction Motors Contribution	kA	
1.7.3	Minimum Zero Sequence Impedance of User's System at Connection Point (Base : 100 MVA)	per unit	
1.7.4	Minimum Zero Sequence Impedance of User's System at Connection Point (Base : 100 MVA)	per unit	
1.8	Kemampuan Penyaluran Daya		
	Di Mana Beban atau Grup Beban Dapat Dipasok Melalui Beberapa Alternatif Titik Sambung:		
1.8.1	Proporsi Normal Dipasok dari Titik Sambung	MW	
1.8.2	Proporsi Normal Dipasok dari Titik Sambung	MW	
1.9	Jaringan Penghubung <i>Embedded Power Plants</i> Ke (Base : 100 MVA)		
1.9.1	Tahanan	per unit	
1.9.2	Reaktansi	per unit	
1.9.3	<i>Susceptance</i>	per unit	

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

Data		Format Penyampaian
Item	Deskripsi	
1.10	Pembumian (<i>Grounding</i>)	
1.10.1	Metode Pembumian (<i>Grounding</i>)	teks
1.11	<i>Remote Control</i> dan Transmisi Data	teks
1.12	Konfigurasi Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik	
1.12.1	Diagram Operasi, Menunjukkan Rangkaian Listrik yang Telah Ada dan Usulan Fasilitas Utama dalam Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik, Termasuk Pengaturan <i>Busbar</i> , Fasilitas <i>Switching</i> , dan Tegangan Operasi	<i>single line diagram</i>
1.13	Impedansi Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik	
1.13.1	Untuk Setiap Komponen dalam Konfigurasi Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik : Detail Impedansi Seri dan Paralel Urutan Positif, Negatif, dan Nol Termasuk <i>Mutual Coupling</i> Antara Elemen yang Berdekatan (Base : 100 MVA)	tabel
1.14	Kemampuan Transfer Beban	
1.14.1	Pengaturan Transfer untuk Kondisi Terencana atau Gangguan	teks

Tabel 27. Data Setting Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan/Konsumen Tenaga Listrik	Titik Sambung	Lokasi

Data berikut ini harus disampaikan:

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.1	Data Proteksi		
1.1.1	Jangkauan Semua Skema Proteksi pada Transmisi, <i>Busbar</i> , dan Kabel (Base : 100 MVA)	tabel	%
1.1.2	Jumlah Skema Proteksi pada Setiap <i>Item</i>	teks	
1.1.3	Waktu Total <i>Fault Clearing</i> untuk Gangguan Dekat dan Jauh	tabel	<i>millisecond</i>
1.1.4	Detail Urutan <i>Reclosure</i>	teks	
1.2	Data Pengatur <i>Tap Change</i>		

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.2.1	Setting Waktu Tunda Semua Tap Changer Trafo	tabel	second
1.3	Pengatur Kompensasi <i>Reactive</i>		
1.3.1	Rating Daya Reaktif Setiap Reaktor	tabel	MVAR
1.3.2	Rating Daya Reaktif Setiap Bank Kapasitor	tabel	MVAR
1.3.3	Detail Pengatur Otomatis Setiap Reaktor dan Bank Kapasitor	teks	

Tabel 28. Karakteristik Beban pada Titik Sambung

Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan/Konsumen Tenaga Listrik	Titik Sambung	Lokasi

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

Data		Periode Waktu	Format Penyampaian	Satuan
Item	Deskripsi			
1.1	Data untuk Semua Jenis Beban			
1.1.1	Daya Aktif Maksimum	7 tahun ke depan	tabel	MW
1.1.2	Daya Reaktif Maksimum	7 tahun ke depan	tabel	MVAR
1.1.3	Jenis Beban (Misalnya <i>Controlled Rectifiers</i> dan Motor Penggerak Besar)	tahunan	teks	
1.2	Data untuk <i>Demand</i> yang Fluktuatif			
1.2.1	Siklus Variasi Daya Aktif Satu Periode	tahunan		
1.2.2	Siklus Variasi Daya Reaktif Satu Periode	tahunan		
1.2.3	Kecepatan Perubahan Maksimum Daya Aktif	tahunan		
1.2.4	Kecepatan Perubahan Maksimum Daya Reaktif	tahunan		
1.2.5	Interval Waktu Terpendek Pengulangan Fluktuasi Daya Aktif dan Reaktif	7 tahun ke depan, ditinjau tahunan	tabel	second
1.3	<i>Step</i> Perubahan Terbesar			
1.3.1	Untuk Daya Aktif	tahunan	tabel	MW/det
1.3.2	Untuk Daya Reaktif	tahunan	tabel	MVAR/det

