



BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Dalam rangka meningkatkan pelayanan dan kepuasan masyarakat luas dan semakin besar keinginan masyarakat akan transparansi, dalam perhitungan pemakaian energi listrik oleh pelanggan, menuntut kinerja yang lebih dari PT PLN (Persero) UP3 Palembang sebagai bagian dari PT PLN (Persero) yang berhadapan langsung dengan pelanggan. Hal ini tentunya harus ditunjang dengan sarana dan prasarana yang mendukung kepada para petugas di lingkungan PT PLN (Persero) UP3 Palembang.

Meter elektronik yang terletak pada pelanggan besar merupakan titik ukur yang menjadi dasar dari setiap perhitungan pemakaian energi listrik oleh pelanggan besar. Posisi gardu pelanggan besar yang tersebar merupakan salah satu kendala pembacaan meter.

Untuk itu diperlukan *Automatic Meter Reading* (AMR) yang dapat melakukan pembacaan Meter Elektronik secara langsung dan simultan dari pusat kendali (*control center*) sehingga memudahkan dan meningkatkan akurasi pembacaan, khususnya yang terpasang pada pelanggan besar di lingkungan PT PLN (Persero) UP3 Palembang.

2.1 PENGERTIAN AUTOMATIC METER READING (AMR)¹¹

AMR (*Automatic Meter Reading*) adalah teknologi pencatatan meter elektronik secara otomatis. Umumnya, pembacaan dilakukan dari jarak jauh dengan menggunakan media komunikasi. Parameter yang dibaca pada umumnya terdiri dari *Stand*, *Max Demand* (penggunaan tertinggi), *Instantaneous*, *Load Profile* (*load survey*) dan *Event* (*SMILE*). Parameter-parameter tersebut sebelumnya didefinisikan terlebih dahulu di meter elektronik, agar meter dapat menyimpan data-data sesuai dengan yang diinginkan.

¹¹ Sugeng, *Analisis Penggunaan Automatic Meter Reading (AMR) Pada Scada Kontrol Bagi Pelayanan Konsumen*. Bekasi : JRECs, 2015, Hlm. 36.

Data hasil pembacaan tersebut disimpan ke dalam *database* dan dapat digunakan untuk melakukan analisa, transaksi serta *troubleshooting*. Teknologi ini tentu saja dapat membantu perusahaan penyedia jasa elektrik untuk menekan biaya operasional, serta menjadi nilai tambah kepada pelanggannya dalam hal penyediaan, ketepatan dan keakurasian data yang dibaca, dan tentu saja dapat menguntungkan pengguna jasa tersebut.

Awalnya, pembacaan meter dilakukan dengan menggunakan kabel (*wired*) atau *direct dialling/reading*. Komputer terhubung ke meter dengan menggunakan kabel komunikasi (RS-232 atau RS-485) atau *optical probe*, jika pembacaan dilakukan di lapangan. Namun belakangan ini, banyak teknologi komunikasi yang digunakan oleh sistem AMR. Seperti PSTN (telpon rumah), GSM, Gelombang Radio, PLC (*Power Line Carrier*), dan terakhir, memungkinkan pembacaan meter menggunakan LAN/WAN untuk meter yang sudah support TCP/IP.

Konfigurasi peralatan yang digunakan oleh *Automatic Meter Reading* :

1. Meter elektronik atau digital yang dipasang di pelanggan
2. Modem dan saluran telepon
3. Komputer yang terdapat di ruang kontrol

Dengan dipasangnya AMR pada pelanggan maka pemakaian kWh oleh pelanggan dapat dipantau/dibaca setiap saat dari kantor PLN dengan hasil yang lebih akurat dengan bantuan aplikasi komputer sehingga kesalahan baca yang dilakukan petugas tidak akan terjadi dan kepercayaan pelanggan kepada PLN dapat tetap terjaga.

Sistem *Automatic Meter Reading* (AMR) di PT. PLN (Persero) UP3 Palembang adalah suatu sistem baca meter terpusat/terdistribusi yang mengintegrasikan seluruh pembaca meter elektronik yang terpasang di lapangan (gardu distribusi, penyulang, dan pelanggan) melalui media komunikasi untuk keperluan pengumpulan dan perekaman data secara otomatis atau manual, serta dilengkapi dengan kemampuan (*features*) dan pengelolaan *database* untuk keperluan analisa dan evaluasi (grafik, tabel, alarms, dan lain - lain).

