

STANDAR

SPLN S6.001: 2008

PT PLN (PERSERO)

Lampiran Surat Keputusan Direksi
PT PLN (PERSERO) No: 170.K/DIR/2009

PERENCANAAN DAN PEMBANGUNAN SISTEM SCADA



PT PLN (PERSERO)

JALAN TRUNOJOYO BLOK M-I/135 KEBAYORAN BARU

JAKARTA SELATAN 12160

PERENCANAAN DAN PEMBANGUNAN SISTEM SCADA

Disusun oleh:

**Kelompok Bidang SCADA
dengan Surat Keputusan Direksi
PT PLN (PERSERO)
No.094.K/DIR/2006**

**Kelompok Kerja
Perencanaan dan Pembangunan Sistem SCADA
dengan Surat Keputusan General Manager
PT PLN (Persero) Penelitian dan Pengembangan Ketenagalistrikan
No.005.K/LITBANG/2006**

Diterbitkan oleh:

**PT PLN (PERSERO)
Jalan Trunojoyo Blok M-I /135, Kebayoran Baru
Jakarta Selatan**

Susunan Kelompok Bidang SCADA Standardisasi

Surat Keputusan Direksi PT PLN (PERSERO) No: 094.K/DIR/2006

1. Ir. Nur Pamudji, M.Eng, MPM : Sebagai Ketua merangkap Anggota
2. Ir. Harry Hartoyo, MM, MPM : Sebagai Wakil Ketua merangkap Anggota
3. Ir. Hernadi Buhron : Sebagai Sekretaris merangkap Anggota
4. Novrizal Erdiansyah, ST : Sebagai Wakil Sekretaris merangkap Anggota
5. Ir. Solida : Sebagai Anggota
6. Ir. Sudibyso : Sebagai Anggota
7. Agus H Maulana, ST : Sebagai Anggota
8. Ir. Joko Pramono : Sebagai Anggota
9. Ir. A. Sugeng Sugarjito : Sebagai Anggota
10. Ir. Yarid Pabisa : Sebagai Anggota
11. Ir. Ruly Chaerul : Sebagai Anggota
12. Ir. Herry Santoso : Sebagai Anggota
13. Ir. Yanuar I. Prakoso : Sebagai Anggota
14. Ir. Hesti Sayoga : Sebagai Anggota
15. Ir. Deany EA Rumengan : Sebagai Anggota

Susunan Kelompok Kerja

Perencanaan dan Pembangunan Sistem SCADA

Surat Keputusan General Manager PT PLN (Persero) Litbang Ketenagalistrikan
No: 005.K/LITBANG/2006

1. Ir. Solida : Sebagai Ketua merangkap Anggota
2. Agus Harya Maulana, ST : Sebagai Sekretaris merangkap Anggota
3. Ir. Yanuar I. Prakoso : Sebagai Anggota
4. Ir. I Putu Riasa : Sebagai Anggota
5. Ir. Juli Sembiring : Sebagai Anggota
6. Ir. Yarid Pabisa : Sebagai Anggota

Daftar Isi

Daftar Isi	i
Daftar Lampiran	v
Prakata	vi
Perencanaan dan Pembangunan Sistem SCADA.....	1
1. Ruang lingkup.....	1
2. Tujuan.....	1
3. Acuan normatif	1
4. Istilah dan definisi	2
4.1 Alarm	2
4.2 Aplikasi	2
4.3 Buffer	2
4.4 Circuit breaker	2
4.5 Commissioning	2
4.6 Communication front end	2
4.7 Control center	2
4.8 Current transformer.....	2
4.9 Disconnecting switch	3
4.10 Dispatcher	3
4.11 Distribution control center (DCC)	3
4.12 Feeder	3
4.13 Gateway	3
4.14 Human machine interface (HMI)	3
4.15 Intelligent electronic device (IED).....	3
4.16 Inter distribution control center (IDCC).....	3
4.17 Inter regional control center (IRCC).....	3
4.18 Interface	3
4.19 Interoperability	4
4.20 Load break switch (LBS).....	4
4.21 Master station	4
4.22 Media telekomunikasi	4

4.23	National control center (NCC)	4
4.24	Obsolete	4
4.25	Peralatan proses	4
4.26	Protokol	4
4.27	Point to point.....	4
4.28	Rangkaian proses	5
4.29	Real time	5
4.30	Recloser	5
4.31	Regional control center (RCC)	5
4.32	Remote control	5
4.33	Remote station	5
4.34	Server	5
4.35	Supervisory control and data acquisition (SCADA)	5
4.36	Supervisory interface	5
4.37	Switch	6
4.38	Telesignal.....	6
4.39	Telemetry	6
4.40	Transformer	6
4.41	Voltage transformer	6
5.	Tahapan pembangunan sistem SCADA	6
6.	Perencanaan sistem SCADA	7
6.1	Survei.....	7
6.1.1	Pelaksanaan survei.....	8
6.1.2	Waktu survei	8
6.1.3	Format data hasil survei	8
6.2	Kajian kelayakan operasi dan finansial	8
6.2.1	Kajian kelayakan operasi (KKO)	8
6.2.2	Kajian kelayakan finansial (KKF)	9
6.3	Manajemen resiko.....	9
6.4	Perhitungan kapasitas I/O.....	10
6.5	SDM untuk pembangunan SCADA.....	10
6.5.1	Organisasi proyek	11
6.5.2	Jumlah SDM	12
6.5.3	Kualifikasi SDM	13
6.6	Persyaratan tingkatan pembangunan SCADA	14

6.6.1	Konfigurasi master station.....	14
6.6.1.1	SCADA transmisi	14
6.6.1.2	SCADA distribusi.....	14
6.6.1.3	Gabungan SCADA transmisi dan distribusi	14
6.6.2	Konfigurasi telekomunikasi	15
6.6.3	Konfigurasi remote station atau RTU.....	15
6.7	Pemilihan teknologi perangkat keras.....	15
7.	Pembangunan sistem SCADA	16
7.1	Proses lelang	16
7.1.1	Kualifikasi dan persyaratan peserta lelang	16
7.1.2	Jadwal pelaksanaan lelang.....	16
7.1.3	Cara penyusunan harga perhitungan sendiri (HPS).....	17
7.1.3.1	HPS untuk material	17
7.1.3.2	HPS untuk jasa.....	17
7.1.3.3	HPS untuk lisensi perangkat lunak	17
7.2	Training.....	17
7.2.1	Metode training.....	17
7.2.1.1	Training pendahuluan.....	17
7.2.1.2	Classroom training	18
7.2.1.3	On job training (OJT)	18
7.2.1.4	On site training (OST).....	18
7.2.2	Lama pelaksanaan training.....	18
7.2.3	Materi training.....	18
7.2.3.1	Training master station	19
7.2.3.1.1	Overview terhadap perangkat keras dan lunak	19
7.2.3.1.2	Fitur SCADA	19
7.2.3.1.3	Overview terhadap aplikasi EMS / DMS.....	19
7.2.3.1.4	Fitur aplikasi EMS / DMS.....	19
7.2.3.1.5	EMS / DMS data model	19
7.2.3.1.6	Update database	19
7.2.3.1.7	Pembuatan display	19
7.2.3.1.8	Manajemen data historikal.....	19
7.2.3.1.9	Manajemen dasar sistem perangkat lunak.....	20
7.2.3.1.10	System administrator	20
7.2.3.1.11	Manajemen dasar sistem perangkat keras.....	20
7.2.3.1.12	Pemeliharaan dan troubleshooting perangkat keras	20

7.2.3.1.13	Training dispatcher	20
7.2.3.1.14	Dispatcher training simulator	20
7.2.3.2	Training remote station	20
7.2.3.3	Training telekomunikasi.....	20
7.2.3.4	Training catu daya.....	21
7.3	Pelaksanaan pembangunan	21

Daftar Lampiran

LAMPIRAN A – Format data hasil survei.....	22
Lampiran A-1: Data master station	23
Lampiran A-2: Data remote station.....	24
Lampiran A-3: Contoh pengisian untuk remote station SCADA transmisi.....	26
Lampiran A-4: Contoh pengisian untuk remote station SCADA distribusi	28
LAMPIRAN B – Contoh Perhitungan kapasitas I/O	30
LAMPIRAN C – Contoh KKO DAN KKF	32
Lampiran C-1: Contoh KKO	33
Lampiran C-2: Contoh KKF	34

Prakata

Standar SCADA ini merupakan pengganti dari Pola SCADA SPLN No. 109 Tahun 1996, dalam rangka mengikuti perkembangan teknologi SCADA. Standar ini menjelaskan mengenai master station, komunikasi dan remote station yang terdiri dari enam bagian, yaitu:

1. S3.001: 2008 Peralatan SCADA sistem tenaga listrik
2. S5.001: 2008 Teleinformasi data untuk operasi jaringan tenaga listrik
3. S5.002: 2008 Teleinformasi data untuk pemeliharaan instalasi sistem tenaga listrik
4. S4.001: 2008 Pengujian sistem SCADA
5. S6.001: 2008 Perencanaan dan pembangunan sistem SCADA
6. S7.001: 2008 Operasi dan pemeliharaan sistem SCADA

Standar ini mencakup definisi, perangkat keras, perangkat lunak, kebutuhan teleinformasi data, pengujian, kinerja, kajian kelayakan dalam pembangunan, operasi dan pemeliharaan yang memiliki hubungan dengan sistem SCADA.

