



# BERITA NEGARA REPUBLIK INDONESIA

No.982, 2016

KEMEN-ESDM. Jaringan Sistem Tenaga Listrik  
Kalimantan.

PERATURAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL  
REPUBLIK INDONESIA  
NOMOR 18 TAHUN 2016  
TENTANG  
ATURAN JARINGAN SISTEM TENAGA LISTRIK KALIMANTAN

DENGAN RAHMAT TUHAN YANG MAHA ESA

MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL REPUBLIK INDONESIA,

- Menimbang : a. bahwa sistem penyediaan tenaga listrik di Kalimantan telah berkembang dan didukung oleh beberapa pelaku usaha penyediaan tenaga listrik, sehingga perlu adanya aturan jaringan tenaga listrik untuk menciptakan pengoperasian dan pengembangan sistem transmisi tenaga listrik yang andal dan terpadu;
- b. bahwa berdasarkan pertimbangan sebagaimana dimaksud dalam huruf a, perlu menetapkan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral tentang Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik Kalimantan;
- 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);
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 42 Tahun 2012 tentang Jual Beli Tenaga Listrik Lintas Negara (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2012 Nomor 73, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 5297);
  4. Peraturan Presiden Nomor 68 Tahun 2015 tentang Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2015 Nomor 132);
  5. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 13 Tahun 2016 tentang Organisasi dan Tata Kerja Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (Berita Negara Republik Indonesia Tahun 2016 Nomor 782);

**MEMUTUSKAN:**

**Menetapkan : PERATURAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL TENTANG ATURAN JARINGAN SISTEM TENAGA LISTRIK KALIMANTAN.**

**Pasal 1**

Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik Kalimantan tercantum dalam Lampiran yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Peraturan Menteri ini.

**Pasal 2**

Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik Kalimantan sebagaimana dimaksud dalam Pasal 1 wajib ditaati oleh semua pelaku usaha penyediaan tenaga listrik/pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tersambung ke Sistem Jaringan Transmisi Tenaga Listrik Kalimantan.

**Pasal 3**

**Peraturan Menteri ini mulai berlaku pada tanggal diundangkan.**

**Agar setiap orang mengetahuinya, memerintahkan pengundangan Peraturan Menteri ini dengan penempatannya dalam Berita Negara Republik Indonesia.**

**Ditetapkan di Jakarta  
pada tanggal 28 Juni 2016**

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

**ttd**

**SUDIRMAN SAID**

**Diundangkan di Jakarta  
pada tanggal 1 Juli 2016**

**DIREKTUR JENDERAL  
PERATURAN PERUNDANG-UNDANGAN  
KEMENTERIAN HUKUM DAN HAK ASASI MANUSIA  
REPUBLIK INDONESIA,**

**ttd**

**WIDODO EKATJAHJANA**

LAMPIRAN  
PERATURAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL  
REPUBLIK INDONESIA  
NOMOR 18 TAHUN 2016  
TENTANG  
ATURAN JARINGAN SISTEM TENAGA LISTRIK KALIMANTAN

**ATURAN JARINGAN  
SISTEM TENAGA LISTRIK KALIMANTAN**

**KEMENTERIAN ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL**

**DAFTAR ISI**

<b>BAB I</b>	<b>PENDAHULUAN</b>	10
<b>BAB II</b>	<b>ATURAN MANAJEMEN JARINGAN (<i>GRID MANAGEMENT CODE</i>)</b>	12
	A. Umum	12
	B. Komite Manajemen Aturan Jaringan	12
	C. Keadaan yang Belum Diatur Dalam Aturan Jaringan	15
	D. Penyelesaian Perselisihan	16
	E. Perubahan Aturan Jaringan	17
	F. Penegakan Pelaksanaan Aturan Jaringan	18
	G. Pelaporan	18
	H. Interpretasi Umum Aturan Jaringan	19
<b>BAB III</b>	<b>ATURAN PENYAMBUNGAN (<i>CONNECTION CODE</i>)</b>	20
	A. Umum	20
	B. Tujuan	20
	C. Subyek Pelaku Usaha/Pemakai Aturan Penyambungan	20
	D. Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan	21
	E. Persyaratan Peralatan Milik Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan	22
	F. Prosedur Penyambungan	26
	G. Karakteristik Operasi Terdaftar	29
	H. Data Perencanaan Fasilitas dan Pengoperasian	29
	I. Nomenklatur dan Identifikasi Peralatan	30
	J. Persyaratan dan Standardisasi Peralatan di Titik Sambungan	30
	K. Pengukuran, Telemetry, dan Kontrol di Titik Sambungan	37
	L. Penomoran Peralatan dan Kode Identifikasi ( <i>Equipment Numbering and Code Identification</i> )	40

<b>BAB IV</b>	<b>ATURAN OPERASI (<i>OPERATING CODE</i>)</b>	60
	A. Pokok-Pokok	60
	B. Marjin Cadangan Operasi	71
	C. Pengendalian Frekuensi	72
	D. Pengendalian Tegangan	75
	E. Proteksi Jaringan	76
	F. Stabilitas Sistem	77
	G. Prosedur Darurat di Sistem	79
	H. Prosedur Pemulihan Sistem	82
	I. Koordinasi Keselamatan	84
	J. Penghubung Operasi	86
	K. Pelaporan Kejadian	91
	L. Pengujian, Pemantauan, dan Pemeriksaan	95
	M. Penomoran dan Penamaan Peralatan	103
	N. <i>Rating</i> Peralatan	103
<b>BAB V</b>	<b>ATURAN PERENCANAAN DAN PELAKSANAAN OPERASI (<i>SCHEDULE AND DISPATCH CODE</i>)</b>	104
	A. Umum	104
	B. Prinsip Dasar	104
	C. Perencanaan Operasi Jangka Panjang	105
	D. Rencana/Jadwal Bulanan	108
	E. Rencana/Jadwal Mingguan	112
	F. Pelaksanaan <i>Dispatch</i> Harian	115
	G. Operasi <i>Real Time</i> dan <i>Dispatch</i> Ulang	117
	H. Pembebanan Pembangkit	119
	I. Aktivitas Pasca Operasi dan Evaluasi	123
	J. Prakiraan Beban	124
	K. Rencana Pemeliharaan	127

	L. Pernyataan/Deklarasi Kesiapan Unit Pembangkit	134
	M. Perintah <i>Dispatch</i> ( <i>Dispatch Order</i> )	138
<b>BAB VI</b>	<b>ATURAN TRANSAKSI TENAGA LISTRIK (<i>SETTLEMENT CODE</i>)</b>	142
	A. Umum	142
	B. Penagihan dan Pembayaran	142
	C. Pemrosesan Data Meter	143
	D. Perangkat Proses Transaksi Tenaga Listrik	145
	E. Prosedur Audit Proses Transaksi Tenaga Listrik	145
	F. Ketersediaan Data Meter Untuk Pihak Lain	146
	G. Ketentuan Lain-Lain	146
<b>BAB VII</b>	<b>ATURAN PENGUKURAN (<i>METERING CODE</i>)</b>	147
	A. Umum	147
	B. Kriteria Pengukuran	147
	C. Persyaratan Peralatan Meter	150
	D. Komisioning ( <i>Commissioning</i> )	154
	E. Pengujian Setelah Komisioning	155
	F. Segel dan Pemrogaman Ulang	156
	G. Pemeriksaan Data Meter dan Peralatan	157
	H. Keamanan Instalasi Meter dan Data	158
	I. Pengecualian dan Tenggang Waktu	159
	J. Hal-hal Lain	159
<b>BAB VIII</b>	<b>ATURAN KEBUTUHAN DATA (<i>DATA REQUIREMENT CODE</i>)</b>	160
	A. Umum	160
	B. Kebutuhan Data Spesifik	160
	C. Kewajiban Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan Dalam Menyediakan Kebutuhan Data	161

D.	Prosedur Untuk Penyampaian Data Atas Permintaan PLN AP2B/APDP	161
E.	Penggunaan Data Estimasi	162
<b>BAB IX</b>	<b>ATURAN TAMBAHAN</b>	177
A.	Umum	177
B.	Aturan Peralihan	177
C.	Rangkuman Jadwal	178
D.	Terminologi Atau Definisi	182

**BAB I**  
**PENDAHULUAN**

Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik Kalimantan yang selanjutnya disebut Aturan Jaringan merupakan seperangkat peraturan, persyaratan dan standar untuk menjamin keamanan, keandalan serta pengoperasian dan pengembangan sistem yang efisien dalam memenuhi peningkatan kebutuhan tenaga listrik pada Sistem Tenaga Listrik Kalimantan.

Aturan Jaringan disusun berdasarkan kondisi struktur Sistem Tenaga Listrik Kalimantan saat ini, untuk diberlakukan kepada semua pelaku usaha penyediaan Tenaga Listrik/pemakai jaringan pada Sistem Tenaga Listrik Kalimantan sebagai berikut:

1. Pengelola jaringan transmisi sekaligus pengoperasi sistem meliputi; PLN Wilayah Kalimantan Barat, Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah, Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara;
2. PT PLN (Persero) Unit Induk Pembangunan (UIP);
3. Unit/Perusahaan Pembangkit;
4. Konsumen besar yang instalasinya secara langsung terhubung ke jaringan transmisi Kalimantan; dan
5. Pelaku usaha/pemakai jaringan dengan perjanjian khusus, termasuk Kerja Sama Operasi (KSO).

Para pelaku usaha penyediaan Tenaga Listrik/pemakai jaringan pada Sistem Tenaga Listrik Kalimantan tersebut berkewajiban memenuhi semua ketentuan dalam Aturan Jaringan ini sebagai dasar untuk pengoperasian instalasi penyediaan Tenaga Listrik yang dimilikinya. Disamping itu, ketentuan pada Aturan Jaringan ini akan memberikan kejelasan mengenai hak dan kewajiban masing-masing pelaku usaha penyediaan Tenaga Listrik/pemakai jaringan pada Sistem Tenaga Listrik Kalimantan.

Aturan Jaringan ini merupakan dokumen yang bersifat dinamis dan adaptif sehingga harus selalu dimutakhirkan oleh Komite Manajemen Aturan Jaringan (*Grid Code Management Committee*) sejalan dengan perkembangan kondisi sistem dan struktur usaha serta perubahan kompleksitas sistem.

Aturan Jaringan ini berisi ketentuan mengenai Aturan Manajemen Jaringan (*Grid Management Code*), Aturan Penyambungan (*Connection Code*), Aturan Operasi (*Operating Code*), Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi (*Scheduling and Dispatch Code*), Aturan Transaksi Tenaga Listrik (*Settlement Code*), Aturan Pengukuran (*Metering Code*), Aturan Kebutuhan Data (*Data Requirement Code*) dan Aturan Tambahan.

**BAB II**  
**ATURAN MANAJEMEN JARINGAN**  
**(GRID MANAGEMENT CODE)**

**A. Umum**

1. Aturan Manajemen Jaringan ini berisi aturan umum mengenai:
  - a. Komite Manajemen;
  - b. keadaan yang belum diatur dalam Aturan Jaringan;
  - c. penyelesaian perselisihan;
  - d. perubahan Aturan Jaringan;
  - e. penegakan pelaksanaan Aturan Jaringan;
  - f. pelaporan; dan
  - g. interpretasi umum Aturan Jaringan
2. Penerapan aturan tersebut akan mendorong terciptanya keandalan dan keamanan Jaringan, memacu efisiensi ekonomis dan efisiensi pengoperasian, serta memfasilitasi pengembangan dan investasi Jaringan.

**B. Komite Manajemen Aturan Jaringan**

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

1. Tugas Komite Manajemen

Komite Manajemen mempunyai tugas:

- a. mengkaji usulan yang disampaikan oleh Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan atau pihak yang berkepentingan untuk perubahan Aturan Jaringan;
- b. mempublikasikan setiap rekomendasi untuk perubahan Aturan Jaringan yang oleh Komite Manajemen dianggap perlu, termasuk alasan-alasan untuk rekomendasi tersebut;
- c. menerbitkan interpretasi dan pedoman atas Aturan Jaringan termasuk implementasinya apabila diperlukan oleh Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan atau pihak yang berkepentingan; dan

- d. membuat rekomendasi untuk perubahan Aturan Jaringan untuk keadaan yang belum diatur dalam Aturan Jaringan, sebagaimana dimaksud dalam ketentuan huruf C.
2. Perwakilan Dalam Komite Manajemen
    - a. Komite Manajemen terdiri atas perwakilan dari Pemerintah, PT PLN (Persero) Kantor Pusat, PLN Wilayah, PLN Area Penyaluran dan Pengatur Beban (AP2B)/Area Pengatur Distribusi dan Penyaluran (APDP), PLN Unit Induk Pembangunan (UIP), Unit/Perusahaan Pembangkit, dan Konsumen Besar di Kalimantan.
    - b. Komposisi Komite Manajemen  
Keanggotaan Komite Manajemen berjumlah gasal yang terdiri atas:
      - 1) Seorang Ketua merangkap Anggota;
      - 2) Anggota:
        - a) dua orang Anggota mewakili Pemerintah,
        - b) satu orang Anggota mewakili PT PLN (Persero) Kantor Pusat,
        - c) satu orang Anggota mewakili PLN Wilayah Kalimantan Barat,
        - d) satu orang Anggota mewakili PLN Wilayah Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah,
        - e) satu orang Anggota mewakili PLN Wilayah Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara,
        - f) tiga orang Anggota masing-masing mewakili PLN AP2B/Area Pengatur Distribusi dan Penyaluran (APDP) di Kalimantan,
        - g) dua orang Anggota mewakili PLN UIP di Kalimantan,
        - h) tiga orang Anggota mewakili Unit/Perusahaan Pembangkit,
        - i) dua orang Anggota mewakili Konsumen Besar di Kalimantan.
  3. Pengangkatan Keanggotaan Komite Manajemen
    - a. Pada tahap awal, Ketua Komite Manajemen adalah *General Manager* PLN Wilayah Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah dan untuk pelaksana fungsi kesekretariatan dipilih dari salah satu Anggota di dalam rapat Komite Manajemen.

- b. Untuk tahap selanjutnya, Ketua Komite Manajemen dipilih diantara anggota Komite Manajemen dalam Rapat Komite dan pembentukan Komite Manajemen ditetapkan oleh Direktur Jenderal Ketenagalistrikan.
  - c. Penunjukan setiap Anggota Komite Manajemen dilakukan oleh masing-masing pihak dengan pemberitahuan secara resmi kepada Komite Manajemen dan apabila dianggap perlu, pihak yang diwakili dapat mengusulkan penggantian anggota dalam Komite Manajemen dengan penjelasan mengenai alasan penggantian tersebut.
4. Masa kerja Ketua dan Anggota Komite Manajemen
- a. Masa kerja Ketua Komite Manajemen adalah 2 (dua) tahun dan dapat dipilih kembali untuk masa kerja berikutnya.
  - b. Jabatan Ketua Komite Manajemen secara otomatis berakhir apabila yang bersangkutan berhalangan tetap atau tidak lagi bekerja untuk perusahaan/instansi yang diwakilinya dan segera dipilih penggantinya.
  - c. Masa kerja Anggota Komite Manajemen secara otomatis berakhir apabila:
    - 1) ada surat resmi dari instansi/perusahaan mengenai penarikan kembali yang bersangkutan dari keanggotaan Komite Manajemen;
    - 2) yang bersangkutan berhalangan tetap;
    - 3) yang bersangkutan tidak lagi bekerja untuk perusahaan yang diwakilinya,dan segera dipilih penggantinya.
5. Pertemuan Komite Manajemen
- a. Komite Manajemen harus menyelenggarakan pertemuan paling sedikit 1 (satu) kali dalam 1 (satu) tahun untuk mengkaji-ulang pengoperasian jaringan (*grid*).
  - b. Pertemuan lainnya dijadwalkan sesuai dengan kebutuhan untuk menangani permasalahan dan isu-isu yang disampaikan kepada Komite Manajemen.
6. Pembentukan Subkomite
- a. Komite Manajemen perlu membentuk Subkomite Perencanaan dan Subkomite Pengoperasian dan apabila dibutuhkan dapat membentuk Subkomite lainnya.

- b. Subkomite Perencanaan, wajib:
  - 1) mengkaji ulang rencana tahunan pengembangan Jaringan untuk meyakinkan ketentuan yang memadai atas keandalan dan efisiensi operasi untuk waktu yang akan datang;
  - 2) mengkaji ulang dan merekomendasikan tindak lanjut dari proposal proyek pengembangan Jaringan.
- c. Subkomite Pengoperasian, wajib:
  - 1) mengkaji ulang laporan tahunan operasi Jaringan;
  - 2) memantau dan melaporkan penerapan Aturan Jaringan kepada Komite Manajemen Jaringan;
  - 3) merekomendasikan perubahan prosedur operasi untuk keandalan dan keekonomian pengoperasian Jaringan;
  - 4) melakukan pertemuan setiap 3 (tiga) bulan untuk mengevaluasi realisasi pengoperasian 3 (tiga) bulan sebelumnya.
- 7. Biaya Operasi Komite Manajemen
  - a. Komite Manajemen harus menyampaikan proposal anggaran biaya operasi untuk tahun berikutnya setiap bulan September.
  - b. Biaya operasional Komite Manajemen dibebankan kepada pelaku usaha penyediaan tenaga listrik dan diatur lebih lanjut oleh Komite Manajemen.

**C. Keadaan yang Belum Diatur Dalam Aturan Jaringan**

- 1. Apabila terjadi suatu keadaan yang belum termasuk dalam ketentuan Aturan Jaringan, PLN Wilayah harus segera melakukan koordinasi dengan semua Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan yang terkait untuk mencapai kesepakatan dengan cara yang tepat.
- 2. Apabila tidak tercapai kesepakatan dalam waktu yang ditentukan maka PLN Wilayah harus segera membuat keputusan dengan mempertimbangkan pendapat Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan yang terkena akibat.
- 3. Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan harus memenuhi semua instruksi yang dikeluarkan oleh PLN Wilayah sepanjang instruksi tersebut konsisten dengan karakteristik teknis atau peralatan fasilitas Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan yang terdaftar sesuai dengan Aturan Jaringan.

4. PLN Wilayah harus segera menyampaikan semua keadaan yang belum termasuk dalam ketentuan Aturan Jaringan berikut keputusan terkait kepada Komite Manajemen untuk dilakukan kaji ulang atas Aturan Jaringan.

**D. Penyelesaian Perselisihan**

1. Interpretasi Aturan Jaringan mungkin dapat menimbulkan perselisihan dari waktu ke waktu dan proses penyelesaian perselisihan Aturan Jaringan yang ditetapkan dalam klausul ini berlaku kepada PLN Wilayah dan semua Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan, namun tidak dimaksudkan untuk penyelesaian perselisihan *settlement* yang diatur tersendiri dalam Aturan Transaksi Tenaga Listrik (*Settlement Code*) sebagaimana dimaksud dalam ketentuan Bab IV.
2. Proses Penyelesaian Perselisihan Tahap Pertama  
Proses penyelesaian perselisihan Aturan Jaringan tahap pertama meliputi hal-hal sebagai berikut:
  - a. apabila perselisihan timbul di antara para pihak dan tidak dapat diselesaikan secara informal, maka salah satu pihak dapat mengajukan permasalahan tersebut secara tertulis kepada pihak lainnya;
  - b. para pihak yang bersengketa harus bertemu untuk mendiskusikan dan mengusahakan penyelesaiannya dan apabila terselesaikan, maka solusinya didokumentasikan dan catatannya diberikan kepada para pihak;
  - c. apabila perselisihan tidak terselesaikan, maka dibentuk panitia yang terdiri dari perwakilan para pihak untuk mendiskusikan dan mengupayakan penyelesaiannya dan apabila terselesaikan, maka kesepakatannya didokumentasikan dan catatannya diberikan kepada para pihak; dan
  - d. apabila perselisihan tidak terselesaikan oleh panitia sebagaimana dimaksud pada huruf c, maka atas permintaan salah satu atau kedua pihak, permasalahan tersebut diteruskan kepada Komite Manajemen untuk penyelesaian, dan berdasarkan opsinya, Komite Manajemen dapat meneruskannya kepada Panel Penyelesaian Perselisihan Aturan Jaringan yang ditunjuk oleh Komite Manajemen.

3. Panel Penyelesaian Perselisihan Aturan Jaringan
  - a. dalam hal perselisihan spesifik atau penyelesaian perselisihan tidak terselesaikan oleh panitia sebagaimana dimaksud dalam huruf B angka 2 huruf c mengenai Pengangkatan Keanggotaan Komite Manajemen harus menunjuk Panel Penyelesaian Perselisihan yang terdiri atas 3 (tiga) atau 5 (lima) personel yang memiliki pengetahuan dan kemampuan teknis untuk membahas pokok persoalan yang dipermasalahkan oleh para pihak yang bertikai;
  - b. panel tersebut harus melakukan rapat-rapat resmi untuk mendengar dan menerima pernyataan dari masing-masing pihak;
  - c. posisi para pihak dan keputusan Panel harus didokumentasikan, disampaikan kepada kedua belah pihak, dan disimpan oleh Komite Manajemen dan keputusan Panel adalah bersifat mengikat dan final.
4. Biaya Penyelesaian Perselisihan

Biaya dari proses penyelesaian perselisihan ditetapkan dengan cara sebagai berikut:

  - a. apabila perselisihan diselesaikan, bagian dari penyelesaian/solusi harus mencakup alokasi biaya proses penyelesaian; atau
  - b. apabila proses perselisihan dihentikan/dibatalkan oleh pihak yang mengajukan permasalahan, maka pihak yang mengajukan permasalahan dibebani seluruh biaya proses penyelesaian perselisihan tersebut.

**E. Perubahan Aturan Jaringan**

1. Apabila diperlukan perubahan dalam Aturan Jaringan, maka usulan perubahan dilengkapi dengan pertimbangan beserta data pendukungnya dan disampaikan kepada Komite Manajemen.
2. Dalam hal Komite Manajemen menyetujui usulan perubahan Aturan Jaringan, maka Komite Manajemen mengusulkan kepada Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral melalui Direktur Jenderal Ketenagalistrikan untuk mendapat penetapan.
3. Dalam hal Komite Manajemen menolak usulan perubahan Aturan Jaringan, maka keputusan penolakan harus disertai dengan alasan tertulis kepada pihak yang mengajukan.

**F. Penegakan Pelaksanaan Aturan Jaringan**

Apabila Komite Manajemen menyimpulkan, Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan telah melanggar atau sedang melakukan pelanggaran ketentuan Aturan Jaringan, maka Komite Manajemen dapat mengajukan proses penegakan pelaksanaan Aturan Jaringan, dengan tahapan proses sebagai berikut:

1. surat pemberitahuan secara tertulis dikirimkan kepada pihak yang melanggar dengan penjelasan secara spesifik atas pelanggarannya, serta tindakan perbaikan yang diperlukan;
2. pihak yang melakukan pelanggaran harus memberikan jawaban secara tertulis dalam jangka waktu 30 (tiga puluh) hari kalender, terhadap tuduhan pelanggaran, termasuk informasi kesediaan pihak pelanggar untuk mematuhi instruksi Komite Manajemen;
3. apabila Komite Manajemen dapat menyetujui alasan yang diberikan oleh pihak pelanggar, hal itu harus dinyatakan secara tertulis kepada pihak pelanggar yang menyatakan permasalahan telah selesai; dan
4. apabila Komite Manajemen tidak dapat menerima alasan yang diberikan oleh pihak pelanggar, maka Komite Manajemen harus mendokumentasikan tuduhan terhadap pihak pelanggar, dan merekomendasikan sanksi termasuk penalti dan/atau pemutusan dari jaringan.

**G. Pelaporan**

1. Laporan Tahunan  
Komite Manajemen harus menerbitkan ringkasan tahunan dari Laporan Operasi Jaringan tahun sebelumnya, paling lambat tanggal 31 Maret.
2. Pelaporan Kejadian Penting
  - a. pengelola jaringan atau pelaku usaha/pemakai jaringan dalam jangka waktu paling lama 1 (satu) bulan setelah kejadian penting, seperti; gangguan besar dalam Sistem, harus melaporkan kejadian tersebut kepada Komite Manajemen;
  - b. laporan sebagaimana dimaksud pada huruf a meliputi penyebab gangguan/kejadian, jumlah dan lamanya gangguan/kejadian, termasuk rekomendasi apabila ada perubahan prosedur operasi, kebutuhan pelatihan atau usulan perubahan ketentuan Aturan Jaringan;

- c. Komite Manajemen melakukan penelitian terhadap laporan sebagaimana dimaksud pada huruf b, termasuk penyebab terjadinya gangguan/kejadian;
  - d. dalam hal pengelola jaringan atau Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan terbukti melakukan pelanggaran atas ketentuan Aturan Jaringan, dalam laporan tertulis dapat direkomendasikan penerapan sanksi.
3. Laporan-laporan Khusus
- Laporan-laporan khusus harus disiapkan sesuai opsi Komite Manajemen, seperti permintaan dari Pemerintah atau atas permintaan dari satu atau lebih Pengelola Jaringan/Pemakai Jaringan.

#### **H. Interpretasi Umum Aturan Jaringan**

1. Aturan Jaringan ini diterbitkan dan diberlakukan dalam Bahasa Indonesia.
2. Semua komunikasi operasional antara PLN Wilayah, PLN AP2B/APDP, Unit/Perusahaan atau Pemakai Jaringan lainnya harus menggunakan Bahasa Indonesia kecuali dengan persetujuan tertulis dari PLN AP2B/APDP.
3. Organisasi PLN AP2B/APDP  
PLN AP2B/APDP adalah sebagai:
  - a. unit di bawah PLN Wilayah yang melaksanakan pengelolaan dan operasi jaringan; dan
  - b. koordinator keseluruhan dalam pengoperasian Jaringan termasuk *dispatch*.

Organisasi PLN AP2B/APDP dapat diubah, sesuai dengan perkembangan struktur organisasi dalam proses restrukturisasi sektor Tenaga Listrik.

**BAB III**  
**ATURAN PENYAMBUNGAN**  
**(CONNECTION CODE)**

**A. Umum**

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

**B. Tujuan**

Tujuan Aturan Penyambungan ini adalah untuk memastikan:

- a. persyaratan teknis dan operasional yang harus dipenuhi oleh Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan dalam rangka penyambungan dengan jaringan transmisi; dan
- b. Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan dihubungkan dengan jaringan transmisi hanya apabila persyaratan teknis dan operasional yang dinyatakan dalam Aturan Penyambungan ini dipenuhi.

**C. Subyek Pelaku Usaha/Pemakai Aturan Penyambungan**

Aturan Penyambungan ini diberlakukan untuk PLN dan semua Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan, antara lain:

1. Unit/Perusahaan Pembangkit yang instalasinya terhubung langsung dengan Jaringan Kalimantan;
2. PLN AP2B/APDP/Area Pengatur Distribusi (APD);
3. PLN UIP;
4. Konsumen Besar yang terhubung langsung ke Jaringan Kalimantan;
5. Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan lain yang terhubung ke Jaringan Kalimantan berdasarkan perjanjian khusus, termasuk Kerja Sama Operasi (KSO) ; dan
6. Agen/Perusahaan yang bekerja untuk para Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan seperti badan usaha jasa penunjang tenaga listrik bidang pembangunan dan pemasangan, serta pemeliharaan dan lain-lain.

**D. Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan**

1. PLN Wilayah dan semua Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan harus berusaha semaksimal mungkin agar pada setiap titik sambungan, unjuk kerja berikut ini dipenuhi, yaitu:

- a. frekuensi nominal 50 Hz, diusahakan untuk tidak lebih rendah dari 49,5 Hz atau lebih tinggi dari 50,5 Hz, dan selama waktu keadaan darurat (*emergency*) dan gangguan, frekuensi sistem diizinkan turun hingga 47,5 Hz atau naik hingga 52,0 Hz sebelum unit pembangkit diizinkan keluar dari operasi;
- b. tegangan sistem harus dipertahankan dalam batasan sebagai berikut:

<u>Tegangan Nominal</u>	<u>Kondisi Normal</u>
275 kV	+5%, -10%
150 kV	+5%, -10%
66 kV	+5%, -10%

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

<u>Tegangan Nominal</u>	<u>Distorsi Total</u>
275 kV	3%
150 kV	3%
66 kV	3%

- d. komponen urutan negatif maksimum dari tegangan fase dalam jaringan tidak boleh melebihi 1% (satu persen) pada kondisi operasi normal dan keluar terencana, serta tidak melebihi 2% (dua persen) selama kejadian tegangan *impuls* sesaat (*infrequently short duration peaks*); dan
- e. fluktuasi tegangan pada suatu titik sambungan dengan beban berfluktuasi, harus tidak melebihi batasan:

- 1) 2% (dua persen) dari tingkat tegangan untuk setiap perubahan *step*, yang dapat terjadi berulang.

Setiap kejadian ekskursi tegangan yang besar di luar perubahan *step* dapat diizinkan hingga 3% (tiga persen) asalkan tidak menimbulkan risiko terhadap jaringan transmisi, atau instalasi Pemakai Jaringan.

Kedip tegangan hingga 5% (lima persen) saat menjalankan motor listrik yang tidak sering terjadi, dapat ditolerir.

- 2) *flicker* jangka pendek 1,0 (satu koma nol) unit dan jangka panjang 0,8 (nol koma delapan) unit yang terukur dengan *flicker meter* sesuai dengan spesifikasi IEC-868.
- f. faktor daya ( $\text{Cos } \phi$ ) di titik sambungan antara instalasi Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan dengan Jaringan minimum sebesar 0,85 (nol koma delapan lima) *lagging*.
- g. PLN Wilayah dan semua Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan berkewajiban memasang *power quality meter* yang dapat memantau secara terus menerus dan terekam berupa *softcopy*.
2. Karakteristik unjuk kerja Jaringan yang dinyatakan sebagaimana dimaksud pada angka 1 dapat saja tidak terpenuhi pada kondisi gangguan yang parah pada Sistem, seperti Sistem terpisah menjadi pulau-pulau (*islanding operation*) karena pembangkit besar atau transmisi keluar dari Sistem dan/atau terjadi *voltage collapse*.
3. PLN Wilayah dan seluruh Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan wajib berkoordinasi untuk menjamin pencapaian karakteristik unjuk kerja jaringan transmisi sebagaimana dimaksud pada angka 1, kecuali pada kondisi sangat parah.

**E. Persyaratan Peralatan Milik Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan**

1. Persyaratan umum untuk peralatan milik Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan:
  - a. semua peralatan harus dirancang dan dipasang berdasarkan spesifikasi yang baik, serta dioperasikan dan dipelihara berdasarkan kebiasaan yang baik di industri ketenagalistrikan (*good utility practices*), dan harus mampu dioperasikan pada kondisi sebagaimana dimaksud dalam huruf D angka 1;
  - b. selain persyaratan sebagaimana dimaksud pada huruf a, semua peralatan Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan harus memenuhi persyaratan atau standar sesuai dengan ketentuan dalam huruf J mengenai Persyaratan dan Standardisasi Peralatan di Titik Sambungan;
  - c. Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan harus membayar segala biaya fasilitas instalasi penghubung ke Jaringan dan PLN AP2B/APDP harus memiliki kontrol operasional sepenuhnya atas semua fasilitas yang terhubung ke jaringan tegangan tinggi tanpa memandang kepemilikannya, selanjutnya apabila di kemudian

hari suatu fasilitas memberikan keuntungan kepada pendatang baru sebagai Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan, maka PLN Wilayah akan mengatur agar Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan yang baru tersebut berpartisipasi mengkompensasi nilai investasi Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan lama secara proporsional; dan

- d. PLN AP2B/APDP memiliki kontrol operasional sepenuhnya terhadap pembangkit-pembangkit yang terhubung ke jaringan transmisi ataupun ke tegangan menengah.
2. Persyaratan Unit Pembangkit
    - a. persyaratan Unit Pembangkit ini mengatur kriteria teknis dan desain, serta persyaratan unjuk kerja untuk unit pembangkit yang terhubung langsung ke jaringan transmisi dan tegangan menengah, dengan pengecualian unit-unit yang dianggap sangat kecil;
    - b. untuk kepentingan Aturan Jaringan dan Aturan Penyambungan, klasifikasi unit pembangkit ditetapkan sebagai berikut:
      - 1) Besar : lebih besar atau sama dengan 50 MW (lima puluh megawatt);
      - 2) Menengah: dari 10 MW (sepuluh megawatt) sampai kurang dari 50 MW (lima puluh megawatt);
      - 3) Kecil : kurang dari 10 MW (sepuluh megawatt).
    - c. setiap Unit Pembangkit Besar harus dilengkapi dengan:
      - 1) *Governor* reaksi cepat yang berpengaruh pada pengatur primer frekuensi Sistem di antara 48,5 Hz hingga 51,0 Hz dan Pembangkit harus mampu menerima sinyal *Automatic Generation Control* (AGC) dari *dispatch* PLN AP2B/APDP untuk memungkinkan pengaturan sekunder frekuensi Sistem;
      - 2) alat pengatur tegangan otomatis reaksi cepat untuk pengaturan tegangan terminal generator dalam rentang operasi unit pembangkit tersebut tanpa mengakibatkan ketidakstabilan; dan
      - 3) *power system stabilizer*.

- d. setiap Unit Pembangkit Menengah harus dilengkapi dengan:
  - 1) *Governor* reaksi cepat yang berpengaruh pada pengatur primer frekuensi di antara 48,5 Hz hingga 51,0 Hz dan pembangkit harus mampu menerima sinyal *Automatic Generation Control* (AGC) dari *dispatch* PLN AP2B/APDP untuk memungkinkan pengaturan sekunder frekuensi Sistem; dan
  - 2) alat pengatur tegangan otomatis bereaksi cepat untuk pengaturan tegangan terminal generator dalam rentang operasi unit pembangkit tersebut tanpa mengakibatkan ketidakstabilan.
- e. Setiap Unit Pembangkit Kecil harus dilengkapi dengan:
  - 1) *Governor* yang berpengaruh pada pengatur primer frekuensi di antara 48,5 Hz hingga 51,0 Hz; dan
  - 2) alat pengatur tegangan otomatis untuk pengaturan tegangan terminal generator dalam rentang operasi unit pembangkit tersebut tanpa mengakibatkan ketidakstabilan.
- f. setiap Unit Pembangkit harus mampu beroperasi sesuai dengan kemampuan yang dideklarasikan:
  - 1) pada frekuensi dalam rentang 48,0 Hz hingga 51,0 Hz; dan
  - 2) pada setiap faktor daya (*power factor*) di antara 0,85 *lagging* dan 0,90 *leading*.

Pengecualian dari persyaratan ini adalah unit pembangkit generator induksi kapasitas kecil atau yang disetujui oleh PLN AP2B/APDP.

- g. setiap Unit Pembangkit harus tetap terhubung ke Jaringan pada rentang frekuensi 47,5 Hz hingga 52,0 Hz dan dalam rentang tegangan sebagaimana dimaksud dalam huruf D angka 1 huruf b dan pemisahan Unit Pembangkit dari Jaringan dalam rentang frekuensi ini dibolehkan apabila merupakan bagian dari pengamanan Jaringan secara keseluruhan yang diatur oleh PLN AP2B/APDP.
- 3. Persyaratan Peralatan Komunikasi Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan
    - a. setiap Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan, harus menyediakan peralatan komunikasi yang dihubungkan dengan fasilitas komunikasi PLN AP2B/APDP berupa:

- 1) Suara (*voice*):
  - a) Operasional:
    - i. Sirkuit komunikasi khusus dan *redundancy* untuk Pembangkit besar yang terhubung ke 275 kV, 150 kV dan 66 kV serta Gardu Induk 275 kV, 150 kV, dan 66 kV; dan
    - ii. Jaringan telekomunikasi bagi Pembangkit menengah dan kecil yang terhubung ke 275 kV, 150 kV, dan 66 kV.
  - b) Administratif:

Jaringan telekomunikasi atau sirkuit khusus telekomunikasi umum untuk semua Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan.
- 2) Data
  - a) sirkuit komunikasi khusus untuk *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA);
  - b) sirkuit komunikasi khusus untuk Proteksi Jaringan;
  - c) jaringan telekomunikasi atau sirkuit khusus telekomunikasi umum untuk faksimile; dan,
  - d) jaringan telekomunikasi atau jaringan khusus untuk rangkaian komputer.
- b. untuk menjamin tersedianya *monitoring* dan pengaturan jaringan transmisi yang memadai, sarana telekomunikasi di antara Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan dan PLN AP2B/APDP harus dipersiapkan sesuai dengan persyaratan pemasangan, pemeliharaan dan pengoperasian 2 (dua) saluran komunikasi suara yang independen, di ruang kendali pemakai jaringan sebagaimana dimaksud dalam ketentuan huruf E angka 4 atau fasilitas komunikasi lain yang disetujui oleh PLN AP2B/APDP.

4. Persyaratan pemasangan, pemeliharaan, dan pengoperasian 2 (dua) saluran komunikasi suara yang independen, di ruang kendali pemakai jaringan meliputi:
  - a. Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan harus memasang, memelihara dan mengoperasikan 2 (dua) saluran komunikasi suara yang independen di ruang kendali Pelaku Usaha/pemakai jaringan agar dapat berkomunikasi dengan PLN AP2B/APDP;
  - b. terminologi independen sebagaimana dimaksud pada huruf a mempunyai makna apabila salah satu saluran terganggu, saluran yang satunya lagi masih dapat dipakai;
  - c. saluran-saluran komunikasi tersebut harus terpadu secara memadai dengan fasilitas telekomunikasi yang telah ada;
  - d. saluran-saluran suara harus digunakan untuk komunikasi di antara operator PLN AP2B/APDP dengan operator Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan, dan hanya digunakan untuk maksud operasional saja; dan
  - e. fasilitas telekomunikasi tersebut harus dilengkapi alat catu daya utama dan cadangan yang memadai.
5. Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan harus:
  - a. memasang dan memelihara rangkaian komputer tersendiri serta peralatan faksimile yang sesuai dengan peralatan PLN AP2B/APDP; dan
  - b. memasang, memelihara, dan mengoperasikan saluran data SCADA pada titik sambungan yang menyediakan indikasi-indikasi, pengukuran, telemetri dan kontrol, sesuai dengan ketentuan dalam huruf K mengenai Pengukuran, Telemetri dan Kontrol di Titik Sambungan, Aturan Penyambungan ini ke PLN AP2B/APDP.

**F. Prosedur Penyambungan**

1. Penyampaian Data dan Informasi

Permohonan penyambungan diajukan sekurang-kurangnya 30 (tiga puluh) hari kerja sebelum tanggal pelaksanaan pemberian tegangan (*energize*) titik sambungan, dengan ketentuan Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan telah memenuhi persyaratan atas fasilitas dan titik sambungan sebagai berikut:

- a. sesuai dengan persyaratan dalam ketentuan Bab V mengenai Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi (*Schedul and Dispatch Code*) dan telah menyampaikan data dan informasi yang diperlukan sesuai dengan ketentuan Bab VIII mengenai Aturan Kebutuhan Data (*Data Requirements Code*) dengan waktu yang memadai untuk evaluasi teknisnya;
  - b. memenuhi persyaratan dalam ketentuan Bab IV mengenai Aturan Operasi (*Operating Code*);
  - c. menyampaikan permintaan tertulis kepada PLN Wilayah untuk maksud *energize* titik sambungan, termasuk informasi keinginan waktu tercepat untuk *energize*;
  - d. menyampaikan kepada PLN Wilayah informasi yang diperlukan untuk mempersiapkan urutan kerja lapangan:
    - 1) daftar peralatan Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan, seperti trafo, *tap changer*, pengatur dan pasokan reaktif, peralatan proteksi, dan lain-lain yang mempengaruhi Jaringan; dan
    - 2) daftar personel Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan yang akan bertanggung jawab memberi dan menerima data informasi yang diperlukan sesuai dengan ketentuan Bab IV mengenai Aturan Operasi (*Operating Code*) dan Bab V mengenai Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi (*Schedul and Dispatch Code*) yang meliputi nama, jabatan, tanggung jawab pada titik sambungan atau lokasi kantor kerjanya.
  - e. menyampaikan kepada PLN Wilayah mengenai semua peralatan pada titik sambungan yang telah memenuhi persyaratan Aturan Jaringan.
2. Persetujuan untuk penyambungan ke Jaringan
- Persetujuan untuk penyambungan ke Jaringan harus diberikan secara tertulis oleh PLN Wilayah kepada Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan, dan prosedur pemberian tegangan harus diikuti oleh Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan, dengan ketentuan sebagai berikut:
- a. Sebelum titik sambungan diberi tegangan, Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan harus membuktikan kepada PLN Wilayah:

- 1) telah memenuhi semua persyaratan meliputi: laik bertegangan/laik sinkron dan selanjutnya sebelum dioperasikan secara komersial harus dilengkapi dengan sertifikat laik operasi atas fasilitas tersebut;
  - 2) peralatan komunikasi yang diperlukan, proteksi, dan peralatan kontrol yang terpasang memenuhi standar dalam Aturan Jaringan.
- b. Fasilitas yang dibangun Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan sebagaimana dimaksud pada huruf a harus diperiksa dan disetujui oleh suatu lembaga inspeksi teknik sesuai dengan ketentuan peraturan perundangan.
3. Kewajiban PLN Wilayah
- a. Sebelum tanggal *energize* titik sambungan, dan persyaratan penyambungan telah dipenuhi, maka PLN Wilayah harus:
    - 1) sudah menetapkan keputusan mengenai fasilitas Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan yang sepenuhnya telah memenuhi persyaratan dalam Aturan Jaringan;
    - 2) mempersiapkan, menyetujui, dan menyampaikan jadwal lapangan kepada Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan yang meliputi informasi:
      - a) daftar peralatan PLN Wilayah dan peralatan Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan pada titik sambungan;
      - b) daftar kegiatan yang akan dilakukan oleh PLN Wilayah dan Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan di titik sambungan;
      - c) penjelasan/jadwal atas telekomunikasi, meter pengukuran, proteksi jaringan, telemetri dan peralatan kontrol; dan
      - d) daftar personel PLN Wilayah yang bertanggung jawab memberikan dan menerima data dan informasi yang diperlukan sesuai dengan Aturan Operasi (*Operating Code*), Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi (*Schedul and Dispatch Code*), meliputi nama, jabatan, tanggung jawab, dan satuan organisasinya.
    - 3) mempersiapkan prosedur keselamatan kerja setempat dan nama petugas koordinator keselamatan kerja sesuai dengan persyaratan dalam Aturan Operasi (*Operating Code*).

