MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA

PERATURAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA
NOMOR : 02 TAHUN 2015

TENTANG

ATURAN JARINGAN SISTEM TENAGA LISTRIK SULAWESI

DENGAN RAHMAT TUHAN YANG MAHA ESA

MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL REPUBLIK INDONESIA,

Menimbang :

a. bahwa sistem penyediaan tenaga listrik di Sulawesi 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 Sulawesi;

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 (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. Keputusan Presiden Nomor 121/P Tahun 2014 tanggal 27 Oktober 2014;

5. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 18 Tahun 2010 tentang Organisasi dan Tata Kerja Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (Berita Negara Republik Indonesia Tahun 2010 Nomor 552) sebagaimana telah dua kali diubah terakhir dengan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 30 Tahun 2014 (Berita Negara Republik Indonesia Tahun 2014 Nomor 1725);

MEMUTUSKAN : ...

MEMUTUSKAN:

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

Pasal 1

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

Pasal 2

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

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 8 Januari 2015

MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA,

ttd.

SUDIRMAN SAID

Diundangkan di Jakarta
pada tanggal 8 Januari 2015

MENTERI HUKUM DAN HAK ASASI MANUSIA
REPUBLIK INDONESA,

ttd.

YASONNA H. LAOLY

BERITA NEGARA REPUBLIK INDONESIA TAHUN 2015 NOMOR 29

Salinan sesuai dengan aslinya
KEMENTERIAN ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
Kepala Biro Hukum,

Susyanto

LAMPIRAN
PERATURAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA
NOMOR : 02 TAHUN 2015
TENTANG
ATURAN JARINGÁN SISTEM TENAGA LISTRIK SULAWESI

ATURAN JARINGAN
SISTEM TENAGA LISTRIK SULAWESI

KEMENTERIAN ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL

DAFTAR ISI

DAFTAR ISI i

BAB I **PENDAHULUAN** 1

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

A. Umum 2

B. Komite Manajemen Aturan Jaringan 2

C. Keadaan yang Belum Diatur dalam Aturan Jaringan 4

D. Penyelesaian Perselisihan 5

E. Perubahan Aturan 6

F. Pemaksaan (Enforcement) 6

G. Pelaporan 6

H. Interpretasi Umum Aturan Jaringan 6

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

A. Umum 9

B. Tujuan 9

C. Subyek Pemakai Aturan Penyambungan 9

D. Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan 9

E. Persyaratan Peralatan Milik Pemakai Jaringan 11

F. Prosedur Penyambungan 14

G. Karakteristik Operasi Terdaftar 16

H. Data Perencanaan Fasilitas dan Pengoperasian 16

I. Nomenklatur dan Identifikasi Peralatan 16

J. Persyaratan dan Standardisasi Peralatan di Titik Sambungan 17

K. Pengukuran, Telemetri, dan Kontrol di Titik Sambungan 22

L. Penomoran Peralatan, dan Kode Identifikasi (*Equipment Numbering and Code Identification*) 26

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

A. Pokok-Pokok 40

B. Marjin Cadangan Operasi 48

C. Pengendalian Frekuensi 49

D. Pengendalian Tegangan 51

E. Proteksi Jaringan 52

F. Stabilitas Sistem 53

G. Prosedur Darurat di Sistem 54

H. Prosedur Pemulihan Sistem 56

I. Koordinasi Keselamatan 57

J. Penghubung Operasi 59

K. Pelaporan Kejadian 63

L. Pengujian, Pemantauan Dan Pemeriksaan 65

M. Penomoran Dan Penamaan Peralatan 71

N. Rating Peralatan 72

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

A. Umum 73

B. Prinsip Dasar 73

C. Perencanaan Operasi Jangka Panjang 74

D. Rencana/Jadwal Bulanan 76

E. Rencana/Jadwal Mingguan 79

F. Pelaksanaan *Dispatch* Harian 81

G. Operasi *Real Time* dan *Dispatch* Ulang 83

H. Pembebanan Pembangkit 85

I. Aktivitas Pasca operasi dan Evaluasi 88

J. Prakiraan Beban 88

K. Rencana Pemeliharaan 91

L. Pernyataan/Deklarasi Kesiapan Unit Pembangkit 96

M. Perintah *Dispatch* 100

BAB VI. ATURAN TRANSAKSI TENAGA LISTRIK (*SETTLEMENT CODE - SC*)

A. Umum 103

B. Penagihan dan Pembayaran 103

C. Pemrosesan Data Meter 104

D. Perangkat Proses Transaksi Tenaga Listrik 105

E. Prosedur Audit Proses Transaksi Tenaga Listrik 105

F. Ketersediaan Data Meter Untuk Pihak Lain 106

G. Ketentuan Lain-Lain 106

BAB VII ATURAN PENGUKURAN (METERING CODE – MC)

A. Umum 107

B. Kriteria Pengukuran 107

C. Persyaratan Peralatan Meter 109

D. Komisioning (*Commissioning*) 112

E. Pengujian Setelah Komisioning 113

F. Segel dan Pemrogaman Ulang 114

G. Pemeriksaan Data Meter dan Peralatan 114

H. Keamanan Instalasi Meter dan Data 115

I. Pengecualian dan Tenggang Waktu 116

J. Hal-hal lain 116

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

A. Umum 117

B. Kebutuhan Data Spesifik 117

C. Kewajiban Pemakai Jaringan dalam Menyediakan Kebutuhan Data 118

D. Prosedur untuk Penyampaian Data atas Permintaan PLN AP2B/UPB 118

E. Penggunaan Data Estimasi 119

BAB IX ATURAN TAMBAHAN

A. Umum 136

B. Aturan Peralihan 136

C. Rangkuman Jadwal 136

D. Terminologi Atau Definisi 140

BAB I
PENDAHULUAN

Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik Sulawesi 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 Sulawesi.

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

1. Pengelola jaringan transmisi sekaligus pengoperasi sistem meliputi: PT PLN (Persero) Wilayah Sulawesi Utara, Sulawesi Tengah dan Gorontalo (Suluttenggo), dan PT PLN (Persero) Wilayah Sulawesi Selatan, Sulawesi Tenggara dan Sulawesi Barat (Sulselrabar);
2. PT PLN (Persero) Unit Induk Pembangunan (UIP);
3. Unit/Perusahaan Pembangkit;
4. Konsumen besar yang instalasinya secara langsung terhubung ke jaringan transmisi Sulawesi; dan
5. Pemakai Jaringan dengan perjanjian khusus.

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

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 Manajemen Jaringan *(Grid Management Code),* Aturan Operasi *(Operation Code),* Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi *(Scheduling and Dispactch),* Aturan Transaksi Tenaga Listrik *(Settlement Code),* Aturan Metering *(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 mengenai aturan umum mengenai:
   a. Komite Manajemen;
   b. keadaan yang belum diatur dalam aturan jaringan;
   c. penyelesaian perselisihan;
   d. perubahan Aturan Jaringan *(Grid Code);*
   e. pemaksaan;
   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-prosedur yang digariskan dalam Aturan Manajemen Jaringan ini.

1. Tugas Komite Manajemen

   Komite Manajemen mempunyai tugas:

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

2. Perwakilan Dalam Komite Manajemen

   a. Komite Manajemen terdiri atas perwakilan dari Pemerintah, PT PLN (Persero) Kantor Pusat, PLN Wilayah, PLN AP2B, PLN Unit Induk Pembangunan, Unit/Perusahaan Pembangkit, dan Konsumen Besar di Sulawesi.

b. Komposisi ...

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 Suluttenggo,

d) satu orang Anggota mewakili PLN Wilayah Sulselrabar,

e) dua orang Anggota masing-masing mewakili PLN AP2B/UPB di Sulawesi,

f) dua orang Anggota mewakili PLN UIP di Sulawesi,

g) dua orang Anggota mewakili Unit/Perusahaan Pembangkit,

h) dua orang Anggota mewakili Konsumen Besar di Sulawesi.

3. Pengangkatan Keanggotaan Komite Manajemen

a. Pada tahap awal, Ketua Komite Manajemen adalah *General Manager* PLN Wilayah Sulselrabar 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 ...

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 sekali dalam setahun untuk mengkaji ulang pengoperasian jaringan (*grid*).

b. Pertemuan lainnya dijadwal sesuai 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 projek 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 triwulan untuk mengevaluasi realisasi pengoperasian triwulan 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 Pemakai Jaringan yang terkait untuk mencapai kesepakatan dengan cara yang tepat.

2. Apabila ...

2. Apabila tidak tercapai kesepakatan dalam waktu yang, ditentukan maka PLN Wilayah harus segera membuat keputusan dengan mempertimbangkan pandangan Pemakai Jaringan yang terkena akibat.
3. Pemakai Jaringan harus memenuhi semua instruksi yang dikeluarkan oleh PLN Wilayah sepanjang instruksi tersebut konsisten dengan karakteristik teknis atau peralatan fasilitas 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 digariskan dalam klausul ini berlaku kepada PLN Wilayah dan semua Pemakai Jaringan, namun tidak dimaksudkan untuk penyelesaian perselisihan *settlement* yang diatur tersendiri dalam Aturan Transaksi Tenaga Listrik (*Settlement Code*).
2. Proses Penyelesaian Perselisihan Tahap Pertama

   Proses penyelesaian perselisihan Aturan Jaringan tahap pertama meliputi hal-hal berikut ini:

   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 ...

3. Panel Penyelesaian Perselisihan Aturan Jaringan

   a. dalam hal perselisihan spesifik atau penyelesaian perselisihan tidak terselesaikan oleh panitia sebagaimana dimaksud dalam angka 2 huruf c, 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 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

1. Apabila diperlukan perubahan dalam Aturan Jaringan, maka usulan perubahan dilengkapi dengan pertimbangan dan data pendukungnya 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. Pemaksaan (*Enforcement*)

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

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

2. pihak ...

2. pihak yang melakukan pelanggaran harus memberikan jawaban tertulis dalam waktu 30 (tiga puluh) hari, 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 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 akhir bulan Maret.

2. Pelaporan Kejadian Penting

   a. dalam jangka waktu paling lama satu bulan setelah suatu kejadian penting seperti gangguan besar dalam Sistem, Komite Manajemen sudah harus menerima laporan kejadiannya dari pengelola jaringan atau pemakai jaringan;

   b. laporan sebagaimana dimaksud pada huruf a meliputi penyebab gangguan/kejadian, jumlah dan lamanya gangguan/kejadian, termasuk rekomendasi apabila ada untuk perubahan prosedur operasi, kebutuhan pelatihan atau usulan perubahan ketentuan Aturan Jaringan;

   c. dalam hal Pemakai Jaringan terbukti melakukan pelanggaran atas ketentuan Aturan Jaringan, dalam laporan tertulis dapat direkomendasikan pengenaan penerapan sanksi.

3. Laporan-laporan Khusus

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

H. Interpretasi Umum Aturan Jaringan

1. Aturan Jaringan ini diterbitkan dan diberlakukan dalam Bahasa Indonesia.
2. Semua komunikasi operasional antara PLN Wilayah, PLN AP2B/UPT/UPB, Unit/Perusahaan atau Pemakai Jaringan lainnya harus menggunakan Bahasa Indonesia kecuali dengan persetujuan tertulis oleh PLN AP2B /UPB.

3. Organisasi ...

3. Organisasi PLN AP2B

   a. PLN AP2B adalah sebagai:

      1) unit di bawah PLN Wilayah yang melaksanakan pengelolaan dan operasi jaringan; dan

      2) koordinator keseluruhan dalam pengoperasian Jaringan termasuk *Dispatch.*

   b. UPT adalah sebagai unit di bawah PLN Wilayah yang melaksanakan pengelolaan dan operasi jaringan.

   c. UPB adalah sebagai unit di bawah PLN Wilayah yang melakukan koordinasi secara keseluruhan dalam pengoperasian Jaringan termasuk *Dispatch.*

   Organisasi PLN AP2B 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 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 Pemakai Jaringan.

B. Tujuan

Tujuan Aturan Penyambungan ini adalah untuk memastikan:

a. persyaratan teknis dan operasional yang harus dipenuhi oleh Pemakai Jaringan dalam rangka penyambungan dengan jaringan transmisi, dan

b. pemakai jaringan dihubungkan dengan jaringan transmisi hanya apabila persyaratan teknis dan operasional yang dinyatakan dalam Aturan Penyambungan ini dipenuhi.

C. Subyek Pemakai Aturan Penyambungan

Aturan Penyambungan ini diberlakukan untuk PLN Wilayah dan semua Pemakai Jaringan, antara lain:

1. Unit/Perusahaan Pembangkit yang instalasinya terhubung langsung dengan Jaringan Sulawesi;
2. PLN AP2B/UPT/UPB dan Area/APD;
3. PLN Unit Induk Pembangunan;
4. Konsumen Besar yang terhubung langsung ke Jaringan Sulawesi;
5. Agen/Perusahaan yang bekerja untuk para Pemakai Jaringan seperti badan usaha jasa penunjang tenaga listrik bidang pembangunan dan pemasangan, serta pemeliharaan dan lain-lain; dan
6. Pemakai Jaringan lain yang terhubung ke Jaringan Sulawesi berdasarkan perjanjian khusus.

D. Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan

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

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

b. tegangan ...

b. tegangan sistem harus dipertahankan dalam batasan sebagai berikut:

Tegangan Nominal	Kondisi Normal
275 kV	+5%, -10%
150 kV	+5%, -10%
66 kV	+5%, -10%
30 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:

Tegangan Nominal	Distorsi Total
275 kV	3%
150 kV	3%
66 kV	3%
30 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*);

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 (Cos φ) di titik sambungan antara instalasi Pemakai Jaringan dengan Jaringan minimum sebesar 0,85 (nol koma delapan puluh lima) *lagging*; dan

g. PLN Wilayah dan semua 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 ...

3. PLN Wilayah serta seluruh Pemakai Jaringan wajib berkoordinasi untuk menjamin pencapaian karakteristik unjuk kerja jaringan transmisi sebagamana dimaksud pada angka 1, kecuali pada kondisi sangat parah.

E. Persyaratan Peralatan Milik Pemakai Jaringan

1. Persyaratan Umum untuk peralatan milik Pemakai Jaringan:
   a. semua peralatan harus dirancang dan dipasang berdasarkan spesifikasi yang baik, serta dioperasikan dan dipelihara berdasarkan kebiasaan yang baik di industri kelistrikan (*good utility practices*), dan harus mampu dioperasikan pada kondisi sebagaimana dimaksud dalam huruf D angka 1;
   b. selain persyaratan sebagaimana dimaksud pada huruf a, semua peralatan Pemakai Jaringan harus memenuhi persyaratan atau standar sesuai dengan ketentuan dalam huruf J. Persyaratan dan Standardisasi Peralatan di Titik Sambungan;
   c. Pemakai Jaringan harus membayar segala biaya fasilitas instalasi penghubung ke Jaringan dan PLN AP2B/UPB 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 Pemakai Jaringan, maka PLN Wilayah akan mengatur agar Pemakai Jaringan yang baru tersebut berpartisipasi mengkompensasi nilai investasi Pemakai Jaringan lama secara proporsional; dan
   d. PLN AP2B/UPB memiliki kontrol operasional sepenuhnya terhadap pembangkit-pembangkit yang terhubung ke jaringan transmisi ataupun ke tegangan menengah dan pembangkit-pembangkit yang tidak dapat dikontrol oleh PLN AP2B/UPB karena tidak memenuhi persyaratan aturan jaringan harus beroperasi terpisah dari jaringan.
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 60 MW (enam puluh) megawatt;
      2) Menengah : dari 15 MW (lima belas) megawatt sampai kurang dari 60 MW (enam puluh) megawatt;
      3) Kecil : kurang dari 15 MW (lima belas) megawatt.

c. setiap ...

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/UPB 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/UPB 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/UPB.

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/UPB.

3. Persyaratan Peralatan Komunikasi Pemakai Jaringan

a. setiap Pemakai Jaringan, harus menyediakan peralatan komunikasi yang dihubungkan dengan fasilitas komunikasi PLN AP2B/UPB berupa:

1) Suara (*voice*):

a) Operasional:

i. Sirkit komunikasi khusus dan *Redundancy* untuk Pembangkit besar yang terhubung ke 275 kV, 150 kV dan 66 kV serta Gardu Induk 275 kV, 150 kV, 66 kV dan,

ii. Jaringan telekomunikasi bagi Pembangkit menengah dan kecil yang terhubung ke 275 kV, 150 kV, 66 kV dan 30 kV serta Gardu Induk 30 kV.

b) Administratif:

Jaringan telekomunikasi atau sirkit khusus telekomunikasi umum untuk semua Pemakai Jaringan.

2) Data

a) sirkit komunikasi khusus untuk *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA);

b) sirkit komunikasi khusus untuk Proteksi Jaringan;

c) jaringan telekomunikasi atau sirkit 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 Pemakai Jaringan dan PLN AP2B/UPB harus dipersiapkan sesuai dengan angka 4 persyaratan pemasangan, pemeliharaan dan pengoperasian dua saluran komunikasi suara yang independen, di ruang kendali pemakai jaringan atau fasilitas komunikasi lain yang disetujui oleh PLN AP2B/UPB.

4. Persyaratan pemasangan, pemeliharaan dan pengoperasian dua saluran komunikasi suara yang independen, di ruang kendali pemakai jaringan meliputi:

a. Pemakai Jaringan harus memasang, memelihara dan mengoperasikan dua saluran komunikasi suara yang independen, di ruang kendali pemakai jaringan agar dapat berkomunikasi dengan PLN AP2B/UPB;

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/UPB dengan operator 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. Pemakai ...

5. Pemakai Jaringan harus:

   a. memasang dan memelihara rangkaian komputer tersendiri serta peralatan faksimile yang sesuai dengan peralatan PLN AP2B/UPB; 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. Pengukuran, Telemetri dan Kontrol di titik sambung, Aturan Penyambungan ini ke PLN AP2B/UPB.

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 Pemakai Jaringan telah memenuhi persyaratan atas fasilitas dan titik sambungan sebagai berikut:

   a. sesuai dengan persyaratan dalam Bab V. Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi (*Scheduling and Dispatch Code)*, dan telah menyampaikan data dan informasi yang diperlukan sesuai dengan Bab VIII. Aturan Kebutuhan Data (*Data Requirements Code*) dengan waktu yang memadai untuk evaluasi teknisnya;

   b. memenuhi persyaratan 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 Pemakai Jaringan, seperti trafo, *tap changer*, pengaturan dan pasokan reaktif, peralatan proteksi, dan lain-lain yang mempengaruhi Jaringan; dan

      2) daftar personel Pemakai Jaringan yang akan bertanggung jawab memberi dan menerima data informasi yang diperlukan sesuai dengan Bab IV. Aturan Operasi dan Bab V. Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi yang meliputi nama, jabatan, tanggung jawab pada titik sambungan atau lokasi kantor kerjanya; dan

   e. menyampaikan kepada PLN Wilayah mengenai semua peralatan pada titik sambungan yang telah memenuhi persyaratan Aturan Jaringan, kecuali atas sesuatu yang dijamin oleh PLN Wilayah.