Standar ini dapat menjadi pedoman dalam setiap perencanaan, pembangunan, operasi dan pemeliharaan sistem SCADA di PT PLN (PERSERO) secara nasional.

Perencanaan dan Pembangunan Sistem SCADA

1. Ruang Lingkup

Standar ini dimaksudkan untuk menetapkan standar perencanaan dan pembangunan sistem SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) di setiap unit PLN.

Standar ini, berlaku untuk sistem SCADA:

- a. National Control Center, disingkat NCC;
- b. Inter Regional Control Center, disingkat IRCC;
- c. Regional Control Center, disingkat RCC;
- d. Inter Distribution Control Center, disingkat IDCC;
- e. Distribution Control Center, disingkat DCC.

2. Tujuan

Standar ini ditujukan untuk memberikan pedoman yang terarah dan seragam dalam penerapan standar perencanaan dan pembangunan sistem SCADA yang mengutamakan mutu, keandalan dan ekonomi. Standar ini merupakan acuan dalam pembangunan sistem SCADA baru, pengembangan sistem SCADA yang telah ada, dan penggantian sistem SCADA. Standar ini bukan merupakan spesifikasi teknis.

3. Acuan normatif

Dokumen normatif berikut berisi persyaratan-persyaratan yang menjadi referensi dalam pembuatan standar SCADA: Perencanaan dan pembangunan sistem SCADA.

- a. Edaran Direksi PT PLN (PERSERO) nomor 010.E/012/DIR/2004 tentang Pedoman Pembangunan dan Pengembangan Sistem SCADA Pengatur Distribusi;
- b. Edaran Direksi PT PLN (PERSERO) nomor 00546/140/DITTND/2004 tanggal 23 Juni 2004 tentang Investasi Sistem SCADA;
- c. Edaran Direksi PT PLN (PERSERO) nomor 00831/152/DITTND/2006 tanggal 25 Juli 2006 tentang Kondisi Sistem SCADA Distribusi Existing dan Rencana SCADA;
- d. Edaran Direksi PT PLN (PERSERO) nomor 01020/140/DITTND/2004 tanggal 17 Desember 2004 tentang Acuan Di Dalam Proses Investasi Pembangunan Sistem SCADA;
- e. Edaran Direksi PT PLN (PERSERO) no. 004.E/DIR/2006 tentang Pedoman Proses Pencapaian Sasaran melalui Penetapan Enterprise Risk Manajemen di PT PLN (PERSERO);
- f. SPLN 59: 1985 tentang Keandalan pada Sistem Distribusi 20 kV dan 6 kV.

4. Istilah dan definisi

4.1 Alarm

Perubahan kondisi dari peralatan atau sistem yang telah terdeteksi sebelumnya karena fungsi yang tidak dilakukan oleh operator/dispatcher, atau kegagalan peralatan untuk merespon secara benar. Indikasi alarm berupa *audible* atau *visual*, atau keduanya.

4.2 Aplikasi

Fungsi-fungsi yang mencakup kebutuhan khusus dari proses dimana sistem telekontrol atau SCADA diterapkan.

4.3 Buffer

Tempat penyimpanan data yang digunakan untuk mengkompensasikan perbedaan kecepatan, ketika mengirimkan data dari satu peralatan ke peralatan lain.

4.4 Circuit breaker

Saklar yang menghubungkan dan memutuskan sirkit tenaga listrik yang bertegangan dalam kondisi operasi normal dan mampu memutuskan arus beban dan arus hubung singkat.

4.5 Commissioning

Pengujian setiap peralatan yang terpasang di lokasi.

4.6 Communication front end

Prosesor yang berperan sebagai *interface* antara master station dengan remote station dan berfungsi menyediakan media penyimpanan sementara (*buffer*) dan mengkomunikasikan pertukaran data antara master station dan remote station.

4.7 Control center

Pusat kendali pengoperasian sistem tenaga listrik dimana master station ditempatkan.

4.8 Current transformer

Transformer instrumen yang keluarannya berupa besaran arus listrik.

4.9 Disconnecting switch

Saklar yang menghubungkan dan memutuskan sirkit tenaga listrik dalam keadaan bertegangan namun tidak berbeban.

4.10 Dispatcher

Petugas yang melakukan supervisi dari control center.

4.11 Distribution control center (DCC)

Pusat kendali jaringan distribusi.

4.12 Feeder

Penyulang pada jaringan tenaga listrik.

4.13 Gateway

Simpul rele (*relay node*) jaringan data dimana jalur transmisi dengan definisi protokol yang berbeda dari semua tujuh layer protokol terinterkoneksi oleh konversi protokol.

4.14 Human machine interface (HMI)

Perangkat dimana pengguna berinteraksi dengan sistem SCADA. HMI menyediakan fasilitas dimana pengguna dapat memberikan input kepada sistem dan sistem dapat memberikan output kepada pengguna.

4.15 Intelligent electronic device (IED)

Peralatan elektronik berbasis mikroprosesor yang memiliki fungsi tertentu untuk melakukan telekontrol, telemetering, telesignal, proteksi, dan meter energi.

4.16 Inter distribution control center (IDCC)

Pusat kendali yang terhubung dengan beberapa distribution control center.

4.17 Inter regional control center (IRCC)

Pusat kendali yang terhubung dengan beberapa regional control center.

4.18 Interface

Batasan atau titik umum untuk dua atau lebih sistem atau entitas berseberangan dalam informasi atau tempat dimana energi mengalir.

4.19 Interoperability

Kemampuan untuk pertukaran data yang diperlukan untuk operasi secara online, umumnya dilakukan dengan hanya menggunakan standar data dan definisi obyek yang umum, protokol standar pada semua layer yang relevan.

4.20 Load break switch (LBS)

Saklar yang menghubungkan dan memutuskan sirkit pada jaringan distribusi tenaga listrik dalam kondisi berbeban.

4.21 Master station

Stasiun yang melaksanakan telekontrol (telemetering, telesignal, dan *remote control*) terhadap *remote station*.

4.22 Media telekomunikasi

Media yang menghubungkan antar peralatan untuk melakukan pertukaran informasi.

4.23 National control center (NCC)

Pusat kendali yang terhubung dengan beberapa inter regional control center.

4.24 Obsolete

Kondisi dimana spare part peralatan sudah tidak diproduksi.

4.25 Peralatan proses

Peralatan listrik seperti *Circuit Breaker*, *Disconnecting Switch*, *Load Break Switch*, *Recloser*, *Current Transformer* dan *Voltage Transformer*.

4.26 Protokol

Sekumpulan semantik dan aturan cara penulisan (sintaksis) yang menentukan cara unit fungsional dalam berkomunikasi. [ISO/IEC 2382-9]

4.27 Point to point

Konfigurasi telekontrol dimana satu stasiun terhubung ke stasiun lain dengan hubungan transmisi khusus (*dedicated transmission link*). [IEV 371-06-06]

4.28 Rangkaian proses

Sirkuit yang menghubungkan antara peralatan listrik seperti *Circuit Breaker*, *Disconnecting Switch*, *Load Break Switch*, *Recloser*, *Current Transformer* dan *Potential Transformer*.

4.29 Real time

Waktu aktual selama proses berlangsung.

4.30 Recloser

Saklar yang menghubungkan dan memutuskan jaringan distribusi tenaga listrik yang bertegangan dalam kondisi operasi normal dan mampu memutuskan arus hubung singkat serta dapat melakukan restorasi secara otomatis setelah terjadi gangguan sementara.

4.31 Regional control center (RCC)

Pusat kendali jaringan transmisi tegangan tinggi.

4.32 Remote control

Penggunaan teknik telekomunikasi untuk mengubah status peralatan operasional. [IEV 371-01-06]

4.33 Remote station

Stasiun yang dipantau, atau diperintah dan dipantau oleh *master station*, yang terdiri dari gateway, IED, local HMI, RTU, dan meter energi.

4.34 Server

Komputer yang berfungsi menyediakan layanan khusus kepada komputer lainnya.

4.35 Supervisory control and data acquisition (SCADA)

Sistem yang mengawasi dan mengendalikan peralatan proses yang tersebar secara geografis. [IEC 870-1-3]

4.36 Supervisory interface

Supervisory interface adalah antarmuka (interface) yang berisikan terminal kontak yang merupakan masukan telesignal, telemeter, dan telekontrol dari proses.

4.37 Switch

Terminal yang berfungsi untuk menghubungkan antar komputer dan komputer ke peripheral dalam satu LAN.

4.38 Telesignal

Pengawasan status dari peralatan operasional dalam jarak tertentu dengan menggunakan teknik telekomunikasi seperti kondisi alarm, posisi *switch* atau posisi katup. [IEV 371-01-04]

4.39 Telemetry

Transmisi nilai variabel yang diukur dengan menggunakan teknik telekomunikasi. [IEV 371-01-03]

4.40 Transformer

Peralatan yang menghubungkan sistem jaringan listrik yang berbeda level tegangannya.