Persyaratan data yang diperlukan untuk pembangkit EBT intermiten (PLTB dan PLTS):

- a. Ketentuan dalam Informasi *Modelling*
Perusahaan atau produsen pembangkit EBT intermiten harus menyediakan semua data yang terkait dengan pengelola operasi sistem untuk memungkinkan pemodelan turbin angin, trafo, surya PV, dan sistem kontrolnya sesuai tabel yang diberikan di bawah ini.
- b. Ketentuan dalam Validasi Model (*Modelling Validation*):
 1. perusahaan/produsen pembangkit EBT intermiten harus menyediakan data yang telah tervalidasi yang ditunjukkan oleh hasil pengujian kinerja fisik paling sedikit 1 (satu) unit PLTB untuk setiap jenis/model PLTB yang digunakan di fasilitas tersebut; dan
 2. perusahaan/produsen pembangkit EBT intermiten harus memvalidasi kembali data model dari waktu ke waktu sesuai yang diminta oleh pengelola operasi sistem.

Pembangkit EBT intermiten

Persyaratan data pembangkit EBT intermiten termasuk data spesifikasi pembangkit yang akan diberikan kepada pengelola operasi sistem untuk keperluan studi dampak sistem dan studi stabilitas *transient*.

APENDIKS A - RANGKUMAN JADWAL

Apendiks ini merangkum semua jadwal kegiatan operasional dan perencanaan jaringan yang terdapat dalam *Grid Code* ini. Kegiatan tersebut dibagi menjadi 6 (enam) kategori.

I. Jadwal Prakiraan Beban, Pemeliharaan, dan Operasi Tahunan

a. Jadwal Operasional *Grid* Tahunan untuk 1 (satu) Tahun ke Depan

- 1 September : pengelola transmisi dan pengelola distribusi menyampaikan prakiraan beban (SDC 2.1)
- 1 Oktober : pengelola operasi sistem menerbitkan draf rencana operasi tahunan (SDC 2)
- 15 Desember : pengelola operasi sistem menerbitkan rencana operasi tahunan (SDC 2 dan SDC 2.6)
- 1 April : pengelola transmisi dan pengelola distribusi menyampaikan revisi prakiraan beban (SDC 2.2)
- 15 April : pengelola operasi sistem menerbitkan draf revisi rencana operasi tahunan (SDC 2.2)
- 15 Juli : pengelola operasi sistem menerbitkan revisi rencana operasi tahunan (SDC 2.2)

b. Jadwal Pemeliharaan untuk 1 (satu) Tahun ke Depan

- 1 September : pengelola pembangkit atau pengelola transmisi menyampaikan draf rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit atau transmisi kepada pengelola operasi sistem (SDC 2.3)
- 1 September : pengelola pembangkit atau pengelola transmisi menyampaikan program pengeluaran unit pembangkit (*outages program*) 1 (satu) tahun berikutnya kepada pengelola operasi sistem (SDCA2 3.1)
- 1 Desember : pengelola operasi sistem menerbitkan rencana atau jadwal akhir pemeliharaan unit pembangkit dan transmisi untuk 1 (satu) tahun ke depan (SDC 2.3)
- 1 Mei : pengelola pembangkit atau pengelola transmisi menyampaikan revisi rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit atau transmisi (SDC 2.3)
- 15 Juli : pengelola operasi sistem menerbitkan revisi rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit atau transmisi (SDC 2.3)

c. Prakiraan Beban untuk Rencana Operasi Tahunan

- 1 September : pengelola transmisi dan pengelola distribusi menyampaikan prakiraan beban (SDC 2.1)
- 30 September : pengelola operasi sistem menyelesaikan prakiraan beban untuk rencana operasi tahunan (SDCA1 3)
- 1 April : pengelola transmisi dan pengelola distribusi menyampaikan revisi prakiraan beban (SDC 2.2)

d. Laporan Tahunan Unjuk Kerja Proteksi Jaringan (untuk Tahun Sebelumnya)

- 1 Maret : pengelola transmisi menerbitkan dan menyampaikan laporan realisasi pengujian tahun sebelumnya kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik (OC 12.4)

II. Manajemen Jaringan

Rangkuman Operasi Jaringan Tahunan (untuk Tahun Sebelumnya)