2. Persetujuan untuk penyambungan ke Jaringan

   Persetujuan untuk penyambungan ke Jaringan harus diberikan secara tertulis oleh PLN Wilayah kepada Pemakai Jaringan, dan prosedur pemberian tegangan harus diikuti oleh Pemakai Jaringan, dengan ketentuan sebagai berikut:

   a. Sebelum titik sambungan diberi tegangan, Pemakai Jaringan harus membuktikan kepada PLN Wilayah:

1) telah ...

1) telah memenuhi semua persyaratan meliputi: pemeriksaan, 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 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 Pemakai Jaringan yang sepenuhnya telah memenuhi persyaratan dalam Aturan Jaringan;

2) mempersiapkan, menyetujui dan menyampaikan kepada Pemakai Jaringan, jadwal lapangan yang meliputi informasi:

a) daftar peralatan PLN Wilayah dan peralatan Pemakai Jaringan pada titik sambungan;

b) daftar kegiatan yang akan dilakukan oleh PLN Wilayah dan 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 Pengoperasian, Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi, 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 Pengoperasian.

4. Pemeriksaan dan Berita Acara Titik Sambungan

a. PLN Wilayah dan Pemakai Jaringan melakukan kesepakatan waktu/tanggal untuk pemeriksaan titik sambungan dan tanggal tersebut tidak lebih awal dari tanggal yang diminta oleh Pemakai Jaringan sebagaimana dimaksud dalam angka 1 Aturan Penyambungan 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.

c. Dalam ...

c. Dalam hal PLN Wilayah telah menyatakan titik sambungan dan/atau peralatan terkait lainnya tidak siap menerima tegangan:

1) Pemakai Jaringan harus melakukan perbaikan yang diperlukan atas titik sambungan dan/atau peralatan terkait lainnya, serta menginformasikan kepada PLN Wilayah untuk melakukan pemeriksaan ulang;

2) PLN Wilayah dan Pemakai Jaringan selanjutnya menyepakati waktu/tanggal pelaksanaan pemeriksaan ulang tersebut.

5. *Energize* Titik Sambungan

Setelah Berita Acara Titik Sambungan diterbitkan, 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, Pemakai Jaringan harus menyampaikan:

1. semua data yang dibutuhkan sesuai dengan Bab. VIII Aturan Kebutuhan Data;
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. Sebelum *energize* fasilitas milik Pemakai Jaringan, Pemakai Jaringan harus menyampaikan semua data perencanaan dan pengoperasian fasilitasnya untuk memenuhi Bab V. Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi.
2. Setelah *energize* berlangsung, Pemakai Jaringan berkewajiban untuk terus menyampaikan data yang diperlukan sesuai dengan jadwal yang dinyatakan dalam Aturan Jaringan.

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. Penomoran Peralatan dan Kode Identifikasi, Aturan Penyambungan ini.
2. Persyaratan ini diberlakukan untuk semua Pemakai Jaringan dan PT PLN (Persero) Wilayah.
3. Pengaturan identifikasi ini dibuat untuk meminimumkan kemungkinan kesalahan operator dalam pengoperasian oleh karena kesalahan pengertian dalam menangkap instruksi sesuai dengan ketentuan sebagaimana dimaksud dalam Bab IV huruf M. Penomoran dan Penamaan Peralatan.

J. Persyaratan ...

J. Persyaratan dan Standardisasi Peralatan di Titik Sambungan

1. Umum

   Semua peralatan yang terhubung dengan Jaringan seperti Pemutus (PMT), Pemisah (PMS), Peralatan Pentanahan, 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 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) Proteksi untuk fasilitas Pemakai Jaringan dan sambungan-sambungannya ke jaringan transmisi harus memenuhi persyaratan minimum seperti di bawah ini.

      2) Semua *setting* harus dikoordinasikan dengan *setting* proteksi PLN Wilayah untuk memperkecil akibat gangguan pada fasilitas Pemakai Jaringan terhadap jaringan transmisi.

   d. Waktu Pemutusan Gangguan

      1) Waktu pemutusan gangguan untuk gangguan di sisi 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

         d) 30 kV : 180 milidetik.

      2) Waktu pemutusan gangguan untuk hubungan 20 kV ditentukan oleh PLN Wilayah, tergantung pada lokasi titik sambungan.

      3) Dalam hal terjadi kesalahan peralatan proteksi utama Pemakai Jaringan, maka berlaku ketentuan sebagai berikut:

         a) Proteksi cadangan (*back up*) untuk gangguan di titik sambungan tegangan tinggi Pemakai Jaringan yang disediakan oleh Pemakai Jaringan harus disetel dengan waktu pemutusan gangguan kurang dari 400 milidetik.

b) Proteksi ...

b) Proteksi cadangan Pemakai Jaringan juga diharapkan mampu bertahan, tanpa *trip*, terhadap arus beban yang timbul selama pemutusan suatu gangguan di jaringan transmisi oleh "proteksi kegagalan PMT" (*circuit breaker failure protection*) atau proteksi cadangan.

c) PLN Wilayah juga harus menyediakan proteksi cadangan yang akan bekerja dengan waktu yang lebih lambat dari proteksi cadangan Pemakai Jaringan untuk maksud perbedaan waktu.

d) Kondisi ini akan memberikan peluang perbedaan waktu antara proteksi cadangan Pemakai Jaringan dengan proteksi cadangan yang ada di jaringan transmisi.

4) 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 > 200 (dua ratus) milidetik sampai dengan < 250 (dua ratus lima puluh) milidetik."

5) 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 Pemakai Jaringan yang dapat mempengaruhi fasilitas jaringan transmisi harus memperoleh persetujuan dari PLN Wilayah;

2) 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; dan

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, SIR < 0,5

b. Proteksi ...

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* satu fase dan tiga fase dan *Reclosure* tiga fase harus diperlengkapi 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)	**Skema Proteksi (a)** Utama 1 : Teleproteksi CD Cadangan : Teleproteksi Z + DEF		√
	Skema Proteksi (b) Utama 2 : Teleproteksi CD Cadangan : Teleproteksi Z + DEF	√	√
Saluran Sedang (0,5≤SIR≤4) dan Saluran Panjang (SIR<0,5)	**Alternatif I** Skema Proteksi (a) Utama 1 : Teleproteksi Z + DEF Cadangan : Z	√	
	Skema Proteksi (b) Utama 2 : Teleproteksi CD Cadangan : Teleproteksi Z + DEF		√
	Alternatif II (*) Skema Proteksi (a) Utama 1 : Teleproteksi Z + DEF Cadangan : Z		√

	Skema Proteksi (b) Utama 2 : Teleproteksi Z + DEF Cadangan : Z	√	
Saluran Pendek (SIR>4)	**Skema Proteksi (a)** Utama 1 : Teleproteksi CD Cadangan : Teleproteksi Z + DEF **Skema Proteksi (b)** Utama 2 : Teleproteksi CD Cadangan : Teleproteksi Z + DEF	√	√ √
Saluran Sedang (0,5≤SIR≤4) dan Saluran Panjang (SIR<0,5)	**Alternatif I** Skema Proteksi (a) Utama 1 : Teleproteksi Z + DEF Cadangan : Z Skema Proteksi (b) Utama 2 : Teleproteksi CD Cadangan : Teleproteksi Z + DEF **Alternatif II (*)** Skema Proteksi (a) Utama 1 : Teleproteksi Z + DEF Cadangan : Z Skema Proteksi (b) Utama 2 : Teleproteksi Z + DEF Cadangan : Z	√ √	√ √

Keterangan
CD = *Current Differential*
DEF = *Directional Earth Fault*
Z = *Distance Relay*
PLC = *Power Line Carrier*
(*) skema *distance relay* menggunakan skema *transfer trip* yang berbeda seperti *permissive under reach* dan *permissive over reach.*

c. Proteksi Saluran 150 kV, 66 kV dan 30 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 ...

3) Setiap relai di terminal SUTT harus berkemampuan untuk "*tripping* dan *reclosing*" tiga fase, dan khusus proteksi SUTT 150 kV (seratus lima puluh) kilovolt berkemampuan untuk "*tripping* dan *reclosing*" satu fase dan Pelaksanaan *reclosing* 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) atau lebih seksi 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 berikut:

Tabel A1.2: Proteksi Trafo Tenaga

Proteksi	Ratio dan kapasitas transformator							
	150/66 kV, 150/20 kV, 66/20 kV, 66/30 kV						275/150 kV	
	< 10 MVA		10 s.d. 30 MVA		> 30 MVA			
	HV	LV	HV	LV	HV	LV	HV	LV
Suhu lebih	√		√		√		√	
Bucholz	√		√		√		√	
Tekanan lebih mendadak	√		√		√		√	
Differential					√		√	
Arus Lebih	√	√	√	√	√	√	√	√
Termal			√		√		√	
Earth Fault	√	√	√	√	√	√	√	√
Restricted EF					√*	√*	√	√

* : tidak berlaku untuk trafo dengan pembumian melalui impedansi tahanan besar.

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 Pemakai Jaringan.

e. Proteksi ...

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; dan

3) proteksi trafo distribusi sisi *incoming* dan proteksi *feeder* harus dilengkapi dengan *internal disturbance* dan *Sequential Event Recorder* (SER) dari proteksi.

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 AP2B/UPB adalah seperti Tabel A2.1 berikut:

Tabel A2.1 ...

Tabel A2.1: Daftar Sinyal

	Mne-monic	Fungsi/designasi	GI	Rel	Pht	Trf	Dia-mtr	Gen	Trf Gen	Reak -tor
Output Digital (TS)	1. TPI	Indikasi posisi tap (kode: abu-abu)				x				
Input Analog (TM)	1. Hz	Frekuensi	x							
	2. kV	Tegangan		x		x		x		
	3. MW	Mega Watt				x	x	x		
	4. MX	Mega VAr				x	x	x		x
	5. A	ampere				x				
	6. P'o	*Setting* daya aktif						x		
	7. P'r	*Setting* variasi daya aktif maksimum						x		
Input digital tunggal (TSS)	1. LRCB	Saklar pilih *local/ remote* PMT					x			x
	2. LRT	Saklar pilih *local/ remote tap-changer*				x				
	3. BF	Gangguan *bay*			x	x			x	x
	4. BRF	Kegagalan PMT (*Circuit breaker*)					x			x
	5. AR	*Auto reclose* PMT	x				x			
	6. VS	Status tegangan		x						
	7. TRA	Alarm trafo				x				
	8. TRT	Trafo *trip*				x				
	9. TCA	Alarm *tap changer*				x				
	10.TCT	*Tap changer trip*				x				
	11.TCH	Limit atas *tap changer*				x				
	12.TCL	Limit bawah *tap changer*				x				

13. TUT ...

	Mne-monic	Fungsi/designasi	GI	Rel	Pht	Trf	Dia-mtr	Gen	Trf Gen	Reak-tor
Input digital tunggal (TSS)	13.TUT	Unit *trip*						x		
	14.CD	Saklar pemutus pengendalian	x							
	15.EPF	Alarm RTU	x							
	16.COM	Alarm komunikasi	x							
	17.RT	Reaktor *trip*								x
	18.RF	Gangguan reaktor								x
	19.ARO	Saklar pelepas *auto-reclose*			x					
	20.TRO	Relai trip beroperasi	x							
	21.CSP	Sedang pemeriksaan sinkron	x							
	22.LT	Penghantar *trip*			x					
	23.DT	Diameter *trip*	x							
	24.BBT	Rel *trip*	x							
	25.PSF	*Signal* proteksi terganggu	x							
	26.TAF	AVC trafo terganggu	x							
	27.SUF	Gangguan penting di gardu induk	x							
	28.SNF	Gangguan *minor* di gardu induk	x							
	29.TPF	Telepon/*teleprinter* terganggu	x							
	30.VTF	Trafo terganggu	x					x		
	31.PUM	Unit sedang dipelihara								
	1. PMT	PMT tertutup / terbuka					x			x

	Mne-monic	Fungsi/designasi	GI	Rel	Pht	Trf	Dia-mtr	Gen	Trf Gen	Reak-tor
Input digital ganda (TSD)	2. BI	PMS rel seksi		x		x	x			
	3. TCC	Tap *changer auto/remote*				x				
	4. GUC	Unit generator operasi/stop						x		
	5. CSO	*Synchro-check* di-*override*	x							
	6. LI	PMS penghantar tertutup/terbuka			x	x			x	x
	7. ES	PMS tanah tertutup/terbuka		x	x	x			x	x
	8. LFA	LFC tersedia						x		
	9. LFC	Saklar LFC *on/off*						x		
	10. PSO	Saklar set daya *on/off*						x		
	11. DCBC	*Dummy breaker on/off*	x							
Output digital (RCD)	1. PMT	PMT tertutup/terbuka					x			x
	2. BI	PMS rel			x	x	x		x	x
	3. TCC	*Tap-changer auto/remote*				x				
	4. GUC	Unit generator operasi/*stop*						x		
	5. CSO	*Synchro-check* di-*override*	x							
	6. TC	*Tap-changer* naik/turun				x				
	7. DCBC	*Dummy breaker on/off*	x							
	8. GOV	*Free acting governor active*						x		

	Mne-monic	Fungsi/designasi	GI	Rel	Pht	Trf	Dia-mtr	Gen	Trf Gen	Reak-tor
	9. AVR	*Automatic voltage regulator active*						x		
	10. AQR	*Automatic power factor regulator active*						x		
Output analog (RCA)	1. P'o	*Setting* daya aktif						x		
	2. P'r	*Setting* variasi daya aktif maksimum						x		
	3. N	*Level* "N" LFC						x		
Impuls (IMP)	1. MWh	Energi aktif				x				
	2. MVArh	Energi reaktif				x				

Catatan:

GI : Gardu Induk
Pht : Penghantar
Trf : Trafo
TS : *Tele Signaling*
TM : *Tele Metering*
TRF : Trafo
TSS : *Tele Signaling* tunggal
TSD : *Tele Signaling* Ganda
Trf Gen : Trafo generator
RCD : Tele Kontrol Digital
RCA : Tele Kontrol Analog
GEN : Generator
IMP : *Impuls*

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

L. Penomoran ...

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 Kode Identifikasi adalah sebagai berikut:

A	A HHHHP A	HH P
HHHHH	AA	
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: **1BKARU 5KOPEL1 04 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	H H H H H
1	2

Bagian 1: kode area
Bagian 2: kode lokasi

b. Kode Area

Area dimaksudkan sebagai Area Pengatur Beban (*Area Control Center*) yang berlokasi di Makasar dan Manado dengan kode area masing-masing:

Area Pengatur Beban (ACC) Sistem Sulselrabar : 1
Area Pengatur Beban (ACC) Sistem Minahasa : 2

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 ...

Contoh subkode identifikasi lokasi adalah sebagai berikut:

1 PKANG	**2 TLAMA**

1 : mengindikasikan ACC Sistem Sulselrabar
PKANG : mengindikasikan Gardu Induk Panakukang (di bawah pengendalian ACC Sulselrabar)
2 : mengindikasikan ACC Minahasa
TLAMA : mengindikasikan Pusat Pembangkit Tonsea Lama (di bawah pengendalian ACC Sistem Minahasa)

Tabel A3.1: Contoh Kode Lokasi

Lokasi	**Kode**	**Lokasi**	**Kode**
ACC Sistem Sulselrabar		ACC Sistem Minahasa	
Panakukang	PKANG	Teling	TLING
Bakaru	BKARU	Tomohon	TMHON
Barru	BARRU	Bitung	BTUNG
Pare Pare	PPARE	Tonsea Lama	TLAMA
Pinrang	PRANG	Lopana	LPANA

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:

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

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

c. Kode ...

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 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**
A. Pusat pembangkit	
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. Peralatan ...

B. Peralatan Gardu Induk	
Bay Penghantar	1)
Bay generator	PBKIT
Rel/ *busbar*	BSBAR
Busbar section	BSSEC
Kopel Rel	KOPEL
Trafo	TRFOX2)
Diameter	DAMTR
Reaktor *Shunt*	SHTXL
Kapasitor *Shunt*	SHTXC
Ekstensi	EXTEN3)
Spare	SPARE4)
Substation	SUBST5)
RTU	RTUTS6)

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 ...

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 bahwa KOPEL nomor 1 (satu).
07 : indikasi bahwa KOPEL tersebut berada di *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

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 A3.4.

Tabel A3.4 Kode Jenis Komponen

Tipe Komponen	**Kode**
PMS Rel	BI
PMS *Line*	LI
PMS Tanah	ES
PMS	DS
PMT	CB
Pengubah Tap / *Tap Changer*	TC
Trafo Tegangan	VT

d. Kode ...

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:

a) nomor ganjil (1, 3, 5, dst) diberikan untuk PMS-Rel yang terhubung dengan Rel bernomor ganjil.

b) nomor genap (2, 4, 6, dst) diberikan untuk PMS-Rel yang terhubung dengan Rel bernomor genap.

Contoh kode jenis dan nomor komponen:

B I 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

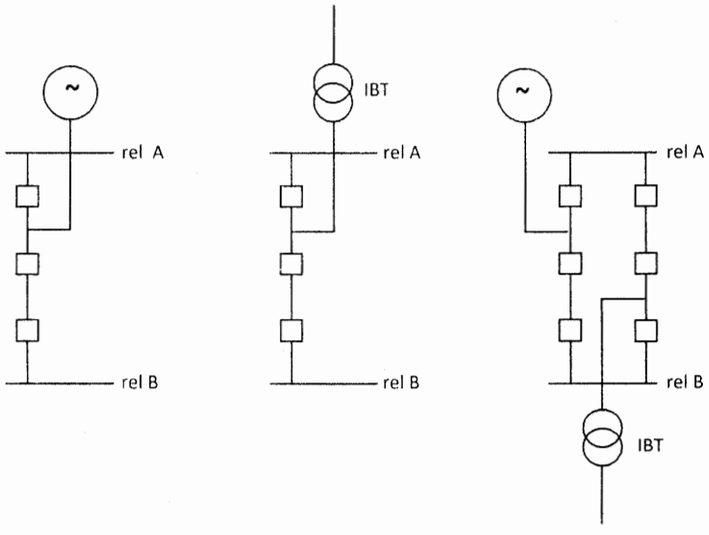
a. Kode untuk Rel di VDU

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

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

3) Apabila Generator dan Trafo keduanya terdapat dalam satu Gardu Induk maka posisi Generator yang lebih dominan dalam menentukan 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 ...