4.41 Voltage transformer

Transformer instrumen yang keluarannya adalah besaran tegangan.

5. Tahapan pembangunan sistem SCADA

Sebelum sistem SCADA diterapkan pada sistem tenaga listrik, konfigurasi jaringan harus mengikuti standar yang berlaku. Sebagai contoh pada SCADA distribusi, konfigurasi jaringan harus memungkinkan untuk dilakukannya manuver dan tersedianya peralatan switching yang motorized dan sistem proteksi 20 kV yang optimal, serta kondisi beban feeder yang memungkinkan untuk dilakukan tambahan manuver beban.

Dalam pembangunan sistem SCADA, tahapan yang harus dilalui di setiap unit PT PLN (PERSERO) adalah sebagai berikut:

a. Pengumpulan data kelistrikan;

Data kelistrikan yang diperlukan yaitu:

- Daya terpasang
- Daya mampu
- Beban puncak
- Load forecast
- Load factor
- Kepadatan beban
- Transfer energi
- Karakteristik peralatan switching dan proteksi (CT, PT, dll)
- Jumlah GITET, gardu induk, trafo, line, busbar, reaktor, kapasitor, generator, inter bus transformer (IBT), penyulang, gardu hubung, gardu distribusi, load break switch (LBS), recloser, sistem proteksi
- Single line diagram
- Perencanaan sistem dalam jangka waktu 5 – 10 tahun ke depan

- Data gangguan SAIDI, SAIFI (untuk jaringan distribusi)
 - Data *energy not served* (untuk jaringan transmisi)
 - Merk, tipe, dan spesifikasi peralatan
- b. Survei;
- Data yang disurvei yaitu:
- Topologi geografis
 - Konfigurasi dan ketersediaan media telekomunikasi
 - Ketersediaan alokasi frekuensi radio
 - Ketersediaan peralatan switching (motorized dan control panel)
 - Karakteristik peralatan switching dan proteksi (CT, PT, relay bantu, dll)
 - Kelengkapan peralatan jaringan
 - Lokasi control center
 - Lokasi repeater
 - Area yang disupervisi
- c. Konsultasi dengan komunitas SCADA PT PLN (PERSERO);
Pembangunan sistem SCADA dikonsultasikan dengan komunitas SCADA PT PLN (PERSERO). Untuk pembangunan sistem SCADA yang kompleks, unit PT PLN (PERSERO) dapat menggunakan jasa konsultan.
- d. Desain master station, remote station, dan komunikasi;
Desain master station, remote station, dan komunikasi harus berdasarkan beberapa hal berikut:
- Data kelistrikan dan hasil survei
 - Cakupan area kelistrikan dan kepadatan titik remote
 - Perhitungan kebutuhan teknis
 - Biaya investasi
- Desain master station harus dirancang untuk memenuhi kebutuhan dalam jangka waktu sepuluh tahun setelah operasi.
- e. Studi kelayakan;
Hal yang perlu diperhatikan yaitu Kajian Kelayakan Operasi (KKO), Kajian Kelayakan Finansial (KKF), dan analisa manajemen resiko.
- f. Pengajuan anggaran;
- g. Persiapan SDM dan organisasi proyek;
- h. Penyusunan Rencana Kerja dan Syarat-Syarat (RKS) dan spesifikasi teknik;
- i. Pelaksanaan lelang;
- j. Training;
- k. Factory Acceptance Test (FAT);
FAT telah dijelaskan pada SPLN S4.001: 2008 Pengujian sistem SCADA
- l. Proses pembangunan;
- m. Site Acceptance Test (SAT);
SAT telah dijelaskan pada SPLN S4.001: 2008 Pengujian sistem SCADA
- n. Serah terima operasi;

6. Perencanaan sistem SCADA

6.1 Survei

Survei bertujuan untuk memperoleh data-data lapangan yang akan dipadukan dengan data kelistrikan untuk menjadi dasar studi kelayakan.

6.1.1 Pelaksanaan survei

Survei dilaksanakan oleh unit PT PLN (PERSERO) yang akan melaksanakan pembangunan sistem SCADA.

6.1.2 Waktu survei

Survei dilaksanakan setelah data-data kelistrikan dikumpulkan dan sebelum dilakukan studi kelayakan.

6.1.3 Format data hasil survei

Format data hasil survei mengacu pada lampiran A.

6.2 Kajian kelayakan operasi dan finansial

6.2.1 Kajian kelayakan operasi (KKO)

Sasaran yang dituju dalam pembangunan sistem SCADA yaitu:

- a. Meminimalkan energi yang tidak tersalurkan dengan memperpendek waktu padam dan mengurangi jumlah kali padam yang diakibatkan oleh gangguan maupun pemeliharaan;
- b. Mempercepat pemulihan (recovery) gangguan dan meningkatkan kualitas pelayanan pendistribusian tenaga listrik;
- c. Mengoptimalkan manajemen operasi jaringan (berupa DMS, EMS);
- d. Mengantisipasi terjadinya gangguan sistem tenaga listrik yang meluas dengan memanfaatkan analisa dari parameter operasi;
- e. Menurunkan biaya investasi untuk pengembangan jaringan;
- f. Mengoptimalkan pemanfaatan jaringan;
- g. Menurunkan biaya operasional dan pemeliharaan;
- h. Mencegah biaya sosial akibat lama dan jumlah padam;
- i. Pengukuran waktu pemulihan setelah gangguan (khusus jaringan distribusi mengacu pada SPLN 59: 1985, dengan urutan mengatasi gangguan dengan memanfaatkan indikator gangguan yang terpasang di setiap gardu atau di percabangan SUTM);
- j. Meningkatkan citra perusahaan;
- k. Sebagai data center untuk data operasi dan kinerja jaringan.

Sistem SCADA layak dibangun di unit PT PLN (PERSERO) jika memenuhi KKO sebagai berikut:

- a. Penanggung jawab operasional real time menjadi lebih jelas dalam satu kendali (manajemen);
- b. Pelaksanaan operasi real time menjadi lebih efektif dan efisien (operasional);
- c. Koordinasi operasional dengan unit lain menjadi lebih baik (operasional);
- d. Penanganan gangguan operasi sistem menjadi lebih cepat (operasional);
- e. Pengambilan keputusan dan analisa operasi menjadi lebih akurat (operasional);
- f. Pemeliharaan peralatan tenaga listrik menjadi lebih optimal (operasional).

6.2.2 Kajian kelayakan finansial (KKF)

KKF akan menentukan sistem SCADA yang dibangun dapat mengimplementasikan level-level yang telah ditetapkan pada SPLN S3.001: 2008.

Sasaran yang dituju:

- a. Penurunan susut;
- b. Pengurangan lama padam dan kali padam;
- c. Penghematan biaya operasi.

Kriteria perhitungan mengacu pada:

- a. Benefit Cost Ratio (BCR), dinyatakan layak jika > 1 ;
- b. Net Present Value (NPV), dinyatakan layak jika positif (>0);
- c. Internal Rate of Return (IRR), dinyatakan layak jika \geq suku bunga Bank;
- d. Pay Back Period (PBP), dinyatakan layak jika \leq masa manfaat aktiva.
- e. Kebutuhan (urgensi).

Asumsi yang dipergunakan untuk perhitungan analisa finansial yaitu:

- a. Pertumbuhan beban [%/tahun]
- b. Perkiraan energi [MWh]
- c. Transfer price (harga jual energi) [Rp/kWh]
- d. Harga kompensasi energi akibat padam [Rp/kWh]
- e. Biaya pembelian tenaga listrik [Rp/kWh]
- f. Inflasi [% / tahun]
- g. Suku bunga [% / tahun]
- h. Susut teknis, ditetapkan turun sebesar [% / tahun] (khusus distribusi)
- i. Lama padam, ditetapkan turun sebesar [% / tahun] (khusus distribusi)
- j. Jumlah kali padam, ditetapkan turun sebesar [% / tahun] (khusus distribusi)
- k. *Energy not served*, ditetapkan turun sebesar [% / tahun] (khusus transmisi)
- l. Jam kerja per hari [jam]
- m. Hari kerja per tahun [hari]
- n. Masa manfaat aktiva [tahun]
- o. Investasi tahun pertama dan tahun kedua [Rp]
- p. Nilai sisa setelah masa manfaat aktiva [Rp]
- q. Perbedaan antara sebelum menggunakan SCADA dengan sesudah menggunakan SCADA
- r. Biaya operasi dan pemeliharaan 3% dari aset SCADA yang akan dibangun [Rp/tahun]

6.3 Manajemen resiko

Manajemen resiko dalam pembangunan sistem SCADA mengacu pada Edaran Direksi PT PLN (PERSERO) no. 004.E/DIR/2006 ataupun penggantinya tentang Pedoman Proses Pencapaian Sasaran melalui Penetapan Enterprise Risk Manajemen di PT PLN (PERSERO). Sasaran atau sumber risiko beserta uraian risiko yang dapat terjadi dijelaskan pada tabel 1.