1 Maret : KMGCC menerbitkan laporan tahunan rangkuman operasi jaringan tahun sebelumnya (GMC 6.1)

III. Rencana Operasi Bulanan (untuk Bulan Berikutnya)

hari ke-5 bulan berjalan : 1. pengelola pembangkit menyampaikan kesiapan unit pembangkit dan data pemeliharaan untuk bulan berikutnya (SDC 3.1)

2. pengelola pembangunan menyampaikan rencana pekerjaan pembangkit atau transmisi untuk bulan berikutnya (SDC 3.1)

3. pengelola transmisi menyampaikan kesiapan transmisi dan data pemeliharaan untuk bulan berikutnya (SDC 3.1)

4. konsumen tenaga listrik yang memiliki pembangkit paralel dan *power wheeling* menyampaikan kesiapan unit pembangkit, mampu pasok, dan pembebanannya untuk bulan berikutnya (SDC 3.1)

hari ke-10 bulan berjalan : 1. pengelola operasi sistem memberikan prakiraan kebutuhan pembangkitan untuk bulan berikutnya (SDC 3.1)

2. pengelola pembangkit menyampaikan informasi mengenai biaya variabel energi kepada pengelola operasi sistem (SDC 3.1)

3. pengelola operasi sistem menyelesaikan prakiraan beban untuk rencana operasi bulanan (SDC 3.1)

hari ke-20 bulan berjalan : pengelola operasi sistem membuat jadwal pembelian kapasitas dan energi untuk bulan berikutnya (SDC 3.1)

hari ke-23 bulan berjalan : pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik menyampaikan tanggapan atas draf rencana operasi bulanan kepada pengelola operasi sistem (SDC 3.5)

hari ke-26 bulan berjalan : pengelola operasi sistem menerbitkan dan mendistribusikan rencana operasi bulanan (SDC 3.1)

minggu ke-4 bulan berjalan : pengelola operasi sistem memeriksa rencana atau jadwal pemeliharaan untuk bulan berikutnya dan melakukan revisi (SDCA2 4.3.2)

IV. Rencana Operasi Mingguan (untuk Minggu Berikutnya)

Selasa pukul 10:00 : pengelola pembangkit atau pengelola transmisi menyampaikan perkiraan kesiapan unit pembangkit atau jaringan (SDC 4.5)

Rabu pukul 15:00 : pengelola operasi sistem mempertimbangkan usulan perubahan perkiraan kesiapan unit pembangkit dan jaringan (SDC 4.5)

Kamis pukul 15:00 : pengelola operasi sistem menerbitkan rencana operasi mingguan (SDC 4.5)

V. Rencana *Dispatch* Harian (untuk Hari Berikutnya)

- pukul 10:00 : pengelola pembangkit menyampaikan informasi mutakhir mengenai perubahan informasi rencana operasi mingguan, perubahan karakteristik unit pembangkit, dan kesiapan unit pembangkit (SDC 5.1 dan SDC 5.6)
- pukul 15:00 : pengelola operasi sistem menerbitkan dan menyampaikan *dispatch* harian final (SDC 5.6)

VI. Pengukuran dan Transaksi Tenaga Listrik

- hari ke-1 setiap bulan : pembacaan meter dan pembuatan berita acara pembacaan meter oleh PT PLN Batam atau PT PLN (Persero) dengan pengelola pembangkit (SC 2.1)
- hari ke-12 setiap bulan : PT PLN Batam atau PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit menandatangani berita acara transaksi tenaga listrik (SC 2.1)

APENDIKS B - TERMINOLOGI (GLOSSARY)

Glossary ini mendefinisikan terminologi yang digunakan dalam *Grid Code*. Penggunaan yang konsisten atas definisi akan mengurangi kemungkinan terjadi kesalahpahaman dalam memahami ketentuan pada *Grid Code*.

Kata dan frasa yang digunakan dalam *Grid Code* diartikan sebagai berikut, kecuali permasalahan memerlukan pengertian lain:

area	pembagian wilayah kerja pada pengelola operasi sistem
arus eksitasi/arus medan	arus yang mengalir melalui kumparan medan pada suatu generator
<i>asut</i> gelap	peng- <i>asut</i> -an suatu unit pembangkit yang dilakukan tanpa ketersediaan pasokan daya dari luar
ADS	<i>automatic dispatch system</i> , yaitu teknologi yang digunakan untuk mengelola dan mengoordinasikan pengiriman atau pemindahan daya listrik secara efisien dan cepat
AGC	<i>automatic generation control</i> , yaitu pengatur pembebanan pembangkit secara otomatis yaitu suatu fasilitas komputerisasi yang secara otomatis mengatur daya listrik yang keluar dari generator sebagai respons terhadap perubahan frekuensi sistem, yang memungkinkan optimisasi biaya pembangkitan secara keseluruhan dengan pengiriman sinyal untuk mengubah <i>set point governor</i> unit pembangkit
AVR	<i>automatic voltage regulator</i> , yaitu regulator yang berfungsi untuk terus menjaga stabilitas tegangan listrik
A/R	<i>auto recloser relay</i> , yaitu relai penutup balik otomatis yang dipasang pada <i>bay</i> penghantar
beban	jumlah daya aktif dan daya reaktif yang telah dipasok atau diharapkan akan dipasok kepada seluruh pelanggan melalui jaringan (<i>grid</i>) atau bagian dari jaringan, yang dinyatakan dalam MW dan MVAR dalam periode waktu tertentu
beban puncak	beban tertinggi yang dipasok oleh jaringan atau kepada pemakai tertentu
beban puncak harian	beban tertinggi harian
cadangan dingin	kapasitas unit pembangkit yang dapat di- <i>asut</i> dan disambungkan ke jaringan dalam waktu 4 (empat) jam

cadangan jangka panjang	kapasitas unit pembangkit yang dapat di-asut dan dihubungkan ke jaringan dalam waktu lebih dari 4 (empat) jam sampai dengan kurang dari 2 (dua) hari
cadangan operasi	kapasitas tersedia dalam skala waktu operasional yang dalam realisasinya telah dioperasikan untuk memproduksi daya listrik yang dijadwalkan sebagai kapasitas cadangan
cadangan putar	kapasitas pembangkitan yang tidak dibebani dan siap melayani kenaikan beban yang dinyatakan dalam persentase (%) terhadap beban sistem atau dalam MW, yang berdasarkan pilihan pengelola operasi sistem PT PLN Batam <i>output</i> pembangkit yang dapat dihubungkan dengan sistem dalam waktu 10 (sepuluh) menit dan beban yang dapat dilepaskan dalam waktu 10 (sepuluh) menit dapat dianggap sebagai komponen cadangan putar panas
CBF	<i>circuit breaker failure</i> , yaitu jenis proteksi yang digunakan pada sistem transmisi sebagai proteksi cadangan
CCP	<i>circulating current protection</i> , yaitu jenis proteksi yang digunakan untuk mengamankan diameter
<i>contingency</i>	kejadian yang diakibatkan oleh kegagalan 1 (satu) atau lebih komponen seperti generator, penghantar, atau trafo
CT	<i>current transformer</i>
daya aktif	daya yang dibutuhkan oleh beban dan yang sebenarnya digunakan oleh konsumen yang dinyatakan dalam kW atau MW, yang merupakan bagian dari daya semu VA atau kVA
daya reaktif	daya listrik yang membangkitkan dan mempertahankan medan listrik atau magnetis dari suatu peralatan arus bolak-balik yang harus dipasok ke peralatan magnetis (seperti motor dan trafo) serta harus dipasok untuk mengompensasi rugi-rugi reaktif pada fasilitas transmisi, yang dinyatakan dalam kVAR atau MVAR
daya semu	hasil perkalian tegangan dengan arus dalam suatu rangkaian listrik yang dinyatakan dalam kVA atau MVA yang mengandung daya aktif dan daya reaktif
DC	<i>direct current</i>