2) Kode identifikasi tersebut dinyatakan dengan susunan sebagai berikut:

A	HH	A
1	2	3

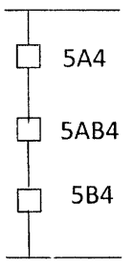
Bagian 1: kode referensi tegangan, 5 untuk 150 kV.
Bagian 2: kode PMT

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 4



c. Contoh Kode Identifikasi

Contoh 1:

1 SKANG 5 PBKIT1 03 BI 1

1 : Area Pengatur Beban (ACC) Sistem Sulselrabar
SKANG : PLTGU Sengkang
5 : terhubung di jaringan 150 kV
PBKIT1 : unit pembangkit nomor 1
03 : *bay* nomor 3
BI : Seksi pemisah Rel (bus isolator)
1 : rel nomor 1

Contoh 2:

2 TLAMA 4 TMHON1 06 CB

2 : Area Pengatur Beban (ACC) Sistem Minahasa
TLAMA : Gardu Induk Tonsea Lama
4 : terhubung di jaringan 66 kV
TMHON1 : bay penghantar ke Tomohon sirkit 1
06 : *bay* nomor 6
CB : PMT

Contoh 3 ...

Contoh 3:

1 PKANG 5 TRFO22 04 TET

1 : Area Pengatur Beban (ACC) Sistem Sulselrabar
PKANG : Gardu Induk Panakukang
5 : terhubung di jaringan 150 kV
TRFO2 : trafo dengan belitan sekunder 20 kV
2 : trafo nomor 2
04 : *bay* nomor 04
TET : Suhu *Trip* Trafo (*Transformer Temperature Trip*)

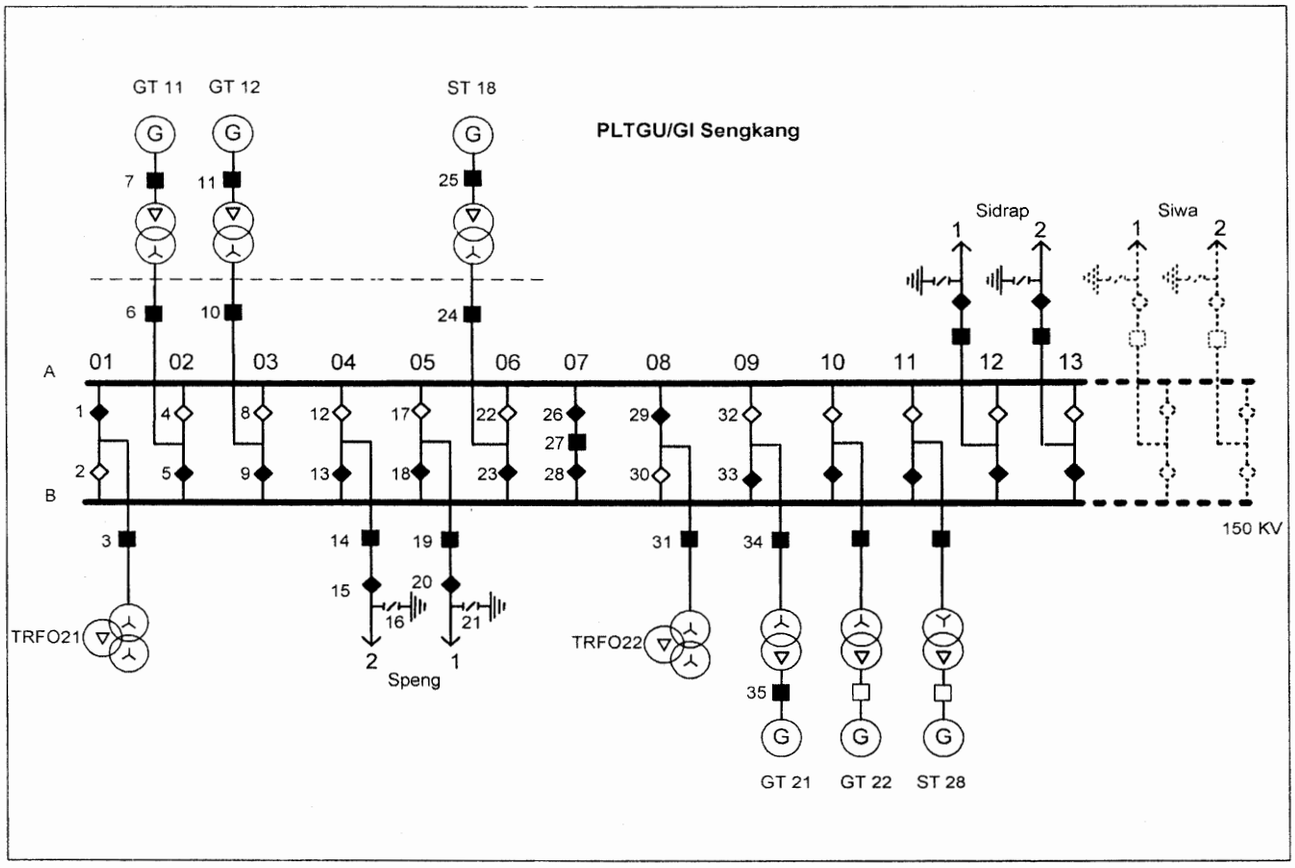
Contoh 4:

2 LPANA 1 PLTD.1 - MW

2 : Area Pengatur Beban (ACC) Sistem Minahasa
LPANA : Pusat Pembangkit Lopana
1 : terhubung di jaringan tegangan menengah (1 hingga 10 kV)
PLTD.1 : generator unit 1
MW : Daya aktif (megawatt)

Contoh 5:

Pusat Listrik /Gardu-induk 150 kV Sengkang



Tabel A3.5 : ...

Tabel A3.5: Telesinyal

Titik	Lokasi	Peralatan	Bay	Objek
1	1 SKANG 5	TRFO 21	01	BI1
2	1 SKANG 5	TRFO 21	01	BI2
3	1 SKANG 5	TRFO 21	01	CB
4	1 SKANG 5	PBKGT11	02	BI1
5	1 SKANG 5	PBKGT11	02	BI2
6	1 SKANG 5	PBKGT11	02	CB
7	1 SKANG 2	PBKGT11	02	CB
8	1 SKANG 5	PBKGT12	03	BI1
9	1 SKANG 5	PBKGT12	03	BI2
10	1 SKANG 5	PBKGT12	03	CB
11	1 SKANG 2	PBKGT12	03	CB
12	1 SKANG 5	SPENG2	04	BI1
13	1 SKANG 5	SPENG2	04	BI2
14	1 SKANG 5	SPENG2	04	CB
15	1 SKANG 5	SPENG2	04	LI
16	1 SKANG 5	SPENG2	04	ES
17	1 SKANG 5	SPENG1	05	BI1
18	1 SKANG 5	SPENG1	05	BI2
19	1 SKANG 5	SPENG1	05	CB
20	1 SKANG 5	SPENG1	05	LI
21	1 SKANG 5	SPENG1	05	ES
22	1 SKANG 5	PBKST18	06	BI1
23	1 SKANG 5	PBKST18	06	BI2
24	1 SKANG 5	PBKST18	06	CB
25	1 SKANG 2	PBKST18	06	CB
26	1 SKANG 5	KOPEL	07	BI1
27	1 SKANG 5	KOPEL	07	CB

1 SKANG 5 ...

28	1 SKANG 5	KOPEL	07	BI2
29	1 SKANG 5	TRFO22	08	BI1
30	1 SKANG 5	TRFO22	08	BI2
31	1 SKANG 5	TRFO22	08	CB
32	1 SKANG 5	PBKGT21	08	BI1
33	1 SKANG 5	PBGT21	09	BI2
34	1 SKANG 5	PBGT21	09	CB
35	1 SKANG 2	PBGT21	09	CB

Tabel A3.6: Teleinformasi

Jenis	**Lokasi**	**Peralatan**	***Bay***	**Objek**
Alarm	1 SKANG 5	SPENG 1	05	LT
Alarm	1 SKANG 5	SPENG 1	05	BRF
Pengukuran	1 SKANG 5	SPENG 1	05	MW
Pengukuran	1 SKANG 5	SPENG 1	05	MX
Indikasi	1 SKANG 5	SPENG 1	05	LR
Indikasi	1 SKANG 5	SPENG 1	05	CSP
Indikasi	1 SKANG 5	SPENG 1	05	ARO
Indikasi	1 SKANG 5	SPENG 1	05	TRO
Alarm	1 SKANG 5	BSBAR A	-	BBT
Pengukuran	1 SKANG 5	BSBAR A	-	V
Indikasi	1 SKANG 5	BSBAR A	-	VS
Pengukuran	1 SKANG 5	TRFO 12	01	MW
Pengukuran	1 SKANG 5	TRFO 12	01	MX
Alarm	1 SKANG 5	PBKST 18	06	BRF

Tabel A3.7: Pengukuran dan Indikasi

Jenis	**Lokasi**	**Peralatan**	***Bay***	**Objek**
Pengukuran	1 SKANG 2	PBKGT11	-	V
Pengukuran	1 SKANG 2	PBKGT11	-	MW

1 SKANG 2 ...

Pengukuran	1 SKANG 2	PBKGT11	-	MX
Indikasi	1 SKANG 2	PBKGT11	-	GUS or GUR
Indikasi	1 SKANG 2	PBKGT11	-	LFC
Alarm	1 SKANG 2	PBKGT11	-	TUT
Alarm	1 SKANG 2	PBKGT11	-	LFF
Pengukuran	1 SKANG 2	PBKGT12	-	V
Pengukuran	1 SKANG 2	PBKGT12	-	MW
Pengukuran	1 SKANG 2	PBKGT12	-	MX
Indikasi	1 SKANG 2	PBKGT12	-	GUS or GUR
Indikasi	1 SKANG 2	PBKGT12	-	LFC
Alarm	1 SKANG 2	PBKGT12	-	TUT
Alarm	1 SKANG 2	PBKGT12	-	LFF
Pengukuran	1 SKANG 2	PBKST18	-	V
Pengukuran	1 SKANG 2	PBKST18	-	MW
Pengukuran	1 SKANG 2	PBKST18	-	MX
Indikasi	1 SKANG 2	PBKST18	-	GUS or GUR
Indikasi	1 SKANG 2	PBKST18	-	LFC
Alarm	1 SKANG 2	PBKST18	-	TUT
Alarm	1 SKANG 2	PBKST18	-	LFF

6. Konvensi Warna

Konvensi pewarnaan pada layar ditunjukkan pada Tabel A3.8.

Tabel A3.8: Konvensi Warna Pada Layar

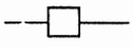
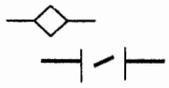
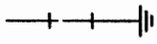
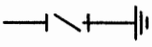
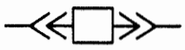
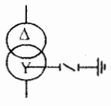
Hal	**Warna**
Single line diagrams 275 kV	Biru Muda
Single line diagrams 150 kV	Merah
Single line diagrams 66 kV	Kuning

Single line diagrams 30 kV	Hijau
Single line diagrams 20 kV	Cokelat
Single line diagrams 12 kV	Abu-abu
Single line diagrams 6 kV	Oranye
Single line diagrams 0,4 kV	Ungu
Semua komponen	Warna Rel
Warna *background*	Hitam

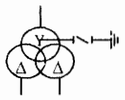
7. Konvensi Simbol

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 Dalam *single line diagram*
PMS terbuka		Blank, tidak berwarna Dalam *single line diagram*
PMS-tanah tertutup		Berwarna sesuai warna rel
PMS-tanah terbuka		Berwarna sesuai warna rel
PMT *racked in*		Berwarna penuh sesuai warna rel
PMT *racked out*		Kosong, tidak berwarna
Generator		Berwarna sesuai tegangan
Trafo 2 belitan		Berwarna sesuai warna rel

Trafo ...

Item	**Simbol**	**Keterangan**
Trafo 3 belitan		Berwarna sesuai warna rel
Reaktor		Berwarna sesuai warna rel
Kapasitor		Berwarna sesuai warna rel
Status tegangan "*on*"		Putih
Status tegangan "*off*"		Tidak berwarna, Kosong

BAB IV
ATURAN OPERASI
(*OPERATING CODE*)

Aturan Operasi ini berisi mengenai peraturan dan prosedur yang berlaku untuk menjamin keandalan dan efisiensi operasi Sistem Tenaga Listrik Sulawesi

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 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 ± 0,2 Hz), kecuali penyimpangan dalam waktu singkat diperkenankan pada kisaran (50 ± 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 Bab III. huruf D. Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan, Aturan Penyambungan 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 dikatagorikan sebagai berikut:

1) *Credible* ...

1) *Credible Contingency* adalah suatu kejadian yang oleh PLN AP2B/UPB dianggap berpotensi untuk terjadi dan secara teknis sistem dapat diproteksi terhadap keadaan tidak terlayaninya 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/UPB atau Unit/Sub Unit 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/UPB :

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 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/UPB 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/APD 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 ...

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 integrasinya, 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. 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/UPB memegang peran utama dalam mengkoordinasikan operasi sistem dalam rangka mempertahankan keamanan dan keandalan sistem untuk kepentingan semua Pemakai Jaringan dan Pelanggan.

2) Sebagai bagian dari tanggung jawab ini, PLN AP2B, UPB dan atau UPT 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/UPB 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 Pemakai Jaringan wajib:

a) mematuhi perintah/instruksi PLN AP2B/UPB dalam rangka pemenuhan tanggung jawab keamanan.

b) berkoordinasi dengan PLN AP2B/UPB dalam pelaksanaan pengujian-pengujian tersebut.

b. Tanggung ...

b. Tanggung jawab PLN AP2B/UPB untuk Keamanan Sistem

PLN AP2B/UPB bertanggung jawab untuk mengoperasikan bagian dari sistem yang berada di lingkup pengendaliannya, untuk itu PLN AP2B/UPB harus:

1) secara terus-menerus memantau status operasi jaringan 275 kV, 150 kV, 66 kV, dan 30 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, 66 kV, dan 30 kV, kecuali jaringan yang bukan dimiliki oleh PLN;

3) mengkoordinasikan kegiatan PLN Area/APD/UPT, Unit/Perusahaan Pembangkit, pemakai jaringan dengan perjanjian khusus dan Konsumen Besar yang instalasinya terhubung ke jaringan 275 kV, 150 kV, 66 kV, dan 30 kV;

4) mengkoordinasikan pemeliharaan dan operasi "buka-tutup PMT" *(switching)* jaringan 275 kV, 150 kV, 66 kV, dan 30 kV dengan Area/APD/UPT, Unit/Perusahaan Pembangkit, Pemakai Jaringan dengan perjanjian khusus dan Konsumen Besar, apabila diperlukan;

5) melepas beban *interruptible*; dan

6) selalu menginformasikan kepada semua Pemakai Jaringan mengenai status keamanan sistem yang sedang berlangsung maupun yang kemungkinan akan terjadi, serta partisipasi yang diharapkan dari para Pemakai Jaringan.

c. Tanggung jawab Pengelola Transmisi (AP2B/UPT) untuk Keamanan Sistem

AP2B/UPT bertanggung jawab melaksanakan pemeliharaan dan perbaikan peralatan transmisi/kabel dan Gardu Induk di kawasannya, untuk itu AP2B/UPT harus:

1) melaksanakan operasi *switching* untuk fasilitas instalasi 275 kV, 150 kV, 66 kV, dan 30 kV, apabila diperintahkan oleh PLN AP2B/UPB,

2) memelihara dan mengoperasikan peralatan pemasok daya reaktif untuk memenuhi kebutuhan daya reaktif sesuai dengan sasaran yang ditetapkan PLN AP2B/UPB;

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/UPB 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 ...

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 Transmisi dan Distribusi PLN Wilayah

Tanggung jawab Bidang Transmisi dan Distribusi 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 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/UPB dan UPT;

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 Pemakai Jaringan.

e. Tanggung jawab Unit/Perusahaan Pembangkit dengan unit-unit Termal Besar dan Menengah untuk Keamanan Sistem

1) menyediakan porsi yang besar untuk kebutuhan daya dan energi dalam Sistem Tenaga Listrik Sulawesi.

2) Bertanggung jawab untuk:

a) memberikan pelayanan yang andal sesuai dengan perjanjian jual beli tenaga listrik (PPA/ESC) terkait atau ketentuan operasi yang berlaku;

b) mendeklarasikan setiap perubahan kemampuan operasi dari karakteristik yang semula dinyatakan kepada PLN AP2B/UPB;

c) mengkoordinasikan kegiatan pemeliharaan dengan PLN AP2B/UPB;

d) mengikuti perintah PLN AP2B/UPB dalam hal sinkronisasi dan pelepasan unit ke/dari sistem, serta perubahan pembebanan untuk memenuhi kebutuhan sistem (dalam batas-batas teknis peralatan yang disepakati);

e) memberi ...

e) memberi kontribusi pada pengendalian mutu frekuensi dan tegangan (dalam batas kemampuan unit yang dideklarasikan);

f) mengikuti perintah PLN AP2B/UPB dalam mengaktifkan atau mematikan fungsi *Automatic Generation Control* (AGC) unit-unit yang dilengkapi dengan AGC;

g) 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/UPB;

h) mengikuti perintah dari PLN AP2B/UPB dalam proses pemulihan sistem setelah kejadian gangguan bagi unit yang dinyatakan mampu memikul beban terpisah (*isolated*); dan

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;

j) menyediakan pelepasan beban pemakaian sendiri unit pembangkit dengan relai frekuensi kurang untuk beban yang tidak penting dalam unit pembangkit;

k) melaporkan ke PLN AP2B/UPB mengenai pembebanan generator harian periode $\frac{1}{2}$ jam; dan

l) 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/UPB untuk mengatasi kekurangan daya; dan

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 (PPA/ESC) terkait atau ketentuan operasi yang berlaku;

b) mendeklarasikan setiap perubahan kemampuan operasi dari karakteristik yang semula dinyatakan kepada PLN AP2B/UPB;

c) mengkoordinasikan kegiatan pemeliharaan dengan PLN AP2B/UPB;

d) mengikuti ...

d) mengikuti perintah-perintah PLN AP2B/UPB 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/UPB 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 asutggelap sesuai permintaan PLN AP2B/UPB;

h) mengikuti perintah dari PLN AP2B/UPB 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/UPB 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; dan

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/UPB;

c) mengkoordinasikan kegiatan pemeliharaan dengan PLN AP2B/UPB;

d) mengikuti perintah PLN AP2B/UPB 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 ...