Tabel 1 – Sasaran / sumber risiko dalam perencanaan sistem SCADA

No.	Sasaran / Sumber Risiko	Risiko
1	Keuangan	a. Dana tidak tersedia
		b. Dana tidak mencukupi
		c. Kondisi moneter tidak stabil
2	Pengadaan	a. Pelelangan Melanggar Aturan
		b. Keterlambatan Penetapan Pemenang
		c. Sanggahan Peserta Pelelangan
		d. Pemenang mengundurkan diri
		e. Schedule pelelangan tidak ditepati
		f. Evaluasi hasil pelelangan tidak selesai tepat waktu
		g. Kesalahan spesifikasi teknis
3	Pelaksanaan Pekerjaan	a. Waktu pelaksanaan tidak sesuai jadwal
		b. Keterlambatan barang datang
4	Keterlambatan Operasi	a. Respon penanganan gangguan sistem lambat
		b. Proses pengaturan sistem menjadi lambat
		c. Pengembangan Instalasi tidak dapat dipantau
		d. Program Aplikasi operasional on line tidak dapat di implementasikan
		e. Monitoring sistem tenaga listrik secara manual
		f. Supervisory sebagian sistem tenaga listrik secara manual
5	SDM	a. Tidak tersedia tenaga terampil pada saat pelaksanaan pekerjaan

6.4 Perhitungan kapasitas I/O

Untuk menghitung kapasitas input output (I/O) yang dibutuhkan, beberapa komponen yang diperlukan berdasarkan SPLN S5.001: 2008 dan SPLN S5.002: 2008 adalah sebagai berikut:

- a. ΣTS = jumlah telesignal per lokasi
- b. ΣTM = jumlah telemetering per lokasi
- c. ΣRC = jumlah remote control per lokasi

Cara perhitungan dapat dilihat pada contoh lampiran B.

6.5 SDM untuk pembangunan SCADA

Sebelum pelaksanaan pembangunan SCADA, setiap unit PT PLN (PERSERO) harus mempersiapkan tim sejak tahap perencanaan, pembangunan, commissioning SCADA dan selanjutnya akan mengelola sistem SCADA yang dibangun. Pada saat tahap perencanaan, unit bersangkutan harus sudah mempersiapkan tim yang beranggotakan fungsi teknik dan fungsi kepegawaian. Tim yang beranggotakan fungsi teknik harus memiliki pengalaman dan kompetensi di bidang SCADA, dan terlibat langsung sejak tahap desain. Tim tersebut akan mendapatkan tugas untuk mengikuti training, Factory Acceptance Test, dan Site Acceptance Test, serta melakukan supervisi selama proses pembangunan tersebut.

6.5.1 Organisasi proyek

Implementasi pembangunan SCADA harus memiliki organisasi proyek seperti dijelaskan pada bagan berikut ini.



Tugas dan tanggung jawab masing-masing bagian dari organisasi proyek adalah sebagai berikut:

1. **Direksi pekerjaan**
Melakukan koordinasi dengan pihak vendor dan direksi lapangan untuk kelancaran pembangunan sistem SCADA, menyelesaikan ijin yang diperlukan berkaitan dengan pembangunan sistem SCADA. Direksi pekerjaan bertanggung jawab kepada manajemen.
2. **Direksi lapangan**
Membantu direksi pekerjaan dalam pengawasan pembangunan sistem SCADA yang dilaksanakan oleh vendor. Direksi lapangan bertanggung jawab kepada direksi pekerjaan.
3. **Pengawas administrator**
Mengawasi pelaksanaan pembangunan sistem SCADA khususnya yang berkaitan dengan:
 - Pengaturan user dan hak akses
 - Pengaturan konfigurasi peralatan master station
4. **Pengawas perangkat lunak dan database**
Mengawasi pelaksanaan pembangunan sistem SCADA khususnya yang berkaitan dengan:
 - Pembuatan database
 - Pembuatan tampilan Human Machine Interface
 - Pembuatan sistem pelaporan
5. **Pengawas sub sistem komunikasi**
Mengawasi pelaksanaan pembangunan sistem SCADA khususnya yang berkaitan dengan:
 - Pembuatan dan konfigurasi sub sistem komunikasi (front end)
 - Pengujian protokol komunikasi sub sistem komunikasi
6. **Pengawas perangkat keras**
Mengawasi pelaksanaan pembangunan sistem SCADA khususnya yang berkaitan dengan:
 - Instalasi perangkat keras
 - Pengujian perangkat keras

7. Pengawas EMS / DMS / DTS
Mengawasi pelaksanaan pembangunan sistem SCADA khususnya yang berkaitan dengan:
 - Pengumpulan data kelistrikan yang berhubungan dengan aplikasi yang dibangun
 - Aplikasi EMS / DMS / DTS yang diterapkan
8. Pengawas operasi
Mengawasi pelaksanaan pembangunan sistem SCADA khususnya yang berkaitan dengan:
 - Meminimalkan pemadaman yang diakibatkan oleh proses pembangunan SCADA
 - Kesesuaian single line diagram dengan kondisi real di lapangan
 - Commissioning point to point di sisi master station
9. Pengawas remote station
Mengawasi pelaksanaan pembangunan sistem SCADA khususnya yang berkaitan dengan:
 - Instalasi remote station
 - Commissioning point to point di sisi remote station
10. Pengawas link komunikasi
Mengawasi pelaksanaan pembangunan sistem SCADA khususnya yang berkaitan dengan:
 - Instalasi link komunikasi
 - Pengujian link komunikasi

6.5.2 Jumlah SDM

Jumlah SDM PT PLN (PERSERO) yang diperlukan untuk melakukan supervisi pembangunan dan mengelola master station mengacu pada tabel 2. Level yang disebutkan pada tabel 2 dan tabel 3 mengacu pada SPLN S3.001: 2008, yaitu level konfigurasi master station.

Tabel 2 – Jumlah SDM PT PLN (PERSERO) untuk pembangunan master station

	Level	Jumlah minimal enjiner (orang)						Total
		Administrator	Perangkat lunak dan database	Sub sistem komunikasi	Perangkat keras	EMS /DMS /DTS	Operasi	
Transmisi	1	1				0	1	2
	2	1		1		0	1	3
	3	1	1	1	1	0	1	5
	4	1	1	1	1	1	1	6
	5	1	1	1	1	2	1	7
Distribusi	1	1				0	1	2
	2	1	1	1		0	1	4
	3	1	1	1	1	1	1	6

Jumlah SDM PT PLN (PERSERO) yang diperlukan untuk supervisi pembangunan dan pengembangan remote station dan link komunikasi mengacu pada tabel 3.

Tabel 3 – Jumlah SDM untuk pembangunan remote station dan link komunikasi

	Jumlah minimal orang
Remote station	1 orang per 20 RTU
Link Komunikasi	2 orang per 40 link

6.5.3 Kualifikasi SDM

Kualifikasi SDM yang dibutuhkan untuk melakukan supervisi pembangunan master station dapat dijelaskan pada tabel 4.

Tabel 4 – Kualifikasi SDM untuk supervisi pembangunan master station

Kategori	Kualifikasi SDM (minimal)
Pengawas administrator	<ul style="list-style-type: none"> – Lulusan D3 Teknik Elektro Arus Lemah / D3 Teknik Informatika – Memahami operating system UNIX/Linux, Windows
Pengawas perangkat lunak dan database	<ul style="list-style-type: none"> – Lulusan D3 Teknik Elektro Arus Lemah / D3 Teknik Informatika – Memahami database RDBMS – Memahami bahasa pemrograman
Pengawas perangkat keras	<ul style="list-style-type: none"> – Lulusan D3 Teknik Elektro Arus Lemah / D3 Teknik Komputer – Memahami perangkat komputer dan peripheral – Memahami pengelolaan perangkat keras
Pengawas sub sistem komunikasi	<ul style="list-style-type: none"> – Lulusan D3 Teknik Elektro Arus Lemah – Memahami teknik komunikasi data – Memahami protokol komunikasi
Pengawas EMS / DMS / DTS	<ul style="list-style-type: none"> – Lulusan D3 Teknik Elektro Arus Kuat – Memahami konsep pengelolaan data jaringan – Memahami power system – Memahami konsep operasional dispatcher
Pengawas operasi sistem tenaga listrik	<ul style="list-style-type: none"> – Lulusan D3 Teknik Elektro Arus Kuat dan sederajat – Memahami power system – Memahami operasional sistem – Memahami konfigurasi jaringan unit yang bersangkutan

Kualifikasi SDM yang dibutuhkan untuk melakukan supervisi pembangunan remote station dan link komunikasi dapat dijelaskan pada tabel 5.

Tabel 5 – Kualifikasi SDM untuk supervisi pembangunan remote station dan link komunikasi

Kategori	Kualifikasi SDM (minimal)
Remote station	<ul style="list-style-type: none"> – Lulusan D3 Teknik Elektro Arus Lemah dan sederajat – Memahami bahasa pemrograman dan perangkat komputer – Memahami Programmable logic control
Link komunikasi	<ul style="list-style-type: none"> – Lulusan D3 Teknik Elektro Arus Lemah dan sederajat – Memahami prinsip telekomunikasi

6.6 Persyaratan tingkatan pembangunan SCADA

Unit PT PLN (PERSERO) yang akan membangun SCADA harus mengacu pada SPLN S3.001: 2008 Peralatan SCADA Sistem Tenaga Listrik. Jumlah yang dijelaskan pada tabel 6 dan tabel 7 mengacu pada rencana riil (master plan) sampai dengan sepuluh tahun ke depan.