<i>dedicated</i>	saluran telekomunikasi yang diperutukkan khusus dan tidak dapat diintervensi untuk perutukkan lain
DEF	<i>directional earth fault</i>
deklarasi	pernyataan rencana kesiapan yang berisi angka karakteristik operasi atau faktor lain yang dibuat oleh pengelola pembangkit atas unit pembangkitnya
DFR	<i>disturbance fault recorder</i> , yaitu <i>tools</i> untuk merekam kejadian gangguan pada suatu sistem tenaga listrik dan data rekaman dapat digunakan sebagai bahan analisis pascakejadian (<i>post mortem</i>)
<i>direct</i> atau <i>point to point</i>	saluran komunikasi yang terhubung langsung di antara perangkat akhir (<i>end device</i>) tanpa melalui perangkat antara
<i>dispatch</i>	perintah kepada pengelola pembangkit untuk membebani unitnya ke tingkat tertentu yang jumlah keseluruhannya sesuai dengan kebutuhan atau beban dengan cara yang andal dan ekonomis
<i>dispatch</i> harian	pembebanan harian pembangkit yang diharapkan
distorsi harmonik	distorsi yang disebabkan oleh ketidaklinieran karakteristik peralatan daya listrik tertentu seperti penyearah, <i>inverter</i> , dan motor penggerak dengan kecepatan bervariasi, antara lain diakibatkan dari arus harmonik yang dibangkitkan di jaringan bersama karakteristik respons frekuensi, yang dinyatakan sebagai % (persen) terhadap tegangan pada frekuensi nominal 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz
<i>droop</i>	parameter <i>governor</i> pembangkit yang didefinisikan sebagai perubahan daya <i>output</i> untuk perubahan frekuensi sebesar 1 (satu) Hz yang dinyatakan dalam persentasi (%) dari <i>rated output</i> , contoh pembangkit 100 (seratus) MW dengan karakteristik <i>droop</i> 5% (lima persen) akan mengalami penambahan <i>output</i> 5 (lima) MW untuk setiap penurunan frekuensi 1 (satu) Hz dari 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz
DTT	<i>direct transfer trip</i>
energi aktif	kecepatan penyaluran daya aktif dalam suatu periode waktu yang biasanya diukur dalam watt-jam (Wh) atau kilowatt-jam (kWh)

EBT	energi baru dan terbarukan
EBT intermiten	pembangkit listrik dengan menggunakan EBT yang bersifat intermiten dan berubah-ubah berdasarkan energi primer
<i>excess power</i>	kelebihan tenaga listrik (<i>excess power</i>) yang dijual kepada PT PLN Batam atau PT PLN (Persero)
faktor beban	rasio rata-rata <i>output</i> atau beban terhadap maksimum <i>output</i> atau beban dalam 1 (satu) periode waktu
<i>flicker</i>	perubahan kecil tegangan yang berlangsung cepat dan kontinyu yang dapat terdeteksi oleh mata manusia jika terjadi pada lampu pijar
gangguan	kejadian tidak terencana yang mengakibatkan kondisi abnormal dalam jaringan
GIS	<i>gas insulated substation</i> , yaitu GI yang menggunakan gas sebagai bahan isolasi
GFR	<i>ground fault relay</i>
GI	gardu induk tegangan tinggi
GITET	GI tegangan ekstratinggi
GPS	<i>global positioning system</i>
hari kerja	setiap hari dalam seminggu kecuali hari Sabtu, hari Minggu, atau hari libur yang ditetapkan oleh Pemerintah
<i>heat rate</i>	energi panas yang digunakan oleh unit pembangkit dalam memproduksi 1 (satu) unit energi listrik yang dinyatakan dalam gigajoule/megawatt-hour (GJ/MWh)
HV	<i>high voltage</i>
Hz	Hertz
IBT	<i>interbus transformer</i>
IEC	<i>The International Electrotechnical Commission</i>
IED	<i>intelligent electronic device</i>
jadwal pemeliharaan	jadwal yang menunjukkan rencana <i>outages</i> untuk pelaksanaan pemeliharaan
jaringan, <i>grid</i>	jaringan sistem Batam dan Bintan yang digunakan untuk menyalurkan daya yang terdiri atas penghantar pada tingkat tegangan 66 (enam

puluh enam) kV, dan 150 (seratus lima puluh) kV; berikut GI, trafo, dan komponen lain

kA	kiloampere
kapasitas	daya <i>output</i> yang dapat dicapai oleh suatu unit pembangkit, trafo, penghantar, atau peralatan lain yang dinyatakan dalam MW atau MVA
karakteristik operasi ekonomis	data pengoperasian yang memberi informasi atas operasi ekonomis unit pembangkit
karakteristik pengoperasian	parameter yang mendefinisikan kemampuan suatu unit pembangkit merespons instruksi <i>dispatch</i>
keadaan darurat	situasi di mana integritas, keamanan, atau stabilitas keseluruhan atau sebagian dalam keadaan terancam
keandalan	kemampuan memasok daya tanpa terputus hampir pada semua kondisi
kecepatan pembebanan	kecepatan kenaikan pembebanan unit pembangkit yang tersambung ke jaringan dalam kondisi kendali operator dan pengoperasian normal yang dinyatakan dalam MW/menit
kedip tegangan	penurunan tegangan <i>root mean square</i> (RMS) dalam fraksi <i>millisecond</i> selama beberapa <i>second</i>
kejadian penting	kejadian serius yang mempengaruhi keamanan dan keandalan operasi sistem atau subsistem atau terhentinya pasokan listrik yang berdampak luas kepada masyarakat
keluar terencana	pengeluaran fasilitas jaringan yang diusulkan oleh pengelola operasi sistem atau unit pembangkit yang diusulkan oleh pengelola pembangkit selama waktu yang disetujui oleh pengelola operasi sistem
kemampuan <i>asut</i> gelap	kemampuan suatu pusat pembangkit untuk melakukan operasi <i>asut</i> gelap
kesiapan, ketersediaan	ukuran waktu mampu atau kesiapan suatu unit pembangkit, penghantar, atau fasilitas lain dalam operasi pelayanan apakah dioperasikan atau tidak, yang dinyatakan dalam persentase (%) ketersediaannya dalam periode waktu yang dievaluasi
konsumen tenaga listrik	badan usaha yang membeli tenaga listrik dari yang tersambung dengan jaringan sistem tenaga listrik tegangan tinggi