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/UPB mengenai pembebanan harian berperiode $\frac{1}{2}$ (setengah)jam atau sesuai kebutuhan.

h. Tanggung jawab PLN Area/ APD untuk Keamanan Sistem

1) Peran PLN Area/APD

PLN Area/APD berperan besar dalam menjaga keamanan sistem karena mengendalikan bagian terbesar dari beban serta memiliki dan mengendalikan sebagian besar pasokan daya reaktif.

2) PLN Area/ APD bertanggung jawab untuk:

a) melepaskan beban yang telah ditentukan *(predefined)* untuk memproteksi keamanan sistem yang diperintahkan oleh PLN AP2B/UPB;

b) memelihara dan mengoperasikan peralatan pemasok daya reaktif untuk memenuhi kebutuhan daya reaktif sesuai dengan sasaran yang ditetapkan PLN AP2B/UPB di semua Gardu Induk;

c) mengkoordinasikan perencanaan pasokan daya reaktif dengan PLN AP2B/UPB 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/UPB dalam rangka meminimumkan dampak pemadaman saat gangguan sistem dan mencegah terjadinya padam total;

e) mengkoordinasikan pemulihan beban bersama PLN AP2B/UPB 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; dan

b) Konsumen Besar ikut berperan dalam tanggung jawab keamanan sistem bersama PLN AP2B/UPB dan Pemakai Jaringan lainnya.

2) Tanggung jawab ...

2) Tanggung jawab:

a) memenuhi sasaran beban daya reaktif yang ditetapkan oleh PLN AP2B/UPB atau dalam perjanjian interkoneksi;

b) menghindari seringnya perubahan beban yang cepat yang menyebabkan *flicker* tegangan dan melanggar standar yang ditetapkan dalam Bab III huruf D Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan Aturan Penyambungan;

c) melepas beban yang disiapkan untuk diputus *(interruptible load)* apabila diperintahkan oleh PLN Area/APD atau PLN AP2B/UPB;

d) memasang dan memelihara peralatan pelepasan beban otomatis oleh frekuensi kurang dan/atau tegangan kurang, guna memenuhi sasaran yang ditetapkan PLN AP2B/UPB 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 *interruptible* 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 marjin keandalan.

b. Tambahan marjin keandaian 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 ...

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 rugi-rugi jaringan.

b. Apabila pembangkitan melebihi beban ditambah rugi-rugi, maka frekuensi sistem naik.

c. Apabila beban ditambah rugi-rugi melebihi pembangkitan, maka frekuensi sistem turun.

d. Rentang pengaturan frekuensi yang sempit diperlukan untuk menyediakan frekuensi pasokan yang stabil bagi semua Pemakai Jaringan dan pelanggan akhir.

e. Frekuensi Sistem dipertahankan dalam kisaran ± 0,2 Hz di sekitar 50 Hz, kecuali dalam periode *transien* yang singkat, dimana penyimpangan sebesar ± 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/UPB 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/UPB 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/UPB;

b. menyetel karakteristik *droop governor* paling banyak 5% (lima persen), kecuali diizinkan oleh PLN AP2B/UPB untuk menyetel pada tingkat yang lain.

4. Pembangkit ...

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/UPB 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/UPB harus menghindari tercapainya batas pengendalian AGC pada kondisi operasi normal.

5. Pengurangan Tegangan Untuk Mengurangi Beban Sistem

   a. Jika PLN AP2B/UPB menetapkan frekuensi telah atau akan turun di bawah 49,7 Hz dan cadangan tersedia tidak mencukupi untuk mengembalikan frekuensi ke kisaran normal, PLN AP2B/UPB harus mengumumkan terjadi kondisi darurat di sistem.

      Dalam hal ini PLN AP2B/UPB dapat mengurangi tegangan pasokan ke beban sebagaimana dimaksud dalam Bab III Huruf D. Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan, Aturan Penyambungan.

   b. Setelah sistem dipulihkan ke kondisi yang memuaskan, maka PLN AP2B/UPB 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/UPB harus memerintahkan :

   a. kepada PLN Area/APD dan Konsumen Besar untuk melepas beban *interruptible* secara manual; dan/atau

   b. kepada PLN Area/APD 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 ...

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 rugi-rugi 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) s*ynchronous condenser*;

3) *compensator* VAr statik;

4) kapasitor paralel (*shunt*);

5) reaktor paralel;

6) tap transformator; dan/atau

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/UPB dalam Pengendalian Tegangan.

a. PLN AP2B/UPB bertanggung jawab:

1) menetapkan tingkat tegangan operasi yang aman untuk semua Gardu Induk dan menyampaikan informasi tersebut ke Pembangkit dan PLN Area/APD.

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/UPB untuk mengoperasikan peralatan tersebut dan apabila ada masalah harus dilaporkan ke PLN AP2B/UPB.

4. Ketidakseimbangan ...

4. Ketidakseimbangan Tegangan

   a. UPT bertanggung jawab 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 ketentuan dalam Bab III huruf D. Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan, angka 1.d Aturan Penyambungan.

5. Harmonisa Tegangan

   Semua Pemakai Jaringan wajib menjaga distorsi harmonisa pada titik sambungan tidak melebihi 3% (tiga) persen sesuai ketentuan dalam Bab III huruf D. 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 Pemakai Jaringan wajib menjaga operasi peralatannya agar tidak menyebabkan kedip dan *flicker* tegangan yang melebihi batas yang ditetapkan sesuai ketentuan dalam Bab III huruf D Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan.

   c. Jika batas tersebut dilampaui, PLN AP2B/UPB 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 sesuai dalam Bab III huruf J. angka 3. Peralatan Proteksi Yang Diperlukan.

2. Dalam hal 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/UPB 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 ...

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 rugi-rugi daya reaktif memperburuk permasalahan sehingga memperluas dan mempercepat penurunan tegangan seluruh sistem, mengarah ke *voltage collapse.*

2. Koordinasi Analisis Stabilitas

   a. PLN Wilayah bertanggung-jawab 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 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/UPB 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/UPB telah menyetujui pelepasan unit pembangkit.

c. PLN ...

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 istem terpisah dan/atau pemadaman sebagian atau total; dan
   c. badai, gempa bumi, huru-hara dan sebagainya mengancam keamanan sistem.

2. PLN AP2B/UPB dan 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/UPB 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/UPB harus mengumumkan kepada 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/UPB harus mengumumkan keadaan tersebut.

5. Pemberitahuan Kekurangan Daya

   Segera setelah Kekurangan Daya diumumkan, PLN AP2B/UPB 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 ...

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/UPB 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/UPB 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 ancaman badai, gempa bumi, kebakaran, huru-hara dan sebagainya terhadap keamanan sistem.

7. Pemberitahuan Keadaan Darurat di sistem

a. Segera setelah keadaan darurat di Sistem terjadi, PLN AP2B/UPB harus segera melakukan pemberitahuan kepada:

1) semua 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/UPB mengenai keperluan mengaktifkan Ruang Operasi Darurat karena ada ancaman badai, gempa bumi, kebakaran, huru-hara dan sebagainya terhadap 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/UPB menyimpulkan dalam kondisi darurat tersebut memerlukan pembukaan Ruang Operasi Darurat (ROD), PLN AP2B/UPB harus menghubungi pihak-pihak yang bertanggung-jawab yang terdaftar dalam Petunjuk Prosedur Keadaan Darurat di sistem dan meminta pengaktifan ROD.

9. Pelatihan ...

9. Pelatihan Keadaan Darurat

   a. Pelatihan Keadaan Darurat harus dilakukan paling sedikit sekali dalam setahun untuk membiasakan semua personel yang bertanggung jawab dalam pelaksanaan prosedur keadaan darurat dan prosedur pemulihan sistem.

   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 Pemakai Jaringan harus mengikuti pengarahan PLN AP2B/UPB 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 terjadi, urutan berikut harus diikuti:

   a. PLN AP2B/UPB harus secepatnya menilai keadaan Sistem dan menentukan tingkat dan sifat dari kerusakan fasilitas peralatan;

   b. Pemakai Jaringan transmisi harus membantu menyediakan informasi yang diperlukan PLN AP2B/UPB dalam membuat penilaian tersebut;

   c. PLN AP2B/UPB menstabilkan pulau-pulau yang terpisah pada 50 Hz dan mensinkronkan pulau-pulau tersebut secepat mungkin;

   d. PLN AP2B/UPB memulihkan pasokan ke semua pusat pembangkit besar yang terputus/padam untuk memulai proses pengasutan, selanjutnya memerintahkan sinkronisasi unit tersebut ke Sistem;

   e. PLN AP2B/UPB memerintahkan Unit/Perusahaan Pembangkit untuk:

      1) mengasut unit-unit pembangkit yang tidak beroperasi yang diperlukan untuk memudahkan proses pemulihan, selanjutnya memerintahkan sinkronisasi unit-unit tersebut ke sistem; dan

      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/UPB;

   g. PLN AP2B/UPB memulihkan pasokan ke Gardu Induk yang padam secepat mungkin guna menyiapkan peralatan untuk pelaksanaan buka-tutup *(switching)* PMT;

   h. PLN AP2B/UPB memerintahkan PLN Area/APD 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 ...

i. PLN AP2B/UPB 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. Pemakai Jaringan yang tidak mengikuti perintah PLN AP2B/UPB selama proses pemulihan harus dihadapkan pada proses pemaksaan (*enforcement*) sesuai dengan ketentuan dalam Bab II huruf F Pemaksaan *(Enforcement),* Aturan Manajemen Jaringan.

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 dan 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 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/UPB dengan Pemakai Jaringan.

c. Selain ...

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/UPB dan/atau Pemakai Jaringan sesuai dengan Proses Persetujuan Kerja sebagaimana dimaksud dalam angka 4 Prosedur Persetujuan Pekerjaan untuk Pemeliharaan Peralatan Tegangan Tinggi, Aturan Operasi ini.

2. Koordinator Keselamatan Kerja

a. Sebelum *energize* suatu titik sambungan baru, masing-masing PLN AP2B/UPT dan Pemakai Jaringan yang bersangkutan harus menunjuk seorang Koordinator Keselamatan Kerja;

b. PLN AP2B/UPT dan 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; dan

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/UPB dan UPT, 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/UPB dan UPT menerbitkan persetujuan kerja untuk pekerjaan di jaringan 275 kV, 150 kV, 66 kV, dan 30 kV;

c. Prosedur keselamatan kerja yang berhubungan dengan pemeliharaan jaringan 275 kV, 150 kV, 66 kV, dan 30 kV diatur dalam dokumen "Prosedur Pelaksanaan Pekerjaan Pada Instalasi Listrik";

d. setiap pemeliharaan terencana yang mengakibatkan pemadaman agar diberitahukan ke 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/UPB untuk suatu kegiatan pemeliharaan atau pengujian tertentu;

b. PLN AP2B/UPB 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/UPB harus menerbitkan persetujuan kerja yang diminta;

d. PLN ...

d. PLN AP2B/UPB menetapkan tindakan "buka-tutup PMT" *(switching)* yang dibutuhkan untuk memadamkan bagian dari jaringan tempat kegiatan pemeliharaan atau pengujian akan dilaksanakan;

e. Personel PLN AP2B/UPT mengisi bagian terkait dari Formulir Rencana Kerja, kemudian mengirimkannya ke Koordinator Keselamatan Kerja untuk disahkan, dan ke operator Gardu Induk yang bertanggung jawab untuk memisahkan dan mentanahkan peralatan yang dimaksudkan;

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 pentanahan 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 pentanahan dan menutup pemisah;

j. Koordinator Keselamatan Kerja menyatakan selesainya kegiatan yang disahkan oleh Operator gardu induk dan mengembalikan Formulir Rencana Kerja ke PLN AP2B/UPT, menyatakan pekerjaan telah selesai dan *energize* peralatan dapat dilaksanakan;

k. Personel PLN AP2B/UPT kemudian memberi tahu PLN AP2B/UPB mengenai peralatan yang dapat dioperasikan; dan

l. PLN AP2B/UPB 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/UPB bertanggung jawab untuk menetapkan tingkat operasi yang aman untuk semua fasilitas Sistem dan untuk mengkomunikasikan informasi tersebut ke internal PLN AP2B/UPB dan ke Unit/Perusahaan Pembangkit, PLN Area dan Konsumen Besar yang terhubung ke Jaringan Transmisi;

b. PLN AP2B/UPB harus memberikan informasi mengenai kegiatan atau kondisi operasi yang dapat mempengaruhi keamanan dan keandalan sistem kepada pihak-pihak terkait;

c. Pihak ...

c. Pihak-pihak yang berkepentingan dengan interkoneksi bertanggung jawab untuk memberitahu PLN AP2B/UPB mengenai kejadian terencana yang dapat mempengaruhi operasi normal dari setiap bagian dari Sistem;

d. apabila PLN AP2B/UPB diberitahu oleh pemakai jaringan mengenai operasi atau kejadian yang akan atau mungkin dapat mempengaruhi Pemakai Jaringan yang lain, maka PLN AP2B/UPB wajib memberitahu Pemakai Jaringan yang dapat terpengaruh tersebut sesegera mungkin; dan

e. Penerima pemberitahuan mengenai operasi atau kejadian, dapat menghubungi Pemakai Jaringan yang menerbitkan pemberitahuan tersebut untuk klarifikasi dan 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 pentanahan untuk kasus-kasus tertentu, dapat dilakukan tanpa mendapat persetujuan terlebih dahulu dari PLN AP2B/UPB 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/UPB; 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; dan

b. nama dan nomor telepon dari personil yang melaporkan operasi tersebut.

5. Kewajiban PLN AP2B/UPB untuk Memberitahu Pemakai Jaringan Mengenai Kejadian di Sistem

a. PLN AP2B/UPB bertanggung jawab untuk menyampaikan informasi kejadian-kejadian di sistem kepada para Pemakai Jaringan yang telah terpengaruh oleh kejadian tersebut;

b. PLN AP2B/UPB selaku operator sistem harus menyediakan informasi mengenai kejadian-kejadian yang telah atau mungkin telah berdampak pada keandalan sistem kepada para Pemakai Jaringan yang terpengaruh;

c . Semua ...

c. Semua Pemakai Jaringan wajib memberitahu PLN AP2B/UPB mengenai kejadian tidak terencana yang telah atau mungkin telah memberi pengaruh terhadap operasi normal dari bagian-bagian sistem; dan

d. Jika diperlukan, PLN AP2B/UPB 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 resiko 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/UPB, telah berpengaruh penting pada sistem;

b. Selain itu, kejadian penting juga meliputi kejadian-kejadian yang diyakini oleh Pemakai Jaringan mempunyai pengaruh penting pada fasilitas miliknya;

c. Pelaporan kejadian penting harus secara tertulis sebagaimana dimaksud dalam huruf K Pelaporan Kejadian;

d. Kejadian ...

d. Kejadian-kejadian penting sebagaimana dimaksud pada huruf c yang perlu dilaporkan secara tertulis ke PLN AP2B/UPB 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) Pemakai Jaringan harus menetapkan kantor perwakilan untuk keperluan memberi atau menerima komunikasi operasional sehubungan dengan fasilitasnya;

2) Kantor perwakilan bertanggung jawab 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/UPB 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/UPB harus menggunakan peralatan perekam suara yang andal untuk merekam percakapan antara *dispatcher* dan personel operasional 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 mengkonfirmasikan ketepatannya;

5) *Dispatcher* ...

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/UPB, operator Gardu Induk, Operator Unit Pembangkit; dan

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/UPB dengan Pemakai Jaringan

a. Pertemuan koordinasi antara PLN AP2B/UPB dengan Pemakai Jaringan di wilayah kerjanya dilaksanakan secara rutin bulanan dan tidak diwajibkan bagi Konsumen Besar; dan

b. Pertemuan koordinasi antara PLN AP2B/UPB dengan Pemakai Jaringan di wilayah kerjanya dilaksanakan paling sedikit sekali dalam 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/UPB dan Pemakai Jaringan yang terpengaruh; dan

b. Kajian tersebut harus cukup mendalam guna menambah pengetahuan dari Pemakai Jaringan mengenai sifat operasional sistem sehingga kejadian serupa dapat dicegah di masa depan dan hasil kajian gangguan tersebut harus tersedia bagi semua Pemakai Jaringan yang terpengaruh.

2. Prosedur untuk Melaporkan Kejadian

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

b. Para 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, Pemakai Jaringan yang terlibat harus menyerahkan laporan tertulis final atas kejadian tersebut.

3. Laporan ...

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/UPB dapat melakukan sebuah tinjauan terhadap suatu kejadian atau kondisi operasi di sistem dalam rangka meneliti kelayakan prosedur operasi dan Aturan Jaringan untuk mempertahankan tingkat keandalan sistem yang dapat diterima;

b. Semua Pemakai Jaringan harus bekerjasama dengan PLN AP2B/UPB dalam tinjauan atau analisis suatu kejadian di sistem atau kondisi operasi sistem, termasuk menyediakan catatan dan informasi terkait; dan

c. Semua Pemakai Jaringan harus memberikan informasi kepada PLN AP2B/UPB 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/UPB dapat memeriksa semua peralatan milik Pemakai Jaringan yang terhubung ke Jaringan dalam rangka:

1) mengkaji pemenuhan kewajiban operasional semua 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/UPB 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/UPB;

2) waktu saat dimulainya pemeriksaan dan prakiraan waktu diakhirinya pemeriksaan; dan

3) alasan diadakannya pemeriksaan (dengan cukup terinci).

c. PLN ...

c. PLN AP2B/UPB tidak boleh melakukan pemeriksaan lain untuk maksud mengkaji kepatuhan Pemakai Jaringan terhadap kewajiban operasional sebagaimana dimaksud dalam Aturan Jaringan dalam jangka 6 (enam) bulan setelah pemeriksaan sebelumnya, kecuali ada bukti ketidakpatuhan yang ditemukan dalam pemeriksaan sebelumnya;

d. PLN AP2B/UPB harus memastikan setiap pemeriksaan hanya sesuai kebutuhan, dengan waktu pemeriksaan paling lama 2 (dua) hari;

e. PLN AP2B/UPB harus memastikan wakil yang melaksanakan pemeriksaan cukup berkualifikasi untuk melakukan pemeriksaan itu;

f. Semua Pemakai Jaringan harus mengizinkan wakil dari PLN AP2B/UPB untuk memasuki kawasan di bawah kewenangannya guna melakukan pemeriksaan itu;

g. Selama pemeriksaan suatu fasilitas, PLN AP2B/UPB harus memastikan:

   1) wakilnya yang ditugaskan tidak menyebabkan kerusakan pada peralatan milik Pemakai Jaringan yang terhubung ke Jaringan;

   2) penempatan atau penyimpanan suatu peralatan, kendaraan atau material hanya bersifat sementara;

   3) hanya memeriksa operasi dari peralatan Pemakai Jaringan yang terhubung ke jaringan transmisi sepanjang dianggap perlu dan disetujui oleh Pemakai Jaringan dan persetujuan tersebut tidak boleh ditahan atau ditunda tanpa alasan;

   4) mengamati kepentingan 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 Pemakai Jaringan, jika aturan protokoler tersebut tidak dimaksudkan untuk menunda pemberian persetujuan untuk akses.

h. Pemakai Jaringan harus menunjuk orang yang berwenang untuk mendampingi dan mengamati pemeriksaan yang dilakukan oleh wakil PLN AP2B/UPB untuk memasuki kawasan instalasi 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 Pemakai Jaringan maupun peralatan PLN AP2B/UPB yang terkait dengan suatu titik sambungan;

d. pemasangan ...

d. pemasangan dari peralatan uji untuk memantau unjuk kerja peralatan Pemakai Jaringan dalam kondisi operasi normal;

e. pengujian suatu peralatan yang memerlukan pemutusan sementara peralatan atau operasi dari peralatan tersebut dengan cara yang berbeda dari kondisi operasi normal; dan

f. pengujian yang diminta oleh PLN AP2B/UPB dan Pemakai Jaringan.