4. Pemeriksaan dan Berita Acara Titik Sambungan
  - a. PLN Wilayah dan Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan melakukan kesepakatan waktu/tanggal untuk pemeriksaan titik sambungan dan tanggal tersebut tidak lebih awal dari tanggal yang diminta oleh Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan sebagaimana dimaksud dalam Huruf F angka 1 mengenai Prosedur Penyambungan dalam Bab III ini, namun tidak dapat ditunda tanpa alasan yang jelas.
  - b. PLN Wilayah menyatakan kondisi titik sambungan telah memenuhi persyaratan Aturan Jaringan dan siap untuk *energize*, apabila telah mendapat rekomendasi laik bertegangan dan/atau laik sinkron dari lembaga inspeksi teknik.
5. *Energize* Titik Sambungan  
Setelah Berita Acara Titik Sambungan diterbitkan, Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan dan PLN Wilayah harus bersama-sama mengadakan kesepakatan mengenai prosedur dan waktu pelaksanaan *energize* tersebut.

#### **G. Karakteristik Operasi Terdaftar**

Sebelum *energize* titik sambungan, Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan harus menyampaikan:

1. semua data yang dibutuhkan sesuai dengan ketentuan Bab VIII mengenai Aturan Kebutuhan Data (*Data Requirement Code*); dan
2. revisi atas data operasi terdaftar untuk memperlihatkan perubahan-perubahan yang terjadi di titik sambungan dan/atau peralatan terkait lainnya.

#### **H. Data Perencanaan Fasilitas dan Pengoperasian**

1. Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan harus menyampaikan semua data perencanaan dan pengoperasian fasilitas miliknya, sebelum pelaksanaan *energize* sesuai dengan ketentuan Bab V mengenai Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi (*Schedule and Dispatch Code*).
2. Setelah *energize* berlangsung, Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan berkewajiban untuk terus menyampaikan data yang diperlukan sesuai dengan jadwal yang dinyatakan dalam ketentuan Bab V

mengenai Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi (*Schedule and Dispatch Code*).

**I. Nomenklatur dan Identifikasi Peralatan**

1. Semua peralatan yang terhubung dengan jaringan transmisi harus menggunakan penomoran peralatan dan kode identifikasi sesuai dengan ketentuan dalam huruf L mengenai Penomoran Peralatan dan Kode Identifikasi (*Equipment Numbering and Code Identification*) Aturan Penyambungan ini.
2. Persyaratan ini diberlakukan untuk semua Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan dan PLN Wilayah.
3. Pengaturan identifikasi ini dibuat untuk meminimumkan kemungkinan kesalahan operator dalam pengoperasian dikarenakan salah pengertian dalam menangkap instruksi sesuai dengan ketentuan Bab IV huruf M mengenai Penomoran dan Penamaan Peralatan.

**J. Persyaratan dan Standardisasi Peralatan di Titik Sambungan**

1. Umum  
Semua peralatan yang terhubung dengan Jaringan seperti Pemutus (PMT), Pemisah (PMS), Peralatan Pembumian, Trafo Tenaga, Trafo Tegangan, Trafo Arus, Reaktor, *Arrester*, *Bushing*, Peralatan Netral, Kapasitor, *Line Traps*, Peralatan Kopling, dan koordinasi isolasi pada titik sambungan harus memenuhi Standar Nasional Indonesia atau Standar Internasional, seperti Standar ANSI/IEEE, aturan (*code*) NEC/NEMA dan/atau IEC kecuali untuk peralatan tertentu yang secara eksplisit dinyatakan mengikuti standar lain.
2. Persyaratan-persyaratan yang harus dipenuhi oleh pengguna Titik Sambungan ke PLN Wilayah
  - a. Setiap sambungan antara fasilitas Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan dengan jaringan transmisi harus dikontrol oleh PMT yang mampu memutuskan arus hubung-singkat maksimum pada titik sambungan.
  - b. Berdasarkan permintaan, PLN Wilayah harus memberikan nilai arus hubung-singkat saat penyambungan dan yang akan datang, serta *rating* PMT saat berlangsung dan pada titik-titik sambungan terkait yang akan dibangun.

- c. Pengaturan Proteksi
- 1) setiap peralatan proteksi harus dilengkapi dengan sinkronisasi waktu standar.
  - 2) Proteksi untuk fasilitas Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan dan sambungan-sambungannya ke jaringan transmisi harus memenuhi persyaratan minimum seperti di bawah ini.
  - 3) Semua *setting* harus dikoordinasikan dengan *setting* proteksi PLN Wilayah untuk memperkecil akibat gangguan pada fasilitas Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan terhadap jaringan transmisi.
- d. Waktu Pemutusan Gangguan
- 1) Waktu pemutusan gangguan untuk gangguan di sisi Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan yang terhubung langsung dengan jaringan transmisi, mulai dari saat terjadinya gangguan hingga busur listrik padam oleh pembukaan PMT, harus kurang dari atau sama dengan:
    - a) 275 kV : 100 milidetik
    - b) 150 kV : 120 milidetik
    - c) 66 kV : 150 milidetik
  - 2) Dalam hal terjadi kesalahan peralatan proteksi utama Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan, maka berlaku ketentuan sebagai berikut:
    - a) Proteksi cadangan (*back up*) untuk gangguan di titik sambungan tegangan tinggi Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan yang disediakan oleh Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan harus disetel dengan waktu pemutusan gangguan kurang dari 400 milidetik.
    - b) Proteksi cadangan Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan juga diharapkan mampu bertahan, tanpa *trip*, terhadap arus beban yang timbul selama pemutusan suatu gangguan di jaringan transmisi oleh “proteksi kegagalan PMT” (*circuit breaker failure protection*) atau proteksi cadangan.

- c) PLN Wilayah juga harus menyediakan proteksi cadangan yang akan bekerja dengan waktu yang lebih lambat dari proteksi cadangan Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan untuk maksud perbedaan waktu.
  - d) Kondisi ini akan memberikan peluang perbedaan waktu antara proteksi cadangan Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan dengan proteksi cadangan yang ada di jaringan transmisi.
- 3) Proteksi Kegagalan PMT harus terpasang pada semua titik sambung 275 kV dan 150 kV
- Dalam hal kejadian kegagalan pemutusan arus gangguan oleh PMT tersebut, maka proteksi kegagalan PMT akan men-*trip*-kan semua PMT yang terhubung langsung dengan PMT yang gagal tersebut dalam waktu kurang dari 250 (dua ratus lima puluh) milidetik namun harus lebih dari 200 (dua ratus) milidetik.
- 4) Unjuk Kerja sistem proteksi
- a) Target unjuk kerja sistem proteksi (*protection system performance index*) jaringan adalah 99% (sembilan puluh sembilan persen) yang merupakan ukuran rata-rata dari kemampuan dan keberhasilan peralatan proteksi secara tepat men-*trip*-kan PMT pada saat terjadi gangguan primer sistem (*dependability index*) dan ukuran keamanan sistem proteksi pada saat tidak terjadi gangguan di primer sistem (*security index*).
  - b) Pemakai Jaringan berkewajiban memenuhi persyaratan Aturan Jaringan untuk mencapai angka keberhasilan proteksi tersebut.
3. Peralatan Proteksi Yang Diperlukan
- a. Proteksi Pada Fasilitas Interkoneksi
    - 1) semua peralatan proteksi Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan yang dapat mempengaruhi fasilitas jaringan transmisi harus memperoleh persetujuan dari PLN Wilayah.
    - 2) Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan harus mendapatkan persetujuan atas rencana peralatan proteksi sebelum dipasang.

- 3) persyaratan proteksi fasilitas interkoneksi jaringan transmisi dikelompokkan berdasarkan *Surge Impedance Ratio* (SIR) yaitu perbandingan impedansi sumber terhadap impedansi saluran yang diamankan.
  - 4) suatu saluran dikategorikan sebagai berikut:
    - a) saluran pendek, jika  $SIR > 4,0$
    - b) saluran sedang, jika  $0,5 \leq SIR \leq 4,0$
    - c) saluran panjang, jika  $SIR < 0,5$
- b. Proteksi saluran 275 kV
- 1) menggunakan filosofi duplikasi skema proteksi (a) dan skema proteksi (b) dengan ketentuan berbeda jenis proteksi atau jika jenisnya sama harus menggunakan algoritma pengukuran yang berbeda, *manufacture* yang berbeda. Sistem telekomunikasi proteksi yang digunakan untuk skema proteksi (a) dan skema proteksi (b) harus menggunakan media komunikasi yang berbeda yaitu *fibre optics* dan *power line carrier* (PLC). Skema proteksi minimum untuk saluran 275 kV adalah seperti pada Tabel A1.1.;
  - 2) dilengkapi dengan Relai *out-of-step* utama dan cadangan, untuk memblok kerja *distance relay* pada kondisi ayunan daya (*power swing*);
  - 3) setiap PMT terminal saluran transmisi harus dilengkapi dengan proteksi kegagalan PMT; dan
  - 4) setiap terminal saluran transmisi harus dilengkapi dengan skema proteksi *tripping* dan *reclosing* 1 (satu) fase dan 3 (tiga) fase dan *reclosing* 3 (tiga) fase harus dilengkapi dengan *synchro-check relay*.

Tabel A1.1.

Skema Proteksi Minimum Saluran 275 kV

Saluran yang diproteksi	Skema Proteksi	Saluran Telekomunikasi	
		PLC	FO
Saluran Pendek ( $SIR > 4,0$ )	<b>Skema Proteksi (a)</b> Utama 1 : Teleproteksi CD Cadangan : Teleproteksi Z + DEF		√

Saluran yang diproteksi	Skema Proteksi	Saluran Telekomunikasi	
		PLC	FO
Saluran Sedang ( $0,5 < SIR < 1,0$ ) atau Saluran Panjang ( $SIR < 0,5$ )	<b>Skema Proteksi (b)</b> Utama 2 : Teleproteksi CD Cadangan : Teleproteksi Z + DEF	√	√
	<b>Alternatif I</b>		
	<b>Skema Proteksi (a)</b> Utama 1 : Teleproteksi Z + DEF Cadangan : Z	√	
	<b>Skema Proteksi (b)</b> Utama 2 : Teleproteksi CD Cadangan : Teleproteksi Z + DEF		√
	<b>Alternatif II (*)</b>		
	<b>Skema Proteksi (a)</b> Utama 1 : Teleproteksi Z + DEF Cadangan : Z		√
	<b>Skema Proteksi (b)</b> Utama 2 : Teleproteksi Z + DEF Cadangan : Z	√	

Keterangan:

CD = *Current Differential*

DEF = *Directional Earth Fault*

Z = *Distance Relay*

PLC = *Power Line Carrier*

FO = *Fiber Optics*

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

c. Proteksi Saluran 150 kV dan 66 kV

- 1) Saluran pendek harus diproteksi dengan *differential* yang menggunakan *pilot wire* atau proteksi *current differential* melalui *fiber optics* atau proteksi *directional comparison* (jenis *non impedance*);

- 2) Saluran yang sedang dan panjang, harus diproteksi dengan skema *distance relay* yang menggunakan *transfer trip*, berupa *permissive under reaching* atau *permissive over reaching*, atau skema *directional comparison* dan skema tersebut harus juga mencakup Proteksi *zone 2* dan *zone 3* dengan waktu tundanya, serta dilengkapi dengan proteksi *directional earth fault*, dan proteksi *over current*.
  - 3) Setiap relai di terminal SUTT harus berkemampuan untuk “*tripping* dan *reclosing*” 3 (tiga) fase, dan khusus proteksi SUTT 150 kV (seratus lima puluh kilovolt) berkemampuan untuk “*tripping* dan *reclosing*” 1 (satu) fase dan pelaksanaan *reclosing* 3 (tiga) fase harus melalui *synchro check relay*.
  - 4) Media untuk skema *distance relay* yang menggunakan *transfer trip* adalah *PLC* dan/atau *Fiber Optic*.
  - 5) Untuk saluran transmisi dengan 2 (dua) seksi atau lebih SKTT/SUTT saluran pendek, pola proteksi SKTT *current differential* harus diganti dengan *distance relay* dan *backup overcurrent relay/ground fault relay*.
- d. Proteksi Trafo Tenaga
- Proteksi Trafo Tenaga harus memenuhi Tabel A1.2.

Tabel A1.2.  
Proteksi Trafo Tenaga

Proteksi	Ratio dan kapasitas transformator							
	150/66 kV, 150/20 kV, 66/20 kV						275/150 kV	
	< 10 MVA		10 s.d. 30 MVA		> 30 MVA		kV	
	HV	LV	HV	LV	HV	LV	HV	LV
Satu lebih	√		√		√		√	
Duobole	√		√		√		√	
Mesanan lebih mendadak	√		√		√		√	
Dijenerasi					√		√	
Arus Lebih	√	√	√	√	√	√	√	√
Termal			√		√		√	

Keterangan:

HV = High Voltage

LV = Low Voltage

Proteksi cadangan trafo distribusi seperti relai arus lebih fase-fase/fase-tanah (OCR/GFR) harus dikoordinasikan dengan proteksi *feeder* sesuai dengan kesepakatan antara PLN Wilayah dengan Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan.

e. Proteksi Unit Generator

Proteksi semua Unit Generator harus dikoordinasikan dengan proteksi jaringan transmisi, paling sedikit untuk:

- 1) proteksi cadangan terhadap gangguan tanah dan hubung-singkat seperti relai arus lebih (relai 50/51, 50N/51N) dan tegangan arus lebih (51V);
- 2) proteksi terhadap gangguan eksitasi lebih seperti relai *over excitation* (relai V/Hz atau 59/81 atau 24);
- 3) proteksi terhadap gangguan yang dapat menyebabkan generator beroperasi asinkron seperti relai *out of step* (relai 78) dan relai *loss of field* (relai 40); dan
- 4) proteksi Tegangan dan Frekuensi seperti relai *under/over voltage* (relai 59) dan relai *under/over frequency* (relai 81).

f. *Bus Protection* Tegangan Tinggi

Semua rel tegangan tinggi yang terhubung ke jaringan transmisi yang merupakan *outlet* pembangkit atau *outlet* IBT (275/150 kV atau 150/66 kV) harus dilengkapi dengan proteksi *bus differential*.

g. Perekam Gangguan (*Disturbance Fault Recorder*)

Dalam hal terjadi gangguan, guna mempermudah analisa gangguan maka:

- 1) setiap titik sambungan ke jaringan 275 kV (dua ratus tujuh puluh lima kilovolt) selain harus dilengkapi dengan *external disturbance, Sequential Event Recorder* (SER) juga dilengkapi *internal disturbance* dari skema proteksi (a) dan skema proteksi (b).
- 2) setiap titik sambungan ke jaringan 150 kV (seratus lima puluh kilovolt) atau 66 kV (enam puluh enam kilovolt) harus dilengkapi dengan *internal disturbance* dan *Sequential Event Recorder* (SER) dari proteksi.

- 3) proteksi trafo distribusi sisi *incoming* dan proteksi *feeder* harus dilengkapi dengan *internal disturbance* dan *Sequential Event Recorder* (SER) dari proteksi.
  - 4) setiap peralatan perekam gangguan harus dilengkapi dengan sinkronisasi waktu standar.
4. Meter Transaksi/*Revenue*
- Semua titik-titik sambungan harus dilengkapi dengan Trafo Arus dan Trafo Tegangan untuk pengukuran transaksi/*revenue* sesuai dengan spesifikasi dalam *Metering Code*.

#### K. Pengukuran, Telemetri, dan Kontrol di Titik Sambungan

Sinyal yang harus dikirim/diterima ke/dari PLN AP213/AP10P adalah seperti Tabel A2.1.

Tabel A2.1.  
Daftar Sinyal

	Mne- monic	Fungsi/ designasi	GI	Rel	Pht	Trf	Dis- mtr	Gen	Trf Gen	Reak- tor
Output Digital (DB)	1. T.T	Indikasi posisi tap (kode: a.b-c-d-e-f)				x				
Signal Analog (DB)	1. Hz	Frekuensi	x							
	2. kV	Tegangan		x		x		x		
	3. MW	Mega Watt				x	x	x		
	4. MVar	Vega VAR				x	x	x		x
	5. A	ampere				x				
	6. P <sub>o</sub>	String daya aktif						x		
	7. P <sub>o</sub>	String var pasif daya aktif maksimum						x		
	1. LROB	Baklar pemutus local/remote PMP					x			x
	2. LCR	Baklar pemutus local/remote tap changer				x				
	3. LF	Gangguan sag			x	x			x	x
	4. BRP	Kegagalan PMP (Circuit breaker)					x			x

Mne-monic	Fungsi/ designasi	GI	Rcl	Pht	Trf	Dia-mtr	Gen	Trf Gen	Reakt- tor
5. AK	Auto reclose PMT	x				x			
6. VB	Status tegangan		x						
7. TRA	Alarma arus				x				
8. TTF	Trans trip				x				
9. TCA	Alarma tap changer				x				
10. TCT	Tap changer trip				x				
11. TCLJ	Limit atas tap changer				x				
12. TCL	Limit bawah tap changer				x				
13. TDT	Unit trip						x		
14. CD	Baklar pemutus pemeliharaan	x							
15. ETP	Alarma ETP	x							
16. COM	Alarma komunikasi	x							
17. RT	Reaktor trip								x
18. RP	Gangguan reaktor								x
19. ABO	Baklar pelapas otomatis			x					
20. TFO	Relai trip koordinasi	x							
21. OSP	Seorang pemantauan sistem	x							
22. LT	Tenghantar trip			x					
23. ET	Diameter trip	x							
24. TRT	Rel trip	x							
25. PSP	Signal proteksi terganggu	x							
26. TAP	AVC terganggu	x							
27. SLP	Uangsan penting di gardu induk	x							
28. SNT	Uangsan sekunder di gardu induk	x							

Mne-monic	Fungsi/ designasi	GI	Rcl	Pht	Trf	Dia- mtr	Gon	Trf Gen	Reak- tor
29. TEP	Telepon/teleprinter baterai yggu	x							
30. VTF	Trafik terganggu	x					x		
31. FUM	Unit sedang perbaikan								
1. FVT	DMC terutup / tertutup					x			x
2. LI	FMS rel seasi		x		x	x			
3. TCC	Tap changer auto/manual				x				
4. GUC	Unit generator operasi/stop						x		
5. OSO	Synchro check di override	x							
6. LI	FMS pengalihan ke tdrhp/terbuka			x	x			x	x
7. ES	FMS tanah ke tdrhp/terbuka		x	x	x			x	x
8. LPA	LPC tersedia						x		
9. LPO	Saklar LPC on/off						x		
10. ESO	Saklar se daya on/off						x		
11. DCBC	Emergency breaker on/off	x							
1. FVT	DMC tertutup/terbuka					x			x
2. LI	FMS rel			x	x	x		x	x
3. TCC	Tap-changer auto/manual				x				
4. GUC	Unit generator operasi/stop						x		
5. OSO	Synchro check di override	x							
6. TC	Tap-changer anak/urun				x				
7. DCBC	Emergency breaker on/off	x							

Mne-monic	Fungsi/ designasi	GI	Rel	Pht	Trf	Dia-mtr	Gen	Trf Gen	Reakt-or
8. COV	Free acting governor active						x		
9. AVR	Automatic voltage regulator active						x		
10. ACR	Automatic power factor regulator active						x		
1. F <sub>0</sub>	Selubung daya aktif						x		
2. F <sub>1</sub>	Selubung var s ai daya aktif maksimum						x		
3. N	Level NF LFC						x		
1. MWh	Energi aktif				x				
2. MVarh	Energi reaktif				x				

**Catatan:**

- GI : Gardu Induk
- Rel : Busbar
- Pht : Penghantar
- Trf : Trafo
- TS : Tele *Signaling*
- TM : Tele Metering
- TSS : Tele *Signaling* tunggal
- TSD : Tele *Signaling* Ganda
- Gen : Generator
- Trf Gen : Trafo generator
- RCD : Tele Kontrol Digital
- RCA : Tele Kontrol Analog
- X : mengindikasikan sinyal yang harus disediakan untuk setiap jenis sambungan

**L. Penomoran Peralatan dan Kode Identifikasi (*Equipment Numbering and Code Identification*)**

1. Kode Identifikasi

Kode identifikasi terdiri dari 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. Penyusunannya adalah sebagai berikut:

A HHHHH	A HHHHPA AA	HHP
A	B	C

Blok A : Subkode Identifikasi Lokasi

Blok B : Subkode Identifikasi Peralatan

Blok C : Subkode Identifikasi Elemen

A : angka/nomor

H : huruf

P : angka atau huruf

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

Contoh: **1 CMPKA 5 KOPEL1 07 CB1**

## 2. Subkode Identifikasi Lokasi

a. Subkode identifikasi lokasi terdiri dari 6 (enam) karakter, dibagi dalam 2 (dua) bagian:

- 1) Bagian pertama terdiri dari 1 (satu) karakter menunjukkan kode area.
- 2) Bagian kedua terdiri dari 5 (lima) karakter menunjukkan kode lokasi. Kode lokasi adalah singkatan nama spesifik lokasi.

Subkode identifikasi lokasi dinyatakan dengan susunan sebagai berikut:

A	HHHHH
1	2

Bagian 1: kode area

Bagian 2: kode lokasi

A : angka/nomor

H : huruf

## b. Kode Area

Area dimaksudkan sebagai Area Pengatur Beban (*Area Control Center*) yang berlokasi di Kalselteng, Kaltimra dan Kalbar dengan kode area masing-masing:

AP2B (ACC) WIL KALSELTENG : 1

AP2B (ACC) WIL KALTIMRA : 2

APDP (ACC) WIL KALBAR : 3

c. Kode Lokasi

Lokasi menunjukkan lokasi pusat pembangkit atau Gardu Induk. Kode untuk pusat pembangkit baru atau Gardu Induk baru ditentukan oleh PLN Wilayah.

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

Contoh subkode identifikasi lokasi adalah sebagai berikut:

<b>1 AASAM</b>	<b>2 GNMLG</b>	<b>3 SERYA</b>
----------------	----------------	----------------

1 : mengindikasikan ACC Kalselteng

AASAM : mengindikasikan Gardu Induk Asam-asam

(di bawah pengendalian ACC Kalselteng)

2 : mengindikasikan ACC Kaltimra

GNMLG : mengindikasikan Pusat Pembangkit Gunung Malang

(di bawah pengendalian ACC Kaltimra)

3 : mengindikasikan ACC Kalbar

SERYA : mengindikasikan Gardu Induk Sei Raya

(di bawah pengendalian ACC Kalbar)

Tabel A3.1.

Contoh Kode Lokasi

<b>Lokasi</b>	<b>Kode</b>	<b>Lokasi</b>	<b>Kode</b>
ACC kalselteng		ACC kaltimra	
Asam asam	AASAM	Gunung Malang	GNMLG1
Trisakti	TRST5	Balakan	BTKN5
ACC Kalbar			
Kapas	KAPS5		

3. Subkode Identifikasi Peralatan

a. Subkode identifikasi peralatan terdiri dari 9 (sembilan) karakter yang terbagi dalam 4 (empat) bagian:

- 1) Bagian pertama berisi 1 (satu) karakter mengindikasikan kode tegangan.

- 2) Bagian kedua berisi 5 (lima) karakter mengindikasikan nama peralatan.
  - 3) Bagian ketiga berisi 1 (satu) karakter mengindikasikan nomor kode lokasi dimana peralatan tersebut terpasang.
  - 4) Bagian keempat berisi 2 (dua) karakter mengindikasikan koordinat *bay*.
- b. Subkode identifikasi peralatan dinyatakan dengan susunan sebagai berikut:

Λ	H H H H P	Λ	ΛΛ
1	2	3	4

Bagian 1 : kode tegangan

Bagian 2 : kode nama peralatan

Bagian 3 : kode nomor peralatan

Bagian 4 : koordinat *bay*

A : angka/nomor

H : huruf

P : angka atau huruf

- c. Kode Referensi Tegangan

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

Tabel A3.2.

Kode Referensi Tegangan

Rentang Tegangan	Kode
sampai dengan 1000 V	0
>1 - 10 kV	1
>10 - 30 kV	2
>30 - 60 kV	3
>60 - 90 kV	4
>90 - 200 kV	5
>200 - 400 kV	6
>400 - 600 kV	7
>600 - 1000 kV	8
>1000 kV	9

## d. Kode Nama Peralatan

Peralatan dimaksudkan sebagai bagian dari pusat pembangkit atau Gardu Induk. Kode nama peralatan ditunjukkan dalam Tabel A3.3.

Tabel A3.3.  
Kode Nama Peralatan

Nama Peralatan	Kode
<b>A. Pusat pembangkit</b>	
Pusat Listrik Tenaga Air	PLTA
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 Bumi	PLTUG
Minyak	PLTUM
Pusat Listrik Tenaga Gas/Uap	PLTGU
<b>B. Peralatan Gardu Induk</b>	
<i>Bay</i> Penghantar	H
<i>Bay</i> generator	PKPT
<i>Rel/busbar</i>	BSBAR
<i>Busbar section</i>	BSSEK
Kopel Rel	KOPEL
Trafo	TRFXFX
Diameter	DAMTR
Reaktor <i>Shunt</i>	SHFXL
Kapasitor <i>Shunt</i>	SIFXC
Ekstensi	EXTEN <sup>2)</sup>
<i>Spare</i>	SPARE

Nama Peralatan	Kode
Substation	SUBST <sup>69</sup>
RTU	RTU <sup>69</sup>

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

e. Kode Nomor Peralatan

Nomor Peralatan adalah nomor urut peralatan di lokasi peralatan terpasang.

f. Koordinat *Bay*

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

- 1) dari tegangan yang lebih tinggi ke tegangan yang lebih rendah,
- 2) dari kiri ke kanan,
- 3) dari atas ke bawah, dan,
- 4) berdasarkan putaran jarum jam.

Contoh subkode identifikasi untuk peralatan diberikan sebagai berikut:

4	KOPEL	1	07
---	-------	---	----

4 : indikasi di sisi 66 kV pusat pembangkit atau gardu induk.

KOPEL : nama peralatan.

1 : indikasi KOPEL nomor 1 (satu).

07 : indikasi KOPEL tersebut berada pada *bay* nomor 7.

4. Subkode Identifikasi Komponen

- a. Subkode identifikasi komponen terdiri dari 3 (tiga) karakter yang terbagi dalam 2 (dua) bagian:

- 1) Bagian pertama terdiri dari 2 (dua) karakter mengindikasikan jenis komponen.
  - 2) Bagian kedua terdiri dari 1 (satu) karakter mengindikasikan nomor komponen dalam peralatan dimana komponen tersebut terpasang.
- b. Subkode identifikasi komponen dinyatakan dengan susunan sebagai berikut:

H H	P
1	2

Bagian 1: kode jenis komponen

Bagian 2: kode nomor komponen

H : huruf

P : angka atau huruf

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

c. Kode Jenis Komponen

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

Kode Jenis Komponen ditunjukkan pada Tabel A3.1.

Tabel A3.1.  
Kode Jenis Komponen

Tipe Komponen	Kode
PMS Rel	RI
PMS Line	LI
PMS Tanah	ES
PMS	DS
PMT	CB
Pengubah Tap / Tap Changer	TC
Trrafo Tegangan	VT

d. Kode Nomor Komponen

- 1) Nomor Komponen adalah nomor yang diberikan untuk komponen dalam suatu peralatan atau dapat juga merupakan titik pengukuran atau deviasi *set point*.

- 2) Penentuan nomor komponen harus selaras dengan penentuan *bay* sehingga posisi komponen dapat dengan mudah diidentifikasi. Sebagai contoh:
- nomor ganjil (1, 3, 5, dst) diberikan untuk PMS-Rel yang terhubung dengan Rel bernomor ganjil.
  - nomor genap (2, 4, 6, dst) diberikan untuk PMS-Rel yang terhubung dengan Rel bernomor genap.

Contoh kode jenis dan nomor komponen:

BI 2
------

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

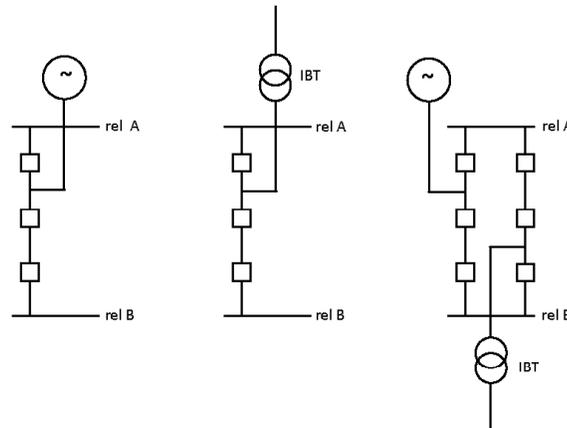
5. Kode Identifikasi untuk Tujuan Spesifik

a. Kode untuk Rel di VDU

Pada Gardu Induk dengan konfigurasi satu setengah *breaker*

- Rel A adalah rel yang tersambung dengan Generator atau rel yang tersambung dengan Trafo Interbus (IBT) pada sisi tegangan yang lebih rendah, selain itu adalah Rel B.
- Rel B adalah rel yang tersambung dengan Trafo Interbus (IBT) pada sisi tegangan yang lebih tinggi, selain itu adalah Rel A.

Contoh:



b. Kode PMT dalam VDU

- 1) Kode khusus identifikasi PMT pada Gardu Induk satu setengah *breaker* yang hanya dimaksudkan untuk komunikasi lisan di antara para operator, ditunjukkan di *display* gambar Gardu Induk dalam VDU, dan tidak digunakan dalam *database*.
- 2) Kode identifikasi tersebut dinyatakan dengan susunan sebagai berikut:

A	HH	A
1	2	3

Bagian 1 : kode referensi tegangan, 5 untuk 150 kV dan 4 untuk 66 kv.

Bagian 2 : kode PMT (*circuit breaker*)

A untuk PMT yang terhubung ke Rel A

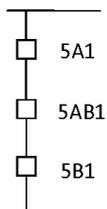
B untuk PMT yang terhubung ke Rel B

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

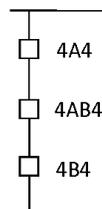
Bagian 3 : nomor *bay*

Contoh:

150 kV, *bay* nomor 1



66 kV, *bay* nomor 4



a. Contoh Kode Identifikasi

Contoh 1:

1	AASAM	5	PBKIT1	01	BI	A
---	-------	---	--------	----	----	---

1 : Unit (ACC) Kalselteng

AASAM : PLTU Asam-asam

5 : terhubung di jaringan 150 kV

PBKIT1 : unit pembangkit nomor 1

01 : *bay* nomor 1

BI : Seksi Pemisah Rel (bus isolator)  
A : Busbar A

Contoh 2:

2 GNMLG 5 PBKIT1 01 CB B
--------------------------

2 : Unit PLN AP2B (ACC) Kaltimra  
GNMLG : Pusat Pembangkit Gunung Malang  
5 : terhubung di jaringan 150 kV  
PBKIT1 : unit pembangkit nomor 1  
01 : *bay* nomor 1  
CB : PMT (*circuit breaker*)  
B : Busbar B

Contoh 3:

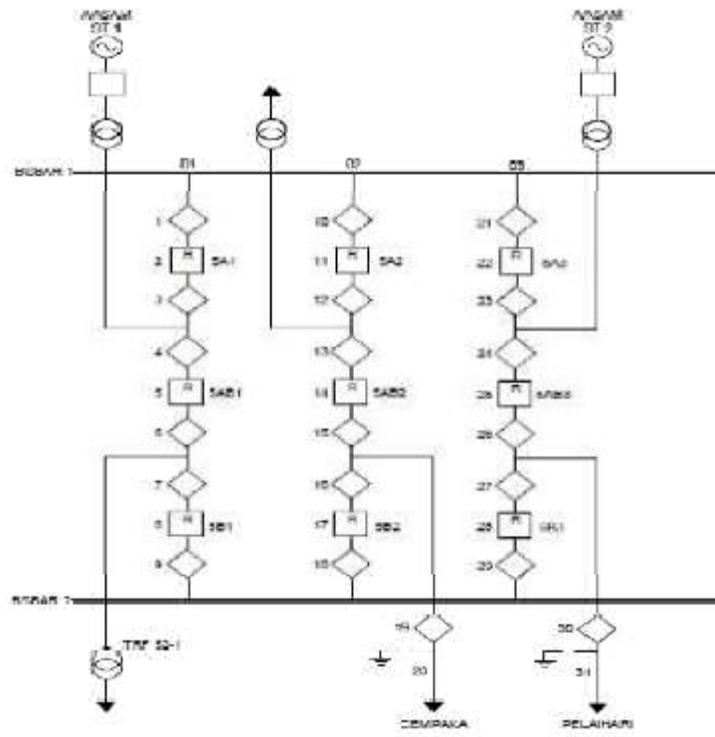
3 SERYA 5 TRFO22 01 TWT
-------------------------

3 : APDP (ACC) Kalbar  
SERYA : Gardu Induk Sei Raya  
5 : tegangan 150 kV  
TRFO22 : trafo dengan belitan sekunder 20 kV  
01 : *bay* nomor 01  
TWT : *Temperature winding Trip*

Contoh 4:

Pusat Pembangkit /Gardu-Induk 150 kV PLTU Asam-asam

Tabel A3.5.  
Telesinyal



<b>Titik</b>	<b>Lokasi</b>	<b>Peralatan</b>	<b>Bay</b>	<b>Objek</b>
1.	1AASAM 5	PDKIT1	01	BI1
2.	1AASAM 5	PEKIT1	01	CB1
3.	1AASAM 5	PDKIT1	01	BI2
4.	1AASAM 5	DIM1AB	01	BI1
5.	1AASAM 5	DIM1AB	01	CB2
6.	1AASAM 5	DIM1AB	01	BI2
7.	1AASAM 5	TRF521	01	BI1
8.	1AASAM 5	TRF521	01	CB3
9.	1AASAM 5	TRF522	01	BI2
10.	1AASAM 5	TRF522	02	BI1
11.	1AASAM 5	TRF522	02	CB1
12.	1AASAM 5	TRF522	02	BI2
13.	1AASAM 5	DIM2AB	02	BI1
14.	1AASAM 5	DIM2AB	02	CB2
15.	1AASAM 5	DIM2AB	02	BI2
16.	1AASAM 5	CMPKA	02	BI1
17.	1AASAM 5	CMPKA	02	CB3
18.	1AASAM 5	CMPKA	02	BI2
19.	1AASAM 5	CMPKA	02	LI
20.	1AASAM 5	CMPKA	02	ES
21.	1AASAM 5	PBKGT2	03	BI1
22.	1AASAM 5	PBKIT2	03	CB1
23.	1AASAM 5	PBKIT2	03	BI2
24.	1AASAM 5	DIM3AB	03	BI1
25.	1AASAM 5	DIM3AB	03	CB2
26.	1AASAM 5	DIM3AB	03	BI2
27.	1AASAM 5	PLHRI	03	BI1
28.	1AASAM 5	PLHRI	03	CB3
29.	1AASAM 5	PLHRI	03	BI2
30.	1AASAM 5	PLHRI	03	LI
31.	1AASAM 5	PLHRI	03	ES

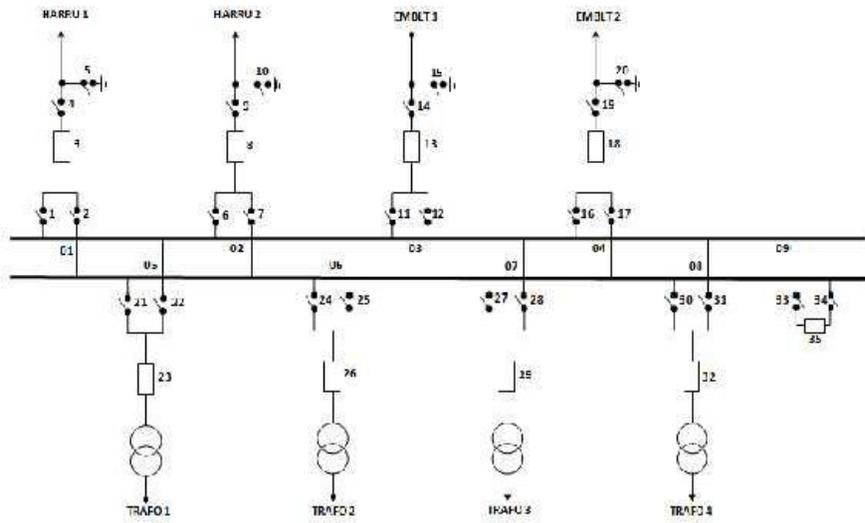
Tabel A3.6.  
Teleinformasi

Jenis	Lokasi	Peralatan	Bay	Objek
Alarm	1 AASAM 5	DIMLAB	01	DT
Alarm	1 AASAM 5	PBKIT1	01	BRP
Pengukuran	1 AASAM 2	PBKIT1	..	V
Pengukuran	1 AASAM 2	PBKIT1	..	MW
Pengukuran	1 AASAM 2	PBKIT1	..	MX
Indikasi	1 AASAM 2	PBKIT1	..	GUS atau GUR
Indikasi	1 AASAM 2	PBKIT1	..	LFC
Alarm	1 AASAM 2	PBKIT1	..	UT
Alarm	1 AASAM 2	PBKIT1	..	LEF
Alarm	1 AASAM 5	ESBAR1	..	BRP
Pengukuran	1 AASAM 5	ESBAR1	..	V
Indikasi	1 AASAM 5	ESBAR1	..	VS
Pengukuran	1 AASAM 5	TRP521	01	MW
Pengukuran	1 AASAM 5	TRP521	01	MX
Pengukuran	1 AASAM 2	TRP522	02	MW
Pengukuran	1 AASAM 2	TRP522	02	MX
Alarm	1 AASAM 5	PLHRI	02	LT
Alarm	1 AASAM 5	PLHRI	02	BRP
Pengukuran	1 AASAM 5	PLHRI	02	MW
Pengukuran	1 AASAM 5	PLHRI	02	MX
Indikasi	1 AASAM 5	PLHRI	02	LR
Indikasi	1 AASAM 5	PLHRI	02	CSP
Indikasi	1 AASAM 5	PLHRI	02	ARO

Jenis	Lokasi	Peralatan	Bay	Objek
Indikasi	1 AASAM 5	PLHRI	02	TRO
Alarm	1 AASAM 5	PBKIT2	01	BRF
Pengukuran	1 AASAM 2	PBKIT2	..	V
Pengukuran	1 AASAM 2	PBKIT2	..	MW
Pengukuran	1 AASAM 2	PBKIT2	..	MX
Indikasi	1 AASAM 2	PBKIT2	..	GUS atau GUR
Indikasi	1 AASAM 2	PBKIT2	..	LPC
Alarm	1 AASAM 2	PBKIT2	..	UT
Alarm	1 AASAM 2	PBKIT2	..	LEF
Alarm	1 AASAM 5	CMPKA	02	LT
Alarm	1 AASAM 5	CMPKA	02	BRF
Pengukuran	1 AASAM 5	CMPKA	02	MW
Pengukuran	1 AASAM 5	CMPKA	02	MX
Indikasi	1 AASAM 5	CMPKA	02	LR
Indikasi	1 AASAM 5	CMPKA	02	CSP
Indikasi	1 AASAM 5	CMPKA	02	ARO
Indikasi	1 AASAM 5	CMPKA	02	TRO
Alarm	1 AASAM 5	BSEAR2	..	BIF
Pengukuran	1 AASAM 5	BSEAR2	..	V
Indikasi	1 AASAM 5	BSEAR2	..	VS

Contoh 5:

Gardu Induk 150 kv Tengkwang



	Lokasi	Peralatan	Bay	Objek
1.	2 TKWNG 5	HARRU 1	01	BI1
2.	2 TKWNG 5	HARRU 1	01	BI2
3.	2 TKWNG 5	HARRU 1	01	CB
4.	2 TKWNG 5	HARRU 1	01	LI
5.	2 TKWNG 5	HARRU 1	01	ES
6.	2 TKWNG 5	HARRU 2	02	BI1
7.	2 TKWNG 5	HARRU 2	02	BI2
8.	2 TKWNG 5	HARRU 2	02	CB
9.	2 TKWNG 5	HARRU 2	02	LI
10.	2 TKWNG 5	HARRU 2	02	ES
11.	2 TKWNG 5	EMBLT 1	03	BI1
12.	2 TKWNG 5	EMBLT 1	03	BI2
13.	2 TKWNG 5	EMBLT 1	03	CB
14.	2 TKWNG 5	EMBLT 1	03	LI
15.	2 TKWNG 5	EMBLT 1	03	ES
16.	2 TKWNG 5	EMBLT 2	04	BI1

	Lokasi	Peralatan	Bay	Objek
17.	2 TKWNG 5	EMBLT2	04	BL2
18.	2 TKWNG 5	EMBLT2	04	CB
19.	2 TKWNG 5	EMBLT2	04	LT
20.	2 TKWNG 5	EMBLT2	04	ES
21.	2 TKWNG 5	TRFO21	05	BI1
22.	2 TKWNG 5	TRFO21	05	BI2
23.	2 TKWNG 5	TRFO21	05	CB
24.	2 TKWNG 5	TRFO22	06	BI1
25.	2 TKWNG 5	TRFO22	06	BI2
26.	2 TKWNG 5	TRFO22	06	CB
27.	2 TKWNG 5	TRFO23	07	BI1
28.	2 TKWNG 5	TRFO23	07	BI2
29.	2 TKWNG 5	TRFO23	07	CB
30.	2 TKWNG 5	TRFO24	08	BI1
31.	2 TKWNG 5	TRFO24	08	BI2
32.	2 TKWNG 5	TRFO24	08	CB
33.	2 TKWNG 5	KOPEL	09	BI1
34.	2 TKWNG 5	KOPEL	09	BI2
35.	2 TKWNG 5	KOPEL	09	CB

Jenis	Lokasi	Peralatan	Bay	Objek
Alarm	2 TKWNG 5	ESEBAR A	. .	BEI
Pengukuran	2 TKWNG 5	BSEBAR A	. .	V
Indikasi	2 TKWNG 5	BSEBAR A	. .	VS
Alarm	2 TKWNG 5	BSEBAR B	. .	BEI
Pengukuran	2 TKWNG 5	BSEBAR B	. .	V
Indikasi	2 TKWNG 5	BSEBAR B	. .	VS
Alarm	2 TKWNG 5	HARRU2	02	LT
Alarm	2 TKWNG 5	HARRU2	02	BI2

<b>Jenis</b>	<b>Lokasi</b>	<b>Peralatan</b>	<b>Bay</b>	<b>Objek</b>
Pengukuran	2 TKWNG 5	HARRU2	02	MW
Pengukuran	2 TKWNG 5	IIARRU2	02	MX
Indikasi	2 TKWNG 5	HARRU2	02	LR
Indikasi	2 TKWNG 5	IIARRU2	02	CSP
Indikasi	2 TKWNG 5	IIARRU2	02	ARO
Indikasi	2 TKWNG 5	HARRU2	02	TRO
Alarm	2 TKWNG 5	EMBLT1	03	LT
Alarm	2 TKWNG 5	EMBLT1	03	BRF
Pengukuran	2 TKWNG 5	EMBLT1	03	MW
Pengukuran	2 TKWNG 5	EMBLT1	03	MX
Indikasi	2 TKWNG 5	EMBLT1	03	LR
Indikasi	2 TKWNG 5	EMBLT1	03	CSP
Indikasi	2 TKWNG 5	EMBLT1	03	ARO
Indikasi	2 TKWNG 5	EMBLT1	03	TRO
Alarm	2 TKWNG 5	EMBLT1	03	LT
Indikasi	2 TKWNG 5	TRFO22	06	LR
Alarm	2 TKWNG 5	TRFO22	06	BF
Indikasi	2 TKWNG 5	TRFO22	06	BRF
Alarm	2 TKWNG 5	TRFO22	06	TRA
Indikasi	2 TKWNG 5	TRFO22	06	TRT
Indikasi	2 TKWNG 5	TRFO22	06	BI
Pengukuran	2 TKWNG 5	TRFO22	06	MW
Pengukuran	2 TKWNG 5	TRFO22	06	MX
Indikasi	2 TKWNG 5	TRFO23	07	LR
Alarm	2 TKWNG 5	TRFO23	07	BF
Indikasi	2 TKWNG 5	TRFO23	07	BRF
Alarm	2 TKWNG 5	TRFO23	07	TRA
Indikasi	2 TKWNG 5	TRFO23	07	TRT

Jenis	Lokasi	Peralatan	Bay	Objek
Indikasi	2 TKWNG 5	TRFO23	07	BI
Pengukuran	2 TKWNG 5	TRFO23	07	MW
Pengukuran	2 TKWNG 5	TRFO23	07	MX
Indikasi	2 TKWNG 5	TRFO21	08	LR
Alarm	2 TKWNG 5	TRFO21	08	BF
Indikasi	2 TKWNG 5	TRFO24	08	BRF
Alarm	2 TKWNG 5	TRFO24	08	TRA
Indikasi	2 TKWNG 5	TRFO24	08	TRT
Indikasi	2 TKWNG 5	TRFO24	08	BI
Pengukuran	2 TKWNG 5	TRFO24	08	MW
Pengukuran	2 TKWNG 5	TRFO24	08	MX
Indikasi	2 TKWNG 5	KOPEL	09	LR
Alarm	2 TKWNG 5	KOPEL	09	BF
Indikasi	2 TKWNG 5	KOPEL	09	BRF
Indikasi	2 TKWNG 5	KOPEL	09	BI
Pengukuran	2 TKWNG 5	KOPEL	09	MW
Pengukuran	2 TKWNG 5	KOPEL	09	MX

## 6. Konvensi Warna

Konvensi pewarnaan pada layar ditunjukkan pada Tabel A3.8.

Tabel A3.8.

Konvensi Warna Pada Layar

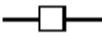
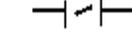
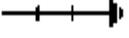
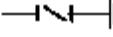
Hal	Warna
<i>Single line diagrams</i> 275 kV	Biru Muda
<i>Single line diagrams</i> 150 kV	Merah
<i>Single line diagrams</i> 66 kV	Kuning
<i>Single line diagrams</i> 30 kV	Hijau
<i>Single line diagrams</i> 20 kV	Cokelat
<i>Single line diagrams</i> 12 kV	Abu-abu
<i>Single line diagrams</i> 6 kV	Oranye
<i>Single line diagrams</i> 0,4 kV	Ungu

Hal	Warna
Semua komponen	Warna Rel
Warna <i>background</i>	Hitam

7. Konvensi Simbol

Konvensi simbol pada layar ditunjukkan pada Tabel A3.9.

Tabel A3.9.  
Konvensi Simbol Pada Layar

Item	Simbol	Keterangan
PMT tertutup		Berwarna penuh sesuai warna Rel
PMT terbuka		Kosong, tidak berwarna
PMS tertutup		Berwarna penuh sesuai warna Rel
PMS terbuka		Kosong, tidak berwarna
		Dalam <i>single line diagram</i>
PMS-tengah tertutup		Berwarna sesuai warna rel
PMS-tengah terbuka		Berwarna sesuai warna rel
PMT <i>racked in</i>		Berwarna penuh sesuai warna rel
PMT <i>racked out</i>		Kosong, tidak berwarna
Generator		Berwarna sesuai tegangan
Trafo 2 belitan		Berwarna sesuai warna rel
Trafo 3 belitan		Berwarna sesuai warna rel

Item	Simbol	Keterangan
Reaktor		Berwarna sesuai warna rel
Kapasitor		Berwarna sesuai warna rel
Status tegangan "on"		Putih
Status tegangan "off"		Simbol tegangan tidak muncul

**BAB IV**  
**ATURAN OPERASI**  
**(OPERATING CODE)**

Aturan Operasi (*Operating Code*) ini berisi mengenai peraturan dan prosedur yang berlaku untuk menjamin keandalan dan efisiensi operasi Sistem Tenaga Listrik Kalimantan.

**A. Pokok-Pokok**

1. Umum

Bagian ini merangkum prinsip-prinsip operasi sistem yang aman dan andal yang harus diikuti serta ketentuan kewajiban yang mendasar dari semua Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan dalam rangka berkontribusi terhadap operasi yang aman dan andal.

2. Keadaan Operasi yang Berhasil/Memuaskan

Sistem dinyatakan berada dalam keadaan operasi baik apabila:

- a. frekuensi dalam batas kisaran operasi normal  $50 \pm 0,2$  Hz, kecuali penyimpangan dalam waktu singkat diperkenankan pada kisaran  $50 \pm 0,5$  Hz, sedangkan selama kondisi gangguan, frekuensi boleh berada pada batas 47,5 Hz dan 52,0 Hz;
- b. tegangan di Gardu Induk berada dalam batas-batas yang ditetapkan dalam ketentuan Bab III huruf D mengenai Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan, dengan batas-batas ini harus menjamin tegangan pada semua pelanggan berada dalam kisaran tegangan yang ditetapkan sepanjang pengatur tegangan jaringan distribusi dan peralatan pemasok daya reaktif bekerja dengan baik;
- c. operasi pada batas-batas tegangan sebagaimana dimaksud pada huruf a diharapkan dapat membantu mencegah terjadinya *voltage collapse* dan masalah stabilitas dinamik sistem;
- d. tingkat pembebanan jaringan transmisi dipertahankan berada dalam batas-batas yang ditetapkan melalui studi analisis stabilitas *steady state* dan *transient* untuk semua gangguan yang potensial (*credible outage*);

- e. tingkat pembebanan arus di semua peralatan jaringan transmisi dan Gardu Induk (*transformator* dan *switchgear*) berada dalam batas *rating* normal untuk semua *single contingency* gangguan peralatan; dan
  - f. konfigurasi sistem sedemikian rupa sehingga semua PMT di jaringan transmisi akan mampu memutus arus gangguan yang mungkin terjadi dan mengisolir peralatan yang terganggu.
3. Klasifikasi *Contingencies*
- a. *Contingency* adalah suatu kejadian yang disebabkan oleh kegagalan atau pelepasan dari satu atau lebih generator dan/atau transmisi, yang dikategorikan sebagai berikut:
    - 1) *Credible Contingency* adalah suatu kejadian yang oleh PLN AP2B/APDP dianggap berpotensi untuk terjadi dan secara teknis sistem dapat diproteksi terhadap keadaan tidak terlayannya beban (*loss of load*) sebagai akibat kejadian tersebut, misalnya kejadian *trip* satu unit generator atau satu segmen transmisi.
    - 2) *Non credible contingency* adalah suatu kejadian yang oleh PLN AP2B/APDP atau Unit/Subunit Pengatur Beban dianggap kecil kemungkinannya untuk terjadi atau kejadian tersebut secara ekonomis tidak layak diproteksi, misalnya, *trip* secara simultan beberapa unit pembangkit, *trip* dua atau lebih transmisi oleh robohnya menara atau adanya beberapa kejadian gangguan simultan oleh badai atau bencana lainnya.
  - b. Dalam keadaan tidak normal seperti badai atau kebakaran, PLN AP2B/APDP:
    - 1) dapat memilih untuk menetapkan sementara, suatu *non-credible contingency*, misalnya *trip* lebih dari satu transmisi atau terganggunya beberapa Gardu Induk, sebagai suatu *credible contingency*, yang harus diproteksi.
    - 2) harus memberitahu semua Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan apabila reklasifikasi seperti itu terjadi, berikut saat berakhirnya.
4. Keadaan Operasi yang Aman
- Sistem dianggap berada dalam keadaan yang aman apabila:

- a. Sistem berada dalam keadaan operasi yang memuaskan; atau
  - b. Sistem dapat dikembalikan ke keadaan operasi yang memuaskan setelah terjadi suatu *credible contingency*, tanpa adanya pemutusan beban.
5. Mempertahankan Keamanan Sistem
- Peraturan mempertahankan keamanan sistem, yang harus diikuti:
- a. Sistem harus dioperasikan sedemikian rupa sehingga berada dan akan tetap dalam keadaan operasi yang aman;
  - b. PLN AP2B/APDP harus mengambil langkah-langkah penyesuaian kondisi operasi untuk mengembalikan sistem ke keadaan aman, setelah terjadi *credible contingency* atau perubahan kondisi dalam sistem;
  - c. Beban yang dapat diputus (*interruptible load*) harus dilepas untuk mencegah keadaan operasi pada frekuensi yang rendah atau keadaan cadangan yang tidak mencukupi;
  - d. Beban yang dapat diputus (*interruptible load*) ditentukan oleh PLN Area atau beban yang menurut Perjanjian Jual Beli Tenaga Listrik dapat dilepas secara manual maupun otomatis dalam rangka mempertahankan keamanan sistem;
  - e. Beban tersebut umumnya akan dilepas sebelum bekerjanya pelepasan beban secara otomatis oleh relai frekuensi kurang tingkat pertama;
  - f. Cara paling efektif untuk mencegah seluruh sistem padam (*total grid blackout*) adalah dengan menjamin keseimbangan antara pembangkitan dengan beban dan tersedia fasilitas pelepasan beban secara otomatis dengan relai frekuensi kurang untuk mengembalikan kondisi sistem ke operasi yang normal setelah kejadian *contingency*;
  - g. Skema-skema pemisahan jaringan transmisi harus dipertahankan untuk menjamin apabila terjadi gangguan besar dalam sistem yang mengakibatkan sulit untuk mempertahankan integritasnya, maka sistem akan dipecah-pecah menjadi beberapa "pulau kelistrikan" yang masing-masing dapat mencapai keseimbangan antara kapasitas pembangkitan dengan beban, pada sebagian besar gangguan *multiple contingency*;

- h. 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.
6. Keadaan Operasi yang Andal
- Sistem berada dalam keadaan operasi yang andal apabila:
- a. sistem berada dalam keadaan operasi yang aman;
  - b. tingkat cadangan kapasitas jangka pendek dan menengah sekurang-kurangnya sama dengan tingkat minimum yang ditetapkan sesuai dengan ketentuan dalam huruf B angka 2 mengenai Kriteria Marjin Cadangan (Kebutuhan Minimum); dan
  - c. tidak ada kondisi abnormal seperti badai atau kebakaran yang sedang atau diperkirakan akan terjadi, yang mungkin akan mengakibatkan kejadian *non credible contingency*.
7. Tanggung jawab dan Kewajiban Keamanan Sistem
- a. Umum
    - 1) PLN AP2B/APDP memegang peran utama dalam mengkoordinasikan operasi sistem dalam rangka mempertahankan keamanan dan keandalan sistem untuk kepentingan semua Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan dan Pelanggan.
    - 2) Sebagai bagian dari tanggung jawab ini, PLN AP2B, dan/atau APDP sesuai kewenangan masing-masing harus melakukan uji berkala terhadap peralatan operasi sistem untuk menjamin peralatan berfungsi baik guna mencapai operasi yang andal.
    - 3) Selain itu, PLN AP2B/APDP harus:
      - a) menguji prosedur keadaan darurat dan prosedur pemulihan sistem untuk menjamin pelaksanaan yang sigap dan aman apabila terjadi gangguan dan pemadaman di sistem.
      - b) menetapkan program dan jadwal pengujian yang dianggap perlu untuk menjamin keamanan dan keandalan Sistem.
    - 4) Semua Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan wajib:
      - a) mematuhi perintah/instruksi PLN AP2B/APDP dalam rangka pemenuhan tanggung jawab keamanan.

- b) berkoordinasi dengan PLN AP2B/APDP dalam pelaksanaan pengujian-pengujian tersebut.
- b. Tanggung jawab PLN AP2B/APDP untuk Keamanan Sistem PLN AP2B/APDP dalam melaksanakan tanggung jawab mengoperasikan bagian dari sistem yang berada di lingkup pengendaliannya, harus:
- 1) secara terus-menerus memantau status operasi jaringan 275 kV, 150 kV, dan 66 kV serta mengambil langkah-langkah yang perlu untuk mempertahankan sistem dalam keadaan aman dan andal;
  - 2) melaksanakan operasi “buka-tutup PMT” (*switching*) di jaringan 275 kV, 150 kV, dan 66 kV kecuali jaringan yang bukan dimiliki oleh PLN;
  - 3) mengkoordinasikan kegiatan PLN Area/Unit/Perusahaan Pembangkit, pemakai jaringan dengan perjanjian khusus dan Konsumen Besar yang instalasinya terhubung ke jaringan 275 kV, 150 kV, dan 66 kV;
  - 4) mengkoordinasikan pemeliharaan dan operasi “buka-tutup PMT” (*switching*) jaringan 275 kV, 150 kV, dan 66 kV dengan PLN Area, Unit/Perusahaan Pembangkit, Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan, Pemakai Jaringan dengan perjanjian khusus dan Konsumen Besar, apabila diperlukan;
  - 5) melepas beban *interruptible*;
  - 6) selalu memberitahu kepada semua Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan mengenai status keamanan sistem yang sedang berlangsung maupun yang kemungkinan akan terjadi, serta partisipasi yang diharapkan dari para Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan.
- c. Tanggung jawab Pengelola Transmisi untuk Keamanan Sistem Unit Transmisi dan Gardu Induk (Tragi) selaku Pengelola Transmisi dalam melaksanakan tanggung jawab pemeliharaan dan perbaikan peralatan transmisi/kabel dan Gardu Induk di kawasannya, harus:
- 1) melaksanakan operasi *switching* untuk fasilitas instalasi 275 kV, 150 kV, dan 66 kV, apabila diperintahkan oleh PLN AP2B/APDP;

- 2) memelihara dan mengoperasikan peralatan pemasok daya reaktif untuk memenuhi kebutuhan daya reaktif sesuai dengan sasaran yang ditetapkan PLN AP2B/APDP;
  - 3) memasang dan memelihara peralatan pelepasan beban otomatis oleh relai frekuensi kurang dan relai tegangan kurang pada penyulang distribusi guna memenuhi sasaran yang ditetapkan PLN AP2B/APDP dalam rangka meminimumkan dampak pemadaman saat gangguan sistem dan mencegah terjadinya padam total;
  - 4) melaksanakan pekerjaan pemeliharaan dan perbaikan yang perlu terhadap fasilitas transmisi di kawasan instalasinya;
  - 5) melaksanakan *setting* relai proteksi sesuai kajian PLN Wilayah;
  - 6) melaksanakan pemeliharaan/pengujian relai proteksi secara periodik;
  - 7) memantau kondisi peralatan jaringan transmisi dan gardu induk termasuk relai, serta membuat deklarasi atas status/kondisi peralatan instalasinya; dan
  - 8) memantau status semua peralatan dan fasilitas komunikasi serta memperbaiki peralatan komunikasi yang rusak dalam rangka menjamin agar operasi sistem tidak terganggu.
- d. Tanggung jawab bidang yang menangani transmisi PLN Wilayah  
Tanggung jawab bidang yang menangani Transmisi PLN Wilayah meliputi:
- 1) merencanakan dan mengkoordinasikan sistem proteksi semua komponen dalam sistem, termasuk proteksi utama dan cadangan (*back up*), serta skema pelepasan beban otomatis dengan *relay* frekuensi kurang pada fasilitas transmisi;
  - 2) berkoordinasi dengan semua Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan, atas semua sistem proteksi pada semua titik sambungan di Sistem;
  - 3) menetapkan spesifikasi peralatan proteksi untuk semua pengembangan jaringan, seperti pengembangan saluran transmisi, Gardu Induk dan peralatan Gardu Induk;
  - 4) mengkoordinasikan semua kegiatan *setting relay* bersama PLN AP2B/APDP;

- 5) merencanakan fasilitas komunikasi data dan suara untuk operasional sistem, termasuk fasilitas telepon operasi, fasilitas pesan, fasilitas SCADA, dan fasilitas komunikasi untuk proteksi; dan
  - 6) mengkoordinasikan operasi dan pemeliharaan sambungan telekomunikasi dengan semua Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan.
- e. Tanggung jawab Unit/Perusahaan Pembangkit dengan unit-unit Termal Besar dan Menengah untuk Keamanan Sistem
- Unit/Perusahaan Pembangkit dengan unit-unit Termal Besar dan Menengah untuk keamanan Sistem, bertanggungjawab:
- 1) menyediakan porsi yang besar untuk kebutuhan daya dan energi dalam Sistem Tenaga Listrik Kalimantan.
  - 2) memberikan pelayanan yang andal sesuai dengan perjanjian jual beli tenaga listrik terkait atau ketentuan operasi yang berlaku;
  - 3) mendeklarasikan setiap perubahan kemampuan operasi dari karakteristik yang semula dinyatakan kepada PLN AP2B/APDP;
  - 4) mengkoordinasikan kegiatan pemeliharaan dengan PLN AP2B/APDP;
  - 5) mengikuti perintah PLN AP2B/APDP dalam hal sinkronisasi dan pelepasan unit ke/dari sistem, serta perubahan pembebanan untuk memenuhi kebutuhan sistem (dalam batas-batas teknis peralatan yang disepakati);
    - a) memberi kontribusi pada pengendalian mutu frekuensi dan tegangan (dalam batas kemampuan unit yang dideklarasikan);
    - b) mengikuti perintah PLN AP2B/APDP dalam mengaktifkan atau mematikan fungsi *Automatic Generation Control* (AGC) unit-unit yang dilengkapi dengan AGC;
    - c) memelihara kemampuan fasilitas asut gelap (*black start*) unit-unit yang memiliki fasilitas asut gelap dan mempersiapkan operator unit untuk melakukan uji asut gelap sesuai permintaan PLN AP2B/APDP;

- d) mengikuti perintah dari PLN AP2B/APDP dalam proses pemulihan sistem setelah kejadian gangguan bagi unit yang dinyatakan mampu memikul beban terpisah (*isolated*);
  - e) menghindari pelepasan unit dari Sistem selama gangguan atau keadaan darurat, kecuali dapat dibuktikan akan terjadi kerusakan yang serius pada peralatan pembangkit apabila tidak segera dilepas dari Sistem;
  - f) menyediakan pelepasan beban pemakaian sendiri unit pembangkit dengan relai frekuensi kurang untuk beban yang tidak penting dalam unit pembangkit;
  - g) melaporkan ke PLN AP2B/APDP mengenai pembebanan generator harian periode  $\frac{1}{2}$  (setengah) jam; dan
  - h) mempersiapkan asut gelap untuk mempercepat proses pemulihan sistem.
- f. Tanggung jawab Unit/Perusahaan Pembangkit dengan Unit-unit Tenaga Air dalam Keamanan Sistem
- 1) Peran pembangkit tenaga air:
    - a) berperan penting dalam operasi sistem normal, melalui penyediaan kapasitas daya untuk pengaturan dan pemikul beban puncak;
    - b) dalam kondisi darurat, kemampuan pembangkit tenaga air untuk diasut secara cepat merupakan piranti terpenting bagi PLN AP2B/APDP untuk mengatasi kekurangan daya.
    - c) dalam kondisi padam total, kemampuan pembangkit tenaga air untuk memikul beban terpisah sangat penting untuk memulai tahapan proses pemulihan.
  - 2) Tanggung jawab:
    - a) memberikan pelayanan yang andal sesuai dengan perjanjian jual beli tenaga listrik terkait atau ketentuan operasi yang berlaku;
    - b) mendeklarasikan setiap perubahan kemampuan operasi dari karakteristik yang semula dinyatakan kepada PLN AP2B/APDP;

- c) mengkoordinasikan kegiatan pemeliharaan dengan PLN AP2B/APDP;
  - d) mengikuti perintah-perintah PLN AP2B/APDP dalam hal sinkronisasi dan pelepasan unit ke/dari sistem, serta dalam hal perubahan pembebanan sesuai kebutuhan Sistem;
  - e) memberi kontribusi yang sesuai pada proses pengendalian mutu frekuensi dan tegangan;
  - f) mengikuti perintah PLN AP2B/APDP dalam hal mengaktifkan atau mematikan fungsi *Automatic Generation Control* (AGC) bagi unit pembangkit yang dilengkapi AGC;
  - g) memelihara kemampuan fasilitas asut gelap (*black start*) unit-unit yang memilikinya dan mempersiapkan Operator unit untuk melakukan uji asut gelap sesuai permintaan PLN AP2B/APDP;
  - h) mengikuti perintah dari PLN AP2B/APDP dalam proses pemulihan sistem setelah kejadian gangguan bagi unit yang dinyatakan mampu memikul beban terpisah (*isolated*);
  - i) menghindari pelepasan unit dari sistem selama gangguan atau keadaan darurat, kecuali dapat dibuktikan akan terjadi kerusakan yang serius pada peralatan pembangkit apabila tidak segera dilepas dari sistem; dan
  - j) melaporkan ke PLN AP2B/APDP mengenai pembebanan harian berperiode  $\frac{1}{2}$  (setengah) jam atau sesuai kebutuhan serta kondisi harian duga muka air, air masuk dan air keluar waduk.
- g. Tanggung jawab Unit/Perusahaan pembangkit skala kecil untuk Keamanan Sistem
- 1) Peran pembangkit skala kecil:
    - a) pembangkit kecil secara keseluruhan memberi kontribusi yang berarti dalam melayani beban sistem.
    - b) pada kawasan-kawasan tertentu pusat-pusat pembangkit kecil dapat juga berperan penting secara lokal dalam menjaga keandalan pelayanan.

- 2) Tanggung jawab:
  - a) memberikan pelayanan sesuai dengan perjanjian jual beli tenaga listrik atau perjanjian interkoneksi atau sesuai ketentuan operasi yang berlaku;
  - b) mendeklarasikan setiap perubahan kemampuan operasi dari karakteristik yang semula dinyatakan kepada PLN AP2B/APDP;
  - c) mengkoordinasikan kegiatan pemeliharaan dengan PLN AP2B/APDP;
  - d) mengikuti perintah PLN AP2B/APDP dalam hal sinkronisasi dan pelepasan unit ke/dari sistem, serta dalam hal perubahan pembebanan sesuai kebutuhan;
  - e) memberi kontribusi pada pengendalian mutu frekuensi dan tegangan serta memelihara dan mengoperasikan fasilitas suplemen daya reaktif untuk memenuhi kebutuhan sistem apabila menggunakan generator induksi;
  - f) menghindari pelepasan unit dari sistem selama gangguan atau keadaan darurat dalam sistem, kecuali apabila dapat dibuktikan akan terjadi kerusakan yang serius pada peralatan pembangkit apabila tidak segera dilepas dari sistem; dan
  - g) melaporkan ke PLN AP2B/APDP mengenai pembebanan harian berperiode  $\frac{1}{2}$  (setengah) jam atau sesuai kebutuhan.
- h. Tanggung jawab PLN Area untuk Keamanan Sistem
  - 1) Peran PLN Area

PLN Area berperan besar dalam menjaga keamanan sistem karena mengendalikan bagian terbesar dari beban serta memiliki dan mengendalikan sebagian besar pasokan daya reaktif.
  - 2) PLN Area bertanggung jawab untuk:
    - a) melepaskan beban yang telah ditentukan (*predefined*) untuk memproteksi keamanan sistem yang diperintahkan oleh PLN AP2B/APDP;

- b) memelihara dan mengoperasikan peralatan pemasok daya reaktif untuk memenuhi kebutuhan daya reaktif sesuai dengan sasaran yang ditetapkan PLN AP2B/APDP di semua Gardu Induk;
  - c) mengkoordinasikan perencanaan pasokan daya reaktif dengan PLN AP2B/APDP sehingga diperoleh kombinasi yang optimum antara pembangkitan, transmisi dan distribusi;
  - d) menentukan penyulang distribusi untuk pelepasan beban otomatis oleh relai frekuensi kurang dan relai tegangan kurang pada penyulang distribusi guna memenuhi sasaran yang ditetapkan PLN AP2B/APDP dalam rangka meminimumkan dampak pemadaman saat gangguan sistem dan mencegah terjadinya padam total;
  - e) mengkoordinasikan pemulihan beban bersama PLN AP2B/APDP setelah kejadian gangguan dan/atau kekurangan daya dengan cara pemulihan beban harus tidak mengakibatkan terjadinya gangguan dan pemadaman yang lebih buruk;
  - f) mengelola interaksi dengan Unit/Perusahaan Pembangkit yang unit pembangkitnya terhubung ke Jaringan Distribusi; dan
  - g) menyediakan prakiraan beban yang disyaratkan dalam Aturan Jaringan.
- i. Tanggung Jawab Konsumen Besar untuk Keamanan Sistem
- 1) Peran Konsumen Besar
    - a) Konsumen Besar secara keseluruhan merupakan bagian yang sangat penting dari beban sistem dan kemungkinan merupakan beban yang dominan dikawasannya.
    - b) Konsumen besar ikut berperan dalam tanggung jawab keamanan sistem bersama PLN AP2B/APDP dan Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan lainnya.

- 2) Tanggung jawab:
  - a) memenuhi sasaran beban daya reaktif yang ditetapkan oleh PLN AP2B/APDP atau dalam perjanjian interkoneksi;
  - b) menghindari seringnya perubahan beban yang cepat yang menyebabkan *flicker* tegangan dan melanggar standar yang ditetapkan dalam ketentuan Bab III huruf D mengenai Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan;
  - c) melepas beban yang disiapkan untuk diputus (*interruption load*) apabila diperintahkan oleh PLN Area atau PLN AP2B/APDP;
  - d) memasang dan memelihara peralatan pelepasan beban otomatis oleh frekuensi kurang dan/atau tegangan kurang, guna memenuhi sasaran yang ditetapkan PLN AP2B/APDP dalam rangka memproteksi keamanan sistem; dan
  - e) menyediakan rencana pembebanan yang disyaratkan oleh Aturan Jaringan.

## **B. Marjin Cadangan Operasi**

1. Cadangan Operasi meliputi:
  - a. Cadangan berputar adalah jumlah kapasitas daya pembangkitan yang tersedia dan tidak dibebani penuh, yang beroperasi dalam sistem.
  - b. Pembangkit yang dapat diasut dan disinkronkan ke Sistem dalam waktu 10 (sepuluh) menit atau beban *interruption* yang dapat dilepas dalam waktu 10 (sepuluh) menit, dapat dianggap sebagai cadangan berputar;
  - c. Cadangan Dingin adalah pembangkit yang dapat diasut dan disambungkan ke sistem dalam waktu 4 (empat) jam; dan
  - d. Cadangan Jangka Panjang adalah pembangkit yang dapat diasut dan disinkronkan ke sistem dalam waktu lebih dari 4 (empat) jam sampai dengan kurang dari 48 (empat puluh delapan) jam.
2. Marjin Cadangan (Kebutuhan Minimum)
  - a. Marjin Cadangan harus tersedia setiap saat:
    - 1) Cadangan berputar paling sedikit sebesar kapasitas unit pembangkit terbesar yang terhubung ke sistem;

- 2) Cadangan berputar ditambah cadangan dingin paling sedikit sebesar kapasitas 2 (dua) unit pembangkit terbesar yang terhubung ke sistem; dan
  - 3) Cadangan berputar ditambah cadangan dingin ditambah cadangan jangka panjang paling sedikit sebesar kapasitas 2 (dua) unit pembangkit terbesar yang terhubung ke sistem ditambah margin keandalan.
- b. Tambahan margin keandalan ini dapat dinyatakan dalam persentase terhadap beban puncak harian atau dalam MW, yang perhitungannya berdasarkan studi-studi energi tidak terlayani dan/atau *loss of load probability*.
  - c. Kriteria ini harus ditinjau ulang dan diperbarui secara periodik untuk menjamin efektivitas biaya.

### C. Pengendalian Frekuensi

#### 1. Umum

- a. Frekuensi di sistem akan konstan apabila total pembangkitan seimbang dengan total beban ditambah susut jaringan.
- b. Apabila pembangkitan melebihi beban ditambah susut, maka frekuensi sistem naik.
- c. Apabila beban ditambah susut melebihi pembangkitan, maka frekuensi sistem turun.
- d. Rentang pengaturan frekuensi yang sempit diperlukan untuk menyediakan frekuensi pasokan yang stabil bagi semua Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan dan pelanggan akhir.
- e. Frekuensi Sistem dipertahankan dalam kisaran  $\pm 0,2$  Hz di sekitar 50 Hz, kecuali dalam periode *transien* yang singkat, dimana penyimpangan sebesar  $\pm 0,5$  Hz diizinkan, serta selama kondisi darurat.
- f. Pengendalian frekuensi dicapai melalui:
  - 1) aksi *governor* unit pembangkit sebagai pengendalian primer;
  - 2) unit pembangkit yang memiliki *automatic generation control* (AGC) sebagai pengendalian sekunder;
  - 3) perintah PLN AP2B/APDP ke pembangkit untuk menaikkan atau menurunkan titik *setting governor* dalam mengantisipasi perubahan beban;

- 4) penurunan tegangan dalam rangka menurunkan beban sistem;
  - 5) pengurangan beban secara manual;
  - 6) pelepasan beban otomatis dengan relai frekuensi kurang; dan
  - 7) pelepasan generator oleh relai frekuensi lebih.
2. Kesalahan Waktu (*Time Error*)
- Dalam rangka menyediakan indikasi waktu yang andal bagi peralatan pelanggan yang menghitung jam berdasarkan frekuensi, PLN AP2B/APDP harus berusaha untuk menghindari kesalahan waktu (*time error*) lebih dari 30 (tiga puluh) detik.
3. Aksi *Governor* Pembangkit
- Semua Unit Pembangkit harus:
- a. beroperasi dengan *governor* yang tidak dikunci, kecuali diizinkan oleh PLN AP2B/APDP;
  - b. menyetel karakteristik *droop governor* paling banyak 5% (lima persen) kecuali diizinkan oleh PLN AP2B/APDP untuk menyetel pada tingkat yang lain.
4. Pembangkit yang Memiliki *Automatic Generation Control* (AGC)
- a. Operator unit pembangkit yang mempunyai fasilitas berkemampuan AGC pada unit pembangkitnya harus segera mengikuti perintah PLN AP2B/APDP untuk mengaktifkan atau mematikan AGC.
  - b. Rentang pengaturan dari pembangkit ber-AGC harus dijaga paling sedikit sebesar 2,5% (dua koma lima persen) dari beban sistem.
  - c. PLN AP2B/APDP harus menghindari tercapainya batas pengendalian AGC pada kondisi operasi normal.
5. Pengurangan Tegangan Untuk Mengurangi Beban Sistem
- a. Jika PLN AP2B/APDP menetapkan frekuensi telah atau akan turun di bawah 49,7 Hz dan cadangan tersedia tidak mencukupi untuk mengembalikan frekuensi ke kisaran normal, PLN AP2B/APDP harus mengumumkan terjadi kondisi darurat di sistem.
- Dalam hal ini PLN AP2B/APDP dapat mengurangi tegangan pasokan ke beban sebagaimana dimaksud dalam ketentuan Bab III Huruf D mengenai Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan.

- b. Setelah sistem dipulihkan ke kondisi yang memuaskan, maka PLN AP2B/APDP harus mengembalikan tegangan ke kondisi normal.
6. Pengurangan Beban Secara Manual

Jika selama kondisi darurat frekuensi telah atau akan turun di bawah 49,5 Hz dan cadangan pembangkitan tidak mencukupi untuk mengembalikan frekuensi ke kondisi normal, maka PLN AP2B/APDP harus memerintahkan:

    - a. kepada PLN Area dan Konsumen Besar untuk melepas beban *interruptible* secara manual; dan/atau
    - b. kepada PLN Area untuk melepas beban secara manual di kawasan-kawasan yang mengalami tegangan sangat rendah atau ketika sistem terancam mengalami masalah tegangan (*voltage collapse*).
  7. Peralatan Pelepasan Beban Secara Otomatis oleh Frekuensi Kurang
    - a. Dalam rangka menjamin keseimbangan antara beban dan pembangkitan dalam kondisi darurat, paling sedikit 50% (lima puluh persen) dari beban Sistem harus dapat dikontrol oleh peralatan pelepasan beban otomatis dengan relai frekuensi-kurang.
    - b. Beban sensitif yang ditetapkan oleh PLN Area tidak boleh termasuk dalam program pelepasan beban (*load shedding*) oleh relai frekuensi kurang.
    - c. Maksimum 10 (sepuluh) tahapan pelepasan beban harus tersedia dengan ukuran yang hampir sama dan tersebar secara geografis.
    - d. Dalam hal kondisi sistem memungkinkan, frekuensi tahap pertama pelepasan beban harus disetel cukup rendah atau paling rendah 49,0 Hz, sehingga apabila pembangkit terbesar lepas dari sistem tidak akan menyebabkan pelepasan beban tahap pertama.
    - e. Frekuensi pada pelepasan beban tahap terakhir harus disetel di atas setelan tertinggi frekuensi kurang dari unit pembangkit, sehingga tidak ada unit pembangkit yang terlepas sebelum pelepasan beban tahap terakhir terjadi.

#### D. Pengendalian Tegangan

1. Umum
  - a. Menjaga tegangan sistem pada sekitar tingkat nominal diperlukan untuk mengurangi susut jaringan dan ancaman *voltage collapse* serta masalah stabilitas *transient* dan *steady state*.
  - b. Pengendalian tegangan juga diperlukan untuk menghindari kerusakan peralatan yang terhubung ke jaringan transmisi, baik oleh tegangan yang terlalu rendah maupun yang terlalu tinggi, serta untuk menjamin tegangan di sisi pelanggan berada dalam tingkat yang dapat diterima.
  - c. Selain itu, ketidakseimbangan tegangan dan *harmonics* harus juga dikendalikan untuk memberi pelayanan yang memuaskan ke pelanggan.
2. Pengendalian Tegangan dicapai dengan:
  - a. menggunakan peralatan sebagai berikut:
    - 1) generator-generator sinkron yang dilengkapi pengaturan tegangan dan penambahan *stabilization control loops (Power System Stabilizer)* pada pengaturan tegangan untuk memperbaiki stabilitas dinamik dari sistem;
    - 2) *synchronous condenser*;
    - 3) *compensator* VAR statik;
    - 4) kapasitor paralel (*shunt*);
    - 5) reaktor paralel; dan/atau
    - 6) tap transformator.
  - b. pengoperasian/pelepasan Saluran Kabel Tegangan Tinggi (SKTT), Saluran Udara Tegangan Tinggi (SUTT), atau Saluran Udara Tegangan Ekstra Tinggi (SUTET).
3. Tanggung jawab PLN AP2B/ APDP dalam Pengendalian Tegangan
  - a. PLN AP2B/APDP bertanggung jawab:
    - 1) menetapkan tingkat tegangan operasi yang aman untuk semua Gardu Induk dan menyampaikan informasi tersebut ke Pembangkit dan PLN Area.
    - 2) mengarahkan operasi sistem sedemikian rupa sehingga tegangan sistem berada dalam tingkat yang aman.

- b. Operator dari peralatan pengendali tegangan sebagaimana dimaksud dalam angka 2 wajib mengikuti perintah PLN AP2B/APDP untuk mengoperasikan peralatan tersebut dan apabila ada masalah harus dilaporkan ke PLN AP2B/APDP.
4. Ketidakseimbangan Tegangan
    - a. AP2B/APDP bertanggungjawab untuk menyeimbangkan impedansi fase jaringan guna membatasi ketidakseimbangan tegangan.
    - b. Semua Pemakai Jaringan wajib menyeimbangkan arus-arus fase pada titik sambungan guna membatasi tegangan urutan negatif tidak melebihi 1% (satu persen) sesuai dengan ketentuan dalam Bab III huruf D mengenai Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan, angka 1.d.
  5. Harmonisa Tegangan

Semua Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan wajib menjaga distorsi harmonisa pada titik sambungan tidak melebihi 3% (tiga persen) sesuai dengan ketentuan dalam Bab III huruf D mengenai Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan, angka 1.c.
  6. Kedip dan *Flicker* Tegangan
    - a. Kedip tegangan disebabkan oleh asut motor harus dibatasi sebesar 5% (lima persen) di bawah tegangan normal pada semua titik sambungan.
    - b. Semua Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan wajib menjaga operasi peralatannya agar tidak menyebabkan kedip dan *flicker* tegangan yang melebihi batas yang ditetapkan sesuai dengan ketentuan dalam Bab III huruf D mengenai Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan.
    - c. Jika batas tersebut dilampaui, PT PLN (Persero) AP2B/APDP wajib mencari penyebab masalah tersebut dan mengambil langkah-langkah yang diperlukan untuk memperbaiki pelanggaran kriteria ini.