koordinator keselamatan kerja	individu yang ditunjuk oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik untuk mengoordinasikan masalah keselamatan kerja pada titik sambung, termasuk persiapan, aplikasi, persetujuan, dan revisi atas prosedur keselamatan kerja setempat
kV	kilovolt
kVA	kilovolt-ampere
kVAR	kilovolt-ampere reactive
kVARh	kilovolt-ampere reactive hour
kW	kilowatt
laporan tahunan operasi jaringan	laporan perencanaan operasional tahun sebelumnya dan analisis kemampuan jaringan (<i>grid</i>) melayani proyeksi tingkat beban dan pembangkitan untuk 5 (lima) tahun ke depan yang dipersiapkan oleh pengelola operasi sistem
laporan rangkuman tahunan operasi jaringan	rangkuman operasi jaringan yang dibuat dan diterbitkan oleh KMGC
LCD	<i>line current differential</i>
atau LFC	<i>load frequency control</i> , yaitu pengaturan frekuensi secara sekunder
LV	<i>low voltage</i>
<i>merit order</i>	daftar unit pembangkit dengan urutan biaya operasi yang marginal, sudah termasuk pertimbangan biaya <i>start up</i> dan <i>shutdown</i> , minimum waktu <i>start up</i> dan waktu keluar, kendala bahan bakar, serta kendala operasi lain
mnemonik	grup alarm pesan (<i>message</i>) yang ditampilkan, terdiri atas format sinkronisasi, format informasi, dan format terminasi
MVA	megavolt-ampere
MVAR	megavar
MW	megawatt
MWh	megawatt-hour
NGR	<i>neutral grounding resistance</i>
NVDR	<i>neutral voltage displacement relay</i>
OCR	<i>overcurrent relay</i>

OLTC	<i>on load tap change</i>
O&M	<i>operation and maintenance</i>
pelaku usaha atau pemakai jaringan	badan usaha yang memakai atau menggunakan jaringan
pelepasan beban, <i>load shedding</i>	pengurangan beban secara sengaja (otomatis atau manual) dengan pemutusan beban tertentu karena kejadian abnormal untuk mempertahankan integritas jaringan dan menghindari pemadaman yang lebih besar
pembangkitan	produksi atau fasilitas yang dibutuhkan untuk memproduksi listrik
pembangkitan daya reaktif	<i>output</i> daya reaktif yang dapat dihasilkan oleh unit pembangkit
pembangkitan minimum	<i>output</i> minimum suatu unit pembangkit yang dapat dipertahankan
pembumihan atau <i>grounding</i>	provisi suatu sambung listrik antara 1 (satu) atau lebih konduktor dengan tanah yang diperlukan untuk keselamatan personel, umum, dan keamanan peralatan
pemutusan	pemisahan secara listrik peralatan milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dari jaringan
penanggung jawab keselamatan ketenagalistrikan	penanggung jawab teknik yang menduduki jabatan tertentu dan diberikan kewenangan dalam pengambilan keputusan atas terwujudnya keselamatan ketenagalistrikan
pengelola distribusi	unit pengelola distribusi pada PT PLN Batam dan/atau PT PLN (Persero) yang mengelola usaha distribusi tenaga listrik dengan level tegangan sampai dengan 20 (dua puluh) kV
pengelola operasi sistem	unit pada PT PLN Batam yang mengelola operasi sistem tenaga listrik tegangan tinggi dan tegangan ekstratinggi pada sistem tenaga listrik Batam dan Bintan
pengelola pembangkit	pengelola pembangkit pada PT PLN Batam, PT PLN (Persero), atau perusahaan pembangkit yang memiliki 1 (satu) atau lebih unit pembangkit yang menyalurkan daya ke jaringan, antara lain pembangkit PT PLN Batam, pembangkit PT PLN (Persero), pembangkit anak perusahaan PT PLN Batam, pembangkit swasta atau <i>independent power producer</i> (IPP), pembangkit <i>power wheeling</i> , dan pembangkit <i>excess power</i>