2. Pengujian

PLN AP2B/UPB dan Pemakai Jaringan mempunyai hak yang sama untuk saling menguji peralatan milik pihak lain yang berkaitan dengan titik sambungan antara peralatan PLN AP2B/UPB dengan peralatan 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/UPB wajib meminimumkan kerugian tersebut selama proses pengujian; dan

3) PLN AP2B/UPB 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/UPB mengenai maksud pelaksanaan pengujian dan hanya melakukan pengujian pada waktu yang disetujui oleh PLN AP2B/UPB;

j. pihak ...

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/UPB untuk mengkonfirmasikan karakteristik operasi unit pembangkit, kecuali ada kendala khusus;

b. jika berdasarkan hasil pemantauan unjuk kerja unit pembangkit tertentu oleh PLN AP2B/UPB 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/UPB 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/UPB, 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 ...

b. Jika kondisi sistem tidak memungkinkan untuk melakukan pengujian sesuai dengan jadwal yang diminta, PLN AP2B/UPB dapat menolak waktu yang diminta dan setelah berkonsultasi dengan Pemakai Jaringan, menjadwal ulang pengujian;

c. PLN AP2B/UPB setiap saat dapat menguji salah satu atau kombinasi dari beberapa karakteristik operasi suatu unit pembangkit dengan ketentuan PLN AP2B/UPB 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/UPB, dalam kasus ini hasil pengujian dianggap tidak ada.

d. Selama pemantauan terhadap pengujian, PLN AP2B/UPB 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/UPB harus menyimpan rekaman besaran-besaran frekuensi atau tegangan yang dimonitor selama pengujian tersebut;

f. PLN AP2B/UPB 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/UPB menetapkan unit pembangkit yang diuji gagal memenuhi karakteristik operasi yang dideklarasikan, PLN AP2B/UPB 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/UPB:

   1) penjelasan mengenai kegagalan tersebut;

   2) usulan revisi dari karakteristik operasi yang tidak sesuai tersebut seperti disyaratkan dalam prosedur sebagaimana dimaksud dalam Bab V. Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi; dan/atau

   3) usulan rencana untuk mengatasi masalah tersebut.

i. PLN ...

i. PLN AP2B/UPB 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; dan

2) jika persetujuan tidak tercapai dalam 3 (tiga) hari kerja, maka PLN AP2B/UPB 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/UPB harus menyampaikan kepada setiap Pemakai Jaringan, sebuah laporan realisasi tahun sebelumnya, yang merinci unjuk kerja proteksi jaringan pada setiap titik sambungan ke Pemakai Jaringan, termasuk perbandingan dengan suatu standar unjuk kerja pembanding *(benchmark)* yang disetujui;

b. untuk setiap titik sambungan, baik PLN AP2B/UPB maupun Pemakai Jaringan harus memeriksa dan/atau menguji operasi dari peralatan proteksi yang berkaitan dengan titik sambungan, sebelum tanggal operasi perdana fasilitas baru dan kemudian setiap selang waktu dua tahun sesudahnya;

c. Pemakai Jaringan yang terhubung ke suatu titik sambungan harus bekerjasama dengan PLN AP2B/UPB dalam pemeriksaan atau pengujian terhadap operasi dari peralatan proteksi;

d. setiap 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 Pemakai Jaringan

Setiap Pemakai Jaringan harus memperoleh persetujuan tertulis dari PLN AP2B/UPB 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. Pemakai Jaringan yang mengusulkan untuk melakukan suatu pengujian atas peralatan miliknya yang berkaitan dengan suatu titik sambungan harus memberitahu secara tertulis ke PLN AP2B/UPB, 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 ...

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 bertanggung-jawab mengkoordinasikan pengujian yang diusulkan atas nama Pemakai Jaringan.

c. Jika kondisi sistem tidak memungkinkan dilaksanakannya pengujian pada jadwal yang diminta, PLN AP2B/UPB harus berkonsultasi dengan para Pemakai Jaringan yang terkait untuk menjadwal ulang pengujian;

d. PLN AP2B/UPB harus memberitahu Pemakai Jaringan lain yang mungkin terpengaruh oleh suatu pengujian yang diusulkan dan mempertimbangkan kepentingan Pemakai Jaringan lain yang terpengaruh tersebut dalam memberi persetujuan terhadap pengujian yang diusulkan;

e. Pemakai Jaringan yang hendak melakukan pengujian harus memastikan orang yang bertanggung jawab dalam mengkoordinasikan pengujian memperoleh konfirmasi ulang dari Pusat PLN AP2B/UPB atau Unit/Sub Unit PLN AP2B/UPB, sesaat sebelum memulai pengujian; dan

f. Orang yang bertanggung-jawab mengkoordinasikan pengujian tersebut harus segera memberitahu PLN AP2B/UPB apabila pengujian telah berakhir.

8. Pemeriksaan dan Akses

a. PLN AP2B/UPB dapat memasuki area instalasi milik Pemakai Jaringan untuk melakukan pemeriksaan atau pengujian;

b. 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 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 ...

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 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 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 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/UPB maupun Pemakai Jaringan dengan Unsur-unsur dari Penomoran Peralatan dan Kode Identifikasi mencakup antara lain:

a. lokasi geografis peralatan, berkaitan dengan PLN AP2B/UPB,

b. kode untuk nama Pusat Pembangkit dan nama Gardu Induk;

c. kode ...

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. Selain itu, konstanta waktu termal jangka pendek dan metode analisis *loss of life* dapat dipakai untuk menetapkan *rating* peralatan jika analisis itu dilakukan sesuai dengan standar ketenagalistrikan dan persetujuan pembuat peralatan.
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 horison 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 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 marjin 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 ...

C. Perencanaan Operasi Jangka Panjang

1. Umum

   a. Perencanaan Operasi jangka panjang harus disiapkan dan disampaikan oleh PLN AP2B/UPB 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) projeksi 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 marjin keandalan sebagaimana dimaksud dalam Bab IV huruf B Marjin Cadangan Operasi, Aturan Operasi.

   c. Revisi tengah tahun atas rencana operasi jangka panjang sebagaimana dimaksud pada huruf a dan huruf b harus diterbitkan pada tanggal 15 Juni dan revisi 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/UPB pada tanggal 15 Desember setiap tahun dan perubahannya pada tanggal 15 Juni.

2. Prosedur Perencanaan Operasi Jangka Panjang

   a. PLN AP2B/UPB 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/UPB 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/UPB 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 ...

b. PLN AP2B/UPB harus menyediakan informasi sebagaimana dimaksud pada huruf a kepada seluruh Pemakai Jaringan.

c. Revisi tengah tahunan atas *draft* perencanaan operasi jangka panjang, paling lambat sudah diterbitkan pada tanggal 1 Mei tahun berikutnya.

4. Perencanaan Pemeliharaan

a. Berdasarkan *draft* perencanaan operasi jangka panjang, Unit/Perusahaan Pembangkit harus menyampaikan kepada PLN AP2B/UPB, *draft* rencana pemeliharaan unit pembangkit periode 1 tahun berikutnya dengan usulan tanggal dan lama pemeliharaan masing-masing unit paling lambat pada tanggal 1 September.

b. Berdasarkan usulan rencana pemeliharaan unit pembangkit tersebut, PLN AP2B/UPB mempersiapkan jadwal akhir pemeliharaan semua unit pembangkit dan fasilitas transmisi terkait, serta harus menyampaikannya kepada seluruh 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/UPB 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 marjin 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 marjin keandalan sesuai dengan aturan sebagaimana dimaksud dalam Bab IV huruf B. Marjin Cadangan Operasi, Aturan Operasi sehingga marjin 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 ...

6. Perencanaan Operasi Jangka Panjang

   a. Berdasarkan *draft* rencana operasi jangka panjang, rencana pemeliharaan dan studi sistem tenaga listrik, PLN AP2B/UPB harus membuat rencana final operasi jangka panjang.

   b. Rencana operasi jangka panjang ini harus sudah diterima oleh seluruh Pemakai Jaringan paling lambat tanggal 20 Desember dan revisi final tengah tahun rencana operasional paling lambat tanggal 15 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/UPB 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/UPB, untuk digunakan dalam alokasi energi yang ekonomis satu bulan berikutnya;

      4) hari ke 20 bulan berjalan, PLN AP2B/UPB menerbitkan rencana operasi bulanan berisi antara lain 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 ...

3) produksi energi yang dijanjikan *(committed)* dari Unit/Perusahaan Pembangkit Energi Terbarukan;

4) biaya variabel pembangkit yang mempunyai perjanjian jual beli tenaga listrik atau *power purchase agreement* (PPA); 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 atau *power purchase agreement* (PPA).

b. PLN AP2B/UPB harus merencanakan operasi seluruh unit pembangkit dalam Sistem untuk memenuhi prakiraan beban dengan biaya minimum (biaya variabel + biaya *outage*), dengan memperhatikan marjin 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/UPB harus melakukan rencana operasi untuk meminimumkan risiko pemadaman.

d. PLN AP2B/UPB harus mendapatkan informasi mutakhir dari para Pemakai Jaringan mengenai kesiapan unit pembangkit, duga muka air waduk, prakiraan debit air masuk pada waduk dan prakiraan produksi PLTA *run of river*.

e. Pemakai Jaringan harus menyediakan:

1) informasi sebagaimana dimaksud pada huruf d dengan berpedoman pada tabel sebagaimana dimaksud dalam Bab VIII. Aturan Kebutuhan Data.

2) tambahan informasi yang berkaitan dengan testing dan komisioning dengan berpedoman pada tabel sebagaimana dimaksud dalam Bab VIII. 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 non listrik 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 marjin cadangan yang rendah.

g. Koreksi ...

g. Koreksi minor terhadap rencana pemeliharaan dapat dilaksanakan pada bulan berjalan, dan harus diinformasikan kepada setiap Pemakai Jaringan dan PLN AP2B/UPB.

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 non listrik 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. revisi prakiraan produksi energi dari Unit/Perusahaan

d. Pembangkit yang menggunakan energi terbarukan;

e. revisi prakiraan beban.

5. Model yang digunakan dalam pembuatan rencana bulanan

1) model beban kronologis setiap $\frac{1}{2}$ (setengah) jam untuk langgam beban hari kerja dan hari libur (tipikal);

2) model jaringan yang disederhanakan untuk studi simulasi produksi, akan digunakan mempertimbangkan transmisi utama;

3) studi aliran daya untuk mengidentifikasi kemungkinan keterbatasan transfer yang memerlukan *must run* (*forced dispatch*) unit; dan

4) model yang disederhanakan untuk studi rugi-rugi penyaluran.

6. Tanggapan ...

6. Tanggapan Pemakai Jaringan dan Revisi Rencana bulanan

   a. Pemakai Jaringan harus diizinkan untuk menyampaikan tanggapan atas rencana final operasi bulanan kepada PLN AP2B/UPB sampai batas waktu tanggal 23 sebelum bulan pelaksanaan.

   b. PLN AP2B/UPB dapat mempertimbangkan menerima atau menolak atas tanggapan Pemakai Jaringan, dan tanggapan tersebut tidak boleh diabaikan.

   c. Apabila perlu, maka revisi 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/UPB 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 non listrik 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 marjin 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 ...

b. alokasi produksi semua PLTA waduk dalam periode harian, merefleksikan penggunaan air untuk kebutuhan non listrik 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. Pernyataan/Deklarasi Kesiapan Unit Pembangkit, Aturan Perencanaan Operasi dan Pelaksanaan Operasi.

2) nilai parameter baru karakteristik pengoperasian; dan

3) kapan nilai parameter yang baru diimplementasikan.

5. Model ...

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 rugi-rugi transmisi.
6. Penjadwalan untuk Proses Rencana Mingguan
   a. Unit/Perusahaan Pembangkit harus menyampaikan revisi prakiraan kesiapan unit pembangkit paling lambat hari Selasa pukul 10:00 sebelum periode minggu pelaksanaan rencana mingguan.
   b. PLN AP2B/UPB harus mempertimbangkan revisi yang disampaikan Unit/Perusahaan Pembangkit dan menerbitkan rencana mingguan kepada seluruh Pemakai Jaringan paling lambat hari Rabu pukul 12:00 sebelum periode minggu pelaksanaan rencana mingguan.
   c. Tanggapan atas Rencana Mingguan dari Pemakai Jaringan harus disampaikan kepada PLN AP2B/UPB paling lambat hari Kamis pukul 10:00 sebelum periode minggu pelaksanaan dan PLN AP2B/UPB harus mempertimbangkan tanggapan dari Pemakai Jaringan, untuk dijadikan bahan mengubah rencana mingguan yang sudah terbit atau tidak.
   d. PLN AP2B/UPB harus sudah menerbitkan Revisi Rencana Mingguan paling lambat hari Kamis pukul 15:00 sebelum periode minggu pelaksanaan rencana mingguan.
   e. Unit/Perusahaan Pembangkit wajib mengikuti rencana mingguan pembangkitan kecuali ada instruksi lain dari PLN AP2B/UPB.

F. Pelaksanaan *Dispatch* Harian

1. Umum
   a. PLN AP2B/UPB 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 ...

2. Informasi dari Unit/Perusahaan Pembangkit

   a. Seluruh Unit/Perusahaan Pembangkit harus memberitahukan kepada PLN AP2B/UPB 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/UPB paling lambat pukul 10:00 pagi sehari sebelum hari pelaksanaan rencana.

   b. Unit/Perusahaan Pembangkit khusus Pembangkit Hidro, harus menginformasikan kepada PLN AP2B/UPB mengenai realisasi debit air masuk waduk dan prakiraan pembebanan setiap jam PLTA *run of river* untuk hari berikutnya.

3. Prakiraan Beban Harian

   PLN AP2B/UPB harus membuat prakiraan beban per ½ setengah jam untuk 1 (satu) hari berikutnya.

4. Identifikasi Kendala Jaringan

   a. PLN AP2B/UPB 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/UPB harus membuat rencana pelaksanaan harian sedemikian rupa sehingga meminimumkan total biaya variabel pembangkit dengan simulasi produksi.

   b. Pertimbangan rugi-rugi jaringan dan kendala Sistem pada tegangan 275 kV, 150 kV, 66 kV, dan 30 kV harus terakomodasikan pada prosedur pelaksanaan/*dispatch* harian.

   c. Total pembangkitan hidro dalam Rencana Harian harus dialokasikan dalam basis pembebanan setiap 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 ½ (setengah) jam masing-masing unit pembangkit termal, termasuk waktu-waktu *start up* dan *shut down;*

   b. pembangkitan total daya aktif (MW) setiap ½ (setengah) jam dari pembangkit- pembangkit hidro;

   c. pembangkitan total daya aktif (MW) setiap ½ (setengah) jam dari pembangkit-pembangkit berenergi terbarukan;

d. sumber-sumber ...

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. PLN AP2B/UPB menginformasikan kepada PLN Area/APD apabila perlu pengurangan beban.

7. Jadwal Penyampaian Data Pembangkit dan Penerbitan Rencana Harian

a. Seluruh Unit/Perusahaan Pembangkit harus menyampaikan kepada PLN AP2B/UPB mengenai informasi mutakhir kesiapan unit sebelum pukul 10:00 sehari sebelum pelaksanaan *dispatch* harian dan pemberitahuan disampaikan melalui formulir yang ditentukan sebagaimana dimaksud dalam Bab VIII Aturan Kebutuhan Data.

b. PLN AP2B/UPB harus menyampaikan *dispatch* harian final ke seluruh Pemakai Jaringan paling lambat pukul 15:00 sehari sebelum pelaksanaan.

c. Unit/Perusahaan Pembangkit wajib mengikuti jadwal pembebanan setiap setengah jam yang tercantum dalam rencana Jadwal Harian, kecuali ada perubahan pelaksanaan yang diperintahkan oleh PLN AP2B/UPB.

d. Apabila karena sesuatu alasan teknis, suatu Unit Pembangkit tidak dapat melaksanakan perintah pembebanan dari PLN AP2B/UPB, maka kondisi tersebut harus segera dilaporkan kepada PLN AP2B/UPB.

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

1. Operasi *Real Time*

a. Selama operasi *real time*, PLN AP2B/UPB 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. Aturan Operasi.

b. Apabila ...

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/UPB dapat merevisi 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/UPB 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 Pemakai Jaringan dan akan menggantikan rencana jadwal harian yang dibuat sebelumnya dan PLN AP2B/UPB harus memverifikasi seluruh Pemakai Jaringan akan mampu memenuhi jadwal pembebanan yang baru sebelum diterbitkan.

2. Kriteria untuk Prosedur *Dispatch* Ulang

PLN AP2B/UPB 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, menghindari pelimpasan air.

H. Pembebanan ...

H. Pembebanan Pembangkit

1. Umum

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

   a. memerintahkan tingkat pembebanan unit pembangkit;

   b. memberikan persetujuan kepada Unit/Perusahaan Pembangkit mengeluarkan unit pembangkitnya dalam rangka pemeliharaan terencana; dan

   c. pelaksanaan optimasi ulang jadwal *dispatch* harian.