**E. Proteksi Jaringan**

1. Umum
  - a. Peralatan proteksi jaringan dan koordinasi proteksi yang memadai diperlukan untuk memproteksi komponen-komponen jaringan dan untuk membatasi dampak gangguan apabila terjadi gangguan atau kegagalan peralatan.
  - b. Kebutuhan peralatan secara rinci wajib mengikuti ketentuan dalam Bab III huruf J angka 3 mengenai Peralatan Proteksi Yang Diperlukan.
2. Dalam hal Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan akan melakukan perubahan skema proteksi harus mengajukan permohonan dan mendapat persetujuan PLN Wilayah.
3. Skema proteksi jaringan harus memberikan kemungkinan untuk pemanfaatan rating termal jangka pendek peralatan penghantar dan gardu induk jika rating tersebut dapat ditentukan.
4. Jika seluruh atau sebagian dari suatu skema proteksi gagal atau tidak bekerja, PLN AP2B/APDP harus memutuskan untuk:
  - a. memadamkan peralatan yang diproteksi oleh skema proteksi tersebut;
  - b. membiarkan peralatan tetap bertegangan, tanpa proteksi primer selama suatu periode tertentu selama proteksi cadangan tersedia dan memadai; atau
  - c. memasang skema proteksi sementara.

**F. Stabilitas Sistem**

1. Umum
  - a. Sistem dapat mengalami beberapa jenis gangguan besar yang berkaitan dengan masalah stabilitas, antara lain:
    - 1) ketidakstabilan transien, terjadi jika bagian dari sistem berosilasi tidak teredam dan berakhir dengan terpecahnya sistem, biasanya dalam beberapa detik, dan gangguan semacam itu biasanya terjadi setelah suatu gangguan hubung-singkat besar atau terlepasnya beberapa unit pembangkit;
    - 2) ketidakstabilan dinamik, yaitu terjadi osilasi kecil tidak-teredam yang dipicu oleh sebab yang tidak jelas, karena sistem dioperasikan terlalu dekat dengan kondisi tidak stabil; dan

- 3) ketidakstabilan tegangan, yaitu turunnya tegangan sistem lebih rendah dari tingkat/batas dimana peralatan pengendali tegangan dapat mengembalikan tegangan ke tingkat yang dapat diterima.
  - b. Dalam kasus sebagaimana dimaksud pada huruf a angka 3) kenaikan susut daya reaktif memperburuk permasalahan sehingga memperluas dan mempercepat penurunan tegangan seluruh sistem, mengarah ke *voltage collapse*.
2. Koordinasi Analisis Stabilitas
    - a. PLN Wilayah bertanggungjawab untuk melakukan atau mengatur terselenggaranya kajian yang diperlukan untuk menentukan batas-batas operasi yang aman yang dapat melindungi sistem dari ancaman masalah-masalah ketidakstabilan, termasuk yang disebabkan oleh *credible outage*.
    - b. Semua Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan wajib menyediakan data dan informasi yang diperlukan untuk mendukung kajian tersebut.
  3. Kewajiban-kewajiban Operasional Dalam Hal Stabilitas

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

    - a. PLN AP2B/APDP wajib mengoperasikan sistem dalam batas-batas operasi yang aman yang ditetapkan melalui kajian berkala mengenai stabilitas;
    - b. Unit/Perusahaan Pembangkit wajib:
      - 1) mempertahankan peralatan pengendali tegangan dan alat-alat kendali lain untuk menjamin dukungan daya reaktif sepenuhnya tersedia bagi sistem;
      - 2) mempertahankan kemampuan pembangkitan daya reaktif sesuai desain peralatan pada setiap saat;
      - 3) mempertahankan unit pembangkit tidak lepas dari Sistem selama terjadi gangguan, kecuali kondisi frekuensi atau tegangan pada saat itu melebihi atau sangat kurang sehingga dapat merusak peralatan, atau apabila PLN AP2B/APDP telah menyetujui pelepasan unit pembangkit.

- c. PLN Area terkait wajib memelihara peralatan pengendali tegangan di instalasinya sehingga peralatan tersebut bekerja seperti yang diinginkan guna mendukung tegangan jaringan transmisi dan tegangan jaringan distribusi; dan
- d. Konsumen besar wajib memelihara semua peralatan pengendali tegangan yang dibutuhkan sesuai dengan perjanjian jual beli listrik sehingga peralatan tersebut bekerja sesuai dengan yang diinginkan guna mendukung tegangan sistem selama kondisi normal dan kondisi gangguan.

#### **G. Prosedur Darurat Di Sistem**

1. Keadaan Darurat pada sistem dianggap terjadi apabila:
  - a. kapasitas marjin cadangan atau tegangan sistem turun ke bawah tingkat yang dapat diterima;
  - b. gangguan telah menyebabkan sistem terpisah dan/atau pemadaman sebagian atau total; dan,
  - c. badai, gempa bumi, huru-hara dan sebagainya mengancam keamanan sistem.
2. PLN AP2B/APDP dan Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan wajib mengikuti petunjuk prosedur keadaan darurat di sistem, pengumuman kekurangan daya, pemberitahuan kekurangan daya, pengumuman kondisi darurat di sistem, pemberitahuan keadaan darurat di sistem, dan ruang operasi darurat sebagaimana dimaksud pada angka 3 sampai dengan angka 8 untuk mengembalikan kondisi sistem secepatnya ke keadaan aman.
3. Petunjuk Prosedur Keadaan Darurat di Sistem
  - a. PLN AP2B/APDP harus memelihara dan mendistribusikan sebuah Petunjuk Prosedur Keadaan Darurat sistem berikut daftar rinci semua pihak yang harus diberitahu mengenai kondisi sistem dalam keadaan darurat, termasuk nomor telepon dinas dan telepon rumah serta alternatif penyampaian lain apabila tidak berada di rumah.
  - b. Petunjuk tersebut juga harus menetapkan lokasi tempat petugas utama harus melapor untuk pelaksanaan pemulihan.
4. Pengumuman Kekurangan Daya  
PLN AP2B/APDP harus mengumumkan kepada Pelaku Usaha/Pemakai jaringan suatu kondisi kekurangan daya apabila:

- a. cadangan operasi turun ke tingkat di bawah kebutuhan minimum dan tidak tersedia daya untuk mengatasinya; atau
  - b. cadangan operasi dalam rencana bulanan diperkirakan akan kurang dari kebutuhan minimum dan PLN AP2B/APDP harus mengumumkan keadaan tersebut.
5. Pemberitahuan Kekurangan Daya
- Segera setelah Kekurangan Daya diumumkan, PLN AP2B/APDP harus:
- a. memberitahu PLN Area terkait telah terjadi kekurangan daya dan agar mempersiapkan pelepasan beban yang dapat diputus (*interruptible load*) guna mempertahankan tingkat cadangan operasi minimum.
  - b. besarnya beban yang dapat diputus (*interruptible load*) sebagaimana dimaksud pada huruf a yang harus dilepas oleh setiap PLN Area harus berdasarkan sasaran yang ditetapkan PLN AP2B/APDP dan target tersebut harus diusahakan proporsional dengan beban tersambung masing-masing PLN Area terkait;
  - c. memberitahu Unit/Perusahaan Pembangkit telah terjadi atau mungkin akan terjadi kekurangan daya dan agar berusaha untuk menambah daya tersedia di setiap Unit Pembangkit; dan
  - d. memberitahu *General Manager* PLN Wilayah.
6. Pengumuman Kondisi Darurat di Sistem
- PLN AP2B/APDP mengumumkan kondisi darurat apabila:
- a. cadangan berputar 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 Sistem terpecah dan/atau pemadaman sebagian atau total; atau
  - e. ada badai, gempa bumi, kebakaran, huru-hara dan sebagainya yang mengancam keamanan sistem.

7. Pemberitahuan Keadaan Darurat di sistem
  - a. Segera setelah keadaan darurat di Sistem terjadi, PLN AP2B/APDP harus segera melakukan pemberitahuan kepada:
    - 1) semua Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan melalui fasilitas pesan operasi (*grid operations message system*) keadaan darurat di sistem;
    - 2) PLN Area terkait, mengenai keperluan pengurangan beban yang diperlukan (jika memang perlu);
    - 3) *General Manager* PLN Wilayah melalui telepon; dan
    - 4) pimpinan PLN AP2B/APDP mengenai keperluan mengaktifkan Ruang Operasi Darurat karena ada badai, gempa bumi, kebakaran, huru-hara dan sebagainya yang mengancam keamanan sistem.
  - b. Pemberitahuan harus secara ringkas dan jelas menyebutkan masalah yang terjadi dan tindakan yang diharapkan dari penerima pemberitahuan.
8. Ruang Operasi Darurat

Jika PLN AP2B/APDP menyimpulkan dalam kondisi darurat tersebut memerlukan pembukaan Ruang Operasi Darurat (ROD), PLN AP2B/APDP harus menghubungi pihak-pihak yang bertanggungjawab yang terdaftar dalam Petunjuk Prosedur Keadaan Darurat di sistem dan meminta pengaktifan ROD.
9. Pelatihan Keadaan Darurat
  - a. Pelatihan Keadaan Darurat harus dilakukan paling sedikit 1 (satu) kali dalam 1 (satu) tahun untuk membiasakan semua personel yang bertanggung jawab dalam pelaksanaan prosedur keadaan darurat dan prosedur pemulihan sistem.
  - b. Pelatihan harus mensimulasikan keadaan darurat yang realistis dan mengikuti Petunjuk Prosedur Keadaan Darurat.
  - c. Evaluasi terhadap pelatihan ini harus dilakukan dan kekurangan-kekurangan dalam prosedur dan respon baliknya harus diidentifikasi dan diperbaiki.

#### H. Prosedur Pemulihan Sistem

1. Semua Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan harus mengikuti pengarahannya PLN AP2B/APDP untuk memastikan pemulihan sistem berlangsung cepat, aman dan menghindari masalah yang tidak perlu terjadi.
2. Prosedur Pemulihan dari terpecahnya Sistem (*island operation*)  
Dalam hal satu atau lebih pulau-pulau operasi yang stabil telah terbentuk, urutan berikut harus diikuti:
  - a. PLN AP2B/APDP harus secepatnya menilai keadaan Sistem dan menentukan tingkat dan sifat dari kerusakan fasilitas peralatan.
  - b. Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan transmisi harus membantu menyediakan informasi yang diperlukan PLN AP2B/APDP dalam membuat penilaian tersebut;
  - c. PLN AP2B/APDP menstabilkan pulau-pulau yang terpisah pada 50 Hz dan mensinkronkan pulau-pulau tersebut secepat mungkin;
  - d. PLN AP2B/APDP memulihkan pasokan ke semua pusat pembangkit besar yang terputus/padam untuk memulai proses pengasutan, selanjutnya memerintahkan sinkronisasi unit tersebut ke Sistem;
  - e. PLN AP2B/APDP memerintahkan Unit/Perusahaan Pembangkit untuk:
    - 1) mengasut (*start*) unit-unit pembangkit yang tidak beroperasi yang diperlukan untuk memudahkan proses pemulihan, selanjutnya memerintahkan sinkronisasi unit-unit tersebut ke sistem;
    - 2) mengasut unit-unit pembangkit yang memiliki kemampuan asut gelap di kawasan yang padam dan mensinkronkan unit tersebut ketika pasokan ke titik sambungan pusat listrik telah pulih;
  - f. unit pembangkit menaikkan daya keluarannya sesuai dengan perintah PLN AP2B/APDP;
  - g. PLN AP2B/APDP memulihkan pasokan ke Gardu Induk yang padam secepat mungkin guna menyiapkan peralatan untuk pelaksanaan buka-tutup (*switching*) PMT;

- h. PLN AP2B/APDP memerintahkan PLN Area untuk memulai pemulihan penyulang distribusi secara bertahap dengan menghindari:
    - 1) pembebanan lebih pada transmisi dan penyulang;
    - 2) tegangan kurang; dan
    - 3) penurunan cadangan berputar ke tingkat yang tidak aman;
  - i. PLN AP2B/APDP menghindari menghubungkan unit-unit pembangkit yang terisolasi ke beban lokal yang terisolasi kecuali apabila tidak mungkin mensinkronkan unit-unit pembangkit terlebih dahulu untuk kestabilan pulau-pulau operasi, serta unit-unit telah dinyatakan mampu memikul beban terpisah;
  - j. Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan yang tidak mengikuti perintah PLN AP2B/APDP selama proses pemulihan harus dihadapkan pada proses Penegakan Pelaksanaan Aturan Jaringan sesuai dengan ketentuan dalam Bab II huruf F.
3. Prosedur Pemulihan Padam Total
- Pemulihan Sistem setelah kejadian padam total merupakan proses yang jauh lebih sulit dan memakan waktu panjang dibanding padam sebagian dan dalam hal terjadi padam total, langkah-langkah berikut harus dilaksanakan disamping prosedur pemulihan pada kejadian padam sebagian:
- a. Unit Pembangkit yang mempunyai fasilitas asut gelap dan disertifikasi mampu memikul beban terpisah (*independent load pickup*) harus diasut dan diikuti dengan proses *energize* ruas penghantar, *energize* Gardu Induk dan pembebanan lokal.
  - b. Pulau kecil yang terbentuk harus diperluas dengan menambahkan pembangkitan lokal, ruas penghantar, Gardu Induk dan beban, dalam memperluas pulau ini perlu perhatian khusus untuk menghindari ketidakstabilan tegangan;
  - c. setelah beberapa pulau mandiri yang stabil terbentuk, pulau-pulau tersebut harus diperluas sehingga pulau-pulau yang semula terpisah dapat disinkronkan dengan sekitarnya; dan
  - d. pembebanan unit harus secara bertahap untuk menghindari beban lebih pada penyulang dan untuk memungkinkan penstabilan beban karena durasi dan lingkup padam total jauh lebih besar dibanding padam sebagian.

- e. Selain itu, banyak fasilitas/peralatan penyimpan energi (*energy storage*) di Gardu Induk dan pusat listrik harus diisi ulang sebelum pengoperasian kembali fasilitas-fasilitas tersebut.

**I. Koordinasi Keselamatan**

1. Umum

- a. Bagian ini mengatur prosedur proses buka tutup (*switching*) PMT dan pembebasan bagian instalasi untuk menjamin pekerjaan di jaringan transmisi atau di instalasi milik Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan dapat dilaksanakan dengan aman.
- b. Hal itu diterapkan apabila pekerjaan dan/atau pengujian yang akan dilakukan memerlukan koordinasi keselamatan kerja dan keselamatan peralatan antara PLN AP2B/APDP dengan Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan.
- c. Selain itu, bagian ini memberi garis besar prosedur yang harus diikuti ketika kegiatan pemeliharaan dan pengujian akan dilaksanakan di Jaringan Transmisi oleh PLN AP2B/APDP dan/atau Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan sesuai dengan Proses Persetujuan Kerja sebagaimana dimaksud dalam angka 4 mengenai Prosedur Persetujuan Pekerjaan untuk Pemeliharaan Peralatan Tegangan Tinggi.

2. Koordinator Keselamatan Kerja

- a. Sebelum *energize* suatu titik sambungan baru, masing-masing PLN AP2B/APDP dan Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan yang bersangkutan harus menunjuk seorang Koordinator Keselamatan Kerja.
- b. PLN AP2B/APDP dan Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan yang bersangkutan harus saling memberitahu secara tertulis mengenai identitas Koordinator Keselamatan yang ditunjuk.
- c. Dalam hal ada pergantian Koordinator Keselamatan Kerja yang telah ditunjuk, pihak lain harus segera diberitahu secara tertulis identitas Koordinator Keselamatan Kerja yang baru.
- d. Koordinator Keselamatan Kerja harus bertanggung jawab mengenai semua hal yang menyangkut keselamatan yang meliputi titik sambungan.

3. Prosedur Pemeliharaan Peralatan Tegangan Tinggi
  - a. Prosedur ini meliputi koordinasi antara PLN AP2B/APDP, personel keselamatan kerja dan personel pemeliharaan yang melaksanakan pekerjaan, serta pengalihan kewenangan dari satu grup ke grup yang lain selama kegiatan pemeliharaan dan pengujian melalui penggunaan formulir khusus persetujuan kerja.
  - b. PLN AP2B/APDP menerbitkan persetujuan kerja untuk pekerjaan di jaringan 275 kV, 150 kV, dan 66 kV.
  - c. Prosedur keselamatan kerja yang berhubungan dengan pemeliharaan jaringan 275 kV, 150 kV, dan 66 kV diatur dalam dokumen "Prosedur Pelaksanaan Pekerjaan Pada Instalasi Listrik".
  - d. Setiap pemeliharaan terencana yang mengakibatkan pemadaman agar diberitahukan ke Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan terkait paling lambat seminggu sebelum pekerjaan dilaksanakan.
4. Prosedur Persetujuan Pekerjaan untuk Pemeliharaan Peralatan Tegangan Tinggi harus meliputi langkah-langkah berikut:
  - a. Prosedur dimulai dengan pengajuan formulir permohonan persetujuan kerja ke PLN AP2B/APDP untuk suatu kegiatan pemeliharaan atau pengujian tertentu;
  - b. PLN AP2B/APDP mempelajari rencana yang diajukan dalam kaitannya dengan tindakan "buka-tutup PMT" (*switching*) dan rekonfigurasi jaringan transmisi guna menjamin tingkat keandalan dan keamanan dapat dijaga;
  - c. Jika rencana yang diajukan dianggap memenuhi syarat, PLN AP2B/APDP harus menerbitkan persetujuan kerja yang diminta;
  - d. PLN AP2B/APDP menetapkan tindakan "buka-tutup PMT" (*switching*) yang dibutuhkan untuk memadamkan bagian dari jaringan tempat kegiatan pemeliharaan atau pengujian akan dilaksanakan;
  - e. Personel PLN AP2B/APDP mengisi bagian terkait dari Formulir Rencana Kerja, kemudian mengirimkannya ke Koordinator Keselamatan Kerja untuk disahkan, dan ke operator Gardu Induk yang bertanggung jawab untuk memisahkan dan membumikan peralatan yang dimaksudkan;

- f. Operator Gardu induk mengisi bagian terkait dari Formulir Rencana Kerja tersebut dan mengirimkannya ke petugas pemeliharaan yang akan bertanggung jawab dalam melaksanakan pekerjaan;
- g. Operator Gardu Induk kemudian melakukan pembumian lokal dan memasang tanda-tanda yang perlu pada peralatan *switching*;
- h. Petugas pemeliharaan:
  - 1) melaksanakan pekerjaan pemeliharaan;
  - 2) mengisi bagian terkait dari Formulir Rencana Kerja tersebut dan mengembalikannya ke operator gardu induk.
- i. Operator Gardu Induk selanjutnya bertanggung jawab untuk melepas tanda-tanda dari peralatan *switching*, membuka PMS pembumian dan menutup pemisah;
- j. Koordinator Keselamatan Kerja menyatakan selesainya kegiatan yang disahkan oleh Operator gardu induk dan mengembalikan Formulir Rencana Kerja ke PLN AP2B/APDP, menyatakan pekerjaan telah selesai dan *energize* peralatan dapat dilaksanakan.
- k. Personel PLN AP2B/APDP kemudian memberi tahu PLN AP2B/APDP mengenai peralatan yang dapat dioperasikan; dan
- l. PLN AP2B/APDP memimpin tindakan “buka-tutup PMT” (*switching*) untuk melakukan *reenergize* fasilitas tersebut dan merekonfigurasi jaringan transmisi kembali ke keadaan semula.

#### **J. Penghubung Operasi**

##### 1. Umum

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

##### 2. Kebutuhan untuk Memberitahu Kondisi Operasi

- a. PLN AP2B/APDP bertanggungjawab untuk menetapkan tingkat operasi yang aman untuk semua fasilitas Sistem dan untuk mengkomunikasikan informasi tersebut ke internal PLN AP2B/APDP dan ke Unit/Perusahaan Pembangkit, PLN Area dan Konsumen Besar yang terhubung ke Jaringan Transmisi.

- b. PLN AP2B/APDP harus memberikan informasi mengenai kegiatan atau kondisi operasi yang dapat mempengaruhi keamanan dan keandalan sistem kepada pihak-pihak terkait.
  - c. Pihak-pihak yang berkepentingan dengan interkoneksi bertanggungjawab untuk memberitahu PLN AP2B/APDP mengenai kejadian terencana yang dapat mempengaruhi operasi normal dari setiap bagian dari Sistem.
  - d. Apabila PLN AP2B/APDP diberitahu oleh Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan mengenai operasi atau kejadian yang akan atau mungkin dapat mempengaruhi Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan yang lain, maka PLN AP2B/ APDP wajib memberitahu Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan yang dapat terpengaruh tersebut sesegera mungkin.
  - e. Penerima pemberitahuan mengenai operasi atau kejadian, dapat menghubungi Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan yang menerbitkan pemberitahuan tersebut untuk klarifikasi dan Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan harus:
    - 1) memberi jawaban yang diminta; dan
    - 2) mengedarkan salinan pertanyaan dan jawaban ke semua penerima pemberitahuan.
3. Operasi yang harus dilaporkan, antara lain:
- a. pusat pembangkit listrik dan/atau peralatan penyaluran yang dikeluarkan dari operasi sistem untuk keperluan pemeliharaan atau pengujian yang mungkin mengurangi keandalan sistem;
  - b. pelaksanaan pengujian pada peralatan unit pembangkit meskipun kegiatan tersebut tidak memerlukan penghentian pelayanan dari peralatan tersebut;
  - c. pengoperasian pemutus tenaga, pemisah atau alat pembumian untuk kasus-kasus tertentu, dapat dilakukan tanpa mendapat persetujuan terlebih dahulu dari PLN AP2B/APDP dalam rangka melindungi personel atau peralatan dan terhadap kasus tersebut operasi yang dilakukan dan penyebabnya harus segera dilaporkan;
  - d. segala bentuk operasi yang bersifat mendadak dan tidak standar, kecuali telah mendapat persetujuan dari PLN AP2B/APDP; dan

- e. jika suatu masalah operasi tidak dapat dipecahkan dengan segera, prakiraan lamanya masalah tersebut dan kemungkinan pengaruhnya harus dilaporkan ke pihak terkait.
4. Pemberitahuan yang diperlukan dalam rangka memenuhi ketentuan Penghubung Operasi harus disampaikan sesegera mungkin dan berisi:
    - a. penjelasan operasional yang cukup terinci agar penerima dapat menilai operasi tersebut dan dampaknya;
    - b. nama dan nomor telepon dari personil yang melaporkan operasi tersebut.
  5. Kewajiban PLN AP2B/APDP untuk memberitahu Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan Mengenai Kejadian di Sistem
    - a. PLN AP2B/APDP bertanggungjawab untuk menyampaikan informasi kejadian-kejadian di sistem kepada para Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan yang telah terpengaruh oleh kejadian tersebut.
    - b. PLN AP2B/APDP selaku operator sistem harus menyediakan informasi mengenai kejadian-kejadian yang telah atau mungkin telah berdampak pada keandalan sistem kepada para Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan yang terpengaruh.
    - c. Semua Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan wajib memberitahu PLN AP2B/APDP mengenai kejadian tidak terencana yang telah atau mungkin telah memberi pengaruh terhadap operasi normal dari bagian-bagian sistem.
    - d. Jika diperlukan, PLN AP2B/APDP selaku operator sistem harus meneliti kejadian-kejadian tidak terencana berikut alasan-alasannya.
  6. Laporan dan Jawaban Mengenai Kejadian di Sistem  
Laporan kejadian dan jawaban mengenai semua pertanyaan laporan tersebut, dapat diberikan secara lisan kemudian ditindaklanjuti secara tertulis, dengan ketentuan sebagai berikut:
    - 1) Penyampaian laporan secara lisan:
      - a) laporan tersebut harus didiktekan oleh pengirim ke penerima; dan

- b) penerima harus mencatat dan mengulang setiap kata pada saat menerima dan setelah seluruh laporan lengkap, penerima harus membaca ulang seluruh laporan ke pengirim untuk mengkonfirmasi ketepatannya
- 2) Penyampaian Laporan secara tertulis, memuat:
- a) nama, posisi dan organisasi dari personel yang menerbitkan laporan dan tanggal serta waktu penerbitan;
  - b) lingkup implikasi dan risiko operasional yang timbul dari kejadian tersebut secara rinci, sehingga memungkinkan penerima untuk mengkajinya; dan
  - c) apabila suatu kejadian telah menyebabkan kecelakaan pada seseorang, rincian terhadap kecelakaan yang diakibatkannya.
7. Kejadian yang harus dilaporkan, antara lain:
- a. kegagalan atau kesalahan operasi alat kendali, komunikasi, peralatan ukur dan perubahan kapabilitas fasilitas pusat listrik dan penghantar;
  - b. waktu pada saat suatu pembangkit atau peralatan dioperasikan melebihi kapasitasnya;
  - c. aktifnya suatu alarm yang menunjukkan kondisi operasi tak normal; dan
  - d. kondisi cuaca yang mempengaruhi atau mungkin mempengaruhi operasi.
8. Kejadian-kejadian Penting
- a. Kejadian-kejadian penting adalah kejadian yang atas penilaian PLN AP2B/APDP, telah berpengaruh penting pada sistem.
  - b. Selain itu, kejadian penting juga meliputi kejadian-kejadian yang diyakini oleh Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan mempunyai pengaruh penting pada fasilitas miliknya.
  - c. Pelaporan kejadian penting harus secara tertulis sebagaimana dimaksud dalam huruf K mengenai Pelaporan Kejadian.
  - d. Kejadian-kejadian penting sebagaimana dimaksud pada huruf c yang perlu dilaporkan secara tertulis ke PLN AP2B/APDP antara lain adalah hal-hal yang menyebabkan:
    - 1) ketidakstabilan sistem;
    - 2) penyimpangan frekuensi di luar batas yang telah ditetapkan;

- 3) tingkat tegangan di luar batas yang telah ditetapkan; atau
  - 4) pemadaman beban konsumen akibat pengoperasian.
9. Komunikasi Operasional
- a. Umum

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.
  - b. Fasilitas Komunikasi Operasional Jaringan
    - 1) Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan harus menetapkan kantor perwakilan untuk keperluan memberi atau menerima komunikasi operasional sehubungan dengan fasilitasnya.
    - 2) Kantor perwakilan bertanggungjawab dalam pengoperasian dan pemeliharaan peralatan komunikasinya; dan
    - 3) Kantor perwakilan harus memberikan informasi sebagai berikut:
      - a) jabatan personel penghubung;
      - b) nomor telepon dari personel;
      - c) alamat *e-mail* dari personel;
      - d) nomor faksimili dari fasilitas; dan
      - e) lokasi fasilitas tersebut.
  - c. Perekaman Komunikasi Operasional

Ketentuan minimum yang berkaitan dengan perekaman komunikasi operasional yang harus dipenuhi antara lain:

    - 1) PLN AP2B/APDP harus sesegera mungkin mencatat setiap komunikasi operasional telepon secara tertulis dalam buku log atau dengan metode lain yang permanen dan dapat diperiksa, setelah membuat atau menerima suatu komunikasi operasional.
    - 2) PLN AP2B/APDP harus menggunakan peralatan perekam suara yang andal untuk merekam percakapan antara *dispatcher* dan personel operasional Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan;
    - 3) Rekaman komunikasi operasional harus mencakup waktu dan isi setiap komunikasi dan harus memberi identitas pihak-pihak yang berkomunikasi;
    - 4) Kecuali sifat komunikasi memerlukan tindakan segera, penerima harus mencatat dan mengulang setiap kata pada

saat menerima dan membaca ulang kepada pengirim seluruh laporan yang diterimanya untuk mengkonfirmasi ketepatannya.

- 5) *Dispatcher* harus menyimpan semua catatan komunikasi operasional termasuk rekaman suara paling sedikit 5 (lima) tahun untuk rekaman tertulis dan 1 (satu) tahun untuk rekaman suara antara *dispatcher* PLN AP2B/APDP, operator Gardu Induk, Operator Unit Pembangkit.
  - 6) Catatan/Rekaman disimpan sebagai bahan penyelesaian perselisihan dan pengevaluasian prosedur operasional, baik selama operasi normal, darurat maupun proses pemulihan sistem.
10. Pertemuan Koordinasi PLN AP2B/APDP dengan Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan
- a. Pertemuan koordinasi antara PLN AP2B/APDP dengan Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan di wilayah kerjanya dilaksanakan secara rutin bulanan dan tidak diwajibkan bagi Konsumen Besar.
  - b. Pertemuan koordinasi antara PLN AP2B/APDP dengan Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan di wilayah kerjanya dilaksanakan paling sedikit 1 (satu) kali dalam 1 (satu) tahun, dan wajib diikuti oleh Konsumen Besar.

#### **K. Pelaporan Kejadian**

1. Umum
  - a. Kejadian penting yang mencakup kecelakaan atau kejadian tidak biasa yang telah mengganggu operasi sistem atau telah menyebabkan atau sebenarnya dapat menyebabkan kerusakan peralatan atau pemutusan beban konsumen, harus dikaji bersama oleh PLN AP2B/APDP dan Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan yang terpengaruh.
  - b. Kajian tersebut harus cukup mendalam guna menambah pengetahuan dari Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan mengenai sifat operasional sistem sehingga kejadian serupa dapat dicegah di masa depan dan hasil kajian gangguan tersebut harus tersedia bagi semua Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan yang terpengaruh.

2. Prosedur untuk Melaporkan Kejadian
  - a. Berdasarkan tingkat keseriusan dan lamanya suatu peristiwa atau kejadian penting, para Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan yang terkait dalam kejadian harus segera memberikan suatu laporan tertulis termasuk rincian tambahan dari kondisi-kondisi di tempat kejadian tersebut berlangsung, melengkapi laporan lisan yang mungkin sudah disampaikan.
  - b. Para Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan yang terkait dengan suatu kejadian penting harus segera menyampaikan laporan tertulis setelah kejadian tersebut.
  - c. Laporan pendahuluan harus disampaikan sesegera mungkin, paling lambat 4 (empat) jam setelah kejadian dan laporan tersebut paling sedikit berisi informasi sesuai ketentuan dalam Laporan Tertulis Kejadian Penting sebagaimana dimaksud dalam angka 3, dan dalam waktu paling lambat 24 (dua puluh empat) jam setelah kejadian, Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan yang terlibat harus menyerahkan laporan tertulis final atas kejadian tersebut.
3. Laporan Tertulis Kejadian Penting

Laporan tertulis kejadian penting harus mencakup antara lain:

  - a. waktu dan tanggal dari kejadian;
  - b. uraian dari kejadian;
  - c. lama kejadian;
  - d. peralatan spesifik (termasuk pengendali sistem dan peralatan proteksi) yang langsung terlibat dalam kejadian;
  - e. jumlah (dalam MW dan MWh) dari beban dan/atau pembangkitan yang terputus; dan
  - f. prakiraan waktu dan tanggal pulihnya pelayanan serta prakiraan rencana tindak lanjut yang harus dilakukan agar kejadian serupa tidak terulang.
4. Tinjauan Kejadian Penting
  - a. PLN AP2B/APDP dapat melakukan sebuah tinjauan terhadap suatu kejadian atau kondisi operasi di sistem dalam rangka meneliti kelayakan prosedur operasi dan Aturan Jaringan untuk mempertahankan tingkat keandalan sistem yang dapat diterima;

- b. Semua Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan harus bekerjasama dengan PLN AP2B/APDP dalam melakukan tinjauan atau analisis suatu kejadian di sistem atau kondisi operasi sistem, termasuk menyediakan catatan dan informasi terkait; dan
  - c. Semua Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan harus memberikan informasi kepada PLN AP2B/APDP yang berkaitan dengan unjuk kerja peralatan yang dimiliki selama dan setelah suatu kejadian atau kondisi operasi, untuk menganalisis dan/atau melaporkan kejadian atau kondisi operasi tersebut.
5. Pemeriksaan dan Akses
- a. PLN AP2B/APDP dapat memeriksa semua peralatan milik Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan yang terhubung ke Jaringan dalam rangka:
    - 1) mengkaji pemenuhan kewajiban operasional semua Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan yang terinterkoneksi ke Jaringan Transmisi, sesuai dengan Aturan Jaringan;
    - 2) menyelidiki adanya ancaman yang telah terjadi atau mungkin dapat terjadi terhadap keamanan Sistem; atau
    - 3) mengkaji terlaksananya pelatihan berkala yang berkaitan dengan kebutuhan operasional dari peralatan.
  - b. PLN AP2B/APDP harus memberitahu, paling sedikit 2 (dua) hari sebelumnya, maksud pelaksanaan pemeriksaan dan pemberitahuan harus mencakup rincian:
    - 1) nama dari wakil yang akan melaksanakan pemeriksaan atas nama PLN AP2B/APDP;
    - 2) waktu saat dimulainya pemeriksaan dan prakiraan waktu diakhirinya pemeriksaan; dan
    - 3) alasan diadakannya pemeriksaan (dengan cukup terinci).
  - c. PLN AP2B/APDP tidak boleh melakukan pemeriksaan lain untuk maksud mengkaji kepatuhan Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan terhadap kewajiban operasional sebagaimana dimaksud dalam Aturan Jaringan dalam jangka waktu 6 (enam) bulan setelah pemeriksaan sebelumnya, kecuali ada bukti ketidakpatuhan yang ditemukan dalam pemeriksaan sebelumnya;
  - d. PLN AP2B/APDP harus memastikan setiap pemeriksaan hanya sesuai kebutuhan, dengan waktu pemeriksaan paling lama 2 (dua) hari;

- e. PLN AP2B/APDP harus memastikan wakil yang melaksanakan pemeriksaan cukup berkualifikasi untuk melakukan pemeriksaan itu;
- f. Semua Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan harus mengizinkan wakil dari PLN AP2B/APDP untuk memasuki kawasan di bawah kewenangannya guna melakukan pemeriksaan itu;
- g. Selama pemeriksaan suatu fasilitas, PLN AP2B/APDP harus memastikan:
  - 1) wakilnya yang ditugaskan tidak menyebabkan kerusakan pada peralatan milik Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan yang terhubung ke Jaringan;
  - 2) penempatan atau penyimpanan suatu peralatan, kendaraan atau material hanya bersifat sementara;
  - 3) hanya memeriksa operasi dari peralatan Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan yang terhubung ke jaringan transmisi sepanjang dianggap perlu dan disetujui oleh Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan dan persetujuan tersebut tidak boleh ditahan atau ditunda tanpa alasan;
  - 4) mengamati kepentingan Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan dalam hubungannya dengan aktivitas fisik, kesehatan dan keselamatan kerja serta hal-hal mengenai hubungan tenaga kerja; dan
  - 5) mengikuti semua aturan protokoler memasuki instalasi Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan, jika aturan protokoler tersebut tidak dimaksudkan untuk menunda pemberian persetujuan untuk akses.
- h. Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan harus menunjuk orang yang berwenang untuk mendampingi dan mengamati pemeriksaan yang dilakukan oleh wakil PLN AP2B/APDP untuk memasuki kawasan instalasi Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan.

**L. Pengujian, Pemantauan, dan Pemeriksaan**

## 1. Umum

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

- a. unjuk kerja dari unit pembangkit tertentu;
- b. pemeriksaan untuk menguji kesesuaian terhadap Aturan Jaringan dan perjanjian sambungan terkait;
- c. pengujian untuk verifikasi unjuk kerja dari sistem kendali dan proteksi, baik di peralatan Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan maupun peralatan PLN AP2B/APDP yang terkait dengan suatu titik sambungan;
- d. pemasangan dari peralatan uji untuk memantau unjuk kerja peralatan Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan dalam kondisi operasi normal;
- e. pengujian suatu peralatan yang memerlukan pemutusan sementara peralatan atau operasi dari peralatan tersebut dengan cara yang berbeda dari kondisi operasi normal; dan
- f. pengujian yang diminta oleh PLN AP2B/APDP dan Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan.

## 2. Pengujian

PLN AP2B/APDP dan Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan mempunyai hak yang sama untuk saling menguji peralatan milik pihak lain yang berkaitan dengan titik sambungan antara peralatan PLN AP2B/APDP dengan peralatan Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan, dengan ketentuan sebagai berikut:

- a. dalam hal suatu titik sambungan, pihak yang merasa sangat yakin peralatan yang dioperasikan oleh pihak lain mungkin tidak memenuhi Aturan Jaringan, dapat mengusulkan pengujian atas peralatan tersebut dengan pemberitahuan tertulis;
- b. jika pemberitahuan pengujian peralatan telah diberikan, pihak pengusul harus melakukan pengujian pada waktu yang disetujui pihak pemilik peralatan yang diuji;
- c. kedua belah pihak harus bekerjasama dalam melakukan pengujian yang diminta sesuai dengan ketentuan sebagaimana dimaksud pada huruf a;

- d. biaya pelaksanaan pengujian sebagaimana dimaksud pada huruf a dibebankan kepada pihak pengusul, kecuali apabila hasil pengujian peralatan yang dipermasalahkan membuktikan peralatan tersebut tidak memenuhi ketentuan Aturan Jaringan maka semua biaya pengujian dibebankan kepada pihak pemilik peralatan yang diuji;
- e. akibat pengujian:
  - 1) biaya pengujian tidak mencakup biaya kerugian akibat energi yang tidak terjual;
  - 2) PLN AP2B/APDP wajib meminimumkan kerugian tersebut selama proses pengujian; dan
  - 3) PLN AP2B/APDP tidak mengurangi kesiapan pembangkit yang dideklarasikan.
- f. pengujian yang diuraikan di bagian ini harus dilaksanakan menggunakan prosedur uji yang disetujui kedua belah pihak dan para pihak tidak boleh tanpa alasan memperlambat atau menunda persetujuan atas prosedur pengujian.
- g. jika para pihak tidak dapat bersepakat mengenai prosedur uji, maka berdasarkan kebiasaan yang baik (*good utility practice*), pihak pengusul yang harus menetapkan prosedur uji;
- h. pihak pengusul harus meyakinkan pihak pemilik hanya orang yang memiliki keterampilan dan pengalaman yang melakukan pengujian;
- i. pihak yang melaksanakan pengujian harus terlebih dahulu memberitahu PLN AP2B/APDP mengenai maksud pelaksanaan pengujian dan hanya melakukan pengujian pada waktu yang disetujui oleh PLN AP2B/APDP;
- j. pihak yang tidak melakukan pengujian dapat menunjuk wakil untuk menyaksikan pengujian dan pihak yang menguji harus mengizinkan wakil itu untuk hadir pada saat pengujian dilaksanakan;
- k. pihak yang melakukan pengujian harus menyampaikan hasil pengujian dan laporan-laporan lain terkait ke pihak lain setelah pengujian berakhir dalam jangka waktu yang wajar;

- l. pihak yang melakukan pengujian dapat memasang peralatan uji (dan/atau peralatan pemantau) ke peralatan yang dioperasikan oleh pihak lain atau meminta pihak lain untuk memasang suatu peralatan uji (atau peralatan pemantau); dan
  - m. pihak yang melakukan pemantauan sebagai bagian dari suatu pengujian harus memastikan unjuk kerja peralatan yang dipantau senantiasa sesuai dengan Aturan Jaringan dan perjanjian sambungan terkait.
3. Pengujian Unit Pembangkit
- Pengujian unjuk kerja unit pembangkit dapat dilakukan:
- a. sewaktu-waktu atas usulan PLN AP2B/APDP untuk mengkonfirmasi karakteristik operasi unit pembangkit, kecuali ada kendala khusus;
  - b. jika berdasarkan hasil pemantauan unjuk kerja unit pembangkit tertentu oleh PLN AP2B/APDP dianggap unit pembangkit tersebut tidak dapat dioperasikan sesuai dengan karakteristik operasi yang dideklarasikan termasuk kemampuan untuk asut gelap, penambahan beban (*load pick-up*), serta fungsi-fungsi pendukung frekuensi dan tegangan; atau
  - c. jika Unit/Perusahaan Pembangkit meminta untuk dilakukan suatu pengujian terhadap unit pembangkit miliknya setelah suatu tindakan perbaikan atas permasalahan yang menyebabkan perubahan terhadap karakteristik operasi yang dideklarasikan maka pengujian harus disaksikan oleh wakil PLN AP2B/APDP agar pengujian dapat dianggap sah untuk merevisi karakteristik operasi yang dideklarasikan.
4. Prosedur Pengujian dan Pemantauan Unit Pembangkit
- a. Unit/Perusahaan Pembangkit dapat mengajukan permintaan pengujian unit pembangkitnya secara tertulis ke PLN AP2B/APDP dengan memberikan informasi sebagai berikut:
    - 1) tanggal pengajuan permintaan;
    - 2) tanggal dimulainya pengujian, paling cepat adalah 5 (lima) hari kerja setelah tanggal pengajuan permintaan;
    - 3) nama identifikasi dari unit pembangkit;
    - 4) karakteristik operasi yang akan diuji;
    - 5) nilai dari karakteristik operasi yang hendak diverifikasi melalui pengujian tersebut; dan

- 6) kondisi pembebanan spesifik untuk pengujian tersebut.
- b. Jika kondisi sistem tidak memungkinkan untuk melakukan pengujian sesuai dengan jadwal yang diminta, PLN AP2B/APDP dapat menolak waktu yang diminta dan setelah berkonsultasi dengan Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan, menjadwalkan ulang pengujian.
- c. PLN AP2B/APDP setiap saat dapat menguji salah satu atau kombinasi dari beberapa karakteristik operasi suatu unit pembangkit dengan ketentuan PLN AP2B/APDP tidak boleh menguji sebuah unit pembangkit lebih dari dua kali dalam setahun kecuali apabila terjadi keadaan-keadaan berikut ini:
  - 1) hasil pengujian menunjukkan nilai dari satu atau beberapa karakteristik operasi tidak sama dengan deklarasi Unit/Perusahaan Pembangkit (terlepas dari pengujian yang lalu dirancang untuk menguji karakteristik operasi tersebut atau tidak); atau
  - 2) kondisi sistem memaksa suatu pengujian harus dihentikan dan dapat dimaklumi terjadinya kondisi tersebut memang tidak dapat diperkirakan oleh PLN AP2B/APDP, dalam kasus ini hasil pengujian dianggap tidak ada.
- d. Selama pemantauan terhadap pengujian, PLN AP2B/APDP harus memiliki catatan unjuk kerja unit pembangkit sedemikian rupa sehingga memungkinkan verifikasi independen terhadap hasil-hasilnya.
- e. Selain itu, jika respon dari Unit Pembangkit membutuhkan pengujian terhadap frekuensi atau tegangan sistem, PLN AP2B/APDP harus menyimpan rekaman besaran-besaran frekuensi atau tegangan yang dimonitor selama pengujian tersebut.
- f. PLN AP2B/APDP setiap saat dapat memantau (menggunakan data SCADA) unjuk kerja dari unit pembangkit dengan membandingkan *output* (atau respon) aktualnya dengan *output* (atau respon) yang seharusnya dicapai sesuai dengan karakteristik operasi yang dideklarasikan.