6.6.1 Konfigurasi master station

6.6.1.1 SCADA transmisi

Apabila kriteria berdasarkan tabel 6 terdapat dua kemungkinan level konfigurasi master station antara jumlah gardu induk dengan bay, maka digunakan level yang lebih tinggi. Untuk level 1, semua persyaratan minimal harus terpenuhi.

Tabel 6 – Batasan level konfigurasi master station transmisi

Level	Jumlah	
	Gardu Induk *)	Bay
1	5 – 10	20 – 40
2	11 – 20	41 – 80
3	21 – 70	81 – 280
4	71 – 150	281 – 600
5	> 150	> 600

*) termasuk pembangkit

6.6.1.2 SCADA distribusi

Apabila kriteria berdasarkan tabel 7 terdapat lebih dari satu kemungkinan level konfigurasi master station antara jumlah gardu induk, feeder, dan input output, maka digunakan level yang lebih tinggi. Untuk level 1, semua persyaratan minimal harus terpenuhi.

Tabel 7 – Batasan level konfigurasi master station distribusi

Level	Jumlah		
	Gardu Induk *)	Feeder **)	Input / Output
1	2 – 5	15 – 35	≤ 5000
2	6 – 20	36 – 140	5001 – 15000
3	> 20	> 140	> 15000

*) termasuk pembangkit dan gardu hubung

***) termasuk incoming 20 kV

6.6.1.3 Gabungan SCADA transmisi dan distribusi

Berdasarkan pertimbangan unit pengelola yang disebabkan lokasi dan jumlah titik remote, serta luas area yang dicakup, dengan alasan efisiensi dimungkinkan untuk membangun SCADA transmisi dan distribusi dalam satu master station dengan pengoperasian terpisah, berupa Human Machine Interface yang berbeda. Penggabungan SCADA

transmisi dan distribusi dalam satu master station hanya diijinkan untuk konfigurasi master station transmisi dan distribusi maksimal sampai dengan level 2.

6.6.2 Konfigurasi telekomunikasi

Pemilihan konfigurasi dan media telekomunikasi harus mempertimbangkan kondisi geografis, operasional, biaya, dan lebih memprioritaskan penggunaan jaringan privat di bawah kendali PT PLN (PERSERO) dengan alasan keamanan, yang diputuskan berdasarkan kajian KKO, KKF, dan manajemen resiko.

6.6.3 Konfigurasi remote station atau RTU

Pemilihan konfigurasi dan kapasitas input/output remote station harus mempertimbangkan lokasi titik remote.

Lokasi titik remote dapat ditentukan pada:

1. Gardu induk
2. Pembangkit
3. Gardu hubung
4. Gardu tengah:
 - a. di tengah jaringan
 - b. di tengah beban
 - c. di lokasi strategis
 - d. yang sulit diakses
5. Keypoint

Tabel 8 – Pemilihan konfigurasi remote station atau RTU

Konfigurasi	Lokasi titik remote
Remote Station	<ol style="list-style-type: none"> 1. Gardu induk 2. Pembangkit 3. Gardu hubung
RTU	<ol style="list-style-type: none"> 1. Gardu hubung 2. Gardu tengah 3. Keypoint

6.7 Pemilihan teknologi perangkat keras

Untuk mendapatkan perangkat keras yang optimal, unit PT PLN (PERSERO) yang akan membangun sistem SCADA dapat mengacu pada beberapa hal berikut:

- a. Jaminan garansi perangkat keras;

Perangkat keras yang digunakan oleh unit PT PLN (PERSERO) harus memperoleh jaminan dari penyedia perangkat keras minimal selama satu tahun terhitung sejak serah terima operasi, setelah Berita Acara Serah Terima (BAST) 2.
- b. Teknologi terbaru yang ada saat ini;

Dalam pembangunan sistem SCADA, unit PT PLN (PERSERO) menghindari penggunaan perangkat keras yang telah obsolete. Perangkat keras untuk master station menggunakan peralatan dengan teknologi tahun bersangkutan atau minimal teknologi satu tahun sebelumnya.

- c. Ketersediaan suku cadang;
Perangkat keras yang digunakan harus mempertimbangkan ketersediaan peralatan dan suku cadang di pasaran. Suku cadang harus tersedia minimal selama lima tahun.
- d. Kesesuaian (*compatibility*) dengan kondisi eksisting;
Master station, remote station, dan peralatan telekomunikasi yang akan digunakan harus memiliki kesesuaian dengan kondisi peralatan eksisting jika peralatan tersebut masih tetap digunakan.
- e. Sertifikasi perangkat keras untuk master station dan remote station.
Setiap master station dan remote station yang akan digunakan di setiap unit PT PLN (PERSERO) harus melalui uji interoperability protokol. Master station dan remote station yang telah lulus uji akan mendapatkan sertifikasi dari PT PLN (Persero) Jasa Sertifikasi, dan dinyatakan layak untuk digunakan di PT PLN (PERSERO). Uji interoperability protokol mengacu pada SPLN S4.001: 2008 dan acuan lain yang terkait.

7. Pembangunan sistem SCADA

7.1 Proses lelang

Proses lelang untuk pembangunan sistem SCADA mengacu pada aturan yang berlaku.

7.1.1 Kualifikasi dan persyaratan peserta lelang

Calon peserta lelang untuk pembangunan sistem SCADA harus memenuhi persyaratan berikut:

- a. Vendor harus memiliki kompetensi dan berpengalaman membangun sistem SCADA sejenis pada beberapa perusahaan listrik di negara yang beriklim tropis dan telah beroperasi minimum tiga tahun dengan baik;
- b. Khusus untuk master station mulai dari level 3 ke atas, vendor harus memiliki kompetensi dan pernah membangun NCC / IRCC / RCC / IDCC / DCC minimal sebanyak tiga control center di luar negara asal;
- c. Memiliki surat keterangan kepuasan (*satisfaction*) dari pengguna sistem SCADA;
- d. Memiliki SDM lokal dengan kompetensi di bidang SCADA, EMS, DMS, atau telekomunikasi yang ditunjukkan dalam bentuk Curriculum Vitae;
- e. Memiliki perwakilan tetap di Indonesia yang berbadan hukum tetap dan ditunjuk oleh pembuat perangkat lunak SCADA / EMS / DMS (disahkan oleh Menperindag, atau BKPM, atau badan hukum yang setara);
- f. Memiliki sertifikasi dari PT PLN (Persero) Jasa Sertifikasi, sebagaimana dijelaskan pada butir 6.7 poin e, untuk pembangunan master station dan remote station;
- g. Memiliki jaminan purna jual yang memadai sesuai jangka waktu operasional sistem SCADA yang dibangun.

7.1.2 Jadwal pelaksanaan lelang

Jadwal pelaksanaan lelang mengikuti aturan yang berlaku ataupun penggantinya.

7.1.3 Cara penyusunan harga perhitungan sendiri (HPS)

HPS digunakan sebagai acuan total harga yang diijinkan dalam pelaksanaan lelang. HPS berdasarkan referensi sebagaimana dijelaskan pada butir di bawah ini.

7.1.3.1 HPS untuk material

HPS material harus berdasarkan referensi berikut:

- a. Referensi harga satuan yang telah ditentukan PT PLN (PERSERO); dan / atau
- b. Referensi harga satuan kontrak yang sudah pernah dilaksanakan dan tidak bermasalah; dan / atau
- c. Website yang dapat dipertanggungjawabkan; dan / atau
- d. Referensi harga minimal dari tiga vendor yang berbeda.

7.1.3.2 HPS untuk jasa

HPS jasa harus berdasarkan referensi berikut:

- a. Referensi harga satuan yang telah ditentukan PT PLN (PERSERO); dan / atau
- b. Referensi harga satuan kontrak yang sudah pernah dilaksanakan dan tidak bermasalah; dan / atau
- c. Perhitungan hari orang yang standar harganya mengacu pada BAPPENAS; dan / atau
- d. Referensi harga minimal dari tiga vendor yang berbeda.

7.1.3.3 HPS untuk lisensi perangkat lunak

HPS lisensi perangkat lunak berdasarkan referensi berikut:

- a. Referensi harga satuan yang telah ditentukan PT PLN (PERSERO); dan / atau
- b. Referensi harga satuan kontrak yang sudah pernah dilaksanakan dan tidak bermasalah.

7.2 Training

Training wajib diberikan kepada staf PT PLN (PERSERO) yang telah dipersiapkan seperti disebutkan pada butir 6.5 yang akan mensupervisi pelaksanaan pembangunan SCADA dan selanjutnya mengelola SCADA yang dibangun. Jenis training disesuaikan dengan kebutuhan kompetensi yang terkait dengan SDM. Training bertujuan agar SDM PT PLN (PERSERO) dapat mengelola, mengoperasikan, dan memelihara sistem SCADA yang dibangun secara mandiri.