2. Tujuan

   Tujuan dari *dispatch* pembangkit adalah agar PLN AP2B/UPB 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. Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi ini;

   c. keamanan *(security)* dan keandalan *(reliability)*; dan

   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/UPB harus mempertimbangkan hal-hal:

   a. Rencana Harian, yang disiapkan dan diterbitkan sesuai dengan prosedur sebagaimana dimaksud dalam Bab V. Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi ini;

   b. kesiapan dan karakteristik pembangkit yang mutakhir setiap pembangkit;

   c. frekuensi dan tegangan Sistem yang diterima PLN AP2B/UPB melalui SCADA; dan

   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/UPB apabila terdapat permasalahan yang dapat mengakibatkan keluarnya atau pengurangan beban (*derating*) Unit Pembangkit Besar dan Menengah.

   b. Dalam hal ini, PLN AP2B/UPB harus mengevaluasi konsekuensi dari persetujuan pengeluaran tidak terencana unit tersebut dari sistem, dengan mempertimbangkan keamanan, kualitas pelayanan dan keekonomian.

c. Apabila ...

c. Apabila hasil evaluasi menunjukkan pengeluaran atau *derating* tersebut dapat diterima, maka PLN AP2B/UPB 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/UPB terkait dan PLN AP2B/UPB 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/UPB memberi persetujuan pelaksanaan perbaikan Unit Pembangkit tersebut.

5. Perintah Pembebanan/*Dispatch*

a. Semua Unit/Perusahaan Pembangkit harus mengikuti perintah pembebanan dari PLN AP2B/UPB 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/UPB langsung kepada para 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/UPB dan Pemakai Jaringan.

3) Apabila memungkinkan, perintah pembebanan diberikan sesuai ketentuan sebagaimana dimaksud dalam huruf M perintah Dispatch *(Dispatch Order)*, Bab V. Aturan Perencanaan Operasi dan Pelaksanaan Operasi ini.

4) Penerimaan perintah pembebanan harus segera secara resmi diberitahukan oleh para 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/UPB kecuali:

a) adanya permasalahan keselamatan personel atau peralatan yang dapat dibuktikan;

b) perintah akan mengakibatkan Pemakai Jaringan mengoperasikan unitnya di luar kemampuan peralatan yang telah dinyatakannya.

5) Apabila Pemakai Jaringan tertentu mengalami kesulitan dalam melaksanakan perintah pembebanan, Pemakai Jaringan tersebut harus segera melaporkannya kepada PLN AP2B/UPB.

c. Bentuk ...

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 tanggungjawab 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/UPB dengan Unit/Perusahaan Pembangkit; dan
10) perintah untuk pengoperasian *free governor* pembangkit.

d. Hal yang harus dilakukan oleh para Pemakai Jaringan

1) Setiap Pemakai Jaringan harus memenuhi seluruh perintah operasi PLN AP2B/UPB tanpa menunda waktu, kecuali apabila terjadi hal-hal sebagaimana dimaksud dalam huruf H angka 5.b Penyampaian Perintah Pembebanan, Bab V. Aturan Perencanaan Operasi dan Pelaksanaan Operasi ini
2) PLN AP2B/UPB 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/UPB berdasarkan informasi dari Unit/Perusahaan Pembangkit.

b) apabila ...

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 ± 2% (dua) persen dari daya mampu unit yang dideklarasikan.

I. Aktivitas Pasca Operasi dan Evaluasi

1. Umum

PLN AP2B/UPB 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 pascaoperasi harian harus dikonsolidasikan menjadi laporan evaluasi pasca operasi bulanan dan tahunan.

b. PLN AP2B/UPB harus menerbitkan Laporan Evaluasi Pasca operasi bulanan dan tahunan konsolidasi, serta menyampaikan kepada seluruh 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 ...

b. Prakiraan beban pada setiap titik sambungan harus dihitung dari faktor-faktor titik sambungan sebagaimana ditentukan PLN AP2B/UPB 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/UPB dalam mempersiapkan prakiraan beban;

b. menguraikan faktor-faktor yang akan dipertimbangkan oleh PLN AP2B/UPB dalam mempersiapkan prakiraan beban; dan

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/UPB harus membuat rencana operasional untuk setiap bulan dari rencana jangka panjang, prakiraan-prakiraan berikut:

1) beban puncak (MW) PLN Area/APD dan para Konsumen Besar, berdasarkan prakiraan kebutuhan energi (MWh) dan prakiraan beban puncak tahunan setiap Gardu Induk dari PLN Area/APD;

2) beban puncak setiap titik sambungan dan rugi-rugi transmisi; dan

3) kebutuhan marjin 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/UPB 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/APD dan Konsumen Besar;

4) statistik beban puncak harian;

5) catatan langgam beban harian sistem;

6) kebijaksanaan Cadangan Operasi yang ditentukan dalam Bab IV. Aturan Operasi; dan

7) informasi lain yang relevan.

4. Prakiraan Beban untuk Rencana Bulanan

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

1) kebutuhan ...

1) kebutuhan energi (MWh) dan beban puncak (MW)
2) kebutuhan energi (MWh) dan beban puncak (MW) pada setiap titik sambungan dan rugi-rugi jaringan; dan
3) kebutuhan marjin 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/UPB 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/APD dan para Konsumen Besar;
3) statistik kebutuhan beban puncak dan beban minimum harian;
4) kebijaksanaan Cadangan Operasi yang ditetapkan sebagaimana dimaksud dalam Bab IV. Aturan Operasi; dan
5) informasi lain yang relevan.

5. Prakiraan Beban untuk Rencana Mingguan

a. PLN AP2B Area harus mempersiapkan prakiraan-prakiraan berikut untuk operasi harian dari suatu Rencana Mingguan:

1) kebutuhan energi (MWh) dan beban-puncak (MW) PLN Area/APD dan para Konsumen Besar;
2) kebutuhan energi (MWh) dan beban-puncak (MW) pada setiap titik sambungan, dan rugi-rugi 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/UPB 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 /APD dan para Konsumen Besar, khususnya catatan rinci data minggu terakhir yang sudah tersedia;
3) kebutuhan Cadangan Operasi sebagaimana dimaksud dalam Bab IV. Aturan Operasi; dan
4) informasi lain yang relevan.

6. Prakiraan ...

6. Prakiraan Beban untuk Pelaksanaan Harian/*Dispatch*

   a. PLN AP2B/UPB harus mempersiapkan prakiraan-prakiraan berikut untuk pelaksanaan/*dispatch* setiap ½ (setengah) jam dari suatu Rencana/*Pre-dispatch* Harian:

      1) beban-puncak (MW) PLN Area/APD dan para Konsumen Besar berdasarkan prakiraan kebutuhan energi dalam Rencana Mingguan;

      2) kebutuhan energi (MWh) dan beban puncak (MW) pada setiap titik sambungan, dan rugi-rugi jaringan;

      3) kebutuhan total beban (MW) setiap ½ (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 sehari sebelum hari pelaksanaan.

   c. Dalam pembuatan Prakiraan Harian, PLN AP2B/UPB harus mempertimbangkan beberapa faktor sebagai berikut:

      1) Prakiraan beban yang digunakan dalam pembuatan Rencana Mingguan;

      2) statistik penjualan listrik ke PLN Area/APD 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. Aturan Operasi; 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/UPB 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 non bisnis (bukan hari kerja), maka informasi tersebut harus disampaikan pada hari kerja terakhir sebelum hari yang dimaksudkan.

d. PLN ...

d. PLN AP2B/UPB harus berusaha untuk mengakomodir permintaan para Unit/Perusahaan untuk mengeluarkan unit pembangkit pada hari-hari tertentu dan permintaan tersebut harus ditolak oleh PLN AP2B/UPB 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/UPB yang menentukan hari pengeluaran *(outage)* unit pembangkit sebagai final dan mengikat.

2. Tujuan

Tujuan pengaturan Rencana Pemeliharaan ini adalah menetapkan peraturan bagi PLN AP2B/UPB 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 program pengeluaran *(Outage Programme)* unit pembangkit

Pada tanggal 1 September, setiap Unit/Perusahaan Pembangkit harus menyampaikan secara tertulis kepada PLN AP2B/UPB, usulan program pengeluaran *(outage programme)* 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/UPB

Pada setiap tanggal 15 Desember, PLN AP2B/UPB harus:

1) menerbitkan Rencana/Jadwal Pemeliharaan dengan mempertimbangkan:

a) prakiraan beban Sistem *(grid);*

b) jadwal ...

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/UPB paling lambat tanggal 20 Desember untuk menjelaskan alasannya.

2) PLN AP2B/UPB 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/UPB harus menyetujui usulan perubahan tersebut.

4) Apabila untuk penyelesaian permasalahan ini memerlukan keterlibatan Unit/Perusahaan Pembangkit lainnya, PLN AP2B/UPB dapat mengadakan Rapat dengan mengundang pihak terkait dan apabila terjadi perubahan Rencana Pemeliharaan, maka jadwal yang mutakhir harus sesegera mungkin diterbitkan oleh PLN AP2B/UPB.

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

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

e. Revisi Rencana/Jadwal Pemeliharaan, yang diterbitkan oleh PLN AP2B/UPB

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

1) merevisi dan menerbitkan Rencana/Jadwal Pemeliharaan yang mutakhir, dengan mempertimbangkan:

a) Rencana/Jadwal Pemeliharaan yang dibuat sebagaimana dimaksud dalam angka 3 huruf b. Rencana/Jadwal Pemeliharaan, yang diterbitkan oleh PLN AP2B/UPB.

b) setiap ...

b) setiap perubahan atas Rencana/Jadwal Pemeliharaan yang sebelumnya telah disepakati, sebagaimana dimaksud dalam angka 3 Huruf c. Keberatan atas Rencana Pengeluaran (*Outage)*;

c) setiap revisi atas rencana pengeluaran Unit/Perusahaan Pembangkit yang disampaikan ke PLN AP2B/UPB harus sesuai sebagaimana dimaksud dalam angka 3 huruf d. Revisi 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 direvisi oleh PLN AP2B/UPB.

f. Keberatan Terhadap Rencana Pengeluaran (*Outage)* yang telah direvisi

1) Apabila suatu Unit/Perusahaan Pembangkit tidak setuju dengan rencana pengeluaran (*outage)* yang direvisi oleh PLN AP2B/UPB atas unit-unit pembangkitnya, Unit/Perusahaan Pembangkit tersebut dapat menyampaikan keberatannya secara tertulis ke PLN AP2B/UPB paling lambat tanggal 10 Juni untuk menjelaskan alasannya.

2) PLN AP2B/UPB 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/UPB harus menyetujui usulan perubahan tersebut.

4) Apabila untuk penyelesaian permasalahan ini memerlukan keterlibatan Unit/Perusahaan Pembangkit lainnya, PLN AP2B/UPB 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/UPB.

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 Revisi Rencana/Jadwal Pemeliharaan telah diterbitkan pada bulan Juni, rencana tersebut harus dipertahankan untuk sisa waktu tahun tersebut.

b. Apabila ...

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 tertulis kepada PLN AP2B/UPB, 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/UPB 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. Rencana/Jadwal Pemeliharaan tahun berjalan; dan

d) faktor lainnya yang relevan.

2) Pada akhir minggu keempat setiap bulan, PLN AP2B/UPB 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 ...

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 dan usulan tersebut harus mencakup data sebagaimana dimaksud dalam huruf b angka 4. Rencana/Jadwal Pemeliharaan tahun berjalan.

2) Setelah menerima usulan perubahan jadwal pengeluaran (*outage)* dari Unit/Perusahaan Pembangkit, sebagaimana dimaksud pada butir 1). maka dalam waktu 12 (dua belas) jam, PLN AP2B/UPB harus memeriksa Rencana Pemeliharaan minggu berikutnya dan melakukan revisi seperlunya dengan mempertimbangkan:

a) Rencana/Jadwal Pemeliharaan Bulanan untuk minggu terkait;

b) setiap revisi 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 butir 1);

e) keluarnya atau terganggunya fasilitas (*grid*) di luar rencana; dan

f) faktor lainnya yang relevan.

3) Pada setiap Kamis pukul 15:00, PLN AP2B/UPB 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 ...

b. Untuk unit pembangkit termal, Unit/Perusahaan Pembangkit harus memberitahukan kepada PLN AP2B/UPB mengenai karakteristik kesiapannya, sebagaimana dimaksud dalam huruf L angka 2 huruf a Bab V. Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi ini.

c. Untuk Unit-Unit Pembangkit Hidro (PLTA), pembangkit termal selain PLTU kategori kesiapan unit sebagaimana dimaksud dalam huruf L angka 2 huruf a Bab V. Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi 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 di-sinkronisasi dalam waktu lebih dari 5 (lima) jam.

Hangat - Suhu Turbin dan *Boiler* pada tingkat yang memungkinkan unit di-sinkronisasi 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 ...

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 dalam huruf L angka 2 huruf b butir 3) atau butir 4) Bab V. Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi 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:

i. bahan bakar, pernyataan atas jenis bahan bakar yang digunakan unit;

ii. kandungan energi spesifik setiap jenis bahan bakar, yaitu kandungan energi dalam BTU atau kilokalori per-satuan volume atau berat;

iii. energi untuk *start up*: kebutuhan energi dalam BTU/*start up* atau kilokalori/*start up*, untuk berbagai kondisi kesiapan sinkronisasi unit;

iv. energi ke putaran penuh: kebutuhan energi dalam BTU/jam atau kilokalori/jam, untuk mempertahankan unit siap sinkron;

v. data *'heat-rate'*: kecepatan perubahan energi dalam BTU/MWh atau kilokalori/MWh yang dibutuhkan untuk perubahan daya *output* unit pembangkit;

vi. data perubahan *'heat-rate'*: kecepatan pertambahan energi dalam BTU/MWh atau kilokalori/MWh yang dibutuhkan untuk menghasilkan perubahan daya *output* unit pembangkit;

vii. energi ...

vii. energi *start up standby*: energi dalam BTU atau kilokalori yang dibutuhkan untuk memanaskan *Boiler* dan Turbin dari kondisi 'dingin' ke kondisi yang sangat siap;

viii. energi *standby* panas: energi dalam BTU/jam atau kilokalori/jam yang dibutuhkan untuk mempertahankan *Boiler* dan Turbin dalam kondisi 'siap-panas';

ix. biaya *operation and maintenance* (*O&M*) *start up*: biaya *O&M* non bahan bakar dalam Rp/*start up* sehubungan dengan proses *start up*;

x. biaya *O&M* daya (*output*): biaya *O&M* non bahan bakar dalam proses memproduksi daya *output*, dalam Rp/MWh;

xi. biaya *O&M start up standby*: biaya *O&M* non bahan bakar dalam proses memanaskan *Boiler* dan Turbin ke kondisi siap, dalam Rp/*start up*; dan

xii. biaya *O&M standby* panas: biaya *O&M* non bahan bakar dalam Rp/jam, dalam rangka mempertahankan kesiapan *Boiler* dan Turbin pada tingkat 'siap-panas'.

b) Pilihan kedua, Unit/Perusahaan Pembangkit memberikan informasi setiap unit pembangkit termalnya sebagai berikut:

i. harga *start up* - unit pembangkit dalam Rp/jam, untuk berbagai tingkat kondisi kesiapan unit untuk sinkronisasi;

ii. harga beban minimum - harga dalam Rp/jam untuk mempertahankan unit tetap beroperasi (sinkron), namun hanya berbeban minimum;

iii. harga pertambahan (*incremental*) - harga *output* dalam Rp/MWh sebagai tambahan terhadap harga beban minimum;

iv. harga *start up standby* - harga dalam Rp/*start up*, untuk proses memanaskan *boiler* dan turbin dari kondisi dingin ke tingkat kondisi yang sangat siap;

v. 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 ...

M. Perintah *Dispatch*

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

   b. apabila dianggap perlu, memberikan target waktu pada saat mana tingkat pembebanan tertentu sudah harus dicapai atau perintah sudah harus selesai dilaksanakan.Pihak yang menerima perintah lisan, harus diminta untuk mengulang isi perintah untuk menjamin perintah tersebut dimengerti dan *Dispatch*er harus mencatat perintah dan waktu pemberian perintah tersebut dalam buku catatan (*log*).

   c. Contoh-contoh jenis perintah utama dari *dispatch*er 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:

      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:
      "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/UPB unit telah dibebani dengan beban minimum.

   b. Dalam memberikan perintah sinkronisasi, PLN AP2B/UPB harus selalu mempertimbangkan waktu untuk proses sinkronisasi yang diberikan Unit/Perusahaan Pembangkit–dan memberikan suatu target waktu sinkronisasi tersebut.

c. Pada ...

c. Pada contoh berikut, Unit 3 telah diperintahkan sinkron dan berbeban minimum, dengan waktu pemberian perintah adalah pada pukul 08:00 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 minimumnya 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'nya:

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

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

6. Perintah ...

6. Perintah Menyediakan Cadangan Operasi

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

   Contoh “perintah”-nya:

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

7. Perintah Menyediakan dukungan Tegangan

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

   Contoh 'perintah'-nya 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 - SC*)

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 kontraktual.

B. Penagihan dan Pembayaran

1. Jadwal Berita Acara Transaksi Tenaga Listrik Pembangkit Tenaga Listrik.
   a. Periode penagihan untuk semua Pemakai Jaringan dimulai dari pukul 10:00 hari pertama setiap bulannya hingga pukul 10:00 hari pertama bulan berikutnya atau mengikuti aturan yang tertuang dalam perjanjian jual beli tenaga listrik.
   b. Meter-meter dibaca pada pukul 10:00 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/UPB paling lambat 7 (tujuh) hari kerja setelah menerima Berita Acara Pembacaan Meter atau lebih awal jika diharuskan dalam Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik atau kontraktual lainnya.
   d. PLN AP2B/UPB 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 (PPA/ESC) atau perjanjian kontraktual lainnya dengan PT PLN (Persero).
3. Jadwal Berita Acara Transaksi Tenaga Listrik PLN Area.
   a. Periode penagihan untuk semua Pemakai Jaringan dimulai dari pukul 10:00 hari pertama setiap bulannya hingga pukul 10:00 hari pertama bulan berikutnya.

b. Meter-meter ...

b. Meter-meter dibaca pada pukul 10:00 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/UPB menerbitkan Berita Acara Transaksi Tenaga Listrik yang sudah ditandatangani oleh PLN Area paling lambat 9 (sembilan) hari kerja setelah menerima Berita Acara Pembacaan Meter.

d. PLN AP2B/UPB menyiapkan perhitungan tenaga listrik bulanan yang dikirim ke setiap PLN Area berdasarkan Berita Acara Pembacaan Meter yang sudah ditandatangani 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/UPB 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 Sulawesi mengirimkan Berita Acara Transaksi Tenaga Listrik kepada PLN AP2B/UPB, 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/UPB menggunakan metode yang layak untuk membuat estimasi yang dapat disetujui bersama;

   f. PLN AP2B/UPB 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 ...