Terdapat 3 kelas penggolongan sistem AMR berdasarkan besar daya dapat dilihat pada tabel 2.1.

Tabel 2.1 Penggolongan Sistem AMR³

No	Jenis	Kisaran Daya	Jaringan Komunikasi
1	AMR (TM)	>200 KVA	GSM & PTSN
2	AMR (TR)	41,5 KVA s/d 197 KVA	GSM
3	AMR (TR) PLC	450 VA s/d 197 KVA	TR 220 V & GSM

2.2 MANFAAT AMR (AUTOMATIC METER READING)⁷

Manfaat dipasangnya AMR adalah sebagai berikut :

1. Pencatatan konsumsi energi listrik lebih akurat dan efisien
2. Pemakaian waktu lebih efisien
3. Pemantauan terhadap energi yang digunakan dapat dilakukan setiap saat dari ruang control
4. Data historical energi dapat disimpan dalam database, dan dapat diintegrasikan dengan data manajemen.
5. Load profile, stand meter dan data lain dapat ditampilkan berdasarkan selang waktu sesuai dengan yang dikehendaki.
6. Memudahkan melakukan identifikasi waktu terjadi masalah dan besar energi yang hilang, jika terjadi gangguan pada meter, baik disengaja maupun tidak sengaja

2.3 FUNGSI SISTEM AMR (AUTOMATIC METER READING)

Ada beberapa fungsi penting yang dapat dilakukan dengan menggunakan sistem AMR, diantaranya adalah sebagai berikut :

³ Muhammad Haidar, Sistem Kerja Automatic Meter Reading (AMR) di PT. PLN (Persero) UP3 Palembang, Laporan Kerja Praktik. Jurusan Teknik Elektro, Program Studi Teknik Listrik. Politeknik Negeri Sriwijaya, Palembang, 2015, Hl m. 28.

⁷ Ujang Wiharja, Abdul Kodir Albahar, , "ANALISA DETEKSI KETIDAKNORMALAN METER ELEKTRONIK DENGAN SISTEM AUTOMATIC METER READING" Jurnal Teknik Elektro, Universitas Krisnadwipayana, Jakarta, 2018, Hl m. 3

1. Untuk mengukur energi listrik yang digunakan secara jarak jauh.
2. Untuk mengetahui saluran phasa tegangan yang digunakan (R S T).
3. Remote Control untuk membuka atau menutup saluran energi listrik ke pelanggan sehingga pemutusan bisa dilakukan secara jarak jauh.
4. Mengetahui besaran tegangan, arus dan frekuensi lapangan.
5. Mengetahui grafik beban/arus atau tegangan, sehingga bisa memantau energi listrik yang dipakai oleh pelanggan.
6. Mengetahui bila beban yang sudah mendekati maksimum dan jam nyala yang dipakai pelanggan.
7. Menentukan batas tarif Luar Waktu Beban Puncak (LWBP) dan Waktu Beban Puncak (WBP).

2.4 KOMPONEN PENDUKUNG AMR⁸

Komponen pendukung AMR adalah :

1. Perangkat Keras (*Hardware*), seperti Meter Elektronik atau ME, Modem, Komputer Client, Server, dan Media komunikasi.
2. Perangkat Lunak (*Software*) , seperti software meter dan software aplikasi.
3. User / Pelaksana.

⁸ Cecep Munawar, "Automatic Meter Reading (AMR)", diakses dari <https://cecepmunawar.wordpress.com/2021/03/07/automatic-meter-readingamr/>, 25 Mei 2021

2.4.1 Perangkat Keras

1. Meter Elektronik (ME)

Meter elektronik adalah suatu alat yang digunakan untuk mengukur energi listrik yang dikonsumsi oleh pelanggan. Layar LCD biasanya digunakan untuk tampilan layar pada meter elektronik, yang menampilkan diantaranya jumlah energi yang terpakai, beban maksimum pemakaian, energi reaktif, dan lain-lain.