7.2.1 Metode training

7.2.1.1 Training pendahuluan

Training pendahuluan bertujuan untuk memberikan bekal awal pada staf PT PLN (PERSERO) yang akan mengelola master station sebelum mengikuti training tahap selanjutnya. Training ini harus diberikan oleh provider training yang telah mendapatkan otorisasi dari operating system, protokol komunikasi, dan database yang akan digunakan. Training ini dilaksanakan dengan metode *inhouse training*. Training pendahuluan

dilaksanakan hanya untuk pembangunan sistem SCADA dengan konfigurasi master station mulai dari level 2.

7.2.1.2 Classroom training

Classroom training bertujuan untuk memberikan teori-teori yang berhubungan dengan sistem SCADA yang akan dibangun. *Classroom training* merupakan bagian dari *on job training* dan dilaksanakan di negara pembuat perangkat lunak dan atau perangkat keras sistem SCADA. Pelaksanaan *classroom training* untuk sistem SCADA dilaksanakan secara terpisah agar staf PT PLN (PERSERO) dapat mengikuti training sesuai kompetensinya.

7.2.1.3 On job training (OJT)

OJT bertujuan agar staf PT PLN (PERSERO) dapat terlibat langsung dalam pekerjaan pembangunan (magang) sistem SCADA yang dibangun. OJT dilaksanakan dan harus sudah selesai sebelum pelaksanaan *Factory Acceptance Test* (FAT). OJT didahului dengan *classroom training*. Staf PT PLN (PERSERO) akan dibimbing oleh instruktur dengan metode berupa penugasan yang bersifat memperkenalkan sistem yang dibangun. Materi yang disampaikan lebih bertujuan agar staf PT PLN (PERSERO) dapat mengoperasikan dan mengelola peralatan SCADA sistem tenaga listrik yang dibangun. OJT dilaksanakan hanya untuk pembangunan sistem SCADA dengan konfigurasi master station mulai dari level 2.

7.2.1.4 On site training (OST)

OST bertujuan untuk mengimplementasikan pengetahuan yang diperoleh dari training sebelumnya langsung di lokasi pembangunan sistem SCADA.

7.2.2 Lama pelaksanaan training

Lama pelaksanaan training ditentukan oleh kesiapan SDM dan kompleksitas pekerjaan pembangunan sistem SCADA, sebagai acuan dapat dilihat pada tabel 9.

Tabel 9 – Lama training

Metode training	Lama training
1. Training pendahuluan untuk master station	10 – 40 hari kerja
2. Classroom training	5 – 10 hari kerja
3. On job training	20 – 60 hari kerja
4. On site training	5 – 25 hari kerja

7.2.3 Materi training

Materi training yang diperlukan dalam suatu pembangunan sistem SCADA dijelaskan berikut ini. Setiap pelaksanaan training harus dilengkapi dengan dokumen pelaporan dan lembar kerja.

7.2.3.1 Training master station

7.2.3.1.1 Overview terhadap perangkat keras dan lunak

Training ini harus memberikan overview sistem secara umum meliputi hardware platform, arsitektur sistem termasuk protokol komunikasi, base system software, HMI, dan SCADA umum serta aplikasi EMS, DMS, dan DTS.

7.2.3.1.2 Fitur SCADA

Training fitur SCADA harus memperkenalkan bagaimana sistem SCADA memproses dan menampilkan pengukuran, kontrol, dan alarm pada sistem termonitor.

7.2.3.1.3 Overview terhadap aplikasi EMS / DMS

Tujuan pelaksanaan training ini adalah untuk menjelaskan konsep dalam power application untuk jaringan transmisi dan distribusi.

7.2.3.1.4 Fitur aplikasi EMS / DMS

Tujuan pelaksanaan training ini adalah untuk memberikan pengetahuan yang menyeluruh dari aplikasi jaringan yang dibutuhkan untuk menghasilkan analisa jaringan dasar.

7.2.3.1.5 EMS / DMS data model

Maksud dari pelaksanaan training ini adalah untuk memberikan pengetahuan yang menyeluruh tentang skema database EMS / DMS yang utama yang digunakan sistem Master Station.

7.2.3.1.6 Update database

Training update database bertujuan untuk memberikan deskripsi menyeluruh tentang tool update database dan cara menggunakannya oleh PT PLN (PERSERO) untuk membuat dan memelihara database sistem Master Station.

7.2.3.1.7 Pembuatan display

Training pembuatan display bertujuan untuk memberikan penjelasan menyeluruh mengenai Graphic Editing dan automatic display generator tool dan cara menggunakannya oleh PT PLN (PERSERO) untuk membuat dan mengoperasikan display sistem.

7.2.3.1.8 Manajemen data historikal

Training ini bertujuan untuk memperkenalkan fitur-fitur yang berhubungan dengan real-time data archiving, storage dan reporting.

7.2.3.1.9 Manajemen dasar sistem perangkat lunak

Training Manajemen Dasar Sistem Perangkat lunak bertujuan untuk mempersiapkan System Manager dan System Programmer untuk memelihara sistem Master Station pada level perangkat lunak.

7.2.3.1.10 System administrator

Training System Administrator bertujuan untuk memberikan kemampuan dasar untuk melakukan administrasi perangkat lunak yang terpasang pada sistem.

7.2.3.1.11 Manajemen dasar sistem perangkat keras

Training Manajemen Dasar Sistem Perangkat keras bertujuan untuk mempersiapkan System Manager untuk memelihara perangkat keras dan *peripheral* di sistem Master Station.

7.2.3.1.12 Pemeliharaan dan troubleshooting perangkat keras

Training ini ditujukan untuk teknisi pemelihara perangkat keras terutama pemelihara server dan peripheral pada Master Station.

7.2.3.1.13 Training dispatcher

Training dispatcher bertujuan untuk memberikan pengenalan dan prosedur pengoperasian Human Machine Interface sistem Master Station kepada para dispatcher atau calon dispatcher.

7.2.3.1.14 Dispatcher training simulator

Dispatcher training simulator bertujuan untuk mempersiapkan enjiner agar dapat menggunakan aplikasi Dispatcher Training Simulator (DTS) berupa pembuatan save case, snapshot, skenario, dan pemodelan sistem tenaga listrik.

7.2.3.2 Training remote station

Training ini bertujuan untuk memberikan pengetahuan tentang:

- a. Konfigurasi perangkat keras remote station;
- b. Pengoperasian remote station;
- c. Konfigurasi database dan protokol komunikasi remote station;
- d. Pemeliharaan dan troubleshooting remote station.

7.2.3.3 Training telekomunikasi

Training ini bertujuan untuk memberikan pengetahuan tentang:

- a. Konsep dasar telekomunikasi;
- b. Setting dan konfigurasi telekomunikasi;

- c. Pengoperasian peralatan telekomunikasi;
- d. Pemeliharaan dan troubleshooting telekomunikasi.

7.2.3.4 Training catu daya

Training ini bertujuan untuk memberikan pengetahuan tentang:

- a. Setting catu daya;
- b. Pemeliharaan catu daya;
- c. Troubleshooting catu daya.

7.3 Pelaksanaan pembangunan

Selama pembangunan sistem SCADA, harus ditetapkan koordinasi yang jelas dalam bentuk Basic Communication. Pelaksanaan pembangunan sistem SCADA maksimal selama dua tahun sejak kontrak ditandatangani.

Lampiran A – Format Data Hasil Survei

Lampiran A-1: Data Master Station

Contoh format data hasil survei

NAMA CONTROL CENTER : _____

LOKASI CONTROL CENTER : _____

PETA LOKASI TITIK REMOTE Ada Tidak

PETA LOKASI REPEATER Ada Tidak

DENAH PENEMPATAN CATU DAYA DI MASTER STATION Ada Tidak

MEDIA KOMUNIKASI YANG DIGUNAKAN Radio PLC Fiber optic Pilot cable

DENAH JARINGAN DAN TERMINAL FIBER OPTIC Ada Tidak

DENAH JARINGAN PILOT CABLE Ada Tidak

DENAH JARINGAN PLC Ada Tidak

PROTOKOL REMOTE STATION EKSISTING IEC 870-5-101 IEC 870-5-104 DNP 3.0 Modbus
 HNZ Indactic lain-lain (.....)