pengelola pembangunan	unit pada PT PLN Batam dan/atau PT PLN (Persero) sebagai pengelola pembangunan pembangkit dan jaringan
pengelola transmisi	unit pengelola transmisi pada PT PLN Batam dan/atau PT PLN (Persero) yang melakukan pengelolaan aset transmisi tegangan tinggi dan tegangan ekstratinggi
pengembang pembangkit listrik	badan usaha penyediaan tenaga listrik yang bekerja sama dengan PT PLN (Persero) dan/atau PT PLN Batam melalui penandatanganan perjanjian jual beli tenaga listrik/sewa jaringan tenaga listrik
penurunan tegangan	cara mengurangi beban dengan menurunkan tegangan
peralatan meter	alat ukur
peralatan pembumian	peralatan yang dirancang untuk pembumian
peralatan pengukuran atau sistem <i>metering</i>	seluruh peralatan yang tersambung dengan sistem <i>metering</i> yang meliputi trafo arus, trafo tegangan, dan alat ukur
perencana sistem	unit pada PT PLN Batam dan/atau PT PLN (Persero) yang bertugas memberikan persetujuan proses pembangunan pembangkit tenaga listrik
periode mingguan	hari Jumat sampai dengan hari Kamis pada minggu berikutnya
peristiwa	kejadian tidak terencana pada atau yang berhubungan dengan jaringan yang telah atau mungkin akan melanggar ketentuan operasi atau suatu kecelakaan terhadap seseorang
pernyataan kesiapan	pernyataan atas kesiapan unit generator yang diharapkan oleh pengelola pembangkit
<i>phasor measurement unit</i> atau PMU	peralatan elektronik yang menghasilkan pengukuran <i>synchrophasor</i> dan frekuensi terhadap gelombang 3 (tiga) <i>phase</i> arus dan tegangan
PJBL	perjanjian jual beli tenaga listrik antara PT PLN Batam dan/atau PT PLN (Persero) selaku pembeli dengan badan usaha selaku penjual
PLTB	pembangkit listrik tenaga bayu
PLTD	pembangkit listrik tenaga diesel
PLTG	pembangkit listrik tenaga gas

PLTGU	pembangkit listrik tenaga gas dan uap
PLTMG	pembangkit listrik tenaga mesin gas
PLTN	pembangkit listrik tenaga nuklir
PLTP	pembangkit listrik tenaga panas bumi
PLTS	pembangkit listrik tenaga surya
PLTU	pembangkit listrik tenaga uap
PLC	<i>power line carrier</i> yaitu media komunikasi melalui saluran udara tegangan tinggi
PMS	pemisah, yaitu alat untuk memisahkan tegangan pada peralatan instalasi tegangan tinggi atau dalam bahasa Inggris dikenal dengan sebutan <i>disconnecting switch</i> (DS)
PMT	pemutus, yaitu alat untuk menutup dan membuka rangkaian listrik dalam keadaan tidak berbeban atau berbeban dengan kemampuan tertentu untuk memutus arus hubung singkat atau dalam bahasa Inggris dikenal dengan sebutan <i>circuit breaker</i> (CB)
<i>power wheeling</i>	penyaluran energi listrik oleh konsumen tenaga listrik dari suatu pembangkit listrik melalui jaringan tenaga listrik milik PT PLN Batam, PT PLN (Persero), dan/atau pihak lain
prosedur keselamatan kerja setempat	prosedur keselamatan kerja yang diberlakukan oleh pengelola operasi sistem atau pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, meliputi pekerjaan yang dilaksanakan pada sisi masing-masing titik sambung
proteksi peralatan	pengaman sistem tenaga listrik dengan cara membebaskan peralatan utama seperti transformator, penghantar, dan generator yang terganggu sehingga sistem tenaga listrik dapat terus beroperasi secara normal, misalnya OCR, GFR, relai <i>distance</i> , dan relai <i>differential</i>
proteksi sistem	sistem pertahanan operasi sistem tenaga listrik untuk menjaga keseimbangan pasokan dan beban dari gangguan yang mungkin terjadi pada sistem, antara lain <i>underfrequency load shedding</i> (UFLS), <i>overload shedding</i> (OLS), <i>overgeneration shedding</i> (OGS), <i>undervoltage load shedding</i> (UVLS), dan <i>island operation</i>
proyeksi beban	prakiraan beban yang diharapkan akan terjadi dalam jaringan