Fungsi utama meter elektronik adalah dapat mengirimkan data hasil pembacaan dari jarak jauh pada waktu yang telah diatur atau pada saat administrator membutuhkan data tersebut, menggunakan koneksi yang telah ditentukan sebelumnya. Meter elektronik harus dikalibrasi terlebih dahulu sebelum didistribusikan kepada pelanggan.

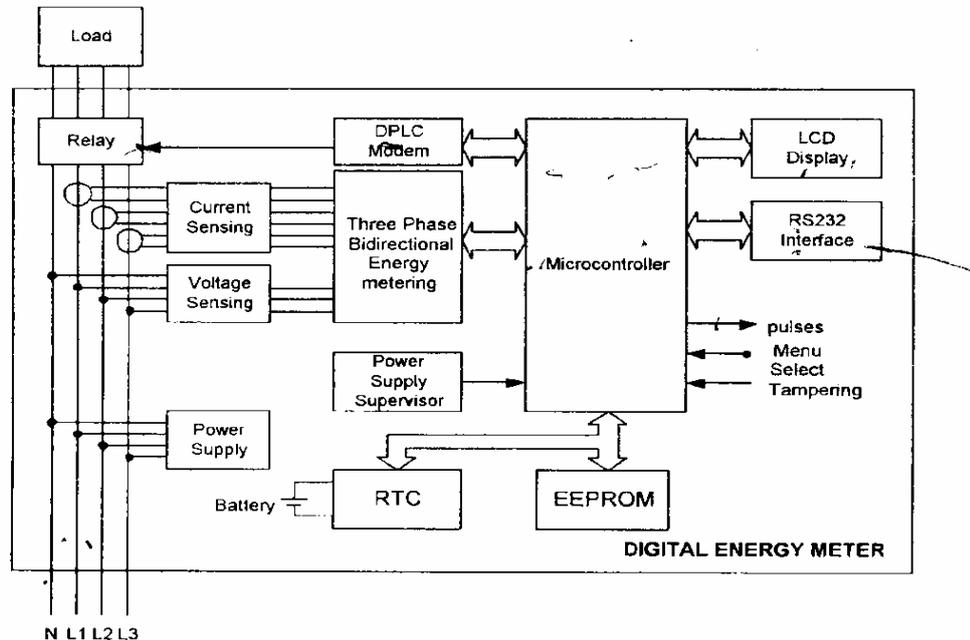
Meter elektronik yang digunakan di PLN berdasarkan edaran direksi PT PLN (Persero) No. 027.E/012/DIR/2004 tentang fitur dan protokol kWh Meter Elektronik terbagi atas tiga kelas akurasi meter elektronik, yaitu sebagai berikut:

- a. Pelanggan TT (daya > 30 MVA) : kelas akurasi 0,2.
- b. Pelanggan TM (daya >200 kVA) : kelas akurasi 0,5.
- c. Pelanggan TM (daya, 200 kVA) : kelas akurasi 1,0 atau lebih baik.

Beberapa fitur atau keutamaan meter elektronik adalah sebagai berikut:

- a. Mengukur beberapa parameter listrik.
- b. Mengukur daya/energi di empat kuadran aktif dan reaktif.
- c. Mengukur kVA Max Demand serta mencatat waktu dan tanggal kejadiannya.
- d. Merekam data hasil pengukuran antara lain energi aktif (kWh), energi reaktif (kVARh), besaran arus (A), tegangan (V), faktor daya (Cos Phi) dengan interval waktu 15, 30, 45, dan 60 menit atau sesuai dengan kebutuhan (programmable).
- e. Desain dan arsitektur yang lebih baik dan efisien.
- f. Dapat dibaca atau diprogram secara remote ataupun lokal.

Berikut merupakan diagram Skematik meter elektronik :



Gambar 3.1 Diagram Skematik Meter Elektronik¹¹

Meter AMR dilengkapi dengan modem komunikasi DPLC (*Digital Power Line Communication*) yang terdapat didalam meter dan port komunikasi serial RS-232 untuk keperluan setting meter dan Automatic Meter Reading secara remote melalui media komunikasi PSTN, GSM, CDMA.