- g. Jika melalui pengujian atau pemantauan terhadap unjuk kerja unit pembangkit PLN AP2B/APDP menetapkan unit pembangkit yang diuji gagal memenuhi karakteristik operasi yang dideklarasikan, PLN AP2B/APDP harus memberitahu Unit/Perusahaan Pembangkit terkait mengenai kegagalan tersebut, termasuk rincian hasil-hasil pengujian dan pemantauan.
  - h. Setelah menerima pemberitahuan tersebut, Unit/Perusahaan Pembangkit harus sesegera mungkin memberikan kepada PLN AP2B/APDP:
    - 1) penjelasan mengenai kegagalan tersebut;
    - 2) usulan revisi dari karakteristik operasi yang tidak sesuai tersebut seperti disyaratkan dalam prosedur sebagaimana dimaksud dalam Bab V mengenai Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi (*Schedule and Dispatch Code*); dan/atau
    - 3) usulan rencana untuk mengatasi masalah tersebut.
  - i. PLN AP2B/APDP dan Unit/Perusahaan Pembangkit harus berusaha mencapai kesepakatan atas usulan Unit/Perusahaan Pembangkit mengenai revisi nilai Karakteristik Operasi yang dideklarasikan dengan ketentuan sebagai berikut:
    - 1) jika tercapai kesepakatan, Unit/Perusahaan Pembangkit harus mendeklarasikan nilai-nilai yang direvisi.
    - 2) jika persetujuan tidak tercapai dalam 3 (tiga) hari kerja, maka PLN AP2B/APDP harus merencanakan uji ulang dan kedua belah pihak harus mengakui hasil-hasil dari uji ulang tersebut.
5. Pengujian Peralatan Proteksi
- a. paling lambat tanggal 31 Juli setiap tahun, PLN AP2B/APDP harus menyampaikan kepada setiap Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan, sebuah laporan realisasi tahun sebelumnya, yang merinci unjuk kerja proteksi jaringan pada setiap titik sambungan ke Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan, termasuk perbandingan dengan suatu standar unjuk kerja pembanding (*benchmark*) yang disetujui;

- b. untuk setiap titik sambungan, baik PLN AP2B/APDP maupun Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan harus memeriksa dan/atau menguji operasi dari peralatan proteksi yang berkaitan dengan titik sambungan, sebelum tanggal operasi perdana fasilitas baru dan kemudian setiap selang waktu dua tahun sesudahnya;
  - c. Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan yang terhubung ke suatu titik sambungan harus bekerjasama dengan PLN AP2B/APDP dalam pemeriksaan atau pengujian terhadap operasi dari peralatan proteksi;
  - d. setiap Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan harus menanggung biaya pengujian yang diuraikan dalam bagian ini kecuali apabila Perjanjian Jual Beli atau Perjanjian Interkoneksi menyatakan lain.
6. Pengujian Peralatan Milik Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan
- Setiap Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan harus memperoleh persetujuan tertulis dari PLN AP2B/APDP untuk melakukan pengujian terhadap peralatan miliknya yang:
- a. dapat mempengaruhi keandalan operasi sistem;
  - b. mengancam keamanan sistem;
  - c. memerlukan pengoperasian sistem secara khusus; atau
  - d. dapat mempengaruhi pengukuran listrik yang normal pada titik sambungan.
7. Pemberitahuan Pengujian
- a. Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan yang mengusulkan untuk melakukan suatu pengujian atas peralatan miliknya yang berkaitan dengan suatu titik sambungan harus memberitahu secara tertulis kepada PLN AP2B/APDP, paling sedikit 5 (lima) hari kerja sebelumnya.
  - b. Pemberitahuan sebagaimana dimaksud pada huruf a harus mencakup:
    - 1) rincian dari rencana pengujian yang diusulkan;
    - 2) prakiraan waktu mulai dan akhir dari pengujian yang diusulkan;
    - 3) identifikasi dari peralatan yang akan diuji;
    - 4) kondisi sistem yang dibutuhkan untuk melakukan pengujian yang diusulkan;

- 5) rincian kemungkinan akibat yang timbul dari pengujian yang diusulkan terhadap peralatan yang diuji;
  - 6) rincian kemungkinan akibat yang timbul dari pengujian yang diusulkan terhadap sistem; dan
  - 7) nama dari orang yang bertanggungjawab mengkoordinasikan pengujian yang diusulkan atas nama Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan.
- c. Jika kondisi sistem tidak memungkinkan dilaksanakannya pengujian pada jadwal yang diminta, PLN AP2B/APDP harus berkonsultasi dengan para Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan yang terkait untuk menjadwalkan ulang pengujian.
  - d. PLN AP2B/APDP harus memberitahu Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan lain yang mungkin terpengaruh oleh suatu pengujian yang diusulkan dan mempertimbangkan kepentingan Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan lain yang terpengaruh tersebut dalam memberi persetujuan terhadap pengujian yang diusulkan.
  - e. Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan yang hendak melakukan pengujian harus memastikan orang yang bertanggungjawab dalam mengkoordinasikan pengujian memperoleh konfirmasi ulang dari Pusat PLN AP2B/APDP atau Unit/Subunit PLN AP2B/APDP sesaat sebelum memulai pengujian.
  - f. Orang yang bertanggungjawab mengkoordinasikan pengujian tersebut harus segera memberitahu PLN AP2B/APDP apabila pengujian telah berakhir.
8. Pemeriksaan dan Akses
    - a. PLN AP2B/APDP dapat memasuki area instalasi milik Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan untuk melakukan pemeriksaan atau pengujian;
    - b. Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan dapat memasuki area instalasi milik PLN Wilayah; dan
    - c. prosedur dan kewajiban dikaitkan dalam hal memasuki area instalasi dan memeriksa instalasi mengikuti aturan pemilik instalasi.
  9. Hak untuk Memeriksa
    - a. PLN Wilayah dan Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan mempunyai hak yang sama untuk saling memeriksa peralatan milik pihak lain pada titik sambungan dan hak memeriksa tersebut hanya diberlakukan dalam usaha untuk meyakinkan kesesuaian peralatan dengan Aturan Jaringan;

- b. Jika pihak yang memeriksa menganggap pihak lain tidak mematuhi ketentuan Aturan Jaringan dan pihak yang memeriksa menjadi atau mungkin akan menjadi pihak yang dirugikan karenanya, maka pihak yang memeriksa dapat masuk ke kawasan instalasi milik pihak lain tersebut untuk melakukan pemeriksaan;
- c. Pihak pemeriksa yang hendak memeriksa peralatan milik pihak lain harus memberitahu pihak yang diperiksa paling sedikit 5 (lima) hari kerja sebelumnya, mengenai maksud pemeriksaan;
- d. Untuk validasi, pemberitahuan sebagaimana dimaksud pada huruf c harus mencakup informasi berikut:
  - 1) nama atau yang mewakili pihak yang akan melakukan pemeriksaan atas nama pihak pemeriksa;
  - 2) waktu pemeriksaan akan dimulai dan prakiraan waktu pemeriksaan akan berakhir; dan
  - 3) sifat dari ketidaksesuaian peralatan terhadap Aturan Jaringan, yang dicurigai oleh Pihak Pemeriksa.
- e. Pihak yang memeriksa tidak boleh melakukan pemeriksaan dalam jangka waktu 6 (enam) bulan setelah pemeriksaan sebelumnya kecuali untuk memverifikasi unjuk kerja peralatan hasil tindakan koreksi yang telah dilakukan untuk memperbaiki ketidaksesuaian dengan Aturan Jaringan yang ditemukan pada pemeriksaan sebelumnya;
- f. Pihak yang diperiksa harus menunjuk seseorang yang berkompeten untuk mendampingi wakil dari pihak pemeriksa yang memasuki kawasan miliknya;
- g. Pihak pemeriksa harus memastikan pemeriksaan sedapat mungkin harus selesai dalam jangka waktu 2 (dua) hari dan jika diperlukan waktu yang lebih lama, kedua belah pihak harus bersepakat terhadap rencana pemeriksaan yang lebih lama itu;
- h. Pihak pemeriksa harus memastikan wakil yang ditunjuknya mampu untuk melakukan pemeriksaan; dan
- i. Biaya pemeriksaan harus ditanggung oleh pihak yang memeriksa kecuali apabila ditemukan kesalahan atau ketidaksesuaian dengan Aturan Jaringan, maka biaya harus ditanggung oleh pihak yang mengalami kesalahan atau ketidaksesuaian dengan Aturan Jaringan.

**M. Penomoran dan Penamaan Peralatan**

## 1. Umum

Untuk keseragaman identifikasi peralatan yang berkaitan dengan fasilitas dan peralatan di sistem ditetapkan dalam Aturan Jaringan ini berupa ketentuan Penomoran Peralatan, dan Kode Identifikasi sebagaimana dimaksud dalam Bab III huruf L mengenai Penomoran Peralatan dan Kode Identifikasi (*Equipment Numbering and Code Identification*) guna memperkecil peluang kesalahan operasi akibat salah pengertian terhadap perintah dalam mengoperasikan peralatan tertentu dalam sistem.

## 2. Penerapan

Penomoran Peralatan dan Kode Identifikasi sebagaimana dimaksud dalam Bab III huruf L diterapkan kepada pihak PLN AP2B/APDP maupun Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan dengan unsur-unsur dari Penomoran Peralatan dan Kode Identifikasi mencakup antara lain:

- a. lokasi geografis peralatan, berkaitan dengan PLN AP2B/APDP;
- b. kode untuk nama Pusat Pembangkit dan nama Gardu Induk;
- c. kode untuk tingkat tegangan;
- d. kode untuk jenis komponen yang spesifik; dan
- e. kode untuk kegunaan lain yang spesifik.

**N. Rating Peralatan**

1. Semua peralatan penghantar dan Gardu Induk di sistem harus mempunyai batas pembebanan normal dan darurat yang ditetapkan dan dicatat.
2. Konstanta waktu termal jangka pendek dan metode analisis *loss of life* dapat dipakai untuk menetapkan *rating* peralatan jika analisis itu dilakukan sesuai dengan standar ketenagalistrikan dan persetujuan pembuat peralatan.
3. *Rating* penghantar jenis saluran udara harus memperhitungkan batas andongan minimum dari konduktor dan temperatur lingkungan maksimum yang realistis dan *input* radiasi matahari.

**BAB V**  
**ATURAN PERENCANAAN DAN PELAKSANAAN OPERASI**  
**(SCHEDULE AND DISPATCH CODE)**

**A. Umum**

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

- a. Rencana/Jadwal Operasional Jangka Panjang, yang dilakukan setiap 6 (enam) bulan dengan periode perencanaan 1 (satu) tahun;
- b. Rencana/Jadwal Bulanan;
- c. Rencana/Jadwal Mingguan;
- d. Pelaksanaan/*Dispatch* Harian;
- e. *Real Time* untuk keperluan *Dispatch* ulang.

**B. Prinsip Dasar**

1. Persiapan Perencanaan Operasi (*scheduling*) memerlukan informasi mengenai prakiraan kesiapan pembangkit, meliputi cadangan berputar dan cadangan dingin dan prakiraan kebutuhan beban.
2. Prosedur dalam Aturan Perencanaan Operasi dan Pelaksanaan Operasi ini adalah untuk pembuatan perencanaan operasi (*scheduling*), dalam rangka:
  - a. mengkonsolidasikan informasi mengenai prakiraan beban dan kesiapan pembangkit, termasuk margin operasi yang memadai;
  - b. memberikan kesempatan untuk pengaturan pengeluaran (*outage*) pembangkit maupun transmisi, dengan mempertimbangkan kondisi ekonomis dari operasi sistem dan kepentingan menjaga stabilitas sistem.
  - c. Optimalisasi pengoperasian pembangkit hidro dan termal dengan mempertimbangkan bahan bakar, batasan lingkungan hidup dan pemenuhan kebutuhan air untuk irigasi; dan
  - d. membantu dalam mengidentifikasi dan menyelesaikan permasalahan operasional.
3. Prosedur untuk pembuatan Prakiraan Beban yang lebih rinci diuraikan dalam ketentuan huruf J Aturan Perencanaan Operasi dan Pelaksanaan Operasi ini.

4. Prosedur untuk pembuatan Rencana Pemeliharaan yang lebih rinci diuraikan dalam ketentuan huruf K Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi ini.
5. Prosedur untuk Pernyataan/Deklarasi Kesiapan Unit/Perusahaan Pembangkit yang lebih rinci diuraikan dalam ketentuan sebagaimana dimaksud dalam huruf L Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi ini.
6. Rincian perintah *Dispatch (Dispatch Order)* diuraikan dalam ketentuan sebagaimana dimaksud dalam huruf M Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi ini.

### C. Perencanaan Operasi Jangka Panjang

1. Umum
  - a. Perencanaan Operasi jangka panjang harus disiapkan oleh PLN AP2B/APDP paling lambat tanggal 15 Desember untuk satu tahun berikutnya.
  - b. Perencanaan Operasi sebagaimana dimaksud pada huruf a harus mencakup informasi sebagai berikut:
    - 1) estimasi alokasi bulanan produksi *netto* pembangkit dan tingkat beban sistem;
    - 2) rencana keluar operasi (*outage*) unit pembangkit;
    - 3) operasi bulanan waduk (PLTA) dengan memperhatikan kondisi lingkungan dan kebutuhan irigasi;
    - 4) proyeksi harga energi;
    - 5) estimasi energi tak terlayani;
    - 6) alokasi pengambilan minimum energi dari pembangkit berkontrak *take-or-pay*;
    - 7) penentuan kendala transmisi permanen; dan
    - 8) alokasi tingkat cadangan berputar dan cadangan dingin yang memadai dan tingkat keandalan bulanan sesuai dengan ketentuan margin keandalan sebagaimana dimaksud dalam ketentuan Bab IV huruf B mengenai Margin Cadangan Operasi.
  - c. Perubahan tengah tahun atas rencana operasi jangka panjang sebagaimana dimaksud pada huruf a dan huruf b harus diterbitkan pada tanggal 15 Juni dan perubahan tersebut harus mencakup sisa tahun berjalan.

- d. Estimasi unjuk kerja sistem yang meliputi kualitas tegangan dan gangguan setiap Gardu Induk untuk satu tahun ke depan harus diterbitkan oleh PLN AP2B/APDP pada tanggal 15 Desember setiap tahun dan perubahannya pada tanggal 15 Juni.
2. Prosedur Perencanaan Operasi Jangka Panjang
  - a. PLN AP2B/APDP harus membuat perencanaan operasi sistem untuk mendapatkan kondisi pembangkitan dengan biaya termurah (*least cost*) dalam memenuhi prakiraan beban, dengan tetap memperhatikan kendala jaringan dan standar kualitas pelayanan.
  - b. PLN AP2B/APDP menentukan kendala jaringan dan konfigurasi jaringan berdasarkan hasil studi aliran daya, hubung-singkat dan stabilitas.
  - c. PLN Area wajib menyampaikan prakiraan beban setiap Gardu Induk untuk satu tahun yang akan datang paling lambat pada tanggal 1 September dan perubahannya pada tanggal 1 Maret tahun berikutnya.
3. Draft Perencanaan Operasi Jangka Panjang
  - a. PLN AP2B/APDP harus menerbitkan *draft* perencanaan operasi jangka panjang paling lambat tanggal 1 Oktober setiap tahun yang memuat informasi kebutuhan pembangkit bulanan, dengan rincian mingguan.
  - b. PLN AP2B/APDP harus menyediakan informasi sebagaimana dimaksud pada huruf a kepada seluruh Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan.
  - c. Perubahan tengah tahunan atas *draft* perencanaan operasi jangka panjang, paling lambat sudah diterbitkan pada tanggal 1 April tahun berikutnya.
4. Perencanaan Pemeliharaan
  - a. Berdasarkan *draft* perencanaan operasi jangka panjang, Unit/Perusahaan Pembangkit harus menyampaikan kepada PLN AP2B/APDP, *draft* rencana pemeliharaan unit pembangkit periode satu tahun berikutnya dengan usulan tanggal dan lama pemeliharaan masing-masing unit paling lambat pada tanggal 1 November.

- b. Berdasarkan usulan rencana pemeliharaan unit pembangkit tersebut, PLN AP2B/APDP mempersiapkan jadwal akhir pemeliharaan semua unit pembangkit dan fasilitas transmisi terkait, serta harus menyampaikannya kepada seluruh Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan paling lambat tanggal 15 Desember.
  - c. Rencana/Jadwal akhir pemeliharaan, dapat mengubah tanggal pelaksanaan pemeliharaan unit pembangkit dalam batas waktu yang wajar, dan lamanya waktu pelaksanaan pemeliharaan tidak dapat dipersingkat tanpa persetujuan dari pemilik pembangkit.
  - d. Unit/Perusahaan Pembangkit harus menyampaikan setiap perubahan dalam rencana tengah tahun pemeliharaan unit Pembangkitnya paling lambat tanggal 1 Mei dan PLN AP2B/APDP harus sudah menerbitkan Perubahan Rencana Pemeliharaan paling lambat tanggal 1 Juni.
5. Studi Sistem Tenaga Listrik
- a. Tujuan dari studi jaringan sistem tenaga listrik yang dijelaskan pada Bab ini adalah untuk melakukan evaluasi seluruh kendala dalam jaringan dan margin pembangkitan yang perlu dipertimbangkan dalam perencanaan operasi bulanan, mingguan dan harian.
  - b. Perencanaan Operasi Jangka Panjang harus melibatkan studi-studi sistem tenaga listrik sebagai berikut:
    - 1) studi aliran daya dan stabilitas untuk menentukan batasan aliran daya di transmisi serta kebutuhan pemutusan beban dan pembangkit otomatis;
    - 2) analisis hubung-singkat untuk menentukan konfigurasi jaringan yang sesuai;
    - 3) penentuan peningkatan margin keandalan sesuai dengan ketentuan sebagaimana dimaksud dalam Bab IV huruf B mengenai Margin Cadangan Operasi, sehingga margin tersebut dapat ditentukan dengan memperhatikan prakiraan energi tidak terlayani (*unserved energy*) dan probabilitas kehilangan beban (LOLP) masih dalam batas standar perencanaan operasional (yang diizinkan).

6. Perencanaan Operasi Jangka Panjang
  - a. Berdasarkan *draft* rencana operasi jangka panjang, rencana pemeliharaan dan studi sistem tenaga listrik, PLN AP2B/APDP harus membuat rencana final operasi jangka panjang.
  - b. Rencana operasi jangka panjang ini harus sudah diterima oleh seluruh Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan paling lambat tanggal 20 Desember dan perubahan final tengah tahun rencana operasional paling lambat tanggal 20 Juni tahun berikutnya.

**D. Rencana/Jadwal Bulanan**

1. Umum
  - a. Tujuan Rencana Bulanan adalah merencanakan operasi dari seluruh pembangkit, transmisi dan Gardu Induk termasuk rencana pengeluarannya.
  - b. Rencana pembangkitan harus dapat memenuhi prakiraan kebutuhan beban sistem dengan biaya variabel yang minimum dengan tetap memperhatikan kriteria keandalan dan kualitas sistem tenaga listrik (*grid*).
2. Proses Rencana Bulanan
  - a. Proses rencana bulanan digunakan untuk memenuhi kebutuhan pembangkitan selain yang disediakan oleh pembangkit termal beban dasar, energi terbarukan, *run of river* dan *must run unit*.
  - b. Kebutuhan informasi untuk rencana bulanan harus diterima:
    - 1) hari ke-5 bulan berjalan, Unit/Perusahaan Pembangkit menyampaikan kesiapan unit pembangkit dan data pemeliharaan untuk satu bulan berikutnya;
    - 2) hari ke-10 bulan berjalan, PLN AP2B/APDP memberikan prakiraan kebutuhan pembangkitan untuk 1 (satu) bulan berikutnya;
    - 3) hari ke-15 bulan berjalan, Unit/Perusahaan Pembangkit menyampaikan informasi mengenai biaya variabel energi kepada PLN AP2B/APDP, untuk digunakan dalam alokasi energi yang ekonomis satu bulan berikutnya;
    - 4) hari ke-20 bulan berjalan, PLN AP2B/APDP membuat jadwal pembelian kapasitas dan energi untuk satu bulan berikutnya.

3. Kriteria Ekonomis untuk Rencana Bulanan
  - a. Kriteria ekonomis untuk pengalokasian pembebanan unit pembangkit dalam rencana bulanan didasarkan pada:
    - 1) produksi energi dari unit pembangkit yang harus dioperasikan karena kendala sistem sesuai kebutuhan;
    - 2) produksi energi yang dijanjikan (*committed*) dari Unit/Perusahaan Pembangkit dengan ketentuan pengambilan minimum (*minimum take*) terhadap pembangkit yang mempunyai kontrak *take or pay*;
    - 3) produksi energi yang dijanjikan (*committed*) dari Unit/Perusahaan Pembangkit Energi Terbarukan;
    - 4) biaya variabel pembangkit yang mempunyai perjanjian jual beli tenaga listrik; dan
    - 5) biaya variabel pembangkit yang dinyatakan dalam rencana operasi bulanan untuk porsi pusat pembangkit yang tidak dijanjikan (*not committed*) dalam perjanjian jual beli tenaga listrik.
  - b. PLN AP2B/APDP harus merencanakan operasi seluruh unit pembangkit dalam sistem untuk memenuhi prakiraan beban dengan biaya minimum (biaya variabel + biaya *outage*), dengan memperhatikan margin cadangan yang dituangkan dalam rencana/jadwal operasi jangka panjang.
  - c. Apabila kesiapan pembangkit tidak cukup untuk memasok beban dengan tingkat cadangan yang diperlukan, PLN AP2B/APDP harus melakukan rencana operasi untuk meminimumkan risiko pemadaman.
  - d. PLN AP2B/APDP harus mendapatkan informasi mutakhir dari para Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan mengenai kesiapan unit pembangkit, duga muka air waduk, prakiraan debit air masuk pada waduk dan prakiraan produksi PLTA *run of river*.
  - e. Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan harus menyediakan:
    - 1) informasi sebagaimana dimaksud pada huruf d dengan berpedoman pada tabel sebagaimana dimaksud dalam Bab VIII mengenai Aturan Kebutuhan Data (*Data Requirement Code*).

- 2) tambahan informasi yang berkaitan dengan *testing* dan komisioning, dibuat dengan berpedoman pada tabel sebagaimana dimaksud dalam Bab VIII mengenai Aturan Kebutuhan Data.
- f. Metodologi maupun program komputer yang digunakan dalam pembuatan rencana bulanan harus mampu mengoptimasi pembangkit hidrotermal dan mampu menghasilkan informasi sebagai berikut:
- 1) prakiraan produksi energi setiap PLTA waduk dengan mempertimbangkan kebutuhan nonlistrik dan kendala lingkungan hidup lainnya;
  - 2) prakiraan produksi energi dari PLTA *run of river*;
  - 3) prakiraan produksi energi oleh Unit/Perusahaan Pembangkit yang menggunakan sumber energi terbarukan;
  - 4) daftar pembangkit termal yang diperkirakan akan melakukan *start up* atau *shut down* dalam periode mingguan mengikuti *merit order* dalam bulan bersangkutan dan prakiraan energi produksinya;
  - 5) daftar pusat pembangkit yang sudah dipastikan sebagai cadangan dingin dalam bulan bersangkutan; dan
  - 6) prakiraan energi tak terlayani dan/atau margin cadangan yang rendah.
- g. Koreksi minor terhadap rencana pemeliharaan dapat dilaksanakan pada bulan berjalan, dan harus diinformasikan kepada setiap Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan dan PLN AP2B/APDP.
- h. Rencana Bulanan harus dapat memenuhi tujuan-tujuan berikut:
- 1) optimasi *start up* dan *shut down* pembangkit termal beban dasar dalam periode mingguan, prakiraan operasi pembangkit tersebut beroperasi terus menerus atau hanya selama hari kerja atau padam selama minggu tersebut;
  - 2) alokasi pembangkitan PLTA waduk dalam periode mingguan dengan mempertimbangkan kebutuhan air untuk nonlistrik dan kendala lainnya;
  - 3) pengaturan kendala-kendala ketersediaan bahan bakar;
  - 4) memasukkan rencana pelaksanaan pengujian operasi pembangkit baru;

- 5) penentuan kebutuhan mengoperasikan pembangkit yang wajib operasi (*must run*) meski tidak ekonomis untuk memproduksi daya reaktif dalam rangka menjaga tegangan atau memproteksi suatu area;
  - 6) alokasi cadangan berputar, untuk menjamin cadangan tersebut siap apabila diperlukan;
  - 7) alokasi pembangkitan minimum untuk setiap area untuk menjamin kontinuitas pelayanan dalam hal terjadi gangguan pada transmisi utama (*back bone*), maupun pemisahan sistem; dan
  - 8) penetapan rencana/jadwal pemeliharaan transmisi untuk bulan berikutnya.
4. Prosedur Rencana Bulanan harus meliputi:
    - a. pertimbangan kendala transmisi akibat ketidaksiapan yang direncanakan atas peralatan transmisi, trafo atau kompensator;
    - b. revisi prakiraan debit air masuk yang diinformasikan oleh Perusahaan PLTA;
    - c. perubahan prakiraan produksi energi dari Unit/Perusahaan
    - d. pembangkit yang menggunakan energi terbarukan;
    - e. perubahan prakiraan beban.
  5. Model yang digunakan dalam pembuatan rencana bulanan
    - a. model beban kronologis setiap  $\frac{1}{2}$  (setengah) jam untuk langgam beban hari kerja dan hari libur (tipikal);
    - b. model jaringan yang disederhanakan untuk studi simulasi produksi, akan digunakan mempertimbangkan transmisi utama;
    - c. studi aliran daya untuk mengidentifikasi kemungkinan keterbatasan transfer yang memerlukan *must run (forced dispatch)* unit; dan
    - d. model yang disederhanakan untuk studi susut penyaluran.
  6. Tanggapan Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan dan Perubahan Rencana bulanan
    - a. Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan harus diizinkan untuk menyampaikan tanggapan atas rencana final operasi bulanan kepada PLN AP2B/APDP sampai batas waktu tanggal 23 sebelum bulan pelaksanaan.

- b. PLN AP2B/APDP dapat mempertimbangkan menerima atau menolak atas tanggapan Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan, dan tanggapan tersebut tidak boleh diabaikan.
- c. Apabila perlu, maka perubahan final rencana bulanan harus diterbitkan tanggal 26 sebelum bulan pelaksanaannya.

**E. Rencana/Jadwal Mingguan**

- 1. Umum
  - a. Tujuan dari Rencana Mingguan adalah merencanakan operasi dari seluruh Unit Pembangkit dan Jaringan Transmisi serta Gardu Induk dan untuk mengakomodasikan keluar operasi jangka pendek tidak terencana dari Unit Pembangkit, Jaringan Transmisi dan Gardu Induk.
  - b. Periode rencana mingguan adalah mulai hari Jumat hingga Kamis minggu berikutnya.
- 2. Perencanaan optimasi operasi mingguan
  - a. AP2B/APDP harus merencanakan optimasi operasi mingguan, memperkirakan produksi dari setiap unit pembangkit untuk meminimumkan total biaya variabel dan biaya *outage* jaringan.
  - b. Hasil dari rencana mingguan sebagaimana dimaksud pada huruf a, yang harus digunakan dalam pelaksanaan/*dispatch* harian meliputi:
    - 1) produksi energi total dari setiap PLTA waduk, dengan mempertimbangkan faktor penggunaan air untuk nonlistrik serta lingkungan hidup;
    - 2) prakiraan energi yang akan diproduksi oleh setiap PLTA yang *must run*;
    - 3) total produksi energi yang dibangkitkan oleh Unit/Perusahaan Pembangkit;
    - 4) daftar unit pembangkit termal yang diperkirakan untuk *start up* atau *shut down* dalam minggu terkait, mengikuti *merit order* yang dihasilkan dalam proses optimasi;
    - 5) daftar pusat pembangkit yang ditetapkan sebagai cadangan dingin dalam minggu terkait; dan
    - 6) prakiraan energi tidak terlayani dan/atau margin cadangan yang rendah.

3. Rencana Mingguan harus dapat memenuhi unsur-unsur sebagai berikut:
  - a. penetapan waktu untuk *start up* dan *shut down* unit-unit pembangkit termal beban dasar;
  - b. alokasi produksi semua PLTA waduk dalam periode harian, merefleksikan penggunaan air untuk kebutuhan nonlistrik serta faktor lingkungan hidup;
  - c. alokasi produksi dari pembangkit yang menggunakan energi terbarukan;
  - d. mempertimbangkan kendala ketersediaan bahan bakar unit pembangkit yang dilaporkan oleh pihak Unit/Perusahaan Pembangkit;
  - e. unit-unit pembangkit yang siap beroperasi dengan AGC;
  - f. identifikasi kebutuhan *must run unit (forced dispatch)* untuk memproduksi daya reaktif yang bertujuan mendukung tegangan dan menghindari transmisi berbeban lebih (*over load*);
  - g. alokasi energi minimum untuk diproduksi oleh unit pembangkit baru yang sedang melakukan pengujian (*testing*);
  - h. alokasi cadangan berputar untuk menjamin kesiapannya apabila diperlukan;
  - i. alokasi pembangkitan minimum pada suatu area yang kekurangan kapasitas pembangkit untuk menjamin terus berlangsungnya pasokan setelah terjadi gangguan pada transmisi utama atau pemisahan sistem;
  - j. penentuan rencana pemeliharaan mingguan transmisi.
4. Prosedur Rencana Mingguan harus meliputi:
  - a. pertimbangan kendala jaringan transmisi akibat ketidaksiapan transmisi, trafo atau alat kompensator;
  - b. koreksi prakiraan debit air masuk berdasarkan informasi dari Unit/Perusahaan Pembangkit;
  - c. rencana pembangkitan untuk pembangkit berenergi terbarukan berdasarkan prakiraan kesiapannya;
  - d. pembangkitan di luar rencana karena pengujian unit pembangkit baru;
  - e. pernyataan kesiapan kapasitas dalam MW dari setiap unit pembangkit dan waktu-waktu spesifik atas mulai dan berakhirnya periode kesiapan yang dimaksudkan;

- f. pembatasan operasi yang mungkin timbul dari pertimbangan lingkungan hidup;
- g. pemutakhiran karakteristik operasi dari unit pembangkit yang dinyatakan siap dan proses pemutakhiran harus meliputi informasi berikut:
  - 1) identifikasi karakteristik pengoperasian sebagaimana dimaksud dalam ketentuan huruf L mengenai Pernyataan/Deklarasi Kesiapan Unit Pembangkit;
  - 2) nilai parameter baru karakteristik pengoperasian; dan
  - 3) kapan nilai parameter yang baru diimplementasikan.
- 5. Model yang digunakan dalam pembuatan rencana mingguan
  - a. karakteristik beban untuk hari kerja dan hari libur secara kronologis per  $\frac{1}{2}$  (setengah) jam;
  - b. model jaringan yang disederhanakan untuk studi simulasi produksi, dengan mempertimbangkan hanya transmisi-interkoneksi yang penting;
  - c. studi aliran daya untuk menentukan kemungkinan keterbatasan transfer yang memerlukan *must run* unit; dan
  - d. model yang disederhanakan untuk susut transmisi.
- 6. Penjadwalan untuk Proses Rencana Mingguan
  - a. Unit/Perusahaan Pembangkit harus menyampaikan perubahan prakiraan kesiapan unit pembangkit paling lambat hari Selasa pukul 10:00 waktu setempat sebelum periode minggu pelaksanaan rencana mingguan.
  - b. PLN AP2B/APDP harus mempertimbangkan perubahan yang disampaikan Unit/Perusahaan Pembangkit dan menerbitkan rencana mingguan kepada seluruh Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan paling lambat hari Rabu pukul 12:00 waktu setempat sebelum periode minggu pelaksanaan rencana mingguan.
  - c. Tanggapan atas Rencana Mingguan dari Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan harus disampaikan kepada PLN AP2B/APDP paling lambat hari Kamis pukul 10:00 waktu setempat sebelum periode minggu pelaksanaan dan PLN AP2B/APDP harus mempertimbangkan tanggapan dari Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan, untuk dijadikan bahan mengubah rencana mingguan yang sudah terbit atau tidak.

- d. PLN AP2B/APDP harus sudah menerbitkan Perubahan Rencana Mingguan paling lambat hari Kamis pukul 15:00 waktu setempat sebelum periode minggu pelaksanaan rencana mingguan.
- e. Unit/Perusahaan Pembangkit wajib mengikuti rencana mingguan pembangkitan kecuali ada instruksi lain dari PLN AP2B/APDP.

**F. Pelaksanaan *Dispatch* Harian**

1. Umum
  - a. PLN AP2B/APDP harus mempersiapkan rencana pelaksanaan harian alokasi pembangkitan untuk hari berikutnya dan rencana tersebut harus memperlihatkan pembebanan setiap Unit Pembangkit dalam basis waktu ½ (setengah) jam.
  - b. tingkat pembangkitan harus memenuhi kebutuhan beban sistem biaya variabel minimum serta mempertimbangkan semua kendala jaringan dan kondisi lain yang berpengaruh seperti peristiwa khusus kenegaraan atau hari libur dan sebagainya.
2. Informasi dari Unit/Perusahaan Pembangkit
  - a. Seluruh Unit/Perusahaan Pembangkit harus memberitahukan kepada PLN AP2B/APDP mengenai setiap perubahan atas informasi yang telah disampaikan pada proses pembuatan Rencana Mingguan, serta setiap perubahan atas karakteristik pembangkitnya dan informasi yang mutakhir harus disampaikan ke PLN AP2B/APDP paling lambat pukul 10:00 pagi waktu setempat sehari sebelum hari pelaksanaan rencana.
  - b. Unit/Perusahaan Pembangkit khusus Pembangkit Hidro, harus menginformasikan kepada PLN AP2B/APDP mengenai realisasi debit air masuk waduk dan prakiraan pembebanan setiap jam PLTA *run of river* untuk hari berikutnya.
3. Prakiraan Beban Harian  
PLN AP2B/APDP harus membuat prakiraan beban per ½ (setengah) jam untuk 1 (satu) hari berikutnya.
4. Identifikasi Kendala Jaringan
  - a. PLN AP2B/APDP berkewajiban untuk melakukan analisis aliran beban, hubung-singkat dan stabilitas untuk memverifikasi mengenai pengalokasian secara ekonomis (*economic dispatch*) yang tidak akan mengakibatkan kerawanan kondisi sistem.

- b. Apabila teridentifikasi adanya kendala jaringan, maka rencana pembebanan harus disesuaikan untuk menjamin operasi sistem yang aman.
5. Pengaturan Operasi/*Dispatch* Harian
    - a. PLN AP2B/APDP harus membuat rencana pelaksanaan harian sedemikian rupa sehingga meminimumkan total biaya variabel pembangkit dengan simulasi produksi.
    - b. Pertimbangan susut jaringan dan kendala sistem pada tegangan 275 kV, 150 kV, dan 66 kV harus terakomodasikan pada prosedur pelaksanaan/*dispatch* harian.
    - c. Total pembangkitan hidro dalam Rencana Harian harus dialokasikan dalam basis pembebanan setiap  $\frac{1}{2}$  (setengah) jam dan apabila terjadi perubahan debit air masuk waduk maupun perubahan debit air pada *run of river*, maka tingkat pembebanan PLTA yang bersangkutan dapat direvisi.
  6. Jadwal Pengaturan Operasi /*Dispatch* Harian  
Jadwal Pengaturan Operasi /*Dispatch* Harian harus mencakup:
    - a. pembangkitan daya aktif (MW) setiap  $\frac{1}{2}$  (setengah) jam masing-masing unit pembangkit termal, termasuk waktu-waktu *start up* dan *shut down*;
    - b. pembangkitan total daya aktif (MW) setiap  $\frac{1}{2}$  (setengah) jam dari pembangkit-pembangkit hidro;
    - c. pembangkitan total daya aktif (MW) setiap  $\frac{1}{2}$  (setengah) jam dari pembangkit-pembangkit berenergi terbarukan;
    - d. sumber-sumber dan kapasitas cadangan berputar serta unit-unit yang beroperasi dengan pengaturan daya otomatis (AGC);
    - e. waktu-waktu pemasukan dan pengeluaran untuk peralatan kompensasi reaktif yang statik;
    - f. waktu-waktu *energize* atau pemadaman transmisi;
    - g. identifikasi dari unit-unit yang ditentukan sebagai cadangan dingin;
    - h. rencana pemeliharaan Jaringan Transmisi dan Gardu Induk untuk hari tersebut;
    - i. identifikasi unit yang akan memasok daya reaktif minimum untuk menjaga kualitas tegangan; dan

- j. pengurangan beban apabila diperkirakan akan terjadi ketidakseimbangan antara beban dan pembangkitan dan PLN AP2B/APDP menginformasikan kepada PLN Area apabila perlu pengurangan beban.
7. Jadwal Penyampaian Data Pembangkit dan Penerbitan Rencana Harian
    - a. Seluruh Unit/Perusahaan Pembangkit harus menyampaikan kepada PLN AP2B/APDP mengenai informasi mutakhir kesiapan unit sebelum pukul 10:00 waktu setempat sehari sebelum pelaksanaan *dispatch* harian dan pemberitahuan disampaikan melalui formulir yang ditentukan sebagaimana dimaksud dalam Bab VIII mengenai Aturan Kebutuhan Data (*Data Requirement Code*).
    - b. PLN AP2B/APDP harus menyampaikan *dispatch* harian final ke seluruh Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan paling lambat pukul 15:00 waktu setempat sehari sebelum pelaksanaan.
    - c. Unit/Perusahaan Pembangkit wajib mengikuti jadwal pembebanan setiap  $\frac{1}{2}$  (setengah) jam yang tercantum dalam rencana Jadwal Harian, kecuali ada perubahan pelaksanaan yang diperintahkan oleh PLN AP2B/APDP.
    - d. Apabila karena sesuatu alasan teknis, suatu Unit Pembangkit tidak dapat melaksanakan perintah pembebanan dari PLN AP2B/APDP, maka kondisi tersebut harus segera dilaporkan kepada PLN AP2B/APDP.

#### **G. Operasi *Real Time* dan *Dispatch Ulang***

1. Operasi *Real Time*
  - a. Selama operasi *real time*, PLN AP2B/APDP harus berpedoman kepada rencana Pengaturan Operasi/*Dispatch* Harian dan menggunakan unit-unit yang beroperasi dengan pengatur daya otomatis (AGC) untuk mengikuti variasi beban dari waktu ke waktu dan frekuensi sistem dan tegangan harus dikendalikan untuk memenuhi persyaratan sebagaimana dimaksud dalam Bab IV mengenai Aturan Operasi (*Operating Code*).