ALOKASI FREKUENSI RADIO _____ MHz / GHz *)

KETERSEDIAAN SUMBER AC 220V Ada Tidak

PENGUKURAN RESISTAN PENTANAHAN _____ Ω

PENGGUNAAN GEDUNG EKSISTING Ya Tidak

BEBAN LISTRIK DI GEDUNG CONTROL CENTER _____ kVA

*) coret yang tidak perlu

Lampiran A-3: Contoh Pengisian untuk Remote Station SCADA Transmisi

Contoh format data hasil survei (data peralatan)

NAMA GARDU : SURALAYA
 TEGANGAN : 500 KV
 ALAMAT GARDU : JL
 KOORDINAT : " BT, ...° " LS

KONDISI GEOGRAFIS Line of sight Pegunungan
 DENAH TITIK REMOTE Ada Tidak
 DENAH PENEMPATAN PERALATAN REMOTE STATION Ada Tidak
 DENAH PENEMPATAN CATU DAYA DC DI REMOTE STATION Ada Tidak
 CATU DAYA 220VAC Ada Tidak
 DENAH PENEMPATAN RADIO ATAU BOX PILOT CABLE Ada Tidak
 DENAH REPEATER Ada Tidak
 DENAH PENEMPATAN CB DAN LBS Ada Tidak
 KESESUAIAN NAMA PENYULANG / BAY Ya Tidak

No.	Nama feeder / bay	Alat	Panjang transmisi / penyulang *)	Impedansi	Jenis penghantar	Ukuran penghantar	Motorized				IED		
							Merk	Tipe	Ya	Tidak	Ada	Tidak	Protokol eksisting
1	CILEGON 1	CB	-	-	-	-	MG	SF6	√		√		IEC 61850
		LI	-	-	-	-	MG	SF6	√				
		BI1	-	-	-	-	MG	SF6	√				
		BI2	-	-	-	-	MG	SF6	√				
		ES	-	-	-	-	MG	SF6	√				
		P	-	-	-	-							
		Q	-	-	-	-							
		Line	573 km	0,01 Ω	ACSR	250 mm ²							
2	TRAFO IBT 500/150 #1	CB	-	-	-	-	MG	SF6	√			√	
		LI	-	-	-	-	MG	SF6	√				
		BI1	-	-	-	-	MG	SF6	√				
		BI2	-	-	-	-	MG	SF6	√				
		ES	-	-	-	-	MG	SF6	√				
		P	-	-	-	-							
		Q	-	-	-	-							
		S	-	-	-	-							
Tap Changer	-	-	-	-						√			
3	UNIT 6	CB	-	-	-	-	MG	SF6	√		√		Modbus
		LI	-	-	-	-	MG	SF6	√				
		P	-	-	-	-							
		Q	-	-	-	-							
		V	-	-	-	-							
4												

*) coret yang tidak perlu

Contoh format data hasil survei (keperluan database)

NAMA GARDU : SURALAYA
 TEGANGAN : 500 KV
 ALAMAT GARDU : JL
 KOORDINAT : ...° ...'... " BT, ...° ...'... " LS

SINGLE LINE DIAGRAM (SLD)

SLD SESUAI DENGAN KONDISI REAL DI LAPANGAN

Ada
 Ya

Tidak
 Tidak

No.	Nama feeder / bay	Alat	Rasio CT	Rasio PT	Batas nilai pengukuran (threshold)	Range pengukuran	Trafo	
							Kapasitas max	Kapasitas tap changer
1	CILEGON 1	CB	-	-	-	-	-	-
		LI	-	-	-	-	-	-
		BI1	-	-	-	-	-	-
		BI2	-	-	-	-	-	-
		ES	-	-	-	-	-	-
		P	2000/1	5000/1	1800 MW	0 - 2250 MW	-	-
		Q	2000/1	5000/1	1160 MVAR	0 - 1460 MVAR	-	-
	Line	-	-	-	-	-	-	
2	TRAF0 IBT 500/150 #1	CB	-	-	-	-	-	-
		LI	-	-	-	-	-	-
		BI1	-	-	-	-	-	-
		BI2	-	-	-	-	-	-
		ES	-	-	-	-	-	-
		P	1250/1	1364/1	138 MW	0 - 173 MW	173 MW	-
		Q	1250/1	1364/1	138 MVAR	0 - 173 MW	173 MW	-
		S	-	-	-	-	-	-
	Tap Changer	-	-	-	-	-	-13 s/d 13	
3	UNIT 6	CB	-	-	-	-	-	-
		LI	-	-	-	-	-	-
		P	1000/1	5000/1	600 MW	0 - 650 MW	-	-
		Q	1000/1	5000/1	400 MVAR	0 - 450 MVAR	-	-
		V	-	361/1	22 kV (low) / 24 kV (high)	0 - 27 kV	-	-
4							

*) coret yang tidak perlu

Lampiran A-4: Contoh Pengisian untuk Remote Station SCADA Distribusi

Contoh format data hasil survei (data peralatan)

NAMA GARDU : SENAYAN
 TEGANGAN : 20 KV
 ALAMAT GARDU : JL.....
 KOORDINAT : " BT, ...° " LS

KONDISI GEOGRAFIS Line of sight Pegunungan
 DENAH TITIK REMOTE Ada Tidak
 DENAH PENEMPATAN PERALATAN REMOTE STATION Ada Tidak
 DENAH PENEMPATAN CATU DAYA DC DI REMOTE STATION Ada Tidak
 CATU DAYA 220VAC Ada Tidak
 DENAH PENEMPATAN RADIO ATAU BOX PILOT CABLE Ada Tidak
 DENAH REPEATER Ada Tidak
 DENAH PENEMPATAN CB DAN LBS Ada Tidak
 KESESUAIAN NAMA PENYULANG / BAY Ya Tidak

No.	Nama feeder / bay	Alat	Panjang transmisi / penyulang *)	Impedansi	Jenis penghantar	Ukuran penghantar	Motorized				IED		
							Merk	Tipe	Ya	Tidak	Ada	Tidak	Protokol eksisting
1	TRAFO 1 150/20	CB	-	-	-	-	MG	SM6	V			V	-
		P	-	-	-	-							-
		I	-	-	-	-							-
		PF	-	-	-	-							-
		S	-	-	-	-							-
		Tap Changer	-	-	-	-							-
2	MPR 1	CB	-	-	-	-	Chemkit			V	V	IEC 60870-5-104
		P	-	-	-	-							
		I	-	-	-	-							
		BI	-	-	-	-							
		Feeder		22 km	0,01 Ω	AAAC	150 mm ²						
3	BUSBAR	V	-	-	-	-						V	Modbus
4	COMMON	F	-	-	-	-						V	Modbus
5												

*) coret yang tidak perlu

Contoh format data hasil survei (keperluan database)

NAMA GARDU : SENAYAN
 TEGANGAN : 20 KV
 ALAMAT GARDU : JL
 KOORDINAT : ...° ...' ..." BT, ...° ...' ..." LS

SINGLE LINE DIAGRAM (SLD) Ada Tidak
 SLD SESUAI DENGAN KONDISI REAL DI LAPANGAN Ya Tidak

No.	Nama feeder / bay	Alat	Rasio CT	Rasio PT	Batas nilai pengukuran (threshold)	Range pengukuran	Trafo	
							Kapasitas max	Kapasitas tap changer
1	TRAFO 1 150/20	CB	1200/5	20000/100	-	-	-	-
		P	-	-	24 MW	0 - 30 MW	26 MW	-
		I	-	-	720 A	0 - 900 A	900 A	-
		PF	-	-	-	0,6 - 0,99	min 0,85	-
		S	-	-	-	0 - 30 MVA	30 MVA	-
		Tap Changer	-	-	-	-	-	1 - 17
2	MPR 1	CB	400/5	20000/100	-	-	-	-
		P	-	-	3,2 MW	0 - 4 MW	-	-
		I	-	-	192 A	0 - 240 A	-	-
		BI	-	-	-	-	-	-
		Feeder	-	-	-	-	-	-
3	BUSBAR	V	-	20000/100	18,5 / 21,5 KV	0 - 22 KV	-	-
4	COMMON	F	-	20000/100	49,5 / 50,5 HZ	45 - 55 HZ	-	-
5							

*) coret yang tidak perlu

Contoh format data key point

**DATA SURVEY KEY POINT
PT PLN (PERSERO) DISTRIBUSI BALI**

NO	ID	MERK	TYPE				KELENGKAPAN				PROTOKOL	LOKASI	
			AVS	LBS	RECLOSER	SECTIONALIZER	RADIO	CONTROL	RTU	MOTORIZED		PENYULANG	ALAMAT
1		ENTEC		ETGA-6			-	ada		ada		Kesatrian	Ds. Tedung
2		COOPER			F6 - PA			ada		ada		Kesatrian	Ds. Pacung Bitera
3		JOSLYN	VBM					ada		ada		Tampaksiring	Ds. Manukaya
4		JOSLYN	VBM					ada		ada		Tampaksiring	Tirta Empul
5		NULEC			-			ada		ada		Tampaksiring	Musium Purbakala
6		AUGUSTE		SOULE								Tampaksiring	Ds. Semebaung
7		AUGUSTE		SOULE								Tampaksiring	Ds. Sanding
8		JOSLYN	VBM					ada		ada		Susut	Br. Demulih
9		COOPER			ME			ada		ada		Susut	Br. Demulih
10		COOPER			F6 - PA			ada		ada		Susut	Ds. Kintamani