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 AP2B/UPB

Pemrosesan data meter PLN AP2B/UPB mengikuti langkah-langkah sebagai berikut:

a. dalam waktu 3 (tiga) hari kerja setelah akhir periode penagihan, PLN AP2B/UPB telah memperoleh dan melakukan validasi data meter semua trafo Distribusi di Gardu Induk PLN AP2B/UPB;

b. data meter utama dibandingkan dengan data meter pembanding dengan menggunakan suatu metode validasi data yang konsisten;

c. PLN AP2B/UPB mengirimkan Berita Acara Transfer Tenaga Listrik kepada Unit Wilayah 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 AP2B/UPB menggunakan metode yang layak untuk membuat estimasi yang dapat disetujui bersama;

e. PLN AP2B/UPB menerbitkan Berita Acara khusus berkaitan dengan koreksi terhadap kesalahan data meter dan menyerahkan berita acara tersebut kepada PLN Cabang 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 bertanggung jawab atas pemrosesan data meter semua Konsumen Besar;

b. PLN AP2B/UPB 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 Wilayah 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 Pemakai Jaringan

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

1. setiap ...

1. setiap 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 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.
4. Semua rincian audit harus terbuka bagi Pemakai Jaringan.

F. Ketersediaan Data Meter Untuk Pihak Lain

Data meter 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.
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* - MC)

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 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) Aturan Pengukuran 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 ...

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 angka 2) Aturan Pengukuran 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 angka 2) Aturan Pengukuran 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 angka 2) Aturan Pengukuran 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 angka 2) Aturan Pengukuran 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 ...

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 diestimasikan menggunakan algoritma yang memperhitungkan rugi-rugi di antara titik pengukuran dan titik sambungan;

4) Algoritma yang digunakan untuk maksud tersebut dibuat oleh PLN Wilayah, dikaji ulang dan disetujui oleh 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 ± 0,5% (nol koma lima) persen (kondisi beban penuh).

e. Ketelitian Perekam Waktu

Semua instalasi Meter harus mencatat waktu berdasarkan Waktu Indonesia Bagian Tengah (WITA) dan batas kesalahan total untuk pencatat waktu meter *demand*:

1) awal dari setiap periode harus pada waktu standard yang ditetapkan dengan toleransi ± 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 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 ...

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 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 PPA;

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 Pemakai Jaringan dan dapat diakses oleh PLN AP2B/UPB atau oleh 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/UPB 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/UPB;

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/UPB 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 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/atau 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 ...

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 ± 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;

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 ketetuan sebagai berikut

1) PLN AP2B/UPB melakukan manajemen dan pemeliharaan *database* pengukuran (*metering*) yang meliputi seluruh data pengukuran titik sambungan;

2) PLN AP2B/UPB 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 ...

3) Apabila pengambilan data secara *remote* mengalami kegagalan, atau fasilitasnya belum tersedia, maka PLN AP2B/UPB akan mengupayakan untuk mendapatkan data secara *download* lokal/pembacaan lokal untuk selanjutnya dimasukkan ke *database*;

b. PLN AP2B/UPB 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, 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. PLN Wilayah dan Badan Metrologi harus memeriksa dan menguji Peralatan Pengukuran/Sistem Metering yang disaksikan oleh perwakilan Pemakai Jaringan.

3. Pemeriksaan meliputi kesesuaian terhadap *Metering Code*, serta kebiasaan yang baik dalam instalasi kelistrikan dan hal-hal lain yang perlu dilakukan adalah:

   a. Pemrograman 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 ...

4. Hasil-hasil pengujian dan pemeriksaan harus dicantumkan dalam sertifikat yang ditandatangani oleh pihak terkait dan 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 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 ...

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/UPB dan 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 Pemakai Jaringan berhak mengakses data pengukurannya dalam *database* elektronik atau di Kantor PLN AP2B/UPB.

2. Akses ke Peralatan Pengukuran

   a. Pemilik peralatan meter harus menyediakan akses untuk PLN AP2B/UPB dan 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 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/UPB boleh memasuki kawasan Pemakai Jaringan untuk maksud pelaksanaan inspeksi dan pengujian;

   b. Para Pemakai Jaringan boleh memasuki kawasan PLN AP2B/UPB; dan

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

4. Hak Memeriksa

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

   a. PLN AP2B/UPB berhak untuk memeriksa setiap peralatan meter Pemakai Jaringan dan sebaliknya, yang peralatan meternya terhubung dengan *Grid*, hak bersama untuk memeriksa setiap peralatan meter pihak lain pada titik sambungan;

b. Apabila ...

b. Apabila satu pihak merasa yakin pihak lain tidak memenuhi ketentuan Aturan Jaringan dan hal tersebut merugikannya, atau diduga merugikannya, 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 sebagimana 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;

   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 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/UPB selaku manajer *database* berkewajiban memonitor akses ke *database* untuk menjamin semua data aman dari pihak yang tidak berhak mengakses dan/atau menggunakan.

I. Pengecualian ...

I. Pengecualian dan Tenggang Waktu

1. Meter Pembanding untuk titik sambungan antara PLN AP2B/UPB dengan Unit Pembangkit dan antara PLN AP2B/UPB 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 Aturan Pengukuran 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* - DRC)

A. Umum

1. Aturan Kebutuhan Data mengatur ketentuan kebutuhan data berupa data teknis detail yang dibutuhkan oleh PLN Wilayah dari semua Pemakai Jaringan, termasuk Unit/Perusahaan Pembangkit, PLN Area/APD dan Konsumen Besar.
2. PLN AP2B/UPB 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 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 Pemakai Jaringan.
   Data Instalasi Pemakai Jaringan mencakup data instalasi Pemakai Jaringan meliputi fasilitas dan peralatan yang terhubung ke Jaringan, termasuk *rating* tegangan, koordinasi isolasi, *rating* arus, pentanahan, kontribusi arus hubung-singkat ke Jaringan dan kemampuan pembebanan.

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

6. Karakteristik ...

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 Pemakai Jaringan dalam Menyediakan Kebutuhan Data

Pemakai Jaringan	**Kebutuhan Data Spesifik No.**
Generator Besar dan Menengah	1, 2, 3
Generator Kecil	1, 2
PLN AP2B/UPB	4, 5
PLN Area dan Konsumen Besar	5, 6

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

D. Prosedur untuk Penyampaian Data atas Permintaan PLN AP2B/UPB

1. Setiap Pemakai Jaringan harus menyampaikan data yang dibutuhkan sesuai dengan pembagian data sebagaimana dimaksud dalam huruf C Aturan Kebutuhan Data ini.
2. Format struktur data tersebut merupakan pola standar untuk penyampaian data yang digunakan untuk penyampaian data tertulis ke PLN AP2B/UPB kecuali dinyatakan lain pada bagian lain Aturan Jaringan.
3. Nama personel yang ditunjuk oleh para pihak Pemakai Jaringan untuk menyampaikan data harus dinyatakan secara tertulis.
4. Apabila tersedia saluran data (*data link*) komputer antara Pemakai Jaringan dengan PLN AP2B/UPB, maka data dapat disampaikan melalui fasilitas tersebut dan untuk itu PLN AP2B/UPB harus menyediakan format file komputernya untuk Pemakai Jaringan memasukkan semua data Pemakai Jaringan sesuai dengan pengaturan sebagaimana dimaksud dalam huruf C Aturan Kebutuhan Data ini.
5. Para Pemakai Jaringan dapat meminta PLN AP2B/UPB menyetujui penggunaan cara lain pengiriman data, apabila *data links* komputer terganggu atau belum tersedia.
6. Perubahan atas Data Pemakai Jaringan.

   Apabila Pemakai Jaringan menyadari terjadinya perubahan terhadap data suatu peralatan yang sudah tercatat di PLN AP2B/UPB, maka Pemakai Jaringan harus memberitahukan kepada PLN AP2B/UPB sesuai dengan prosedur dan waktu yang telah dinyatakan dalam bagian-bagian Aturan Jaringan.

E. Penggunaan ...

E. Penggunaan Data Estimasi

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

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

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis

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

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.1	Data teknis Umum		
1.1.1	MVA *rated*	MVA	
1.1.2	Kapasitas *rated*	MW	
1.1.3	*Rated gross* MW	MW	
1.1.4	Tegangan terminal	kV	
1.1.5	Beban *auxiliary* pada kapasitas *rated*	MW	
1.1.6	Daya reaktif *(output) rated*	MVAr	
1.1.7	Beban minimum	MW	
1.1.8	Konstanta-*inertia turbo generator rated*	MW-detik	
1.1.9	Rasio hubung-singkat	-	
1.1.10	Arus stator (*rated*)	ampere	
1.1.11	Arus rotor pada *rated* MVA dan faktor daya, *rated* tegangan-terminal dan rpm	ampere	
1.2	Tahanan/*Resistances*		
1.2.1	Tahanan *stator* Rs	per unit (pu)	
1.2.2	Tahanan *negative sequence* R2	pu	
1.2.3	Tahanan *zero sequence* Ro	pu	
1.2.4	Tahanan pentanahan Re	pu	

Reaktansi/Reactances ...

Data		Satuan	Nilai		
1.3	Reaktansi/*Reactances* (*unsaturated*)				
1.3.1	Reaktansi *direct axis synchronous* Xd	pu			
1.3.2	Reaktansi *direct axis transient* Xd'	pu			
1.3.3	Reaktansi *direct axis sub-transient* Xd"	pu			
1.3.4	Reaktansi *quad axis synchronous* Xq	pu			
1.3.5	Reaktansi *quad axis transient* Xq'	pu			
1.3.6	Reaktansi *quad axis sub-transient* Xq"	pu			
1.3.7	Reaktansi kebocoran stator	pu			
1.3.8	Reaktansi urutan nol X0	pu			
1.3.9	Reaktansi urutan negatif X2	pu			
1.3.10	Reaktansi *Potier* xpot	pu			
1.3.11	Reaktansi pentanahan Xe	pu			
1.4	Reaktansi/*Reactance (Saturated)*				
1.4.1	Reaktansi *direct axis sinkron* Xdsat	pu			
1.4.2	Reaktansi *direct axis subtransient* Xd"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 Td'*	detik			
1.6.2	*Direct axis short circuit subtransient Td"*	detik			
1.6.3	*Quad axis short circuit transient Tq'*	detik			
1.6.4	*Quad axis short circuit subtransient Tq"*	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			

Jenis tap ...

Data		Satuan	Nilai
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 *lagging* pada kapasitas *rated*	MVAr	
1.8.2	Daya reaktif *lagging* pada pembangkitan minimum	MVAr	
1.8.3	Daya reaktif *lagging*, sesaat	MVAr	
1.9	Karakteristik Peralatan Eksitasi		
1.9.1	Tegangan medan pada *rated* MVA dan faktor daya, *rated* tegangan terminal dan rpm	pu	
1.9.2	Tegangan medan maksimum, Efdmx	pu	
1.9.3	Tegangan medan minimum, Efdmn	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, Curmx	ampere	
1.9.7	Arus eksitasi minimum, Curmn	ampere	
1.9.8	DC *gain of excitation control loop* Vspp	pu	
1.9.9	*Regulator input filter time constant* Tvm	detik	
1.9.10	*Regulator integration time constant* P3Bi	detik	
1.9.11	*Regulator amplifier time constant* Tvs	detik	
1.9.12	*Maximum internal voltage regulator signal* Urma	pu	
1.9.13	*Minimum internal voltage regulator signal* Urmin	pu	
1.9.14	*Regulator stabilizing gain* Vss	pu	
1.9.15	*Regulator stabilizing circuit time-constant* Tst1	detik	
1.9.16	*Regulator stabilizing circuit time-constant* Tst2	detik	
1.9.17	*Excitation constant* Kerr	pu	
1.9.18	*Excitation time constant* Terr	detik	
1.9.19	*Excitation saturation constant* 1 Aerr	pu	
1.9.20	*Excitation saturation constant* 2 Berr	pu	

Regulator time ...

Data		Satuan	Nilai
1.9.21	*Regulator time constant* Ta	detik	
1.9.22	*Coefficient of ceiling regulator voltage to terminal voltage* Kc	pu	
1.9.23	*Voltage Gain from shunt self excitation* Kp	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* Taom	detik	
1.10.3	*PSS gain for elect. freq. measurement* Kafe		
1.10.4	*Time constant for elect. freq. measurement* Tafe	detik	
1.10.5	*PSS gain for elect. power input signal* Kape	pu	
1.10.6	*Time constant for elect. power measurement* Tape	detik	
1.10.7	*PSS gain for terminal voltage input signal*	pu	
1.10.8	*Time constant for term. voltage measurement* Taui	detik	
1.10.9	*Steady state PSS gain* Kpss	pu	
1.10.10	*PSS gain for turbine torque input signal* Ktrg	pu	
1.10.11	*PSS gain for valve position input signal* Kayt	pu	
1.10.12	*Time constant for valve pos. Measurement* Tayt	detik	
1.10.13	*Stabilizing time constant* Tss	detik	
1.10.14	*Water hammer filter time constant* Tw	detik	
1.10.15	*Output signal magnitude limit* Upsmx	pu	
1.11	*Unit Governor*		
1.11.1	*Time constant for elect. power transducer* Tp	detik	
1.11.2	*Freq. shifted power controller static droop* bpfs	%	

Freq. shifted ...

Data		Satuan	Nilai
1.11.3	*Freq. shifted power controller transient droop* bpft	%	
1.11.4	*Time constant* Tdf	detik	
1.11.5	*Power controller gain* Kf	pu	
1.11.6	*Power controller integration time constant* Tip	detik	
1.11.7	*Speed controller static drop* bps	%	
1.11.8	*Speed controller transient drop* bpt	%	
1.11.9	*Regulator time-constant (Pilot value)* Tr	detik	
1.11.10	*Main servo dead band* Dband	pu	
1.11.11	*Main servo time-constant* Ty	detik	
1.11.12	*Main servo max. opening time* Tyo	detik	
1.11.13	*Main servo max. closing time* Tyc	detik	
1.11.14	*Max. Main servo position* Ytmax	pu	
1.11	*Unit Governor* (sambungan)		
1.11.15	*Valve characteristic* Yyt	%	
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* bpace	pu	
1.11.19	*Pilot value opening time (Hidro)* Tro	detik	
1.11.20	*Pilot value closing time (Hidro)* Trc	detik	
1.11.21	*Speed controller input filter time constant* Tm	detik	
1.11.22	*Power-controller input filter time constant* Tp	detik	
1.11.23	*Temperature speed dependency* alft		
1.11.24	*Temperature input filter time constant* Tvr	detik	
1.11.25	*Temperature controller amplification gain* Kt	pu	
1.11.26	*Temperature contr. Integration time constant* Tit	detik	
1.11.27	*Speed power controller amplification gain* Vr	pu	
1.11.28	*Speed power controller time constant* Tn	detik	

Unit Governor ...

Data		Satuan	Nilai
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) Thp	detik	
1.13.2	*First reheater time constant* Tip	detik	
1.13.3	*second reheater time Constant* Tlp	detik	
1.13.4	*High pressure turbine ratio* alfhp	pu	
1.13.5	*Low pressure turbine ratio* alflp	pu	
1.13.6	*Boiler capacity time constant* P3Bi	detik	
1.13.7	*Heat transfer time constant* Tkes	detik	
1.13.8	*Fuel controller amplification* Kmbr	pu	
1.13.9	*Fuel controller integration time constant* Tmbr	detik	
1.13.10	*Water starting time constant (Hydro)* TW	detik	
1.13	*Prime Mover* (sambungan)		
1.13.11	*Half reflexion time of pressure tube (Hydro)* TI	detik	
1.13.12	*Allievi constant (Hydro)* Zw	-	
1.13.13	*Initial water pressure (Hydro)* Ho	pu	
1.13.14	*Turbine water-flow dependency to mech speed* komwp	pu	
1.13.15	*Dynamic pressure losses (Hydro)* rbdyn	pu	
1.13.16	*Static pressure losses (Hydro)* rbsta	pu	
1.13.17	*Water flow for point wip 1 (min) (Hydro)* wqmin	pu	
1.13.18	*Water flow for point wip 5 (max) (Hydro)* wqmax	pu	
1.13.19	*Turbine efficiency (Hydro)* wip	%	

Deskripsi ...

Data		Format Penyampaian
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	Trafo 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 ...

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

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.18	*Power plant technical data*		
1.18.1	Tegangan pada titik sambungan	kV	
1.18.2	Kapasitas Maksimum Total Sentral	MW	
1.18.3	Injeksi arus maksimum hubung-singkat simetris tiga fasa	kA	
1.18.4	Injeksi arus maksimum hubung-singkat tak-simetris tiga 3 fasa	kA	
1.18.5	Impedansi Minimum Urutan Nol Generator	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 diagrams:

Data		Format Penyampaian
Item	Deskripsi	
2.1	*Setting* Proteksi	
2.1.1	Kehilangan medan (*Loss of field*)	teks
2.1.2	Penguatan kurang (*Under excitation*)	teks, diagram
2.1.3	Penguatan lebih (*Over excitation*)	teks, diagram
2.1.4	*Overfluxing* (V/Hz)	teks, diagram

Differential ...

2.1.5	*Differential*	teks
2.2	*Control Data*	
	Detail dari rangkaian penguatan *(excitation loop)* yang diuraikan dalam bentuk *block diagram*, menunjukkan *transfer functions* masing-masing elemen *individual* dan unit-unit pengukur (*measurement-units*)	diagram
2.3	*Control devices settings*	
2.3.1	Pembatas penguatan lebih (*over excitation limiter*)	teks, diagram
2.3.2	*Overfluxing limiter* (V/H)	teks, diagram
2.3.3	Pembatas penguatan kurang (*under-excitation limiter*)	teks, diagram
2.3.4	Manual *restrictive limiter (if fitted)*	teks
2.3.5	Kompensasi *Load drop* / pembagian VAr	teks, *function*
2.3.6	Model dinamik dari poros Turbin/Generator dalam bentuk *lumped element*, menunjukkan komponen inersia, *damping* dan *shaft stiffness*	

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

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis

Data Pusat Pembangkit sebagai berikut ini harus disampaikan:

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
3.1	Kemampuan *Output*		
3.1.1	Beban penuh normal	MW	
3.1.2	Beban minimum normal	MW	

Deskripsi ...