- b. Apabila terdapat unit-unit yang beroperasi dengan AGC akan mencapai batas-batas kontrol, maka *dispatcher* akan memerintahkan pembangkit tertentu untuk menaikkan ataupun menurunkan pembebanannya dari pembebanan yang dijadwalkan untuk memenuhi beban sistem.
  - c. Selama operasi *real time*, PLN AP2B/APDP dapat mengubah rencana *dispatch* harian untuk menjaga operasi sistem yang aman, apabila terjadi perbedaan yang cukup besar antara kondisi prakiraan sehari ke depan dengan kondisi aktual.
  - d. Apabila diperlukan mempertahankan pengoperasian sistem yang ekonomis dan andal, PLN AP2B/APDP dapat melakukan *dispatch* ulang unit-unit pembangkit.
  - e. *Dispatch* Ulang dapat meliputi:
    - 1) *start up* unit pembangkit cadangan dingin untuk memasok beban yang lebih besar dari prakiraan, ataupun karena adanya pengeluaran tidak terencana unit pembangkit atau transmisi;
    - 2) menambah unit pembangkit yang mempunyai fasilitas AGC untuk menjaga rentang kendali beban;
    - 3) penurunan tingkat pembebanan pembangkit, atau mengeluarkan unit-unit pembangkit akibat adanya perubahan-perubahan kesiapan pembangkit;
    - 4) perubahan pembangkit hidro akibat perubahan aliran air masuk yang tidak diperkirakan; dan
    - 5) pemasukan atau pengeluaran jaringan transmisi, trafo atau peralatan kompensator reaktif untuk mengatasi masalah kapasitas jaringan (*grid*).
  - f. Jadwal pembangkitan yang baru harus dilaporkan kepada para Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan dan akan menggantikan rencana jadwal harian yang dibuat sebelumnya dan PLN AP2B/APDP harus memverifikasi seluruh Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan akan mampu memenuhi jadwal pembebanan yang baru sebelum diterbitkan.
2. Kriteria untuk Prosedur *Dispatch* Ulang
- PLN AP2B/APDP dapat melakukan *dispatch* ulang apabila salah satu dari hal di bawah ini terjadi:

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

#### H. Pembebanan Pembangkit

##### 1. Umum

Bagian ini mengatur prosedur untuk PLN AP2B/APDP dalam rangka:

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

##### 2. Tujuan

Tujuan dari *dispatch* pembangkit adalah agar PLN AP2B/APDP dapat mengatur operasi secara langsung sehingga pasokan daya dapat memenuhi beban secara ekonomis dengan cadangan memadai serta mempertimbangkan:

- a. hal-hal yang tercantum dalam Rencana Harian, termasuk kebutuhan keluarnya unit pembangkit dalam rangka pemeliharaan (keluar terencana);
- b. *merit order* berdasarkan cara yang tercantum sebagaimana dimaksud dalam Bab V ini;
- c. keamanan (*security*) dan keandalan (*reliability*);
- d. standar pengoperasian seperti frekuensi sistem dan tegangan.

##### 3. Informasi yang digunakan dalam *dispatch*/pembebanan pembangkit

Dalam pembuatan keputusan pengoperasian pembangkit dan rencana pengeluaran pembangkit, PLN AP2B/APDP harus mempertimbangkan hal-hal:

- a. Rencana Harian, yang disiapkan dan diterbitkan sesuai dengan prosedur sebagaimana dimaksud dalam Bab V ini;

- b. kesiapan dan karakteristik pembangkit yang mutakhir setiap pembangkit;
  - c. frekuensi dan tegangan Sistem yang diterima PLN AP2B/APDP melalui SCADA;
  - d. informasi lain yang dianggap relevan dalam melaksanakan operasi Sistem.
4. Pemberian Persetujuan untuk keluar operasi Unit Pembangkit
- a. Setiap Unit/Perusahaan Pembangkit harus melaporkan kepada PLN AP2B/APDP apabila terdapat permasalahan yang dapat mengakibatkan keluarnya atau pengurangan beban (*derating*) Unit Pembangkit Besar dan Menengah.
  - b. Dalam hal ini, PLN AP2B/APDP harus mengevaluasi konsekuensi dari persetujuan pengeluaran tidak terencana unit tersebut dari sistem, dengan mempertimbangkan keamanan, kualitas pelayanan dan keekonomian.
  - c. Apabila hasil evaluasi menunjukkan pengeluaran atau *derating* tersebut dapat diterima, maka PLN AP2B/APDP akan memberi persetujuan kepada Unit/Perusahaan Pembangkit untuk mengubah jadwal pembangkitannya untuk pelaksanaan perbaikan permasalahan Unit Pembangkit yang dilaporkan.
  - d. Apabila Unit Pembangkit Kecil mempunyai permasalahan yang menyebabkan unit tersebut harus keluar atau pembebanannya dikurangi, Unit/Perusahaan Pembangkit harus melaporkan hal tersebut kepada PLN AP2B/APDP terkait dan PLN AP2B/APDP harus mengevaluasi konsekuensi dari pengeluaran unit tersebut terhadap jadwal pembangkitan (kondisi sistem).
  - e. Apabila hasil evaluasinya menunjukkan pengeluaran atau *derating* tersebut dapat diterima, maka PLN AP2B/APDP memberi persetujuan pelaksanaan perbaikan Unit Pembangkit tersebut.
5. Perintah Pembebanan/*Dispatch*
- a. Semua Unit/Perusahaan Pembangkit harus mengikuti perintah pembebanan dari PLN AP2B/APDP tanpa penundaan waktu.
  - b. Penyampaian Perintah Pembebanan:

- 1) Perintah pembebanan sehubungan dengan hari tertentu dapat disampaikan setiap saat pada hari bersangkutan atau sebelum hari bersangkutan apabila kondisi operasi memerlukannya dan semua perintah dilaksanakan dalam Bahasa Indonesia.
  - 2) Perintah pembebanan harus disampaikan oleh PLN AP2B/APDP langsung kepada para Pelaku Usaha/ Pemakai Jaringan dan harus mencakup juga informasi mengenai nama-nama operator dan untuk perintah harus disampaikan melalui telepon atau media lain yang telah disetujui antara PLN AP2B/APDP dan Pelaku Usaha/ Pemakai Jaringan.
  - 3) Apabila memungkinkan, perintah pembebanan diberikan sesuai ketentuan sebagaimana dimaksud dalam huruf M mengenai Perintah *Dispatch (Dispatch Order)* dalam Bab ini.
  - 4) Penerimaan perintah pembebanan harus segera secara resmi diberitahukan oleh para Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan, serta menyatakan setuju atau tidak setuju atas perintah yang diterima dan PLN Pembangkitan/Perusahaan Pembangkit tidak dapat menolak perintah yang diberikan oleh PLN AP2B/APDP kecuali:
    - a) adanya permasalahan keselamatan personel atau peralatan yang dapat dibuktikan;
    - b) perintah akan mengakibatkan Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan mengoperasikan unitnya di luar kemampuan peralatan yang telah dinyatakannya.
  - 5) Apabila Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan tertentu mengalami kesulitan dalam melaksanakan perintah pembebanan, Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan tersebut harus segera melaporkannya kepada PLN AP2B/APDP.
- c. Bentuk Perintah
- Perintah pembebanan/*dispatch* dapat meliputi:
- 1) perintah menyediakan cadangan untuk menjaga frekuensi sistem;
  - 2) perintah untuk mengaktifkan ataupun mematikan fasilitas AGC;

- 3) perintah untuk menyerap atau memproduksi daya reaktif dalam rangka menjaga kualitas tegangan;
  - 4) pemberitahuan dan perubahan pemberitahuan mengenai waktu sinkron;
  - 5) perintah sinkron atau keluar operasi;
  - 6) perintah yang berkaitan dengan pemberian tegangan (*energize*) atau perubahan tap dari trafo pembangkit;
  - 7) perintah yang berkaitan dengan pengoperasian peralatan *switching* yang dapat mempengaruhi kondisi interkoneksi antara pembangkit dan sistem;
  - 8) perintah yang berkaitan dengan pengoperasian peralatan kontrol yang dapat mempengaruhi kondisi interkoneksi antara pembangkit dan sistem, dan tanggung jawab ini telah diserahkan kepada Unit/Perusahaan Pembangkit dalam kontrak/kesepakatan;
  - 9) perintah untuk penggantian bahan bakar, hal ini harus diatur dalam perjanjian antara PLN AP2B/APDP dengan Unit/Perusahaan Pembangkit;
  - 10) perintah untuk pengoperasian *free governor* pembangkit.
- d. Hal yang harus dilakukan oleh para Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan
- 1) Setiap Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan harus memenuhi seluruh perintah operasi PLN AP2B/APDP tanpa menunda waktu, kecuali apabila terjadi hal-hal sebagaimana dimaksud pada angka 5 huruf b mengenai Penyampaian Perintah Pembebanan dalam Bab V ini.
  - 2) PLN AP2B/APDP harus mempertimbangkan pernyataan dari Unit/Perusahaan yang menyangkut waktu *start up* dan *shut down*, tingkat kecepatan pembebanan dan penurunan pembebanan pada saat memerintahkan melakukan sinkronisasi, mengubah pembebanan dan/atau memberhentikan unit pembangkit.
  - 3) Dalam mengoperasikan pembangkitnya, Unit/Perusahaan Pembangkit harus dapat memenuhi tingkat kinerja pembebanan sebagai berikut:

- a) sinkronisasi atau mengeluarkan unit pembangkit dalam kurun waktu kurang lebih 5 (lima) menit dari target waktu yang disampaikan oleh PLN AP2B/APDP berdasarkan informasi dari Unit/Perusahaan Pembangkit.
- b) apabila tidak ada target waktu spesifik yang diberikan, maka tingkat pembebanan yang diperintahkan harus dicapai dalam kurun waktu kurang lebih 2 (dua) menit dari prakiraan waktu berdasarkan deklarasi *ramping rate*-nya.
- c) apabila target waktu spesifik ditentukan, maka tingkat pembebanan sesuai perintah harus sudah dipenuhi dalam kurun waktu kurang lebih 2 (dua) menit dari target waktu tersebut; dan
- d) apabila diperintahkan untuk mencapai tingkat pembebanan tertentu, tingkat tersebut harus sudah dicapai dalam rentang  $\pm 2\%$  (dua persen) dari daya mampu unit yang dideklarasikan.

#### **I. Aktivitas Pasca Operasi dan Evaluasi**

##### **1. Umum**

PLN AP2B/APDP harus menyiapkan suatu evaluasi dari realisasi kondisi operasi hari sebelumnya, yang meliputi:

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

##### **2. Laporan Evaluasi Pasca Operasi Konsolidasi**

- a. Laporan evaluasi pasca operasi harian harus dikonsolidasikan menjadi laporan evaluasi pasca operasi bulanan dan tahunan.

- b. PLN AP2B/APDP harus menerbitkan Laporan Evaluasi Pasca operasi bulanan dan tahunan konsolidasi, serta menyampaikan kepada seluruh Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan pada waktu yang disepakati.

**J. Prakiraan Beban**

1. Umum

- a. Ketentuan prakiraan beban ini berisi persiapan prakiraan beban untuk tujuan sebagai berikut:
  - 1) persiapan jadwal operasional jangka panjang;
  - 2) persiapan jadwal bulanan;
  - 3) persiapan jadwal mingguan;
  - 4) persiapan jadwal *dispatch* harian.
- b. Prakiraan beban pada setiap titik sambungan harus dihitung dari faktor-faktor titik sambungan sebagaimana ditentukan PLN AP2B/APDP dikalikan dengan prakiraan total beban sistem.

2. Tujuan

Tujuan pengaturan prakiraan beban ini adalah untuk:

- a. menentukan sumber utama informasi yang akan digunakan oleh PLN AP2B/APDP dalam mempersiapkan prakiraan beban;
- b. menguraikan faktor-faktor yang akan dipertimbangkan oleh PLN AP2B/APDP dalam mempersiapkan prakiraan beban;
- c. menetapkan prosedur-prosedur untuk menjamin prakiraan beban untuk periode waktu yang berbeda harus dibuat dengan dasar yang konsisten.

3. Prakiraan Beban untuk Rencana Operasional Jangka Panjang

- a. PLN AP2B/APDP harus membuat rencana operasional untuk setiap bulan dari rencana jangka panjang, prakiraan-prakiraan berikut:
  - 1) beban puncak (MW) PLN Area dan para Konsumen Besar, berdasarkan prakiraan kebutuhan energi (MWh) dan prakiraan beban puncak tahunan setiap Gardu Induk dari PLN Area;
  - 2) beban puncak setiap titik sambungan dan susut transmisi; dan
  - 3) kebutuhan margin cadangan.

b. Prakiraan-prakiraan beban tersebut harus diselesaikan pada tanggal 15 September sebelum memasuki pelaksanaan Rencana Operasi Tahunan yang dipersiapkan.

c. Pertimbangan dalam Pembuatan Prakiraan Beban Jangka Panjang.

Dalam pembuatan prakiraan jangka panjang, PLN AP2B/APDP harus mempertimbangkan faktor-faktor/data berikut:

- 1) prakiraan beban yang digunakan dalam pembuatan rencana operasi 1 (satu) tahun;
- 2) prakiraan beban tahunan dan faktor beban tahunan yang didapatkan dari prakiraan beban untuk sistem;
- 3) statistik penjualan listrik ke PLN Area dan Konsumen Besar;
- 4) statistik beban puncak harian;
- 5) catatan langgam beban harian sistem;
- 6) kebijaksanaan Cadangan Operasi yang ditentukan dalam Bab IV mengenai Aturan Operasi (*Operating Code*); dan
- 7) informasi lain yang relevan.

4. Prakiraan Beban untuk Rencana Bulanan

a. PLN AP2B/APDP harus mempersiapkan prakiraan-prakiraan berikut untuk operasi harian dari suatu Rencana Bulanan:

- 1) kebutuhan energi (MWh) dan beban puncak (MW) PLN Area dan para Konsumen Besar;
- 2) kebutuhan energi (MWh) dan beban puncak (MW) pada setiap titik sambungan dan susut jaringan; dan
- 3) kebutuhan margin cadangan.

b. Prakiraan-prakiraan beban tersebut harus diselesaikan pada tanggal 10 setiap bulan sebelum memasuki bulan pelaksanaan Rencana Operasi bulanan.

c. Pertimbangan dalam pembuatan Prakiraan Beban Bulanan.

PLN AP2B/APDP harus mempertimbangkan faktor-faktor/data dalam pembuatan Rencana Bulanan:

- 1) prakiraan beban yang digunakan dalam pembuatan Rencana Tahunan;
- 2) statistik penjualan listrik ke PLN Area dan para Konsumen Besar;

- 3) statistik kebutuhan beban puncak dan beban minimum harian;
  - 4) kebutuhan Cadangan Operasi yang ditetapkan sebagaimana dimaksud dalam Bab IV mengenai Aturan Operasi (*Operating Code*); dan
  - 5) informasi lain yang relevan.
5. Prakiraan Beban untuk Rencana Mingguan
- a. PLN AP2B/APDP harus mempersiapkan prakiraan-prakiraan berikut untuk operasi harian dari suatu Rencana Mingguan:
    - 1) kebutuhan energi (MWh) dan beban-puncak (MW) PLN Area dan para Konsumen Besar;
    - 2) kebutuhan energi (MWh) dan beban-puncak (MW) pada setiap titik sambungan, dan susut jaringan;
    - 3) kebutuhan total beban (MW) setiap ½ (setengah) jam; dan
    - 4) kebutuhan marjin cadangan.
  - b. Prakiraan-prakiraan beban tersebut harus diselesaikan sebelum akhir minggu sebelum memasuki minggu pelaksanaan Rencana Operasi mingguan.
  - c. Pertimbangan dalam pembuatan Prakiraan Beban Mingguan PLN AP2B/APDP harus mempertimbangkan faktor-faktor/data dalam pembuatan Rencana Mingguan:
    - 1) prakiraan beban yang digunakan dalam pembuatan Rencana Bulanan;
    - 2) statistik penjualan listrik ke PLN Area dan para Konsumen Besar, khususnya catatan rinci data minggu terakhir yang sudah tersedia;
    - 3) kebutuhan Cadangan Operasi yang ditetapkan sebagaimana dimaksud dalam Bab IV mengenai Aturan Operasi (*Operating Code*); dan
    - 4) informasi lain yang relevan.
6. Prakiraan Beban untuk Pelaksanaan Harian/*Dispatch*
- a. PLN AP2B/APDP harus mempersiapkan prakiraan-prakiraan berikut untuk pelaksanaan/*dispatch* setiap ½ (setengah) jam dari suatu Rencana/*Pre-dispatch* Harian:
    - 1) kebutuhan energi (MWh) dan beban-puncak (MW) PLN Area dan para Konsumen Besar berdasarkan prakiraan kebutuhan energi dalam Rencana Mingguan;

- 2) kebutuhan energi (MWh) dan beban puncak (MW) pada setiap titik sambungan, dan susut jaringan;
  - 3) kebutuhan total beban (MW) setiap  $\frac{1}{2}$  (setengah) jam; dan,
  - 4) kebutuhan marjin cadangan.
- b. Jadwal Penyelesaian Prakiraan
- Prakiraan beban yang dibuat untuk kebutuhan *dispatch* harian sudah harus siap pada pukul 15:00 waktu setempat sehari sebelum hari pelaksanaan.
- c. Dalam pembuatan Prakiraan Harian, PLN AP2B/APDP harus mempertimbangkan beberapa faktor sebagai berikut:
- 1) Prakiraan beban yang digunakan dalam pembuatan Rencana Mingguan;
  - 2) statistik penjualan listrik ke PLN Area dan para Konsumen Besar;
  - 3) statistik beban puncak siang dan malam, khususnya data hari terakhir yang tersedia;
  - 4) statistik beban hari-hari libur dan hari khusus lainnya;
  - 5) prakiraan kondisi cuaca;
  - 6) kebutuhan cadangan operasi sebagaimana dimaksud dalam Bab IV mengenai Aturan Operasi (*Operating Code*); dan
  - 7) informasi lain yang relevan.

#### **K. Rencana Pemeliharaan**

1. Umum
  - a. Ketentuan Rencana Pemeliharaan ini mengatur pengkoordinasian pemeliharaan Unit Pembangkit, Gardu Induk dan Transmisi, serta pengeluaran unit pembangkit dan fasilitas jaringan untuk kepentingan pekerjaan konstruksi, perbaikan, pengujian dan pemeliharaan.
  - b. Rencana Pemeliharaan yang dipersiapkan oleh PLN AP2B/APDP harus mempertimbangkan rencana/jadwal lain yang relevan, untuk menjamin pemenuhan kapasitas pembangkitan, memenuhi prakiraan beban, termasuk kebutuhan cadangan.
  - c. Apabila informasi yang dibutuhkan pada Ketentuan Rencana Pemeliharaan ini adalah untuk hari nonbisnis (bukan hari

kerja), maka informasi tersebut harus disampaikan pada hari kerja terakhir sebelum hari yang dimaksudkan.

- d. PLN AP2B/APDP harus berusaha untuk mengakomodir permintaan para Unit/Perusahaan untuk mengeluarkan unit pembangkit pada hari-hari tertentu dan permintaan tersebut harus ditolak oleh PLN AP2B/APDP dalam hal untuk melindungi keamanan dan efisiensi ekonomis sistem.
- e. Apabila permintaan Unit/Perusahaan tidak dipenuhi, serta konsultasi dan prosedur penyelesaian perselisihan yang dicantumkan pada Ketentuan Rencana Pemeliharaan ini sudah dilaksanakan, maka Unit/Perusahaan Pembangkit harus menerima keputusan PLN AP2B/APDP yang menentukan hari pengeluaran (*outage*) unit pembangkit sebagai final dan mengikat.

2. Tujuan

Tujuan pengaturan Rencana Pemeliharaan ini adalah menetapkan peraturan bagi PLN AP2B/APDP mengkoordinasikan pengeluaran terencana (*planned outage*) unit-unit pembangkit serta fasilitas jaringan dengan:

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

3. Rencana/Jadwal Pemeliharaan Satu Tahun

a. Usulan pengeluaran (*Outage*) unit pembangkit

Pada tanggal 1 September, setiap Unit/Perusahaan Pembangkit harus menyampaikan secara tertulis kepada PLN AP2B/APDP, usulan pengeluaran (*outage*) unit pembangkit 1 (satu) tahun berikutnya untuk setiap unit pembangkitnya, yang mencakup:

- 1) identifikasi unit-unit pembangkit;
- 2) kapasitas (MW) unit-unit pembangkit terkait;
- 3) alasan *outage* dan tanggal penyelesaian pekerjaan;
- 4) prakiraan lamanya waktu pengeluaran (*outage*), dalam “hari” dan “minggu”;
- 5) tanggal mulainya pengeluaran (*outage*) yang diinginkan; dan

- 6) apabila jadwalnya fleksibel, tanggal yang paling awal dimulainya pelaksanaan pengeluaran (*outage*), dan tanggal penyelesaian paling lambat.
- b. Rencana/Jadwal Pemeliharaan, yang diterbitkan oleh PLN AP2B/APDP
- Pada setiap tanggal 15 Desember, PLN AP2B/APDP harus:
- 1) menerbitkan Rencana/Jadwal Pemeliharaan dengan mempertimbangkan:
    - a) prakiraan beban sistem (*grid*);
    - b) jadwal pemeliharaan yang terdahulu;
    - c) usulan dari Unit/Perusahaan Pembangkit;
    - d) kebutuhan untuk pengeluaran (*outage*) komponen sistem (*grid*);
    - e) kebutuhan meminimumkan total biaya operasi sistem sehubungan dengan pengeluaran (*outage*) komponen sistem tersebut; dan
    - f) faktor lain yang relevan.
  - 2) menyampaikan secara tertulis kepada setiap Unit/Perusahaan Pembangkit, pengalokasian waktu tanggal mulai dan penyelesaian masing-masing pengeluaran (*outage*) unit pembangkit yang diminta.
- c. Keberatan atas Rencana Pengeluaran (*Outage*)
- 1) Apabila Unit/Perusahaan Pembangkit tidak setuju dengan rencana pengeluaran (*outage*) yang dialokasikan untuk unit-unit pembangkitnya, Unit/Perusahaan Pembangkit tersebut dapat menyampaikan keberatannya secara tertulis ke PLN AP2B/APDP paling lambat tanggal 20 Desember untuk menjelaskan alasannya.
  - 2) PLN AP2B/APDP dan Unit/Perusahaan Pembangkit harus mendiskusikan permasalahan tersebut dan mencari jalan penyelesaiannya.
  - 3) Apabila perubahan yang diinginkan oleh Unit/Perusahaan Pembangkit tidak mengancam keamanan sistem atau tidak mengakibatkan tambahan biaya operasi, maka PLN AP2B/APDP harus menyetujui usulan perubahan tersebut.
  - 4) Apabila untuk penyelesaian permasalahan ini memerlukan keterlibatan Unit/Perusahaan Pembangkit lainnya, PLN

AP2B/APDP dapat mengadakan rapat dengan mengundang pihak terkait dan apabila terjadi perubahan Rencana Pemeliharaan, maka jadwal yang mutakhir harus sesegera mungkin diterbitkan oleh PLN AP2B/ APDP.

d. Perubahan Rencana Pengeluaran (*Outage*) Unit Pembangkit

Pada setiap tanggal 1 Mei, setiap Unit/Perusahaan Pembangkit harus menyampaikan perubahan rencana pengeluaran (*outage*) unit kepada PLN AP2B/APDP yang merefleksikan setiap perubahan termasuk perubahan yang telah disepakati dengan PLN AP2B/APDP sebagaimana dimaksud pada angka 3 huruf c mengenai Keberatan atas Rencana Pengeluaran (*Outage*).

e. Perubahan Rencana/Jadwal Pemeliharaan yang diterbitkan oleh PLN AP2B/APDP

Pada setiap tanggal 1 Juni, PLN AP2B/APDP harus:

- 1) mengubah dan menerbitkan Rencana/Jadwal Pemeliharaan yang mutakhir, dengan mempertimbangkan:
  - a) Rencana/Jadwal Pemeliharaan yang dibuat sebagaimana dimaksud dalam angka 3 huruf b mengenai Rencana/Jadwal Pemeliharaan, yang diterbitkan oleh PLN AP2B/APDP.
  - b) setiap perubahan atas Rencana/Jadwal Pemeliharaan yang sebelumnya telah disepakati, sebagaimana dimaksud dalam angka 3 huruf c mengenai Keberatan atas Rencana Pengeluaran (*Outage*).
  - c) setiap perubahan atas rencana pengeluaran Unit/Perusahaan Pembangkit yang disampaikan ke PLN AP2B/APDP harus sesuai dengan ketentuan sebagaimana dimaksud dalam angka 3 huruf d mengenai Perubahan Rencana Pengeluaran (*Outage*) Unit Pembangkit;
  - d) alasan pengeluaran (*outage*) fasilitas sistem (pembangkit atau jaringan);
  - e) kebutuhan untuk meminimumkan total biaya operasi sistem atas pengeluaran (*outage*) fasilitas sistem (pembangkit atau jaringan) tersebut; dan
  - f) faktor lainnya yang relevan.

- 2) menyampaikan secara tertulis kepada setiap Unit/Perusahaan Pembangkit, alokasi mutakhir tanggal-tanggal mulai dan penyelesaian untuk setiap permohonan pengeluaran (*outage*) yang diubah oleh PLN AP2B/APDP.
- f. Keberatan Terhadap Rencana Pengeluaran (*Outage*) yang telah direvisi
- 1) Apabila suatu Unit/Perusahaan Pembangkit tidak setuju dengan rencana pengeluaran (*outage*) yang diubah oleh PLN AP2B/APDP atas unit-unit pembangkitnya, Unit/Perusahaan Pembangkit tersebut dapat menyampaikan keberatannya secara tertulis ke PLN AP2B/APDP paling lambat tanggal 10 Juni untuk menjelaskan alasannya.
  - 2) PLN AP2B/APDP dan Unit/Perusahaan Pembangkit harus mendiskusikan permasalahan tersebut dan mencari jalan penyelesaiannya.
  - 3) Apabila perubahan yang diinginkan oleh Unit/Perusahaan Pembangkit tidak mengancam keamanan sistem atau tidak mengakibatkan tambahan biaya operasi yang berarti, maka PLN AP2B/APDP harus menyetujui usulan perubahan tersebut.
  - 4) Apabila untuk penyelesaian permasalahan ini memerlukan keterlibatan Unit/Perusahaan Pembangkit lainnya, PLN AP2B/APDP dapat mengadakan rapat dengan mengundang pihak terkait.
  - 5) Apabila terjadi perubahan Rencana/Jadwal Pemeliharaan, maka rencana/jadwal yang mutakhir harus sesegera mungkin diterbitkan oleh PLN AP2B/APDP.
4. Rencana/Jadwal Pemeliharaan Tahun Berjalan
- a. Rencana/Jadwal Pemeliharaan tahun berjalan
- 1) Rencana/Jadwal Pemeliharaan tahun berjalan harus didasarkan pada Rencana/Jadwal Pemeliharaan Final yang diterbitkan pada tanggal 15 Desember tahun sebelumnya.
  - 2) Apabila Perubahan Rencana/Jadwal Pemeliharaan telah diterbitkan pada bulan Juni, rencana tersebut harus dipertahankan untuk sisa waktu tahun tersebut.

- b. Apabila ada pengeluaran (*outage*) unit-unit pembangkit yang tidak tercantum dalam Rencana/Jadwal Pemeliharaan Final atau hal itu mengakibatkan perubahan situasi, maka setiap Unit/Perusahaan Pembangkit harus segera memberitahukan secara tertulis kepada PLN AP2B/APDP, mengenai informasi setiap unit pembangkit terkait:
- 1) identitas unit pembangkit;
  - 2) kapasitas (MW) unit pembangkit terkait;
  - 3) alasan pengeluaran (*outage*) unit dan tanggal penyelesaian pekerjaan;
  - 4) prakiraan lamanya waktu pengeluaran (*outage*) dan lama pengeluaran (*outage*) yang disepakati, termasuk dalam Rencana/Jadwal Pemeliharaan Final, apabila perlu dalam satuan waktu 'hari' dan 'minggu';
  - 5) tanggal mulainya pengeluaran (*outage*) yang diinginkan, dan lama pengeluaran (*outage*) yang disepakati, termasuk dalam Rencana/Jadwal Pemeliharaan Final; dan
  - 6) apabila jadwalnya fleksibel, tanggal yang paling awal dimulainya pelaksanaan pengeluaran (*outage*) dan tanggal penyelesaian paling lambat.
- c. Rencana/Jadwal Pemeliharaan Bulanan
- 1) Dalam minggu ke-4 setiap bulan pada tahun berjalan, PLN AP2B/APDP harus memeriksa Rencana Pemeliharaan untuk bulan berikutnya dan mengadakan perubahan seperlunya dengan mempertimbangkan:
    - a) Rencana Pemeliharaan Final untuk bulan terkait tahun berjalan;
    - b) setiap revisi prakiraan beban;
    - c) setiap permohonan pengeluaran (*outage*) yang baru atau revisi atas rencana yang telah ada sebagaimana dimaksud dalam huruf b angka 4 mengenai Rencana/Jadwal Pemeliharaan tahun berjalan; dan
    - d) faktor lainnya yang relevan.
  - 2) Pada akhir minggu ke-4 setiap bulan, PLN AP2B/APDP harus:
    - a) membuat Rencana/Jadwal Pemeliharaan Bulanan yang final untuk bulan berikutnya; dan

- b) menyampaikan kepada setiap Unit/Perusahaan Pembangkit, alokasi yang mutakhir mengenai tanggal-tanggal 'mulai' dan 'berakhirnya' pelaksanaan pekerjaan setiap pengeluaran (*outage*) unit pembangkit yang diminta oleh Unit/Perusahaan Pembangkit untuk bulan berikutnya.
- d. Rencana/Jadwal Pemeliharaan Mingguan
- 1) Apabila ada Unit/Perusahaan Pembangkit memerlukan perubahan atas jadwal pengeluarannya (*outage*) termasuk pengeluaran (*outage*) tidak terencana dalam waktu 2 (dua) minggu mendatang, maka Unit/Perusahaan Pembangkit tersebut harus menyampaikan usulan paling lambat pada hari Rabu pukul 16:00 waktu setempat dan usulan tersebut harus mencakup data sebagaimana dimaksud dalam huruf b angka 4 mengenai Rencana/Jadwal Pemeliharaan tahun berjalan.
  - 2) Setelah menerima usulan perubahan jadwal pengeluaran (*outage*) dari Unit/Perusahaan Pembangkit, sebagaimana dimaksud pada angka 1) maka dalam waktu 12 (dua belas) jam, PLN AP2B/APDP harus memeriksa Rencana Pemeliharaan minggu berikutnya dan melakukan perubahan seperlunya dengan mempertimbangkan:
    - a) Rencana/Jadwal Pemeliharaan Bulanan untuk minggu terkait;
    - b) setiap perubahan prakiraan beban untuk minggu terkait;
    - c) prakiraan kesiapan kapasitas yang tersedia dari unit-unit pembangkit, dan assesmen risiko dari kemungkinan sebagian kapasitas yang diperkirakan siap menjadi tidak siap dengan alasan-alasan di luar rencana;
    - d) setiap usulan pengeluaran (*outage*) unit pembangkit oleh Unit/Perusahaan Pembangkit, harus sesuai dengan ketentuan sebagaimana dimaksud dalam angka 4 huruf d angka 1).
    - e) keluarnya atau terganggunya fasilitas (*grid*) di luar rencana; dan

- f) faktor lainnya yang relevan.
- 3) Pada setiap Kamis pukul 15:00 waktu setempat, PLN AP2B/APDP harus:
  - a) menerbitkan Rencana/Jadwal Pemeliharaan Mingguan untuk minggu berikutnya; dan
  - b) menyampaikan secara tertulis kepada setiap Unit/Perusahaan Pembangkit, tanggal-tanggal mulai dan selesainya pengeluaran (*outage*) yang diminta oleh Unit/Perusahaan Pembangkit untuk minggu berikutnya.

**L. Pernyataan/Deklarasi Kesiapan Unit Pembangkit**

1. Umum

- a. Ketentuan Pernyataan/Deklarasi Kesiapan Unit Pembangkit ini menjelaskan parameter karakteristik pengoperasian setiap Unit Pembangkit yang harus dideklarasikan/dinyatakan oleh Unit/Perusahaan Pembangkit dan pernyataan tersebut harus merefleksikan karakteristik pengoperasian sesungguhnya atas unit-unit pembangkit, yang ditentukan berdasarkan kebiasaan yang sudah diterima (*good utility practice*).
- b. Untuk unit pembangkit termal, Unit/Perusahaan Pembangkit harus memberitahukan kepada PT PLN (Persero) AP2B/APDP mengenai karakteristik kesiapannya, sebagaimana dimaksud dalam huruf L angka 2 huruf a mengenai Kesiapan Unit-Unit Termal untuk Sinkronisasi Bab V ini.
- c. Untuk Unit-Unit Pembangkit Hidro (PLTA), pembangkit termal selain PLTU kategori kesiapan unit sebagaimana dimaksud dalam huruf L angka 2 huruf a mengenai Kesiapan Unit-Unit Termal untuk Sinkronisasi Bab V ini tidak berlaku dan dapat diabaikan.

2. Pernyataan dari Unit/Perusahaan Pembangkit
  - a. Kesiapan Unit-Unit Termal untuk Sinkronisasi  
Unit/Perusahaan Pembangkit harus memberikan informasi kesiapan unit untuk sinkronisasi dalam 4 (empat) kondisi: Dingin, Hangat, Panas, dan Sangat Panas, dengan ketentuan sebagai berikut:
    - Dingin - Suhu Turbin dan *Boiler* pada tingkat yang memungkinkan unit disinkronisasi dalam waktu lebih dari 5 (lima) jam.
    - Hangat - Suhu Turbin dan *Boiler* pada tingkat yang memungkinkan unit disinkronisasi dalam waktu lebih dari 1 (satu) jam namun kurang dari 5 (lima) jam.
    - Panas - Suhu Turbin dan *Boiler* pada tingkat yang memungkinkan unit di sinkronisasi dalam waktu kurang dari 1 (satu) jam.
    - Sangat Panas - Suhu dan tekanan *Boiler* serta Turbin pada tingkat yang memungkinkan pemutaran (*rolling*) turbin untuk unit segera disinkronisasi setelah menerima instruksi melakukan sinkronisasi.
  - b. Karakteristik Pengoperasian
    - 1) Karakteristik Operasi pertama adalah mengenai kemampuan daya *output* serta kemampuan perubahan daya aktif dan daya reaktif, meliputi:
      - a) kapasitas daya aktif maksimum dan minimum untuk berbagai kemungkinan konfigurasi operasi (seperti: jumlah BFP, jumlah *mill* untuk unit berbahan bakar batubara, jumlah turbin gas dan HRSG untuk PLTGU, dan lain-lain);
      - b) kemampuan daya reaktif, memproduksi (*pf-lagging*) dan menyerap (*pf-leading*) pada tingkat-tingkat pembebanan tertentu;
      - c) batasan tingkat pembebanan *governor* serta setelan (*setting*) *droop*;
      - d) lamanya waktu *start up*, biaya *start up*, waktu keluar minimum dan biaya mempertahankan kesiapan unit untuk sinkronisasi dalam kondisi dingin, hangat, panas dan sangat panas;
      - e) tingkat beban sesaat setelah sinkron;
      - f) kecepatan penambahan beban (dalam MW/menit) untuk tingkat beban yang berbeda;

- g) kecepatan penurunan beban (dalam MW/menit) untuk tingkat beban yang berbeda;
  - h) waktu operasi minimum;
  - i) waktu pengeluaran (*outage*) minimum; dan
  - j) perubahan bahan bakar maksimum yang dapat dilakukan dalam periode 24 (dua puluh empat) jam, apabila diperlukan.
- 2) Karakteristik Operasi kedua adalah mengenai keekonomian operasi unit pembangkit, selanjutnya disebut Karakteristik Operasi Ekonomis
- Unit/Perusahaan harus menyampaikan informasi keekonomian operasi unit-unit pembangkitnya, sesuai dengan ketentuan Karakteristik Operasi Ekonomis Unit Pembangkit Termal dan Karakteristik Pengoperasian Ekonomis Unit Pembangkit Hidro (PLTA) sebagaimana dimaksud pada angka 2 huruf b butir 3) atau butir 4) Bab V ini.
- 3) Karakteristik Operasi Ekonomis Unit Pembangkit Termal
- Tersedia 2 (dua) pilihan penyampaian karakteristik operasi ekonomis unit pembangkit termal, sebagai berikut:
- a) Pilihan pertama, Unit/Perusahaan Pembangkit memberikan informasi setiap unit pembangkit termalnya sebagai berikut:
    - (1) bahan bakar, pernyataan atas jenis bahan bakar yang digunakan unit;
    - (2) kandungan energi spesifik setiap jenis bahan bakar, yaitu kandungan energi dalam BTU atau kilokalori per-satuan volume atau berat;
    - (3) energi untuk *start up*: kebutuhan energi dalam BTU/*start up* atau kilokalori/*start up*, untuk berbagai kondisi kesiapan sinkronisasi unit;
    - (4) energi ke putaran penuh: kebutuhan energi dalam BTU/jam atau kilokalori/jam, untuk mempertahankan unit siap sinkron;

- (5) data *'heat-rate'*: kecepatan perubahan energi dalam BTU/MWh atau kilokalori/MWh yang dibutuhkan untuk perubahan daya *output* unit pembangkit;
  - (6) data perubahan *'heat-rate'*: kecepatan penambahan energi dalam BTU/MWh atau kilokalori/MWh yang dibutuhkan untuk menghasilkan perubahan daya *output* unit pembangkit;
  - (7) energi *start up standby*: energi dalam BTU atau kilokalori yang dibutuhkan untuk memanaskan *Boiler* dan Turbin dari kondisi 'dingin' ke kondisi yang sangat siap;
  - (8) energi *standby* panas: energi dalam BTU/jam atau kilokalori/jam yang dibutuhkan untuk mempertahankan *Boiler* dan Turbin dalam kondisi 'siap-panas';
  - (9) biaya *operation and maintenance (O&M) start up*: biaya O&M nonbahan bakar dalam Rp/*start up* sehubungan dengan proses *start up*;
  - (10) biaya O&M daya (*output*): biaya O&M nonbahan bakar dalam proses memproduksi daya *output*, dalam Rp/MWh;
  - (11) biaya O&M *start up standby*: biaya O&M nonbahan bakar dalam proses memanaskan *Boiler* dan Turbin ke kondisi siap, dalam Rp/*start up*; dan
  - (12) biaya O&M *standby* panas: biaya O&M nonbahan bakar dalam Rp/jam, dalam rangka mempertahankan kesiapan *Boiler* dan Turbin pada tingkat 'siap-panas'.
- b) Pilihan kedua, Unit/Perusahaan Pembangkit memberikan informasi setiap unit pembangkit termalnya sebagai berikut:
- (1) harga *start up* - unit pembangkit dalam Rp/jam, untuk berbagai tingkat kondisi kesiapan unit untuk sinkronisasi;

- (2) harga beban minimum - harga dalam Rp/jam untuk mempertahankan unit tetap beroperasi (sinkron), namun hanya berbeban minimum;
  - (3) harga pertambahan (*incremental*) - harga *output* dalam Rp/MWh sebagai tambahan terhadap harga beban minimum;
  - (4) harga *start up standby* - harga dalam Rp/*start up*, untuk proses memanaskan *boiler* dan turbin dari kondisi dingin ke tingkat kondisi yang sangat siap;
  - (5) harga kesiapan panas - harga dalam Rp/jam, untuk mempertahankan boiler pada kondisi unit siap sinkron.
- 4) Karakteristik Pengoperasian Ekonomis Unit Pembangkit Hidro (PLTA)
- Untuk PLTA *run of river* tidak diperlukan karakteristik pengoperasian ekonomis dan untuk data pengoperasian untuk unit-unit PLTA waduk harus meliputi:
- a) Duga Muka Air DMA dan/atau volume waduk saat laporan;
  - b) debit air masuk waduk dan debit air keluar untuk keperluan non listrik.

**M. Perintah *Dispatch* (*Dispatch Order*)**

1. Umum

a. Perintah *dispatch* harus mencakup informasi antara lain:

- 1) nama-nama para operator;
- 2) identitas unit pembangkit yang dituju/dimaksudkan oleh perintah *dispatch*;
- 3) tugas yang harus dilaksanakan pada unit pembangkit atau tingkat pembebanan unit yang diperintahkan;
- 4) waktu saat unit di-*start* sesuai dengan perintah (apabila waktunya berbeda dengan waktu penyampaian perintah); dan
- 5) apabila dianggap perlu, memberikan target waktu pada saat mana tingkat pembebanan tertentu sudah harus dicapai atau perintah sudah harus selesai dilaksanakan.