*) khusus distribusi

Lampiran B – Contoh Perhitungan Kapasitas I/O

NO	MNEMO	DESIGNATION	OPERASI														
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
			REMOTE STATION	GARPU/INDUK	BUSBAR	BUS COUPLER	BUS SECTION	OHL FEEDER	CABLE FEEDER	INTERBUS TRANSF	DISTRIBUTION TRANSF	CAPACITOR	REACTOR	DIAMETER	GEN TRANSF	GENERATOR	BLOK
TELE MEASUREMENT (TM)																	
1	F	FREKUENSI		1													
2	V	TEGANGAN			1			1	1	1							1
3	I	ARUS				1		1	1	1						1	
4	P	DAYA AKTIF					1	1	1	1	1					1	1
5	Q	DAYA REAKTIF						1	1	1	1	1	1			1	1
6															
		TOTAL	1	1	1	1	4	4	4	4	2	1	1		3	3	25
REMOTE CONTROL DIGITAL (RCD)																	
1	DCBC	DUMMY CIRCUIT BREAKER CLOSED/OPENED	1														
2	CB	CIRCUIT BREAKER CLOSED/OPENED				1	1	1	1	2	1	1	1	3	1		
3	BI	BUS ISOLATOR SWITCH CLOSED/OPENED				2	2	2	2	4	2	2	2	6	2		
4	LI	LINE ISOLATOR SWITCH CLOSED/OPENED															
5	LR	LOCAL REMOTE															
6															
		TOTAL	1		3	3	3	3	3	6	3	3	3	9	3		40
REMOTE CONTROL ANALOG (RCA)																	
1	POOP	REAL POWER SET POINT														1	1
2	PROP	MAX POWER VARIATION SET POINT														1	1
3	N	LOAD FREQ CONTROL N_LEVEL														1	1
		TOTAL														3	3
TELESIGNAL DOUBLE (TSD)																	
1	DCBC	DUMMY BREAKER CLOSED/OPENED	1														
2	CB	CIRCUIT BREAKER CLOSED/OPENED				1	1	1	1	1	1	1	1	3	1		
3	BI	BUS ISOLATOR SWITCH CLOSED/OPENED				2	2	2	2	2	2	2	2	6	2		
4	LI	LINE ISOLATOR SWITCH CLOSED/OPENED															
5	LR	LOCAL REMOTE		1		1	1	1	1	1	1	1	1	3	1		
6															
		TOTAL	1	1		4	4	5	5	6	5	4	4	12	4		55
TELESIGNAL SINGLE (TSS)																	
1	AR	CIRCUIT BREAKER AUTO RECLOSE							1								
2	ARO	AUTO RECLOSE OFF							1								
3	BF	BAY FAULT			1	1		1	1	1	1	1			1		
4	VTF	VOLTAGE TRANSFORMER FAILURE															
5	DSDF	DISCONNECTING SWITCH DRIVING FAULT															
6	DCF	DC SUPPLY FAILURE															
7															
		TOTAL			1	1		3	1	1	1	1			1		10

Σ TM

Σ RCD

Σ RCA

Σ TSD

Σ TSS

Lampiran C – Contoh KKO dan KKF

Lampiran C-1: Contoh KKO

Kondisi Master Station Eksisting

SCADA merupakan peralatan pendukung utama dalam pengaturan sistem tenaga listrik yang berskala besar, khususnya di PT PLN (Persero) P3B Jawa Bali Region Jakarta dan Banten dengan beban sistem sudah mencapai sepuluh ribu Megawatt. Master Station adalah unsur SCADA yang merupakan sarana untuk pengaturan dan pengendalian sistem tenaga listrik yang efisien dan andal.

Master Station RCC Cawang existing sudah tidak dapat dikembangkan, spare part sudah tidak ada dipasaran, teknologinya juga sudah ketinggalan, sering hanging dan umur operasinya sudah lebih dari 10 tahun. Disisi lain pengembangan sistem tenaga listrik wilayah Jakarta dan Banten terus berkembang seiring dengan perkembangan beban dan dalam rangka peningkatan mutu dan keandalan sistem, sehingga menuntut pula pengembangan fasilitas SCADA sebagai penunjang utama dalam pengaturan sistem.

Asumsi-asumsi

Kapasitas Master Station

Pengembangan Master Station RCC (Regional Control Center) Jawa Bali (Cawang, Cigereleng, Waru dan Bali) menggunakan konsep database yang sama untuk memudahkan dalam proses *updating* data. Konsep satu database juga diperlukan untuk pemodelan sistem Jawa Bali yang seragam dan lengkap, tidak terdapat pemodelan yang berbeda-beda. Dengan menggunakan konsep tersebut, maka kapasitas Master Station RCC Cawang yang akan dibangun harus dapat mengakomodir konfigurasi 1350 gardu induk atau sama dengan 3 kali kapasitas eksisting dari seluruh PT PLN (Persero) P3B Jawa Bali. Dengan kapasitas tersebut dapat mengakomodir kebutuhan pengembangan sistem sampai dengan 10 tahun kedepan.

Jadwal Proyek

Proyek pengadaan dan penggantian Master Station RCC Cawang dimulai Maret 2007 dan direncanakan dapat beroperasi pada Juni 2009.

Kesimpulan

Master Station eksisting sudah overload dan obsolete, sehingga kinerjanya menjadi lambat, bahkan sering hanging. Dengan penggantian master station diharapkan diperoleh kinerja yang lebih baik dengan teknologi yang terbaru dan dapat mengakomodir kebutuhan pengembangan sistem tenaga listrik sampai dengan 10 tahun kedepan. Tingkat ketersediaan Master Station yang baru diharapkan naik menjadi minimal 99.75%.

(Sumber: Penyusunan KKO, KKF, ERM PT PLN (Persero) P3B Jawa Bali untuk 2007-2008, Bogor, Juli 2007)

Lampiran C-2: Contoh KKF

Dasar Analisa

Jam kerja/hari	=	24.00	jam
Hari kerja/tahun	=	365.00	hari
Masa manfaat aktiva	=	10.00	tahun
Transfer Price/kwh	=	733.00	Rp/kWh
Biaya pembelian tenaga listrik	=	672.00	Rp/kWh
Investasi th. I	=	44,187,000.00	(000 Rp.)
Investasi th. II	=	0.00	(000 Rp.)
Nilai sisa setlh.10 th.	=	0.00	(000 Rp.)

Asumsi

Berdasarkan tabel pada Standar IEC 60870-4 mengenai persyaratan performansi pada peralatan dan sistem telekontrol, tingkat ketersediaan master station eksisting sudah mencapai tingkat yang paling rendah (99.00%) bahkan kecenderungannya lebih rendah lagi. Dengan peralatan yang baru, tingkat ketersediaan Master Station akan naik menjadi minimal 99.75%. Sehingga diperoleh selisih tingkat ketersediaan sebesar 0.75%.

Kenaikan tingkat ketersediaan Master Station yang baru akan meningkatkan tingkat ketersediaan sistem transmisi yang berdampak pada peningkatan total energi tersalurkan setiap tahunnya.

Tabel - Total perkiraan energi yang disalurkan (MWh) di RJKB

No	Tahun	Energi (MWh)
1	2007	48,585,431
2	2008	51,986,411
3	2009	55,625,460
4	2010	59,519,242
5	2011	63,685,589
6	2012	68,143,580
7	2013	72,913,631
8	2014	78,017,585
9	2015	83,478,816
10	2016	89,322,333

Biaya modal (Discount Rate) = 12.00%

Biaya O&M = 2.00%

Analisa Finansial

Tahun	Biaya				Benefit	Net Benefit (Juta Rp)
	Investasi (Juta Rp)	Biaya Beli Energi (Juta Rp)	Biaya O & M (Juta Rp)	Total	Pendapatan (Juta Rp)	
2007	44,187			44,187		(44,187)
2008		32,649,409	884	32,650,293	35,613,121	22,221
2009		34,934,868	884	34,935,752	38,106,039	23,777
2010		37,380,309	884	37,381,193	40,773,462	25,442
2011		39,996,931	884	39,997,814	43,627,604	27,223
2012		42,796,716	884	42,797,599	46,681,537	29,130
2013		45,792,486	884	45,793,369	49,949,244	31,169
2014		48,997,960	884	48,998,843	53,445,691	33,351
2015		52,427,817	884	52,428,701	57,186,890	35,686
2016		56,097,764	884	56,098,648	61,189,972	38,185
2017		60,024,608	884	60,025,491	65,473,270	40,858

Analisa Net Benefit

Tahun	Investasi (juta Rp)	Net Benefit	PV Benefit	Net	\sum PV
2007	44,187	(44,187)	(39,453)		(39,453)
2008		22,221	19,840		(19,612)
2009		23,777	21,230		1,617
2010		25,442	22,716		24,333
2011		27,223	24,307		48,640
2012		29,130	26,009		74,649
2013		31,169	27,830		102,478
2014		33,351	29,778		132,256
2015		35,686	31,863		164,119
2016		38,185	34,094		198,213
2017		40,858	36,481		234,693

Kesimpulan

Hasil Analisa:

IRR	=	56%
NPV(Juta Rp)	=	106,039
B/C	=	1.09055

Kesimpulan**LAYAK**

(Sumber: Penyusunan KKO, KKF, ERM PT PLN (Persero) P3B Jawa Bali untuk 2007-2008, Bogor, Juli 2007)

Pengelola Standardisasi:

PT PLN (Persero) Litbang Ketenagalistrikan
Jalan Duren Tiga Jakarta 12760, Telp. 021-7973774, Fax. 021-7991762,
www.pln-litbang.co.id