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
3.1.3	Beban minimum yang dapat dipertahankan (pada tekanan *rated boiler* untuk unit pembangkit termal)	MW	
3.2	Kemampuan *Output* Kondisi Darurat		
3.2.1	Tambahan daya *output*	MW	
3.2.2	Pengurangan MVAr untuk tambahan MW *output*	MVAr	
3.2.3	Keperluan pemberitahuan	menit	
3.2.4	Periode waktu minimum untuk pembatalan	menit	
3.3	Pemberitahuan Untuk Sinkronisasi		
3.3.1	Setelah ..... jam keluar	menit	
3.3.2	Setelah ..... jam keluar	menit	
3.3.3	Setelah ..... jam keluar	menit	
3.4	Waktu Tercepat Untuk Sinkronisasi		
3.4.1	Senin	jam	
3.4.2	Selasa s.d. Jumat	jam	
3.4.3	Sabtu	jam	
3.5	Waktu Tercepat Pengeluaran Unit		
3.5.1	Senin s.d. Kamis	jam	
3.5.2	Jumat	jam	
3.5.3	Sabtu dan Minggu	jam	
3.6	*Flexibility*		
3.6.1	Minimum waktu *shutdown* unit pembangkit	menit	
3.6.2	Batasan *Shutdown* (*maximum number per day*)	kali/hari	

Tabulasi 3 ...

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

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis

Data Pusat Pembangkit sebagai berikut ini harus disampaikan:

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
3.7	Kecepatan Perubahan Beban		
3.7.1	Setelah ..... jam keluar:		
	- Sinkronisasi ke..... MW	MW/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	
3.7.4	Kecepatan penurunan beban (hingga keluar)	MW/menit	
3.8	Parameter Pengaturan		
3.8.1	Tingkat cadangan berputar	MW	
3.8.2	*Response time* ke beban-penuh	menit	
3.9	Ketepatan memenuhi target *Dispatcher*		
	Standard deviasi kesalahan untuk periode 30 menit	MW	

Deskripsi ...

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

Data		*Format Presentation*
Item	Deskripsi	
3.10	Fleksibilitas	
	Periode operasi minimum setelah waktu keluar	*graphical data*
3.11	Parameter Pembebanan	
	Synchronizing block load after hours off load	*graphical data*

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

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis

Data Pusat Pembangkit sebagai berikut harus disampaikan:

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
3.12	*Interval* Sinkronisasi		
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	*Intervals* untuk Pengeluaran (*Shutdown*)		
3.13.1	unit ke 1 ke unit ke 2	menit	
3.13.2	unit ke 2 ke unit ke 3	menit	
3.13.3	unit ke 3 ke unit ke 4	menit	
3.13.4	unit ke 4 ke unit ke 5	menit	
3.14	*Flexibilitas*		

Deskripsi ...

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
	Waktu minimum *shutdown* pusat pembangkit	menit	

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

Pemakai Jaringan	Titik sambungan	Lokasi

Data Pusat Pembangkit sebagai berikut harus disampaikan:

Data		Unit	Nilai
Item	Deskripsi		
4.1	*Rating* Tegangan		
4.1.1	Tegangan Nominal	kV	
4.1.2	Tegangan Tertinggi	kV	
4.2	Koordinasi Isolasi		
4.2.1	*Rated lightning impulse withstand voltage*	kV	
4.2.2	*Rated short duration power frequency withstand voltage*	kV	
4.3	*Rated short time withstand current*	kA	
4.4	*Rated current*		
	Circuit maximum current	ampere	
4.5	Pentanahan		
	Earth Grid rated thermal current	-	
4.6	*Insulation pollution performance*		
4.6.1	*Minimum total creepage*	milimeter	
4.6.2	*Pollution level as per IEC 815*	-	

Deskripsi ...

Data		Unit	Nilai
Item	Deskripsi		
4.7	*Short circuit infeed to the system*		
4.7.1	*Maximum 3-phase short circuit symmetrical infeed, including infeeds from embedded power plants directly connected to the User's system*	kA	
4.7.2	*total infeed at the instand of fault taking into consideration induction motors contribution*	kA	
4.7.3	*Minimum zero sequence impedance of user's system at connection point (base: 100 MVA)*	pu	
4.7.4	*Minimum zero sequence impedance of user's system at connection point (base: 100 MVA)*	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 *Embedded Power Plants* Ke (Base: 100 MVA)		
4.9.1	Tahanan	pu	
4.9.2	Reaktansi	pu	
4.9.3	Suseptansi	pu	

Data ...

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

Data		Format Penyampaian
Item	Deskripsi	
4.10	Pentanahan	
	Metode pentanahan	teks
4.11	*Remote-control* dan transmisi data	teks
4.12	Konfigurasi instalasi Pemakai Jaringan	
	Diagram Operasi, menunjukkan rangkaian listrik yang telah ada dan usulan fasilitas utama dalam instalasi Pemakai Jaringan, termasuk pengaturan *busbar*, fasilitas *switching* dan tegangan operasi.	*single line diagram*
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 *mutual coupling* 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		

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

Tabulasi 6 - Karakteristik Beban

Pemakai Jaringan	Titik sambungan	Lokasi

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

Data		Periode	Format	Satuan
Item	Deskripsi	waktu	Penyampaian	
6.1	Data Untuk Semua Jenis Beban			
6.1.1	Daya aktif maksimum	7 tahun ke depan	tabel	MW

Daya Reaktif ...

6.1.2	Daya reaktif maksimum	7 tahun ke depan	tabel	MVAr
6.1.3	Jenis beban (*controlled rectifiers*, motor penggerak besar, dll.)	tahunan	teks	
6.2	Data Untuk *Demand* Yang Fluktuasi			
6.2.1	Siklus variasi daya aktif satu periode	tahunan		
6.2.2	Siklus variasi daya reaktif satu periode	tahunan		
6.2.3	Kecepatan perubahan maksimum daya aktif	tahunan		
6.2.4	Kecepatan perubahan maksimum daya reaktif	tahunan		
6.2.5	Interval waktu terpendek pengulangan fluktuasi daya aktif dan reaktif	7 tahun kedepan, ditinjau tahunan	tabel	detik
6.3	*Step* Perubahan Terbesar			
6.3.1	Untuk daya aktif	tahunan	tabel	MW/ detik
6.3.2	Untuk daya reaktif	tahunan	tabel	MVAr/ 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 Pemakai Jaringan (*Grid*) yang tersambung ke Sistem Tenaga Listrik Sulawesi berdasarkan kontrak kesepakatan Perjanjian Jual beli Tenaga Listrik atau *Power Purchase Agreement* (PPA) and *Energy Sales Contract* (ESC) 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 PPA dan ESC tidak sesuai dengan persyaratan dalam Aturan Penyambungan dan Aturan Operasi, akan dibahas tersendiri oleh Unit/Perusahaan Pembangkit terkait dengan PLN AP2B/UPB 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 diberlakukan.
3. PLN AP2B/UPB 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/UPB menerima bukti-bukti tersebut, serta ditandatangani oleh Unit/ Perusahaan Pembangkit terkait dan PLN AP2B/UPB.
5. Sejak pemberlakuan Aturan Jaringan ini hingga pencapaian kesepakatan operasional yang baru, maka ketentuan dan besaran dalam PPA and ESC yang sudah ada 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 ...

3. Rincian Rangkuman jadwal ditetapkan sebagai berikut :

a. Jadwal Prakiraan Beban, Pemeliharaan dan Operasi Jangka panjang

1) Jadwal Operasional *Grid* untuk 1 tahun ke depan.

1 Oktober: PLN AP2B/UPB menerbitkan *Draft* Perencanaan Operasi Jangka Panjang sebagaimana dimaksud dalam Bab V huruf C angka 3.

15 Desember: PLN AP2B/UPB menyiapkan dan menyampaikan Perencanaan Operasi Jangka Panjang sebagaimana dimaksud dalam Bab V huruf C angka 1 dan angka 6.

20 Desember: Perencanaan Operasi Jangka Panjang ini harus sudah diterima oleh seluruh Pemakai Jaringan sebagaimana dimaksud dalam Bab V huruf C angka 6.

1 Mei : PLN AP2B/UPB menerbitkan Perencanaan Operasi Jangka Panjang *Draft* Revisi Tengah Tahun sebagaimana dimaksud dalam Bab V huruf C angka 3.

15 Juni: PLN AP2B/UPB menerbitkan Perencanaan Operasi Jangka Panjang Revisi Mutahir Tengah Tahun sebagaimana dimaksud dalam Bab V huruf C angka 6.

2) Jadwal Pemeliharaan untuk 1 tahun ke depan.

1 September: Unit/Perusahaan Pembangkit menyampaikan *Draft* Rencana Pemeliharaan 1 tahun kedepan atas unit pembangkitnya sebagaimana dimaksud dalam Bab V huruf C angka 4 kepada PLN AP2B/UPB.

15 Desember: PLN AP2B/UPB menerbitkan Rencana Mutakhir Pemeliharaan Jaringan 1 tahun ke depan sebagaimana dimaksud dalam Bab V huruf C angka 4.

1 Mei: Unit/Perusahaan Pembangkit menyampaikan Revisi Tengah Tahun Rencana Pemeliharaan 1 tahun kedepan atas unit pembangkitnya sebagaimana dimaksud dalam Bab V huruf C angka 4.

1 Juni: PLN AP2B/UPB menerbitkan Revisi Mutakhir Tengah Tahun. Rencana Pemeliharaan Jaringan 1 tahun kedepan sebagaimana dimaksud dalam Bab V huruf C angka 4.

3) Prakiraan ...

3) Prakiraan Beban untuk 1 tahun ke depan

1 September: PLN Area/APD menyampaikan prakiraan beban setiap gardu induk untuk satu tahun yang akan datang kepada PLN AP2B/UPB sebagaimana dimaksud dalam Bab V huruf C angka 2.

15 September: PLN AP2B/UPB menyelesaikan Prakiraan Beban untuk 1 tahun ke depan sebagaimana dimaksud dalam Bab V huruf J angka 3.

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

31 Juli : PLN AP2B/UPB menerbitkan laporan-laporan sebagaimana dimaksud dalam Bab IV huruf L angka 5.

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.

Tanggal 10 bulan berjalan: PLN AP2B/UPB menerbitkan prakiraan kebutuhan pembangkitan sebagaimana dimaksud dalam Bab V huruf D angka 2.

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

Tanggal 20 bulan berjalan: PLN AP2B/UPB menerbitkan Rencana Operasi Bulanan sebagaimana dimaksud dalam Bab V huruf D angka 2.

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

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

d. Rencana ...

Rencana Operasi Mingguan (untuk minggu berikutnya).

Selasa pukul 10:00: Unit/Perusahaan Pembangkit menyampaikan revisi prakiraan kesiapan unit sebagaimana dimaksud dalam Bab V huruf E angka 6.

Rabu pukul 12:00: PLN AP2B/UPB menerbitkan Rencana Operasi Mingguan sebagaimana dimaksud dalam Bab V huruf E angka 6.

Kamis pukul 10:00: Pemakai Jaringan menyampaikan tanggapan atas Rencana Operasi Mingguan sebagaimana dimaksud dalam Bab V huruf E angka 6.

Kamis pukul 15:00: PLN AP2B/UPB menerbitkan revisi Rencana Mutakhir Operasi Mingguan sebagaimana dimaksud dalam Bab V huruf E angka 6.

d. 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 dan angka 7.

Pukul 15:00: PLN AP2B/UPB menerbitkan dan menyampaikan Rencana *Dispatch* Harian untuk hari berikutnya sebagaimana dimaksud dalam Bab V huruf F angka 7.

e. Pengukuran dan Transaksi Tenaga Listrik

Tanggal 1 setiap bulan: Pembacaan meter, dan pembuatan Berita Acara Pembacaan Meter oleh Unit/Perusahaan Pembangkit dan ditandatangani oleh PLN AP2B/UPB sebagaimana dimaksud dalam Bab VI huruf B angka 1 dan pembuatan Berita Acara oleh PLN AP2B/UPB dan ditandatangani oleh PLN Area sebagaimana dimaksud dalam Bab VI huruf B angka 3.

Hari-kerja ke-7 : Setelah Berita Acara Pembacaan Meter yang telah ditandatangani dikembalikan ke Unit/Perusahaan Pembangkit. Selanjutnya Unit/Perusahaan Pembangkit menerbitkan Berita Acara Transaksi Tenaga Listrik kepada PLN AP2B/UPB, apabila tidak ada permasalahan atas data pengukuran sebagaimana dimaksud dalam Bab VI huruf B angka 1 c.

Hari-kerja ...

Hari-kerja ke-9 : Setelah Berita Acara pembacaan meter yang telah ditandatangani dikembalikan ke PLN AP2B/UPB. Selanjutnya PLN AP2B/UPB 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 3c.

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.
Area Control Center	Bagian dari PLN AP2B/UPB yang memantau dan mengatur bagian jaringan 275 kV, 150 kV, 66kV, dan 30 kV dalam Jaringan (*grid*) Sulawesi.
***Automatic Generation Control* (AGC)**	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.
DISPATCHER	Petugas pengendali operasi sistem di unit pengatur beban (*control center*).
Flicker	Perubahan kecil tegangan yang berlangsung cepat dan kontinyu, yang dapat terdeteksi oleh mata manusia apabila terjadi pada lampu pijar.
Hidro	Tenaga air yang digunakan memproduksi tenaga listrik.
IEC	*The International Electrotechnical Commission*

Jadwal ...

Jadwal Operasi Jangka Panjang	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.
Jadwal Pemeliharaan	Jadwal yang menunjukkan rencana pengeluaran *(outage)* unit pembangkit dan jaringan untuk pelaksanaan pemeliharaan.
Jaringan *(Grid)*	Jaringan Sulawesi yang digunakan menyalurkan daya yang terdiri dari penghantar pada tingkat tegangan 275 kV, 150 kV, 66 kV, dan 30 kV berikut Gardu Induk, Trafo dan komponen lainnya.
Kapasitas	Daya *output* yang dapat dicapai oleh suatu unit pembangkit, trafo, penghantar atau peralatan lain, yang dinyatakan dalam MW atau MVA.
Karakteristik *Droop*	Parameter *governor* pembangkit yang didefinisikan sebagai persentase perubahan frekuensi yang menghasilkan perubahan daya *output* sebesar 100% (seratus) persen dari *rated output.*
Keandalan	Kemampuan memasok daya tanpa terputus hampir dalam semua kondisi.
Kemampuan Asut-Gelap	Kemampuan suatu pusat pembangkit untuk melakukan operasi asut-gelap.
Kesiapan	Ukuran waktu mampu/kesiapan suatu unit pembangkit, penghantar atau fasilitas lainnya dalam operasi pelayanan Ukuran tersebut dinyatakan dalam persentase (%) ketersediannya dalam periode waktu.
Konsumen Besar	Pelanggan yang terhubung langsung ke Jaringan tegangan tinggi.
Koordinator Keselamatan Kerja	Individu yang ditunjuk oleh PLN AP2B/UPT atau Pemakai Jaringan untuk mengkoordinasikan masalah keselamatan kerja pada titik sambungan, termasuk persiapan, aplikasi, persetujuan dan revisi atas prosedur keselamatan lokal.

Merit Order ...

Merit Order	Daftar unit pembangkit dengan urutan biaya operasi yang *marginal*, sudah termasuk pertimbangan biaya *start up* dan *shut down*, minimum waktu *start up* dan waktu keluar, kendala bahan bakar, serta kendala operasi lainnya.
MNEMONIC	Adalah singkatan-singkatan grup "ALARM" atas pesan-pesan yang ditampilkan yang terdiri dari format sinkronisasi, format informasi dan format terminasi.
Pelepasan Beban secara *Manual*	Pelepasan beban yang dilaksanakan dengan membuka PMT yang melayani beban.
Pelepasan Beban Otomatis Frekuensi Kurang	Pelepasan beban yang dilaksanakan oleh operasi relai frekuensi-kurang.
Pemakai Jaringan	Badan usaha yang memakai/menggunakan Jaringan antara lain Unit/Perusahaan Pembangkitan, PLN Area/APD, dan Konsumen Besar.
Pembangkitan	Produksi, atau fasilitas yang dibutuhkan untuk memproduksi tenaga listrik.
Pembangkitan Minimum	*Output* minimum suatu Unit Pembangkit yang dapat dipertahankan.
Pengatur Tegangan Otomatis	Pengatur eksitasi otomatis dan kontinyu pada suatu Unit Generator untuk mengatur tegangan terminalnya.
Peralatan Pengukuran	Seluruh peralatan yang terhubung dalam sistem pengukuran yang meliputi: trafo arus, trafo tegangan, dan alat ukur.
Periode Mingguan	Dari Jumat hingga Kamis berikutnya.
Pernyataan Kesiapan	Suatu pernyataan atas kesiapan unit-unit pembangkit yang diharapkan oleh Unit/Perusahaan Pembangkitan, sehubungan dengan Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi.

Unit/Perusahaan ...

Unit/Perusahaan Pembangkitan	Unit/Perusahaan Pembangkitan adalah Unit PT PLN (Persero) yang mengelola pembangkitan dan Pemegang izin usaha penyediaan tenaga listrik yang instalasinya tersambung ke jaringan Sulawesi yang menyalurkan dayanya ke Jaringan.
PLC	*Power Line Carrier*, media komunikasi melalui saluran udara tegangan tinggi atau saluran udara tegangan ekstra tinggi.
PMT	Pemutus Daya untuk menutup dan membuka rangkaian listrik dalam keadaan tidak berbeban maupun berbeban, dengan kemampuan tertentu untuk memutus arus hubung singkat.
Prosedur Keselamatan Kerja Setempat	Prosedur keselamatan kerja yang diberlakukan oleh PLN Wilayah atau Pemakai Jaringan, meliputi pekerjaan yang dilaksanakan di sisi masing-masing titik sambungan.
Prakiraan Beban	Besaran beban yang diharapkan akan terjadi dalam Jaringan.
Relai Frekuensi Kurang	Relai yang dapat mendeteksi frekuensi sistem yang bekerja apabila frekuensi turun di bawah nilai setelan.
Asut	Proses suatu unit pembangkit dari status mati (*shut down*) ke status tersinkron dengan Jaringan.
Titik Sambungan	Titik sambungan antara Jaringan dengan suatu instalasi Pemakai Jaringan.
Waktu Keluar Minimum	Waktu minimum unit pembangkit di luar Jaringan setelah *shut down*.

MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA,

ttd.

SUDIRMAN SAID

Salinan sesuai dengan aslinya
KEMENTERIAN ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
Kepala Biro Hukum,

Susyanto