- b. Pihak yang menerima perintah lisan, harus diminta untuk mengulang isi perintah untuk menjamin perintah tersebut dimengerti dan *Dispatcher* harus mencatat perintah dan waktu pemberian perintah tersebut dalam buku catatan (*log*).
  - c. Contoh-contoh jenis perintah utama dari *dispatcher* akan diberikan berikut ini dan untuk setiap contoh, persyaratan saling memberitahu nama operator dianggap telah dilaksanakan.
2. Perintah Mengubah Tingkat Pembebanan
- a. Pada setiap contoh, perintah adalah untuk unit 3 (tiga) mengubah beban menjadi 100 MW, dengan waktu pemberian perintah pada pukul 13.00 waktu setempat:
    - 1) dalam hal perintah harus segera dilaksanakan:  
"Unit 3 menjadi 20 MW, sekarang";
    - 2) dalam hal 'perintah' mulai dilaksanakan 1 (satu) jam kemudian:  
"Unit 3 menjadi 20 MW, dimulai pada pukul 14:00"; dan
    - 3) dalam hal perintah adalah tingkat beban yang diperintahkan harus dicapai pada pukul 13:30 waktu setempat:  
"Unit 3 menjadi 20 MW pada pukul 13:30".
3. Perintah untuk Sinkronisasi
- a. Dalam hal 'perintah sinkronisasi', biasanya langsung disertai dengan perintah pembebanan dan apabila tingkat pembebanan tidak termasuk dalam perintah yang diberikan, maka unit pembangkit harus disinkronkan dan segera dibebani ke tingkat beban minimum (sesuai dengan kecepatan pembebanan yang saat itu berlaku), kemudian segera melapor ke PLN AP2B/APDP unit telah dibebani dengan beban minimum.
  - b. Dalam memberikan perintah sinkronisasi, PLN AP2B/APDP harus selalu mempertimbangkan waktu untuk proses sinkronisasi yang diberikan Unit/Perusahaan Pembangkit dan memberikan suatu target waktu sinkronisasi tersebut.
  - c. Pada contoh berikut, Unit 3 telah diperintahkan sinkron dan berbeban minimum, dengan waktu pemberian perintah adalah pada pukul 08:00 waktu setempat dan waktu sejak pemberitahuan kepada Unit/Perusahaan Pembangkit untuk sinkronisasi adalah 4 (empat) jam.

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

"Unit 3 sinkron pada pukul 12:00, beban 20 MW".

4. Perintah *Shut down* atau mengeluarkan unit dari Operasi Sistem
  - a. Perintah untuk mengeluarkan dari Operasi Sistem, harus diartikan sebagai perintah untuk membuka PMT unit pembangkit, mengeluarkan unit dari Jaringan (*grid*).

Contoh Perintah adalah sebagai berikut:

- 1) Apabila Unit 1 diperlukan keluar dari operasi Sistem sesegera mungkin, maka 'perintah'-nya:  
"Keluarkan Unit 1 sekarang"  
dan operator unit pembangkit harus segera membuka PMT Unit Pembangkit tersebut;
- 2) Apabila Unit 1 diperlukan keluar dari Operasi Sistem dalam beberapa waktu kemudian, maka 'perintah'-nya:  
"Keluarkan Unit 1 pada pukul 11:30".
- b. Perintah untuk mematikan (*shut down*) unit, harus diartikan sebagai kebutuhan mengurangi daya *output* unit pembangkit ke tingkat beban minimum sebelum melepaskannya dari sistem dan dalam sebuah perintah mengeluarkan unit, harus dipertimbangkan kecepatan penurunan beban unit, dan/atau sudah tercakup dalam isi perintah.
- c. Pada contoh-contoh berikut, Unit 1 sedang beroperasi dengan beban 50 MW, mempunyai karakteristik kecepatan penurunan beban 3 MW/menit dan tingkat beban minimum 4 MW.
  - 1) "Mulai proses mengeluarkan Unit 1 pada pukul 10:00 dan lepaskan pada pukul 10:15"; atau
  - 2) "Mulai proses mengeluarkan Unit 1 pada pukul 12:00, penurunan beban 2 MW/menit dan lepaskan pada pukul 12:23".

5. Pengaturan Frekuensi

Perintah mengaktifkan atau mematikan Pengaturan Daya Otomatis/*Automatic Generation Control* (AGC)

Contoh 'perintah' :

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

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

6. Perintah Menyediakan Cadangan Operasi

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

Contoh "perintah" :

"Beban Unit 4 menjadi 20 MW dan pertahankan 30 MW cadangan".

7. Perintah Menyediakan Dukungan Tegangan

Dalam rangka menjaga tegangan Sistem, PLN AP2B/APDP dapat memerintahkan beberapa Pembangkit dengan berbagai cara.

Contoh 'perintah' adalah sebagai berikut:

- a. "Unit 2 membangkitkan daya-reaktif maksimum";
- b. "Pertahankan tegangan 155 kV pada rel 150 kV pembangkit";  
dan
- c. "Pertahankan tegangan maksimum Unit 2".

**BAB VI**  
**ATURAN TRANSAKSI TENAGA LISTRIK**  
**(SETTLEMENT CODE)**

**A. Umum**

1. Aturan Transaksi Tenaga Listrik ini berisi peraturan dan prosedur yang berkaitan dengan perhitungan penagihan dan pembayaran atas penjualan dan pembelian tenaga listrik.
2. 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.
3. Semua transaksi tenaga listrik harus berdasarkan mekanisme perjanjian tertulis.

**B. Penagihan dan Pembayaran**

1. Jadwal Berita Acara Transaksi Tenaga Listrik Pembangkit Tenaga Listrik
  - a. Periode penagihan untuk semua Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan dimulai dari pukul 10:00 waktu setempat hari pertama setiap bulannya hingga pukul 10:00 waktu setempat hari pertama bulan berikutnya atau mengikuti aturan yang tertuang dalam perjanjian jual beli tenaga listrik.
  - b. Meter-meter dibaca pada pukul 10:00 waktu setempat hari pertama setiap bulannya atau mengikuti aturan yang tertuang dalam perjanjian jual beli tenaga listrik dan dituangkan ke dalam Berita Acara Pembacaan Meter.
  - c. Apabila tidak terdapat perselisihan mengenai data yang dibaca, maka Unit/Perusahaan Pembangkit menerbitkan Berita Acara Transaksi Tenaga Listrik antara pihak Unit/Perusahaan Pembangkit dengan PLN AP2B/APDP paling lambat 7 (tujuh) hari kerja setelah menerima Berita Acara Pembacaan Meter atau lebih awal jika diharuskan dalam Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik atau perjanjian lainnya.

- d. PLN AP2B/APDP merangkum perhitungan tenaga listrik bulanan yang diproduksi oleh tiap Unit/Perusahaan Pembangkit berdasarkan Berita Acara Pembacaan Meter.
2. Pembayaran ke Pembangkit  
Pembayaran untuk pembelian tenaga listrik dari Unit/Perusahaan Pembangkit didasarkan pada ketentuan Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik atau perjanjian lainnya dengan PT PLN (Persero).
3. Jadwal Berita Acara Transaksi Tenaga Listrik PLN Area
  - a. Periode penagihan untuk semua Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan dimulai dari pukul 10:00 waktu setempat hari pertama setiap bulannya hingga pukul 10:00 waktu setempat hari pertama bulan berikutnya.
  - b. Meter-meter dibaca pada pukul 10:00 waktu setempat hari pertama setiap bulannya atau mengikuti aturan yang tertuang dalam perjanjian jual beli tenaga listrik dan dituangkan ke dalam Berita Acara Pembacaan Meter.
  - c. Apabila tidak terdapat perselisihan mengenai data yang dibaca, maka PLN AP2B/APDP menerbitkan Berita Acara Transaksi Tenaga Listrik paling lambat 9 (sembilan) hari kerja setelah menerima Berita Acara Pembacaan Meter.
  - d. PLN AP2B/APDP menyiapkan perhitungan tenaga listrik bulanan yang dikirim ke setiap PLN Area berdasarkan Berita Acara Pembacaan Meter dan untuk Konsumen Besar yang terhubung ke Jaringan diperlakukan sebagai pelanggan PLN Area.
4. Fotokopi data meter transaksi, catatan penjadwalan dan pembebanan pembangkit dan setiap data dan informasi lainnya yang digunakan untuk pembuatan tagihan dan pembayaran disediakan berdasarkan permintaan.
5. Apabila terdapat pertanyaan atau sanggahan terhadap suatu data pendukung, pertanyaan atau sanggahan tersebut dibuat secara tertulis kepada Pembuat Berita Acara Transaksi.

### **C. Pemrosesan Data Meter**

1. Pemrosesan Data Meter Pembangkit  
Pemrosesan data meter Pembangkit mengikuti langkah-langkah sebagai berikut:

- a. dalam waktu tiga hari kerja setelah akhir periode penagihan, PLN AP2B/APDP telah memperoleh dan melakukan validasi data meter semua pembangkit yang tertuang dalam Berita Acara Pembacaan Meter;
  - b. data meter utama dibandingkan dengan data meter pembanding dengan menggunakan suatu metode validasi data yang konsisten;
  - c. pemegang Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik yang instalasinya tersambung ke Jaringan Sistem Kalimantan mengirimkan Berita Acara Transaksi Tenaga Listrik kepada PLN AP2B/APDP, dalam waktu paling lama 5 (lima) hari kerja setelah menerima Berita Acara Pembacaan Meter dan tidak boleh melebihi dari tanggal 10 (sepuluh) pada bulan berjalan;
  - d. semua Berita Acara Transaksi Tenaga Listrik sebagaimana dimaksud pada huruf c menjadi dasar pengajuan tagihan kepada PT PLN (Persero);
  - e. jika data meter transaksi tidak lengkap atau terdapat kesalahan, data meter pembanding harus digunakan dan jika data meter pembanding juga tidak lengkap atau terdapat kesalahan, PLN AP2B/APDP menggunakan metode yang layak untuk membuat estimasi yang dapat disetujui bersama;
  - f. PLN AP2B/APDP menerbitkan Berita Acara khusus berkaitan dengan koreksi terhadap kesalahan data meter dan menyerahkan Berita Acara tersebut kepada Unit/Perusahaan Pembangkit terkait sesegera mungkin setelah suatu kesalahan teridentifikasi; dan
  - g. semua data meter yang diperoleh, serta informasi validasi dan koreksi disimpan dalam basis data yang aman sekurang-kurangnya selama 3 (tiga) tahun.
2. Pemrosesan Data Meter PLN Area
- Pemrosesan data meter PLN Area mengikuti langkah-langkah sebagai berikut:
- a. dalam waktu 3 (tiga) hari kerja setelah akhir periode penagihan, PLN Area telah memperoleh dan melakukan validasi data meter semua trafo daya/penyulang di Gardu Induk PLN Area;

- b. data meter utama dibandingkan dengan data meter pembanding dengan menggunakan suatu metode validasi data yang konsisten;
  - c. PLN AP2B/APDP mengirimkan Berita Acara Transfer Tenaga Listrik kepada PLN Area paling lambat pada tanggal 10 (sepuluh) bulan berjalan;
  - d. jika data meter transaksi tidak lengkap, atau terdapat kesalahan, maka data meter pembanding harus digunakan dan jika data meter pembanding juga tidak lengkap, atau terdapat kesalahan, PLN Area menggunakan metode yang layak untuk membuat estimasi yang dapat disetujui bersama;
  - e. PLN Area menerbitkan Berita Acara khusus berkaitan dengan koreksi terhadap kesalahan data meter dan menyerahkan berita acara tersebut kepada PLN Area terkait sesegera mungkin setelah suatu kesalahan teridentifikasi; dan
  - f. semua data meter yang diperoleh, serta informasi validasi dan koreksi disimpan dalam basis data yang aman sekurang-kurangnya selama 3 (tiga) tahun.
3. Pemrosesan Data Meter Konsumen Besar PLN Area
    - a. PLN Area bertanggungjawab atas pemrosesan data meter semua Konsumen Besar.
    - b. PLN AP2B/APDP dapat menyaksikan proses pembacaan meter dan dituangkan ke dalam Berita Acara Pembacaan Meter, tetapi tidak ikut dalam pemrosesan data selanjutnya.

**D. Perangkat Proses Transaksi Tenaga Listrik**

PLN AP2B/APDP mengembangkan dan mengaplikasikan perangkat lunak proses transaksi tenaga listrik berdasarkan ketentuan Perjanjian Jual Beli Tenaga Listrik dan perangkat lunak tersebut harus divalidasi dan diakui oleh pihak-pihak yang bertransaksi sebelum diterapkan.

**E. Prosedur Audit Proses Transaksi Tenaga Listrik**

Audit atas Permintaan Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan

Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan berhak meminta audit bagi proses transaksi tenaga listrik berkaitan dengan perhitungan yang dilakukan dengan ketentuan sebagai berikut:

1. setiap Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan berhak memilih pihak ketiga yang independen, yang memenuhi kualifikasi untuk melaksanakan audit transaksi tenaga listrik;
2. semua biaya audit dibebankan kepada pihak yang meminta audit dilakukan;
3. hasil audit disampaikan kepada Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan dan PLN Wilayah, kemudian PLN Wilayah mengeluarkan tanggapan atas laporan audit tersebut, termasuk setiap penyesuaian dalam perhitungan tagihan/pembayaran yang dihasilkan dari audit tersebut; dan
4. semua rincian audit harus terbuka bagi Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan.

**F. Ketersediaan Data Meter Untuk Pihak Lain**

Data meter Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan dikategorikan sebagai tidak rahasia (*non confidential*) dan tersedia bagi pihak lain atas permintaan, dengan ketentuan data yang dapat diminta termasuk:

1. jumlah tenaga listrik yang dijual atau dibeli setiap setengah jam;
2. harga rata-rata tenaga listrik yang dijual atau dibeli setiap setengah jam; dan
3. data terukur atau diestimasi pada setiap titik interkoneksi.

**G. Ketentuan Lain-Lain**

1. Segala ketentuan dan prosedur transaksi tenaga listrik yang tidak ditetapkan dalam aturan ini akan diatur lebih lanjut dalam Prosedur Tetap Transaksi Tenaga Listrik yang disepakati para pihak yang bertransaksi.
2. Pengukuran transaksi yang belum dapat memenuhi ketentuan sebagaimana dimaksud dalam huruf F akan diatur dalam kesepakatan para pihak terkait.

**BAB VII**  
**ATURAN PENGUKURAN**  
**(METERING CODE)**

**A. Umum**

Aturan Pengukuran berisi ketentuan persyaratan minimum teknis dan operasional untuk meter transaksi mengenai meter utama dan meter pembanding yang harus dipasang oleh PLN Wilayah dan Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan transmisi pada titik-titik sambungan.

**B. Kriteria Pengukuran**

1. Besaran yang Diukur

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

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

2. Ketelitian

- a. Ketelitian Meter untuk semua titik sambungan (kecuali generator < 10 MW)  
Setiap komponen Meter harus memenuhi standar ketelitian minimum sebagai berikut:

1) Trafo Instrumen

Trafo Tegangan harus memiliki ketelitian kelas 0,2, sesuai dengan Standar IEC 61869 atau perubahannya dan untuk Trafo Arus harus memiliki ketelitian kelas 0,2, sesuai dengan Standar IEC 61869 atau perubahannya.

2) Meter kiloWatt-hour (kWh-*active meter*)

- a) Setiap meter kWh harus dari jenis elemen tiga arus, *solid state*, tiga fasa empat kawat, memiliki registrasi ekspor dan impor, ketelitian kelas 0,2 S, dan memenuhi Standar IEC 62053 atau perubahannya.

- b) Masing-masing meter dilengkapi dengan peralatan pulsa yang dapat diakses dengan pembacaan untuk perekaman jarak jauh (*remote reading*), dan mempunyai fasilitas untuk menyimpan informasi data sebagaimana dimaksud dalam huruf C angka 3 huruf b butir 2) Bab VII ini.
- 3) Meter kiloVAr-hour (kVArh-*reactive meter*)
  - a) Khusus untuk Konsumen Besar dan atau Konsumen Tegangan Tinggi, setiap meter-kVArh harus dari jenis elemen tiga-arus, *solid state*, tiga fasa empat kawat, memiliki registrasi ekspor dan impor, dengan ketelitian kelas 2,0 dan memenuhi Standar IEC 62053 atau perubahannya.
  - b) Masing-masing meter dilengkapi dengan peralatan pulsa yang dapat diakses dengan pembacaan untuk perekaman jarak jauh (*remote reading*), dan mempunyai fasilitas untuk menyimpan data informasi sebagaimana dimaksud dalam huruf C angka 3 huruf b butir 2) Bab VII ini.
- 4) Meter *demand* kVA maksimum
  - a) Setiap meter *demand* kVA maksimum harus dari jenis elemen tiga arus, *multiple tariff*, *solid state* yang memiliki registrasi, ketelitian kelas 0,5 S, memenuhi Standar IEC 62053 atau perubahannya.
  - b) Masing-masing meter dilengkapi dengan peralatan pulsa untuk transmisi ke suatu alat perekam dan mempunyai fasilitas untuk menyimpan informasi data, sebagaimana dimaksud dalam huruf C angka 3 huruf b butir 2) Bab VII ini.
- b. Ketelitian Meter untuk Generator < 10 MW  
Setiap komponen Meter harus memenuhi standar ketelitian minimum sebagai berikut:
  - 1) Trafo Instrumen  
Trafo Tegangan harus memiliki ketelitian kelas 0,5 sesuai dengan Standar IEC 61869 atau perubahannya dan untuk Trafo Arus harus memiliki ketelitian kelas 0,5 sesuai dengan Standar IEC 61869 atau perubahannya.

- 2) Meter kiloWatt-hour (kWh-*active meter*)
  - a) Setiap meter kWh harus dari jenis elemen tiga arus, *solid state*, tiga fasa empat kawat, memiliki registrasi ekspor dan impor, ketelitian kelas 0,5 S, dan memenuhi Standar IEC 62053 atau perubahannya.
  - b) Masing-masing meter dilengkapi dengan peralatan pulsa yang dapat diakses dengan pembacaan untuk perekaman jarak jauh (*remote reading*), dan mempunyai fasilitas untuk menyimpan data informasi sebagaimana dimaksud dalam huruf C angka 3 huruf b butir 2) Bab VII ini.
- 3) Meter kiloVAr-hour (kVArh-*reactive meter*)
  - a) Setiap meter kVArh harus dari jenis elemen tiga arus, *solid state*, tiga fasa empat kawat, memiliki registrasi ekspor dan impor dengan ketelitian kelas 2,0 dan memenuhi Standar IEC 62053 atau perubahannya.
  - b) Masing-masing meter dilengkapi dengan peralatan pulsa yang dapat diakses dengan pembacaan untuk perekaman jarak jauh (*remote reading*), serta mempunyai fasilitas untuk menyimpan data informasi sebagaimana dimaksud dalam huruf C angka 3 huruf b butir 2) Bab VII ini.
- c. Ketelitian pada Titik sambungan
  - 1) Meter untuk generator harus dirancang untuk mengukur energi netto yang disalurkan ke Jaringan (*grid*) dan instalasinya dipasang di titik netto.
  - 2) Meter-meter yang terpasang untuk unit-unit generator kecil dapat dikecualikan dari persyaratan sebagaimana dimaksud pada angka 1).
  - 3) Dalam hal ini, kompensasi harus diestimasi menggunakan algoritma yang memperhitungkan susut di antara titik pengukuran dan titik sambungan.
  - 4) Algoritma yang digunakan untuk maksud tersebut dibuat oleh PLN Wilayah, dikaji ulang dan disetujui oleh Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan.

d. Ketelitian Perekam

Selisih antara jumlah energi aktif atau reaktif yang disalurkan selama periode waktu tertentu atas hasil dari 'rekaman' dibandingkan dengan hasil pencatat *display* pada saat awal dan akhir periode tersebut harus dalam batas  $\pm 0,5\%$  (nol koma lima persen) dalam kondisi beban penuh.

e. Ketelitian Perekam Waktu

Semua instalasi Meter harus mencatat waktu berdasarkan waktu setempat dan batas kesalahan total untuk pencatat waktu meter *demand*:

- 1) awal dari setiap periode harus pada waktu standard yang ditetapkan dengan toleransi  $\pm 2$  (dua) menit; dan
- 2) pemrograman ulang atas meter-meter harus dilakukan segera apabila kesalahan waktu mencapai 5 (lima) menit atau lebih, dan dalam periode 6 (enam) bulan apabila kesalahan waktu melebihi 2 (dua) menit dan kurang dari 5 (lima) menit.

**C. Persyaratan Peralatan Meter**

1. Meter

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

2. Trafo Instrumen

- a. Setiap Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan harus memasang paling sedikit satu set Trafo tegangan dan/atau Trafo arus dengan belitan atau inti yang terpisah untuk proteksi dan pengukuran.

- b. Trafo-trafo tersebut dapat juga sekaligus digunakan untuk meter utama dan meter pembanding dan disarankan (bukan merupakan keharusan) untuk memasang trafo tegangan dan trafo arus tersendiri hanya untuk pengukuran.
3. Koleksi Data
    - a. Perekam Data
      - 1) Impuls yang dihasilkan oleh Meter harus direkam oleh Meter tersebut.
      - 2) Apabila terdapat lebih dari satu titik sambung kepada satu Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan di satu lokasi, dapat dilakukan pemasangan *recorder-recorder* terpisah untuk penjumlahan energi aktif dan reaktif dari semua meter-meter utama dan meter pembanding sesuai dengan pernyataan dalam Kontrak Interkoneksi dan/atau perjanjian jual beli tenaga listrik.
      - 3) Periode pengukuran dimana pulsa-pulsa dijumlahkan, bervariasi antara 5 (lima) menit hingga 60 (enam puluh) menit.
      - 4) Semua Meter harus mampu mempertahankan data untuk waktu paling sedikit 7 (tujuh) hari dalam hal terjadinya kegagalan pasokan daya *auxiliary*-nya.
    - b. Komunikasi
      - 1) Setiap meter harus mempunyai kemampuan transfer data elektronik, serta dilengkapi dengan modem dengan saluran telepon tersendiri (*dedicated line*) yang dipersiapkan oleh Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan dan dapat diakses oleh PLN AP2B/APDP atau oleh Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan secara otomatis, *remote* atau *manual remote*.
      - 2) Apabila oleh sesuatu sebab pembacaan dari jauh (*remote reading*) secara otomatis atau manual tidak dapat dilakukan, maka pengunduhan secara lokal harus dilakukan oleh PLN AP2B/APDP dengan *storage* yang terpasang harus mampu menampung data 35 (tiga puluh lima) hari untuk mengantisipasi terjadinya kegagalan *link* komunikasi, dan untuk data harian yang diunduh dari meter-meter harus disimpan dalam *database* khusus PLN AP2B/APDP.

- 3) Protokol Komunikasi, format informasi dan *software* yang digunakan pada sarana komunikasi ke/dari peralatan *metering*, harus sesuai (*compatible*) dengan yang digunakan oleh PLN AP2B/APDP dan harus terlebih dahulu mendapat persetujuan PLN Wilayah.
4. Persyaratan Instalasi
- a. Semua meter utama harus terpasang di sisi instalasi PMT utama PLN Wilayah, sementara meter pembanding harus terpasang di sisi Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan instalasi PMT utama tersebut.
  - b. Lemari (*cubicles*) yang memadai harus disediakan untuk meter-meter pada setiap titik sambungan dengan ketentuan:
    - 1) Konstruksinya terlebih dahulu mendapat persetujuan PLN Wilayah dan memenuhi standar nasional, dan dalam hal standar nasional belum ada dapat digunakan standar PT PLN (Persero); dan
    - 2) harus mempunyai pintu depan dan pintu belakang yang dapat dikunci dan disegel, serta dilengkapi dengan blok terminal yang dapat disegel.
  - c. Pemasangan meter boleh dilakukan dengan tertanam di pintu depan atau di plat dalam di belakang pintu depan.
  - d. Pasokan daya (*auxilliary*) ke meter harus diamankan dengan cara yang disepakati oleh para pihak sebagai berikut:
    - 1) pasokan melalui *inverter* dari sumber *dc battery* yang tersedia;
    - 2) pasokan melalui trafo tegangan yang kontinyu;
    - 3) pasokan dari sebuah *uninterruptible power system* (UPS) dengan baterai *internal* dan terhubung dengan pasokan sumber ac;
    - 4) variasi rentang tegangan catu daya  $\pm 10$  % (sepuluh persen);
    - 5) setiap peralatan metering harus dilengkapi dengan *under-voltage relay* atau sarana pendeteksi tegangan untuk memonitor tegangan-tegangan fase masuk ke meter dan memberikan alarm apabila terjadi tegangan kurang;

- 6) *Burden* yang sesungguhnya dari trafo arus dan trafo tegangan harus dipertahankan dalam batasan antara 25% (dua puluh lima persen) sampai dengan 100% (seratus persen) dari *rating*-nya;
  - 7) diameter kabel rangkaian tegangan harus cukup besar sehingga *drop* tegangan harus lebih kecil dari 1% (satu persen); dan
  - 8) tegangan pengukuran ke masing-masing meter utama dan meter pembanding harus terpisah dan masing-masing dilengkapi dengan MCB yang terpasang pada *marshalling kiosk*.
- e. Rangkaian sekunder trafo arus dan trafo tegangan harus langsung terhubung ke terminal meter, dan kabel tegangan harus dilengkapi dengan *screen*.
5. Kepemilikan
- a. Meter Utama diadakan/dipasang dan dimiliki oleh pihak penjual dan Meter Pembanding diadakan/dipasang dan dimiliki oleh pihak pembeli.
  - b. Masing-masing pihak berkewajiban mengoperasikan dan memelihara meternya, kecuali telah ditetapkan dalam perjanjian jual beli tenaga listrik.
6. Proses Data Pengukuran (*Metering*) untuk Pembayaran
- a. Proses pengukuran data (*metering*) untuk pembayaran dilakukan berdasarkan ketentuan sebagai berikut
    - 1) PLN AP2B/APDP melakukan manajemen dan pemeliharaan *database* pengukuran (*metering*) yang meliputi seluruh data pengukuran titik sambungan.
    - 2) PLN AP2B/APDP berkewajiban untuk pengambilan data pengukuran secara *remote* dari semua Meter di titik sambung, serta menyimpan data tersebut dalam *database* untuk maksud perhitungan jual belinya.
    - 3) Apabila pengambilan data secara *remote* mengalami kegagalan, atau fasilitasnya belum tersedia, maka PLN AP2B/APDP akan mengupayakan untuk mendapatkan data secara *download* lokal/pembacaan lokal untuk selanjutnya dimasukkan ke *database*.

- b. PLN AP2B/APDP harus menggunakan data pengukuran yang disimpan dalam *database* pada hari pertama bulan berikutnya untuk perhitungan bulan tagihan.
- c. Data yang digunakan untuk perhitungan tagihan jual beli adalah rekaman data pada meter utama dan apabila diketahui terjadi kesalahan pada meter utama, maka data yang digunakan adalah rekaman data pada meter pembanding.

Kesalahan yang dimaksudkan meliputi:

- 1) data yang kacau;
  - 2) ketidaklengkapan data;
  - 3) kesalahan waktu yang signifikan; dan/atau
  - 4) perbedaan antara rekaman data oleh meter utama dan meter pembanding untuk satu atau lebih periode pembacaan atau untuk waktu penuh satu bulan, melebihi jumlah kelas ketelitian meter utama dan meter pembanding.
- d. Apabila pada saat diketahui terjadi perbedaan namun tidak memungkinkan menentukan meter yang salah atau keduanya salah, maka data yang akan digunakan untuk proses perhitungan penagihan harus disepakati oleh kedua belah pihak, dan dinyatakan dalam berita acara yang ditandatangani oleh kedua belah pihak.

**D. Komisioning (*Commissioning*)**

- 1. Sebelum pemberian tegangan pada titik sambungan, Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan harus menyampaikan kepada PLN Wilayah dokumen Peralatan Pengukuran/Sistem Metering yang sekurang-kurangnya meliputi:
  - a. *single line diagram* yang menunjukkan titik sambungan dan peralatan *metering*-nya sesuai yang terpasang;
  - b. sertifikat awal pengujian dan kalibrasi trafo arus, trafo tegangan dan meter;
  - c. perhitungan *drop* tegangan pada rangkaian tegangan; dan
  - d. perhitungan *burden* rangkaian meter.

2. Peralatan Pengukuran/Sistem *Metering* harus ditera oleh Badan Metrologi yang disaksikan oleh PLN Wilayah dan Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan.
3. Pemeriksaan kesesuaian terhadap *Metering Code*, serta kebiasaan yang baik dalam instalasi kelistrikan dan hal-hal lain yang perlu dilakukan adalah:
  - a. *programming* dan kalibrasi meter, mengikuti Standar IEC 62053 atau perubahannya;
  - b. pengukuran *drop* tegangan dan *burden* rangkaian meter; dan
  - c. pemasangan segel instalasi.
4. Hasil-hasil peneraan Peralatan Pengukuran/Sistem *Metering* ditandatangani oleh Badan Metrologi.
5. Biaya pengujian Peralatan Pengukuran/Sistem Metering menjadi beban pemilik meter.

#### **E. Pengujian Setelah Komisioning**

1. Pengujian Periodik

Peralatan pengukuran harus diperiksa dan diuji menurut Standar Nasional dan/atau Standar International (IEC, IEEE, dan lain-lain), dengan interval waktu sebagai berikut:

  - 1) trafo arus dan trafo tegangan pada saat pertama kali dioperasikan;
  - 2) peralatan meter setiap 5 (lima) tahun sesuai standar IEC 62053 atau perubahannya dengan ketentuan:
    - a. biaya pengujian periodik peralatan pengukuran ditanggung oleh pemilik;
    - b. pembayaran biaya perbaikan atau penggantian bagian yang rusak, ditanggung oleh masing-masing pemilik.
2. Pengujian di luar jadwal
  - a. Salah satu pihak dapat mengajukan permintaan tertulis kepada pihak lain untuk melakukan kalibrasi ulang meter utama atau meter pembanding, dengan mencantumkan analisis rinci kesalahan yang ditemukannya.

- b. Apabila pemilik meter setuju untuk mengadakan kalibrasi ulang, maka kalibrasi ulang tersebut harus dilaksanakan oleh Badan Metrologi atau institusi pengujian lain yang disepakati oleh kedua belah pihak, kecuali telah ditetapkan dalam perjanjian jual beli tenaga listrik.
- c. Apabila hasil pengujian dari kalibrasi ulang tersebut menunjukkan kondisi Meter sesuai dengan standar kelasnya, maka institusi penguji harus menerbitkan sertifikat kalibrasi dan apabila tidak mungkin dilakukan kalibrasi ulang maka institusi penguji harus membuat laporan pengamatan dan merekomendasikan tindak lanjut.
- d. Pengujian disaksikan oleh PLN Wilayah dan Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan dan dibuatkan laporan resmi pengujian yang ditandatangani oleh pihak-pihak terkait.
- e. Apabila kalibrasi ulang tidak mungkin dilakukan karena kerusakan sehingga meter harus diganti, maka meter tersebut harus diganti atas tanggungan pemilik meter.
- f. Pembayaran pengujian-pengujian diatur sebagai berikut:
  - 1) apabila hasil uji awal menunjukkan meter tersebut sesuai dengan standar kelasnya, pihak yang meminta pengujian yang membayar biayanya; atau
  - 2) apabila hasil uji awal menunjukkan meter tersebut memerlukan kalibrasi ulang, maka pemilik meter yang membayar biayanya.

**F. Segel dan Pemrograman Ulang**

- 1. Segera setelah pelaksanaan pengujian peralatan meter, segel dengan identifikasi yang jelas dipasang oleh Badan Metrologi disaksikan oleh PLN AP2B/APDP dan Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan.
- 2. Pemutusan segel oleh satu pihak hanya dapat dilakukan seizin pihak lainnya atas persetujuan Badan Metrologi.
- 3. Pemrograman ulang meter hanya dapat dilakukan oleh pemilik meter dengan dihadiri pihak lainnya.
- 4. Penggantian segel atau pemrograman ulang meter harus disertai dengan laporan resmi yang ditandatangani oleh semua pihak yang hadir.

**G. Pemeriksaan Data Meter dan Peralatan**

## 1. Hak Akses ke Data dalam Meter

Para Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan berhak mengakses data pengukurannya dalam *database* elektronik atau di Kantor PLN AP2B/APDP.

## 2. Akses ke Peralatan Pengukuran

a. Pemilik peralatan meter harus menyediakan akses untuk PLN AP2B/APDP dan Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan yang terkena akibat pada titik sambungan untuk maksud verifikasi kesesuaian peralatan meter dengan Aturan Pengukuran, serta menyaksikan pengujian, membaca register dan/atau memeriksa segel.

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

## 3. Akses dan Pemeriksaan

Akses dan pemeriksaan ditetapkan sebagai berikut:

a. PLN AP2B/APDP boleh memasuki kawasan Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan untuk maksud pelaksanaan inspeksi dan pengujian;

b. Para Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan boleh memasuki kawasan PLN AP2B/APDP; dan

c. Pelaksanaan akses dan pemeriksaan sebagaimana dimaksud pada huruf a dan huruf b harus mengikuti prosedur yang berlaku sesuai dengan perjanjian jual beli tenaga listrik para pihak yang terkait.

## 4. Hak Memeriksa

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

a. PLN AP2B/APDP berhak untuk memeriksa setiap peralatan meter Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan dan sebaliknya, yang peralatan meternya terhubung dengan jaringan (*grid*), hak bersama untuk memeriksa setiap peralatan meter pihak lain pada titik sambungan.

- b. Apabila satu pihak merasa yakin pihak lain tidak memenuhi ketentuan Aturan Jaringan dan hal tersebut merugikan, atau diduga merugikan, maka pihak tersebut dapat meminta suatu Inspeksi/Pemeriksaan atas peralatan meter yang dicurigai tersebut.
- c. Salah satu pihak yang menginginkan melakukan pemeriksaan peralatan meter milik pihak lain, harus memberitahukan maksudnya kepada pihak tersebut paling tidak 5 (lima) hari kerja sebelum pelaksanaan.
- d. Agar pemberitahuan sebagaimana dimaksud pada huruf c berlaku, pemberitahuan tersebut harus dilengkapi dengan informasi:
  - 1) nama representatif yang akan melaksanakan pemeriksaan mewakili pihak yang menginginkan pemeriksaan;
  - 2) waktu dimulainya pelaksanaan pemeriksaan, dan prakiraan lamanya penyelesaian; dan
  - 3) ketidaksesuaian dengan Aturan Pengukuran yang dicurigai.
- e. Pihak yang dicurigai harus menugaskan personel yang mampu untuk mendampingi representatif pihak pemeriksa yang akan memasuki kawasan dalam melakukan pemeriksaan.
- f. Pihak yang memeriksa harus menjamin pemeriksaan yang akan dilakukan hanya seperlunya, dan waktunya tidak akan melebihi 24 (dua puluh empat) jam.
- g. Pihak yang memeriksa harus menjamin representatif pemeriksanya mampu melakukan pemeriksaan.
- h. Biaya pemeriksaan akan ditanggung oleh pihak yang menginginkan pemeriksaan, kecuali ditemukan kesalahan sehingga yang menanggung biaya pemeriksaan adalah pihak yang diperiksa.

#### **H. Keamanan Instalasi Meter dan Data**

##### **1. Perubahan Peralatan Pengukuran**

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

2. Perubahan Data Pengukuran  
Perubahan terhadap data asli yang disimpan dalam sebuah meter tidak diperbolehkan, kecuali selama pelaksanaan pengujian ketelitian di lapangan.
3. Pengamanan *Password* dalam Data Pengukuran
  - a. Data yang disimpan dalam *database* harus diamankan dengan *password* terhadap akses elektronik langsung, lokal maupun *remote* oleh pihak yang tidak berhak.
  - b. PLN AP2B/APDP selaku manajer *database* berkewajiban memonitor akses ke *database* untuk menjamin semua data aman dari pihak yang tidak berhak mengakses dan/atau menggunakan.

**I. Pengecualian dan Tenggang Waktu**

1. Meter pembanding untuk titik sambungan antara PLN AP2B/APDP dengan Unit Pembangkit dan antara PLN AP2B/APDP dengan PLN Area diperbolehkan dari jenis elektromekanik dengan ketelitian kelas 0,5 (nol koma lima) (difungsikan sebagai meter cadangan/*back up*) sampai dengan tenggang waktu 5 (lima) tahun sejak pemberlakuan Aturan Jaringan ini.
2. Diberikan tenggang waktu 2 (dua) tahun sejak diberlakukan Aturan Jaringan ini bagi meter pada titik sambungan dengan Perusahaan Pembangkit dan Konsumen Besar/Konsumen Tegangan Tinggi yang telah terpasang sebelum pemberlakuan Aturan Jaringan ini, untuk memenuhi ketentuan sebagaimana dimaksud dalam huruf B angka 2 huruf a Bab VII ini.

**J. Hal-hal lain**

Hal-hal lain yang bersifat teknik operasional yang secara rinci tidak diatur dalam Aturan Jaringan ini, akan diatur dalam Prosedur Tetap Transaksi Tenaga Listrik.

**BAB VIII**  
**ATURAN KEBUTUHAN DATA**  
**(DATA REQUIREMENT CODE)**

**A. Umum**

1. Aturan Kebutuhan Data mengatur ketentuan kebutuhan data berupa data teknis detail yang dibutuhkan oleh PLN Wilayah dari semua Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan, termasuk Unit/Perusahaan Pembangkit, PLN Area/APDP dan Konsumen Besar.
2. PLN AP2B/APDP memerlukan data detail tersebut untuk mengevaluasi kesesuaiannya dengan berbagai standar operasi dan teknis yang ditentukan dalam Aturan Jaringan untuk keamanan, keandalan dan efisiensi operasi Sistem.
3. Kebutuhan data tambahan tertentu, misalnya: data jadwal pemeliharaan unit pembangkit, dan lain-lain yang secara jelas telah dinyatakan dalam masing-masing aturan tidak dicantumkan lagi dalam Aturan Kebutuhan Data (*Data Requirement Code*) ini.

**B. Kebutuhan Data Spesifik**

Kebutuhan data utama meliputi:

1. Data Desain Unit Pembangkit  
Data Desain Unit Pembangkit mencakup kebutuhan data desain teknis setiap unit generator, termasuk data teknis umum, data reaktansi dan resistansi, parameter saturasi, data trafo, kemampuan aktif dan reaktif, karakteristik eksitasi dan peralatan *governor*, data *prime mover*, dan data *power system stabilizer*.
2. Data *Setting* Unit Pembangkit  
Data *Setting* Unit Pembangkit mencakup data *setting* unit generator, termasuk *setting* proteksi, data kontrol dan *setting* peralatan kontrol untuk setiap unit generator.
3. Parameter Respons Unit Pembangkit  
Parameter Respons Unit Pembangkit mencakup parameter-parameter respons setiap unit generator, seperti kemampuan *output* normal, pemberitahuan untuk waktu sinkronisasi, waktu terakhir pengeluaran dari operasi, fleksibilitas unit, kecepatan perubahan

pembebanan, parameter pengaturan dan ketelitian dalam memenuhi target *dispatch*.

4. Data Instalasi Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan

Data Instalasi Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan mencakup data instalasi Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan meliputi fasilitas dan peralatan yang terhubung ke Jaringan, termasuk *rating* tegangan, koordinasi isolasi, *rating* arus, pembumian, kontribusi arus hubung-singkat ke jaringan dan kemampuan pembebanan.

5. Data *Setting* Instalasi Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan

Data *Setting* Instalasi Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan meliputi data setting instalasi Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan seperti data proteksi, data kontrol perubahan tap, dan kontrol kompensasi reaktif.

6. Karakteristik Beban di Titik Sambungan

Karakteristik Beban di Titik Sambungan mencakup detail data beban pada setiap titik sambungan, termasuk proyeksi kebutuhan daya aktif dan reaktif dan karakteristik beban seperti fluktuasi beban dan respons dinamik terhadap perubahan tegangan dan frekuensi.

**C. Kewajiban Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan Dalam Menyediakan Kebutuhan Data**

<b>Pemakai Jaringan</b>	<b>Kebutuhan Data Spesifik Sesuai dengan Tabulasi No.</b>
Generator Besar dan Menengah	1, 2, 3
Generator Kecil	1, 2
PLN AP2B/APDP	4, 5
PLN Area dan Konsumen Besar	5, 6

PLN AP2B/APDP akan menyampaikan formulir data teknis instalasi sesuai kebutuhan.

**D. Prosedur Untuk Penyampaian Data Atas Permintaan PLN AP2B/APDP**

1. Setiap Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan harus menyampaikan data yang dibutuhkan sesuai dengan pembagian data sebagaimana dimaksud dalam huruf C Bab VIII ini.

2. Format struktur data tersebut merupakan pola standar untuk penyampaian data yang digunakan untuk penyampaian data tertulis ke PLN AP2B/APDP kecuali dinyatakan lain pada bagian lain Aturan Jaringan.
3. Nama personel yang ditunjuk oleh para pihak Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan untuk menyampaikan data harus dinyatakan secara tertulis.
4. Apabila tersedia saluran data (data *link*) komputer antara Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan dengan PLN AP2B/APDP, maka data dapat disampaikan melalui fasilitas tersebut dan untuk itu PLN AP2B/APDP harus menyediakan format file komputernya untuk Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan memasukkan semua data Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan sesuai dengan pengaturan sebagaimana dimaksud dalam huruf C Bab VIII ini.
5. Para Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan dapat meminta PLN AP2B/APDP menyetujui penggunaan cara lain pengiriman data, apabila data links komputer terganggu atau belum tersedia.
6. Perubahan atas Data Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan  
Apabila Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan menyadari terjadinya perubahan terhadap data suatu peralatan yang sudah tercatat di PLN AP2B/APDP, maka Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan harus memberitahukan kepada PT PLN AP2B/APDP sesuai dengan prosedur dan waktu yang telah dinyatakan dalam bagian-bagian Aturan Jaringan.