<i>power system stabilizer</i>	alat untuk menjaga pengaturan tegangan terminal konstan unit pembangkit tanpa menimbulkan ketidakstabilan pada keseluruhan rentang operasi unit pembangkit
PV	<i>photovoltaic</i>
relai frekuensi rendah	relai yang dapat mendeteksi frekuensi sistem yang bekerja jika frekuensi turun di bawah nilai <i>setting</i> -nya
rencana operasi mingguan	rencana operasi unit pembangkit, pusat pembangkit, dan jaringan dalam periode mingguan
rencana pembebanan	proyeksi beban dan langgam beban yang diharapkan akan dibutuhkan oleh pelanggan
rencana pemeliharaan mingguan	rencana keluar (<i>outages</i>) unit pembangkit, pusat pembangkit, dan jaringan dalam periode mingguan
rencana tahunan pengembangan jaringan	rencana tahunan mengenai pengembangan dan penguatan jaringan dan penambahan unit pembangkit untuk memenuhi proyeksi kebutuhan (<i>demand</i>)
RGT	relai gangguan tanah
rugi-rugi	energi listrik yang hilang dalam inti trafo dan konduktor penghantar atau kabel di jaringan
SBEF	<i>standby earth fault</i>
SCADA	<i>supervisory control and data acquisition system</i> , yaitu sistem pengontrol dan pengukur jarak jauh yang digunakan dalam tenaga listrik yang mengumpulkan data operasional seperti frekuensi, tegangan, aliran daya, posisi PMT dalam jaringan, serta memproses dan menampilkannya di pengelola operasi sistem
sinkronisasi	proses penyamaan frekuensi, tegangan, dan <i>phase</i> suatu unit pembangkit dengan jaringan sehingga memenuhi persyaratan untuk penyambungan dilaksanakan
SIR	<i>source impedance ratio</i> , yaitu rasio impedansi sumber terhadap impedansi
sistem	gabungan antara jaringan dengan semua peralatan milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tersambung ke jaringan
SKTT	saluran kabel tegangan tinggi

<i>start</i> atau <i>asut</i>	proses suatu unit pembangkit dari status mati (<i>shutdown</i>) ke status tersinkron dengan jaringan
studi energi tidak terlayani	metode memperkirakan kemungkinan kegagalan pelayanan beban rencana ekspansi sumber daya tertentu serta untuk prakiraan beban, dengan menggunakan kriteria persentase (%) dari perkiraan energi (MWh) yang tidak terlayani atau prakiraan beban yang tidak terpenuhi
subsistem	sistem di bawah <i>backbone</i> tegangan 150 (seratus lima puluh) kV dan unit pembangkit yang tersambung pada tegangan 20 (dua puluh) kV
SZP	<i>short zone protection</i> , yaitu proteksi yang digunakan untuk mengamankan daerah antara CT dan PMT pada diameter di GI
tegangan tinggi	tegangan di atas 60 (enam puluh) kV sampai dengan 400 (empat ratus) kV dalam jaringan
THD	<i>total harmonic distortion</i>
titik sambung	titik sambung antara jaringan dan instalasi milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik
topologi	arsitektur komunikasi untuk pengiriman data dari pengirim ke penerima
trafo generator	trafo yang digunakan mengonversikan tegangan generator ke tingkat yang diperlukan pada titik sambung ke jaringan (<i>grid</i>)
TV	<i>tertier voltage</i>
unit pembangkit	kombinasi penggerak mula dan generator (dan peralatan lain) yang membangkitkan daya listrik arus bolak-balik
VA	volt-ampere
VAR	volt-ampere reaktif
waktu keluar minimum	waktu minimum unit pembangkit di luar jaringan setelah <i>shutdown</i>

Grid Code ini merupakan dokumen yang bersifat dinamis sehingga harus selalu dievaluasi oleh KMGC Batam dan Bintan.

MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA,

ttd.

BAHLIL LAHADALIA

Salinan sesuai dengan aslinya
KEMENTERIAN ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
KEPALA BIRO HUKUM,



Bambang Sujito