**E. Penggunaan Data Estimasi**

1. Semua Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan diwajibkan menyampaikan data sesuai dengan ketentuan dalam Aturan Kebutuhan Data ini.
2. Apabila Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan tidak menyampaikan data yang diperlukan, maka PLN AP2B/APDP akan membuat data estimasi jika diperlukan.
3. Tindakan sebagaimana dimaksud pada angka 2 tidak melepaskan tanggung jawab Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan untuk menyampaikan data sesungguhnya (*actual data*) yang dibutuhkan sesegera mungkin, kecuali PLN AP2B/APDP setuju secara tertulis data yang sesungguhnya (*actual*) tidak diperlukan.

Tabulasi 1.  
Data Desain Unit Pembangkit

Peringkat	Statikal	Loksei	Unit	Jenis

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

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.	Tabel Data Umum		
1.1.1	MVA <i>rated</i>	MVA	
1.1.2	Kapasitas <i>rated</i>	MW	
1.1.3	Rated <i>gross</i> MW	MW	
1.1.4	Tegangan terminal	kV	
1.1.5	Beban <i>avalanche</i> pada kapasitas <i>rated</i>	MW	
1.1.6	Daya reaktif ( <i>output</i> ) <i>rated</i>	MVA <sub>r</sub>	
1.1.7	Beban minimum	MW	
1.1.8	Konstanta-inertia turbo generator <i>rated</i>	MW-detik	
1.1.9	Rasio hubung-singkat	-	
1.1.10	Arus stator ( <i>rated</i> )	ampere	
1.1.11	Arus rotor pada <i>rated</i> MVA dan faktor daya, <i>rated</i> tegangan-terminal dan rpm	ampere	
1.2	Tahanan/ <i>Resistances</i>		
1.2.1	Tahanan stator $R_s$	per unit (pu)	
1.2.2	Tahanan <i>negative sequence</i> $R_2$	pu	
1.2.3	Tahanan <i>zero sequence</i> $R_0$	pu	
1.2.4	Tahanan pembumian $R_e$	pu	
1.3	Reaktansi/ <i>Reactances (unsaturated)</i>		
1.3.1	Reaktansi <i>direct axis synchronous</i> $X_d$	pu	
1.3.2	Reaktansi <i>direct axis transient</i> $X_d'$	pu	
1.3.3	Reaktansi <i>direct axis sub-transient</i> $X_d''$	pu	
1.3.4	Reaktansi <i>quad axis synchronous</i> $X_q$	pu	
1.3.5	Reaktansi <i>quad axis transient</i> $X_q'$	pu	
1.3.6	Reaktansi <i>quad axis sub-transient</i> $X_q''$	pu	
1.3.7	Reaktansi kebocoran stator	pu	

Data		Satuan	Nilai		
1.3.8	Reaktansi urutan nol $X_0$	pu			
1.3.9	Reaktansi urutan negatif $X_2$	pu			
1.3.10	Reaktansi Tot output	pu			
1.3.11	Reaktansi pembumihan $X_c$	pu			
1.4	Reaktansi/Reactance (Saturated)				
1.4.1	Reaktansi direct axis subtransient $X_{d'sat}$	pu			
1.4.2	Reaktansi direct axis subtransient $X_{d''sat}$	pu			
1.5	Daya Bruto (Rated) MW				
1.5.1	1.0 PU saturation parameter	pu			
1.5.2	1.2 PU saturation parameter	pu			
1.6	Konstanta Waktu (unsaturated)				
1.6.1	Direct axis short circuit transient $T_d'$	detik			
1.6.2	Direct axis short circuit subtransient $T_d''$	detik			
1.6.3	Quad axis short circuit transient $T_q'$	detik			
1.6.4	Quad axis short circuit sub-transient $T_q''$	detik			
1.7	Trafo-Generator (Step Up)		1	2	3
1.7.1	Jumlah belitan	-			
1.7.2	Rated MVA setiap belitan	MVA			
1.7.3	Tegangan utama tap rated	kV			
1.7.4	Tahanan setiap belitan	pu			
1.7.5	Reaktansi urutan positif setiap belitan	pu			
1.7.6	Reaktansi urutan negatif setiap belitan	pu			
1.7.7	Reaktansi urutan nol setiap belitan	pu			
1.7.8	Tegangan minimum tap	kV			
1.7.9	Tegangan maksimum tap	kV			
1.7.10	Jenis tap change (on-load/off-load)	-			
1.7.11	Tap changer cycle time	detik			
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</i> MVA dan faktor-daya, <i>rated</i> tegangan terminal dan rpm	pu			

	Data	Satuan	Nilai
1.9.2	Tegangan medan maksimum, $E_{fmax}$	pu	
1.9.3	Tegangan medan minimum, $E_{fmin}$	pu	
1.9.4	Maksimum kecepatan kenaikan tegangan medan	V/detik	
1.9.5	Maksimum kecepatan penurunan tegangan medan	V/detik	
1.9.6	Arus eksitasi maksimum, $C_{amax}$	ampere	
1.9.7	Arus eksitasi minimum, $C_{amin}$	ampere	
1.9.8	DC gain of excitation control loop $V_{spp}$	pu	
1.9.9	Regulator input filter time constant $T_{vm}$	detik	
1.9.10	Regulator integration time constant $P3Bi$	detik	
1.9.11	Regulator amplifier time constant $T_{vs}$	detik	
1.9.12	Maximum internal voltage regulator signal $U_{rma}$	pu	
1.9.13	Minimum internal voltage regulator signal $U_{rmin}$	pu	
1.9.14	Regulator stabilizing gain $V_{ss}$	pu	
1.9.15	Regulator stabilizing circuit time-constant $T_{st1}$	detik	
1.9.16	Regulator stabilizing circuit time-constant $T_{st2}$	detik	
1.9.17	Excitation constant $K_{err}$	pu	
1.9.18	Excitation time constant $T_{err}$	detik	
1.9.19	Excitation saturation constant 1 $A_{err}$	pu	
1.9.20	Excitation saturation constant 2 $B_{err}$	pu	
1.9.21	Regulator time constant $T_a$	detik	
1.9.22	Coefficient of ceiling regulator voltage to terminal voltage $K_c$	pu	
1.9.23	Voltage Gain from shunt self excitation $K_p$	pu	
1.10	Power System Stabilizer		
1.10.1	PSS gain for mech. speed input signal $kaom$	pu	
1.10.2	Time constant for mech. speed, measurement $T_{aom}$	detik	
1.10.3	PSS gain for elect. freq. measurement $K_{afe}$		
1.10.4	Time constant for elect. freq. measurement $T_{afe}$	detik	
1.10.5	PSS gain for elect. power input signal $K_{ape}$	pu	
1.10.6	Time constant for elect. power measurement $T_{ape}$	detik	

Data	Satuan	Nilai
1.10.7	PSS gain for terminal voltage input signal	pu
1.10.8	Time constant for term. voltage measurement T <sub>vt</sub>	detik
1.10.9	Steady state PSS gain K <sub>ps</sub>	pu
1.10.10	PSS gain for turbine torque input signal K <sub>tg</sub>	pu
1.10.11	PSS gain for valve position input signal K <sub>vp</sub>	pu
1.10.12	Time constant for valve pos. Measurement T <sub>vt</sub>	detik
1.10.13	Stabilizing time constant T <sub>ss</sub>	detik
1.10.14	Water hammer filter time constant T <sub>w</sub>	detik
1.10.15	Output signal magnitude limit U <sub>psmx</sub>	pu
1.11	Unit Governor	
1.11.1	Time constant for elect. power transducer T <sub>p</sub>	detik
1.11.2	Freq. shifted power controller static droop b <sub>ps</sub>	%
1.11.3	Freq. shifted power controller transient droop b <sub>pt</sub>	%
1.11.4	Time constant T <sub>df</sub>	detik
1.11.5	Power controller gain K <sub>f</sub>	pu
1.11.6	Power controller integration time constant T <sub>ip</sub>	detik
1.11.7	Speed controller static drop b <sub>ps</sub>	%
1.11.8	Speed controller transient drop b <sub>pt</sub>	%
1.11.9	Regulator time-constant (Pilot value) T <sub>r</sub>	detik
1.11.10	Main servo dead band D <sub>band</sub>	pu
1.11.11	Main servo time-constant T <sub>y</sub>	detik
1.11.12	Main servo max. opening time T <sub>yo</sub>	detik
1.11.13	Main servo max. closing time T <sub>yc</sub>	detik
1.11.14	Max. Main servo position Y <sub>tmax</sub>	pu
1.11	Unit Governor (sambungan)	
1.11.15	Valve characteristic Y <sub>vt</sub>	%
1.11.16	Elect. freq./speed input signal switch ippco	
1.11.17	Power setpoint integration time grdpu	detik
1.11.18	SCO - participation factor b <sub>pace</sub>	pu

Data	Satuan	Nilai
1.11.19	Filter valve opening time (Hydro) $T_{vo}$	detik
1.11.20	Filter valve closing time (Hydro) $T_{vc}$	detik
1.11.21	Speed-controller input filter time constant $T_{pi}$	detik
1.11.22	Power-controller input filter time constant $T_{pp}$	detik
1.11.23	Temperature-speed dependency $\alpha_{ft}$	
1.11.24	Temperature output filter time constant $T_{vr}$	detik
1.11.25	Temperature-controller amplification gain $K_t$	pu
1.11.26	Temperature contr. Integration time constant $T_{it}$	detik
1.11.27	Speed-power controller amplification gain $V_r$	pu
1.11.28	Speed power controller time constant $T_n$	detik
1.12	Unit Governor	
1.12.1	Sustained response to frequency change	MW
1.12.2	Non-sustained response to frequency change	MW
1.12.3	Load rejection capability	MW
1.13	Prime Mover	
1.13.1	High pressure turbine time constant (GT) $T_{hp}$	detik
1.13.2	First reheater time constant $T_{ip}$	detik
1.13.3	second reheater time Constant $T_{lp}$	detik
1.13.4	High pressure turbine ratio $\alpha_{fhp}$	pu
1.13.5	Low pressure turbine ratio $\alpha_{flp}$	pu
1.13.6	Boiler capacity time constant $P3Bi$	detik
1.13.7	Heat transfer time constant $T_{kes}$	detik
1.13.8	Fuel controller amplification $K_{mbr}$	pu
1.13.9	Fuel controller integration time constant $T_{mbr}$	detik
1.13.10	Water starting time constant (Hydro) $T_W$	detik
1.13	Prime Mover (sambungan)	
1.13.11	Half reflexion time of pressure tube (Hydro) $T_I$	detik
1.13.12	Allievi-constant (Hydro) $Z_w$	-
1.13.13	Initial water pressure (Hydro) $H_o$	pu
1.13.14	Turbine water-flow dependency to mech speed $komwp$	pu
1.13.15	Dynamic pressure losses (Hydro) $rbdyn$	pu

Data		Satuan	Nilai
1.13.15	Static pressure losses (Hydro) data	pu	
1.13.17	Water flow for point $wip_1$ (Hydro) $wq_{w1}$	pu	
1.13.18	Water flow for point $wip_2$ (Hydro) $wq_{w2}$	pu	
1.13.19	Turbine efficiency (Hydro) $\eta_{tp}$	%	

Data		Format Pergantian gambar
Item	Deskripsi	
1.14	Charts	
1.14.1	Capability chart	Graphical data
1.14.2	Open circuit characteristic	Graphical data
1.14.3	Short circuit characteristic	Graphical data
1.14.4	Zero power factor curve	Graphical data
1.15	Trade Generator	
1.15.1	Tapped winding	teks, diagram
1.15.2	Vector group	diagram
1.15.3	Earthing arrangement	teks, diagram
1.16	Reactive Capability (di terminal generator)	
1.16.1	Overload at rated capacity	Diagram as a function of time
1.17	Eksitasi (Excitation)	
1.17.1	Generator and exciter saturation characteristic	Diagram 50-120% teg. rated
1.17.2	Dynamic characteristics of over-excitation limiter	teks, block diagram
1.17.3	Dynamic characteristics of under-excitation limiter	teks, block diagram

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

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.18	<i>Parameter teknis peralatan di lokasi</i>		
1.18.1	Tegangan pada titik sambungan	kV	
1.18.2	Kapasitas Maksimum Total Searah	VW	
1.18.3	Injeksi arus maksimuma hubung singkat sinkronis tiga fasa	kA	
1.18.4	Injeksi arus maksimum hubung-singkat tak-simetris tiga 3 fasa	kA	
1.18.5	Impedansi Minimum Urutan Nol Generator	pu	
1.18.6	Impedansi Minimum Urutan Negatif Generator	pu	

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

Tabulasi 2.

Data Setting Unit Pembangkit

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis

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

Data		Format Penyampaian
Item	Deskripsi	
2.1	<i>Setting Proteksi</i>	
2.1.1	Ket. lagan mana ( <i>Loss of field</i> )	teks
2.1.2	Penguatan kurang ( <i>Under-excitation</i> )	teks, diagram
2.1.3	Penguatan lebih ( <i>Over excitation</i> )	teks, diagram
2.1.4	<i>Overfluxing</i> (V/ Hz)	teks, diagram
2.1.5	<i>Differential</i>	teks
2.2	<i>Control Data</i>	
	Detail dari rangkaian penguatan ( <i>excitation loop</i> ) yang diuraikan dalam bentuk <i>block-</i>	diagram

Data		Format Penyampaian
	Diagram, menunjukkan <i>transfer functions</i> masing-masing elemen <i>individual</i> dan unit-unit pengukur ( <i>measuring units</i> )	
2.2	<i>Control devices settings</i>	
2.3.1	Pembatas penguatan lebih ( <i>over-excitation limiter</i> )	teks, diagram
2.3.2	<i>Coefluxing limiter (V/Hz)</i>	teks, diagram
2.3.3	Pembatas penguatan kurang ( <i>under-excitation limiter</i> )	teks, diagram
2.3.4	Value <i>reactive limiter (kVAr)</i>	teks
2.3.5	Kompensasi <i>Load drop</i> /pembagian <i>VAr</i>	teks, <i>function</i>
2.3.6	Model dinamik dari poros Turbin/Generator dalam bentuk <i>transfer-function</i> , menunjukkan konstanta, inersia, <i>damping</i> dan <i>step</i> <i>responses</i>	

Tabulasi 3 – Parameter Respon Unit Pembangkit

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis

Data Pusat Pembangkit sebagai berikut ini harus disampaikan:

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
3.1	Kemampuan <i>Output</i>		
3.1.1	Beban penuh normal	VW	
3.1.2	Beban minimum normal	VW	
3.1.3	Beban minimum yang dapat dipertahankan (pada tekanan <i>rated boiler</i> untuk unit pembangkit termal)	MW	
3.2	Kemampuan <i>Output</i> Kondisi Darurat		
3.2.1	Tambahan daya <i>output</i>	MW	
3.2.2	Pengurangan MVAR untuk tambahan MW <i>output</i>	MVAR	
3.2.3	Keperluan pemberitahuan	menit	
3.2.4	Periode waktu minimum untuk pembatalan	menit	
3.3	Pemberitahuan Untuk Sinkronisasi		
3.3.1	Setelah ... jam keluar	menit	
3.3.2	Setelah ... jam keluar	menit	

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
3.3.3	Setelah ... jam keluar	menit	
3.4	Waktu Terecepat Untuk Sinkronisasi		
3.4.1	Senin	jam	
3.4.2	Selasa s.d. Jumat	jam	
3.4.3	Sabtu	jam	
3.5	Waktu Terecepat Pengeluaran Unit		
3.5.1	Senin s.d. Kamis	jam	
3.5.2	Jumat	jam	
3.5.3	Sabtu dan Minggu	jam	
3.6	Pelembing		
3.6.1	Volume maksimum waktu <i>shut-down</i> unit pembangkit	menit	
3.6.2	Batas an <i>Shut-down</i> ( <i>maximum number per day</i> )	kali/hari	

Tabulasi 3 – Parameter Respon Unit Pembangkit

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis

Data Pusat Pembangkit sebagai berikut ini harus disampaikan:

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
3.7	Kecelakaan Perubahan Beban		
3.7.1	Setelah ... jam keluar:		
	- Sinkronisasi ke ... MW	MW/menit	
	- ... MW ke ... MW	MW/menit	
	- ... MW ke beban penuh normal	MW/menit	
3.7.2	Setelah ... jam keluar:		
	- Sinkronisasi ke ... MW	MW/menit	
	- ... MW ke ... MW	MW/menit	
	- ... MW ke beban penuh normal	MW/menit	
3.7.3	Setelah ... jam keluar:		
	- Sinkronisasi ke ... MW	MW/menit	
	- ... MW ke ... MW	MW/menit	
	- ... MW ke beban penuh normal	MW/menit	

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
3.7.1	Kesalahan penentuan beban (hingga keluar)	MW/hari	
3.8	Parameter Pengaturan		
3.8.1	Tingkat cadangan berputar	MW	
3.8.2	Response time ke beban-perintah	menit	
3.9	Kecepatan menyetahi target <i>Dispatcher</i>		
	Standart deviasi kesalahan untuk periode 30 menit	MW	

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

Data		Format Presentation
Item	Deskripsi	
3.10	Peka bilasan	
	Periode operasi minimum setelah waktu keluar	graphical data
3.11	Parameter Pembatasan	
	<i>Synchronous back load after hours off load</i>	graphical data

Tahulasi 3 Parameter Respon Unit Pembangkit

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis

Data Pusat Pembangkit sebagai berikut harus disampaikan:

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
3.12	<i>Intervals Sinkronisasi</i>		
3.12.1	Unit ke 1 ke unit ke 2	menit	
3.12.2	Unit ke 2 ke unit ke 3	menit	
3.12.3	Unit ke 3 ke unit ke 4	menit	
3.12.4	Unit ke 4 ke unit ke 5	menit	
3.13	<i>Intervals untuk Pengalokasian (Start/stop)</i>		
3.13.1	unit ke 1 ke unit ke 2	menit	
3.13.2	unit ke 2 ke unit ke 3	menit	
3.13.3	unit ke 3 ke unit ke 4	menit	

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
3.3.3	unit ke 4 ke unit ke 3	menit	
3.4	Possible Waktu minimum shutdown pusat pembangkit	menit	

Tabelasi-1 - Data Instalasi Pemakai Jaringan (hal 1 dari 2)

Pemakai Jaringan	Titik sambungan	Loasasi

Data Pusat Pembangkit sebagai berikut harus disampaikan:

Data		Unit	Nilai
Item	Deskripsi		
4.1	Katting Tegangan		
4.1.1	Tegangan Nominal	kV	
4.1.2	Tegangan Tertinggi	kV	
4.2	Koordinasi Isolasi		
4.2.1	<i>Rated lightning impulse withstand voltage</i>	kV	
4.2.2	<i>Rated short duration power frequency withstand voltage</i>	kV	
4.3	<i>Rated short time withstand current</i>	kA	
4.4	<i>Rated current</i>		
	<i>Circuit maximum current</i>	ampere	
4.5	Pembumian		
	<i>Earth Grid rated thermal current</i>	-	
4.6	<i>Insulation pollution performance</i>		
4.6.1	<i>Minimum total creepage</i>	milimeter	
4.6.2	<i>Pollution level as per IEC 815</i>	-	
4.7	<i>Short circuit infeed to the system</i>		
4.7.1	<i>Maximum 3-phase short circuit symmetrical infeed, including infeeds from embedded power plants directly connected to the User's system</i>	kA	
4.7.2	<i>total infeed at the instand of fault taking into consideration induction motors contribution</i>	kA	
4.7.3	<i>Minimum zero sequence impedance of user's system at connection point (base: 100 MVA)</i>	pu	
4.7.4	<i>Minimum zero sequence impedance of user's system at connection point (base: 100 MVA)</i>	pu	

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

4.8	Kemampuan Penyaluran Daya (Dimana beban atau grup beban, dapat dipasok melalui beberapa alternatif titik sambungan)		
4.8.1	Proporsi normal dipasok dari titik sambungan	MW	
4.8.2	Proporsi normal dipasok dari titik sambungan	MW	
4.9	Jaringan Penghubung <i>Embedded Power Plants</i> Ke (Base: 100 MVA)		
4.9.1	Tahanan	pu	
4.9.2	Reaktansi	pu	
4.9.3	Buseptansi	pu	

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

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

Tabulasi 5

Data Setting Instalasi Pemakai Jaringan

Pemakai Jaringan	Titik sambungan	Lokasi

Data Pusat Pembangkit sebagai berikut harus disampaikan:

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
5.1	Data Proteksi		
5.1.1	Jumlahan semua skema proteksi pada transmisi, busbar, kabel (base: 100 MVA)	tabel	%
5.1.2	Jumlah skema proteksi pada setiap flem	teks	
5.1.3	Waktu total <i>fault clearing</i> untuk gangguan lokal maupun jauh	tabel	milidetik
5.1.4	Detail urutan <i>reclosure</i>	teks	
5.2	Data pengatur <i>Tap-change</i>		
	Setting waktu-tunda semua <i>tap changer</i> trafo	tabel	detik
5.3	Pengatur Kompensasi Reaktif		
5.3.1	<i>Rating</i> daya reaktif setiap reaktor	tabel	MVA
5.3.2	<i>Rating</i> daya reaktif setiap <i>bank</i> -kapasitor	tabel	MVA
5.3.3	Detail dari pengatur otomatis setiap reaktor dan <i>bank</i> -kapasitor	teks	

Tabulasi 6  
Karakteristik Beban

Pemakai Jaringan	Titik sambungan	Jenis

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

Data		Periode	Format	Satuan
Item	Deskripsi	waktu	Penyampaian	
6.1	Data Untuk Semua Jenis Beban			
6.1.1	Daya aktif maksimum	7 tahun jaringan	tabel	VW
6.1.2	Daya reaktif maksimum	7 tahun secepatan	tabel	MVA
6.1.3	Jenis beban ( <i>controlled rectifiers, inverter penggerak besar, dll</i> )	tahunan	teks	
6.2	Data Untuk Demand Yang Fluktuasi			
6.2.1	Siklus variasi daya-aktif satu periode	tahunan		
6.2.2	Siklus variasi daya-reaktif satu	tahunan		

Data		Tahap	Format	Satuan
Item	Deskripsi	waktu	Penyampaian	
	periode			
6.2.3	Kecepatan perubahan maksimum daya-aktif	tahunan		
6.2.4	Kecepatan perubahan maksimum daya reaktif	tahunan		
6.2.5	Interval waktu terpendek pengulangan fluktuasi daya aktif dan reaktif	7 tahun: kedepan, ditinjau tahunan	tabel	detik
6.3	<i>Step</i> Perubahan Terbesar			
6.3.1	Untuk daya aktif	tahunan	tabel	MW/detik
6.3.2	Untuk daya reaktif	tahunan	tabel	MVA <sub>r</sub> /detik

**BAB IX**  
**ATURAN TAMBAHAN**

**A. Umum**

Aturan tambahan ini berisi ketentuan aturan peralihan, rangkuman jadwal, terminologi dan definisi.

**B. Aturan Peralihan**

Aturan peralihan ini mengatur pengecualian instalasi-instalasi Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan (*Grid*) yang tersambung ke Sistem Tenaga Listrik Kalimantan berdasarkan kesepakatan perjanjian jual beli tenaga listrik yang telah ditandatangani sebelum Aturan Jaringan (*Grid Code*) berlaku wajib mengikuti aturan jaringan ini dengan ketentuan sebagai berikut:

1. Dalam hal ketentuan dan besaran yang dipersyaratkan dalam Perjanjian Jual beli Tenaga Listrik yang telah ada sebelum Peraturan Menteri ini berlaku tidak sesuai dengan persyaratan dalam Aturan Penyambungan dan Aturan Operasi, akan dibahas tersendiri oleh Unit/Perusahaan Pembangkit terkait dengan PLN AP2B/APDP untuk mendapatkan kesepakatan operasional.
2. Unit/Perusahaan Pembangkit terkait mengajukan bukti-bukti yang mendukung ketidakmampuan unit-unit pembangkitnya mengikuti persyaratan operasi dalam Aturan Jaringan dalam waktu 2 (dua) bulan sejak Aturan Jaringan ini berlaku.
3. PLN AP2B/APDP mengevaluasi bukti-bukti yang disampaikan oleh Unit/Perusahaan Pembangkit dan apabila dianggap perlu, membahasnya dengan Unit/Perusahaan Pembangkit tersebut untuk mendapatkan acuan operasional.
4. Acuan operasional berdasarkan evaluasi dan/atau pembahasan diselesaikan dalam waktu 2 (dua) bulan sejak PLN AP2B/APDP menerima bukti-bukti tersebut, serta ditandatangani oleh Unit/Perusahaan Pembangkit terkait dan PLN AP2B/APDP.
5. Sejak pemberlakuan Aturan Jaringan ini hingga kesepakatan operasional yang baru tercapai, maka ketentuan dan besaran dalam perjanjian jual beli tenaga listrik yang sudah ada sebelum Peraturan Menteri ini berlaku, dipakai sebagai acuan operasional.

**C. Rangkuman Jadwal**

1. Rangkuman jadwal ini berisi rangkuman semua jadwal kegiatan operasional dan perencanaan Jaringan yang termasuk dalam Aturan Jaringan ini.
2. Kegiatan-kegiatan tersebut diorganisir dalam 7 (tujuh) kategori, dengan ketentuan bagian dalam Aturan Jaringan yang relevan untuk setiap kegiatan, diindikasikan dalam tanda kurung, namun apabila terdapat ketidaksesuaian antara rangkuman ini dengan jadwal yang ditentukan dalam Aturan Jaringan, maka jadwal dalam Aturan Jaringan yang digunakan.
3. Rincian Rangkuman jadwal ditetapkan sebagai berikut:
  - a. Jadwal Prakiraan Beban, Pemeliharaan dan Operasi Jangka panjang
    - 1) Jadwal Operasional *Grid* untuk 1 (satu) tahun ke depan
      - 1 Oktober** : PLN AP2B/APDP menerbitkan *Draft* Perencanaan Operasi Jangka Panjang sebagaimana dimaksud dalam Bab V huruf C angka 3 huruf a.
      - 15 Desember** : PLN AP2B/ APDP menyiapkan dan menyampaikan Perencanaan Operasi Jangka Panjang sebagaimana dimaksud dalam Bab V huruf C angka 1 huruf a.
      - 20 Desember** : Perencanaan Operasi Jangka Panjang ini harus sudah diterima oleh seluruh Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan sebagaimana dimaksud dalam Bab V huruf C angka 6 huruf c.
      - 1 April** : PLN AP2B/APDP menerbitkan Perencanaan Operasi Jangka Panjang *Draft* Revisi Tengah Tahun sebagaimana dimaksud dalam Bab V huruf C angka 3 huruf c.
      - 15 Juni** : PLN AP2B/APDP menerbitkan Perencanaan Operasi Jangka Panjang Revisi Mutakhir Tengah Tahun sebagaimana dimaksud dalam Bab V huruf C angka 6 huruf c.

- 2) Jadwal Pemeliharaan untuk 1 (satu) tahun ke depan
- 1 November** : Unit/Perusahaan Pembangkit menyampaikan *Draft* Rencana Pemeliharaan 1 (satu) tahun kedepan atas unit pembangkitnya sebagaimana dimaksud dalam Bab V huruf C angka 4 huruf a kepada PLN AP2B/APDP.
- 15 Desember** : PLN AP2B/APDP menerbitkan Rencana Mutakhir Pemeliharaan Jaringan 1 (satu) tahun ke depan sebagaimana dimaksud dalam Bab V huruf C angka 4 huruf b.
- 1 Mei** : Unit/Perusahaan Pembangkit menyampaikan Perubahan Tengah Tahun Rencana Pemeliharaan 1 (satu) tahun kedepan atas unit pembangkitnya sebagaimana dimaksud dalam Bab V huruf C angka 4 huruf d.
- 1 Juni** : PLN AP2B/APDP menerbitkan Perubahan Mutakhir Tengah Tahun. Rencana Pemeliharaan Jaringan 1 (satu) tahun kedepan sebagaimana dimaksud dalam Bab V huruf C angka 4 huruf d.
- 3) Prakiraan Beban untuk 1 (satu) tahun ke depan
- 1 September** : PLN Area/APDP menyampaikan prakiraan beban setiap gardu induk untuk satu tahun yang akan datang kepada PLN AP2B/APDP sebagaimana dimaksud dalam Bab V huruf C angka 2 huruf c.
- 15 September** : PLN AP2B/APDP menyelesaikan Prakiraan Beban untuk 1 (satu) tahun ke depan sebagaimana dimaksud dalam Bab V huruf J angka 3 huruf b.
- 4) Laporan Tahunan Unjuk Kerja Proteksi Jaringan (untuk tahun sebelumnya)
- 31 Juli** : PLN AP2B/ APDP menerbitkan laporan-laporan sebagaimana dimaksud dalam Bab IV huruf L angka 5 huruf a.

b. Manajemen Jaringan

Rangkuman Operasi Jaringan Tahunan (untuk tahun sebelumnya)

**31 Maret** : Komite Manajemen Jaringan (apabila sudah terbentuk) mempublikasikan Laporan Tahunan Rangkuman Operasi Jaringan sebagaimana dimaksud dalam Bab II huruf G angka 1.

c. Rencana Operasi Bulanan (untuk bulan berikutnya)

**Tanggal 5** bulan berjalan : Unit/Perusahaan Pembangkit menyampaikan informasi (data) kesiapan dan pemeliharaan unitnya sebagaimana dimaksud dalam Bab V huruf D angka 2 huruf b butir 1).

**Tanggal 10** bulan berjalan: PLN AP2B/APDP menerbitkan prakiraan kebutuhan pembangkitan sebagaimana dimaksud dalam Bab V huruf D angka 2 huruf b butir 2).

**Tanggal 15** bulan berjalan: Unit/Perusahaan Pembangkit menyampaikan informasi biaya variabel produksi energi sebagaimana dimaksud dalam Bab V huruf D angka 2 huruf b butir 3).

**Tanggal 20** bulan berjalan: PLN AP2B/APDP menerbitkan Rencana Operasi Bulanan sebagaimana dimaksud dalam Bab V huruf D angka 2 huruf b butir 4).

**Tanggal 23** bulan berjalan: Pemakai Jaringan menyampaikan tanggapan atas Rencana Final Operasi Bulanan sebagaimana dimaksud dalam Bab V huruf D angka 6 huruf a.

**Tanggal 26** bulan berjalan: PLN AP2B/APDP merevisi Rencana Operasi Bulanan, apabila dianggap perlu sebagaimana dimaksud dalam Bab V huruf D angka 6 huruf c.

- d. Rencana Operasi Mingguan (untuk minggu berikutnya)
- Selasa pukul 10:00** : Unit/Perusahaan Pembangkit menyampaikan perubahan prakiraan kesiapan unit sebagaimana dimaksud dalam Bab V huruf E angka 6 huruf a
  - Rabu pukul 12:00** : PLN AP2B/APDP menerbitkan Rencana Operasi Mingguan sebagaimana dimaksud dalam Bab V huruf E angka 6 huruf b.
  - Kamis pukul 10:00** : Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan menyampaikan tanggapan atas Rencana Operasi Mingguan sebagaimana dimaksud dalam Bab V huruf E angka 6 huruf c.
  - Kamis pukul 15:00** : PLN AP2B/APDP menerbitkan revisi Rencana Mutakhir Operasi Mingguan sebagaimana dimaksud dalam Bab V huruf E angka 6 huruf d.
- e. Rencana *Dispatch* Harian (untuk hari berikutnya)
- Pukul 10:00** : Unit/Perusahaan Pembangkit menyampaikan perubahan kesiapan unit atau karakteristik pengoperasian unit sebagaimana dimaksud dalam Bab V huruf F angka 2 huruf a dan angka 7 huruf a.
  - Pukul 15:00** : PLN AP2B/APDP menerbitkan dan menyampaikan Rencana *Dispatch* Harian untuk hari berikutnya sebagaimana dimaksud dalam Bab V huruf F angka 7 huruf b.
- f. Pengukuran dan Transaksi Tenaga Listrik
- Tanggal 1** setiap bulan : Pembacaan meter, dan pembuatan Berita Acara Pembacaan Meter oleh Unit/Perusahaan Pembangkit sebagaimana dimaksud dalam Bab VI huruf B angka 1 huruf a dan pembuatan Berita Acara oleh PLN AP2B/APDP sebagaimana dimaksud dalam Bab VI huruf B angka 3 huruf e.

**Hari-kerja ke-7** : Unit/Perusahaan Pembangkit menerbitkan Berita Acara Transaksi Tenaga Listrik kepada PLN AP2B/APDP, apabila tidak ada permasalahan atas data pengukuran sebagaimana dimaksud dalam Bab VI huruf B angka 1 huruf c.

**Hari-kerja ke-9** : Setelah Berita Acara pembacaan meter yang telah ditandatangani dikembalikan ke PLN AP2B/APDP. Selanjutnya PLN AP2B/APDP menerbitkan Berita Acara Transaksi tenaga listrik antara PLN Wilayah dengan PLN Area, apabila tidak ada permasalahan atas data pengukuran sebagaimana dimaksud dalam Bab VI huruf B angka 3 huruf c.

**D. Terminologi Atau Definisi**

1. Terminologi atau definisi adalah batasan pengertian, singkatan atau akronim, atau hal-hal yang bersifat umum yang dituangkan dalam Aturan Jaringan ini. Dalam hal dimana sebuah terminologi atau definisi dinyatakan secara khusus pada suatu Bagian dalam Aturan Jaringan, maka pernyataan dalam Aturan Jaringan tersebut yang diutamakan dibandingkan dengan penjelasan dalam terminologi atau definisi ini.
2. Kata-kata dan pernyataan berikut yang digunakan dalam Aturan Jaringan diartikan sebagai berikut, kecuali permasalahannya memerlukan pengertian lain:

**Alat/Peralatan** Alat/peralatan yang terhubung ke, atau merupakan bagian dari, dan/atau Pemakai Jaringan transmisi dan yang dibutuhkan untuk memproduksi, mengatur atau mengukur listrik.

<b>Area Control Center</b>	Bagian dari PLN AP2B/APDP yang memantau dan mengatur bagian jaringan 275 kV, 150 kV, dan 66 kV dalam Jaringan ( <i>grid</i> ) Kalimantan.
<b>Automatic Generation Control (AGC)</b>	Pengatur Pembangkitan Otomatis, suatu fasilitas komputerisasi yang secara otomatis mengatur daya listrik yang keluar dari Generator sebagai respons terhadap perubahan frekuensi Sistem dan aliran daya.
<b>DISPATCHER</b>	Petugas pengendali operasi sistem di unit pengatur beban ( <i>control center</i> ).
<b>Flicker</b>	Perubahan kecil tegangan yang berlangsung cepat dan kontinyu, yang dapat terdeteksi oleh mata manusia apabila terjadi pada lampu pijar.
<b>Hidro</b>	Tenaga air yang digunakan memproduksi tenaga listrik.
<b>IEC</b>	<i>The International Electrotechnical Commission</i>
<b>Jadwal Operasi Jangka Panjang</b>	Pernyataan yang menunjukkan rencana kesiapan unit-unit pembangkit, serta cara penjadwalannya untuk memenuhi prakiraan beban dalam 1 (satu) tahun mendatang sebagaimana dimaksud dalam Bab V huruf C angka 1.
<b>Jadwal Pemeliharaan</b>	Jadwal yang menunjukkan rencana pengeluaran ( <i>outage</i> ) unit pembangkit dan jaringan untuk pelaksanaan pemeliharaan.
<b>Jaringan (Grid)</b>	Jaringan Kalimantan yang digunakan menyalurkan daya yang terdiri dari penghantar pada tingkat tegangan 275 kV, 150 kV, dan 66 kV berikut Gardu Induk, Trafo dan komponen lainnya.

<b>Kapasitas</b>	Daya <i>output</i> yang dapat dicapai oleh suatu unit pembangkit, trafo, penghantar atau peralatan lain, yang dinyatakan dalam MW atau MVA.
<b>Karakteristik Droop</b>	Parameter <i>governor</i> pembangkit yang didefinisikan sebagai persentase perubahan frekuensi yang menghasilkan perubahan daya <i>output</i> sebesar 100% (seratus persen) dari <i>rated output</i> .
<b>Keandalan</b>	Kemampuan memasok daya tanpa terputus hampir dalam semua kondisi.
<b>Kemampuan Asut-Gelap</b>	Kemampuan suatu pusat pembangkit untuk melakukan operasi asut-gelap.
<b>Kesiapan</b>	Ukuran waktu mampu/kesiapan suatu unit pembangkit, penghantar atau fasilitas lainnya dalam operasi pelayanan Ukuran tersebut dinyatakan dalam persentase (%) ketersediannya dalam periode waktu
<b>Konsumen Besar</b>	Pelanggan yang terhubung langsung ke Jaringan tegangan tinggi
<b>Koordinator</b>	Individu yang ditunjuk oleh PLN
<b>Keselamatan Kerja</b>	AP2B/APDP atau Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan untuk mengkoordinasikan masalah keselamatan kerja pada titik sambungan, termasuk persiapan, aplikasi, persetujuan dan revisi atas prosedur keselamatan lokal.
<b>Merit Order</b>	Daftar unit pembangkit dengan urutan biaya operasi yang <i>marginal</i> , sudah termasuk pertimbangan biaya <i>start up</i> dan <i>shut down</i> , minimum waktu <i>start up</i> dan waktu keluar, kendala bahan bakar, serta kendala operasi lainnya.
<b>MNEMONIC</b>	Adalah singkatan-singkatan grup “ALARM” atas pesan-pesan yang ditampilkan yang terdiri dari format sinkronisasi, format informasi dan format terminasi.

<b>Pelepasan Beban secara Manual</b>	Pelepasan beban yang dilaksanakan dengan membuka PMT yang melayani beban.
<b>Pelepasan Beban Otomatis Frekuensi Kurang</b>	Pelepasan beban yang dilaksanakan oleh operasi relai frekuensi-kurang.
<b>Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan</b>	Badan usaha yang memakai/menggunakan Jaringan antara lain Unit/Perusahaan Pembangkitan, PLN Area/APDP, dan Konsumen Besar.
<b>Pembangkitan</b>	Produksi atau fasilitas yang dibutuhkan untuk memproduksi tenaga listrik.
<b>Pembangkitan Minimum</b>	<i>Output</i> minimum suatu Unit Pembangkit yang dapat dipertahankan.
<b>Pengatur Tegangan Otomatis</b>	Pengatur eksitasi otomatis dan kontinyu pada suatu Unit Generator untuk mengatur tegangan terminalnya.
<b>Peralatan Pengukuran</b>	Seluruh peralatan yang terhubung dalam sistem pengukuran yang meliputi: trafo arus, trafo tegangan, dan alat ukur.
<b>Periode Mingguan Pernyataan Kesiapan</b>	Dari Jumat hingga Kamis berikutnya. Suatu pernyataan atas kesiapan unit-unit pembangkit yang diharapkan oleh Unit/Perusahaan Pembangkitan, sehubungan dengan Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi
<b>Unit/Perusahaan Pembangkitan</b>	Unit/Perusahaan Pembangkitan adalah Unit PT PLN (Persero) yang mengelola pembangkitan dan pemegang izin usaha penyediaan tenaga listrik yang instalasinya tersambung ke jaringan Kalimantan yang menyalurkan dayanya ke Jaringan.
<b>PLC (Power Line Carrier)</b>	media komunikasi melalui saluran udara tegangan tinggi atau saluran udara tegangan ekstra tinggi.

<b>PMT</b>	Pemutus Daya untuk menutup dan membuka rangkaian listrik dalam keadaan tidak berbeban maupun berbeban, dengan kemampuan tertentu untuk memutus arus hubung - singkat.
<b>Prosedur Keselamatan Kerja Setempat</b>	Prosedur keselamatan kerja yang diberlakukan oleh PLN Wilayah atau Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan, meliputi pekerjaan yang dilaksanakan di sisi masing-masing titik sambungan.
<b>Prakiraan Beban</b>	Besaran beban yang diharapkan akan terjadi dalam Jaringan.
<b>Relai Frekuensi Kurang</b>	Relai yang dapat mendeteksi frekuensi sistem yang bekerja apabila frekuensi turun di bawah nilai setelan.
<b>Asut</b>	Proses suatu unit pembangkit dari status mati ( <i>shut down</i> ) ke status tersinkron dengan Jaringan.
<b>Titik Sambungan</b>	Titik sambungan antara Jaringan dengan suatu instalasi Pelaku Usaha/Pemakai Jaringan.
<b>Waktu Keluar Minimum</b>	Waktu minimum unit pembangkit di luar Jaringan setelah <i>shut down</i> .

MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL  
REPUBLIK INDONESIA,

SUDIRMAN SAID