Meter AMR juga dilengkapi dengan fasilitas TusBung, yang berupa power relay didalam unit tersebut. Dengan demikian dimungkinkan untuk memutus dan menyambung beban pelanggan secara remote baik melalui DPLC modem maupun melalui port komunikasi serial RS-232. Setiap perintah TusBung secara otomatis disimpan di event log.

Meter AMR dilengkapi dengan kemampuan mendeteksi tampering dan kesalahan dalam pemasangan meter, misalnya mendeteksi jika cover meter terbuka, missing phase atau urutan fasa terbalik.

¹¹ Sugeng, *Analisis Penggunaan Automatic Meter Reading (AMR) Pada Scada Kontrol Bagi Pelayanan Konsumen*. Bekasi : JRECs, 2015, Hlm. 37.

Pada Meter AMR juga terdapat *Real Time Clock* (RTC) yang digunakan untuk mengontrol tarif dan stamping waktu untuk data load survey dan event log. RTC dilengkapi dengan backup battery yang menjaga RTC selama catu daya hilang (mati), yang mampu bertahan hingga 2 tahun. Ketidak-akurasian RTC adalah sekitar 0,5 menit/bulan.

Pada umumnya meter elektronik memiliki empat buah modul :⁶

1. Measurement Modul

Meter elektronik mengukur tegangan per fasa, arus per fasa, daya aktif, daya reaktif, daya semu, faktor daya dll.

2. Comunication modul

Meter Elektronik menyediakan modul komunikasi untuk memudahkan pembacaan atau konfigurasi setting meter tersebut dari melalui PC ke meter elektronik. Komunikasi dapat dilakukan dengan 2 cara yaitu secara local atau remote reading (dial up) jarak jauh seperti contoh sebagai berikut :

- a. Local Communication (optical)
- b. Local Communication RS 232 atau RJ-45
- c. Remote Reading (Modem Communication) PSTN,GSM, CDMA, PLC.

3. Processor Modul

Modul ini berfungsi sebagai processor dari meter. Processor Modul atau disebut juga Memory back up merupakan tempat penyimpanan data load profile, stand billing reset, event log, dalam interval waktu-waktu yang telah ditentukan.

- a. *Load Profile* adalah rekaman hasil pengukuran energi yang dapat dihitung oleh meter dalam interval waktu yang ditentukan.
- b. *Billing Reset* adalah energi yang terukur selama selang waktu 1 (satu) bulan yang merupakan nilai untuk perhitungan tagihan kepada pelanggan.

⁶ PT PLN (Persero) Udiklat Bogor. 2019 PENGENALAN METER ELEKTRONIK - 3

- c. *Event Log* adalah rekaman seluruh kejadian yang dialami oleh meter dengan tidak memperhitungkan interval waktu.

Dan kapasitas atau banyaknya data yang bisa diambil sesuai dengan besarnya memori pada meter dan interval waktu yang ditentukan.

4. LCD Display Modul

Merupakan tampilan parameter-parameter yang ada pada meter sesuai dengan setting LCD Meter. Pada display meter elektronik ditampilkan :

- a. Nilai dan besaran parameter yang diukur
- b. Kode atau Register
- c. Informasi atau keterangan pelanggan

Parameter yang ditampilkan terdiri dari beberapa item yang mana interval waktu tampilan diatur sedemikian rupa. misalnya 8 detik per item untuk tampilan isi maka secara otomatis akan berganti ke item berikutnya, dan seterusnya. Kelompok tampilan meter elektronik :

- a. Parameter pengukuran saat ini (instant)
- b. Parameter pengukuran yang lalu
- c. Informasi atau keterangan pelanggan

Parameter-parameter yang dapat ditampilkan meter elektronik adalah sebagai berikut : Nomor serial meter, Energi Aktif Total (kWh) per Tarif, Energi Reaktif Total per Tarif, Energi Aktif (kWh) Reverse, Energi Reaktif (kvarh) Reverse Energy, Energi Aktif (kWh) per tiap fasa, Energi Reaktif tiap fasa, Tegangan Tiap Fasa, Arus Tiap Fasa, Frekuensi, Daya Aktif Tiap Fasa, Daya Reaktif Tiap Fasa, Daya Tiap Fasa, KVA Max, Faktor Daya Tiap Fasa, Tanggal dan Jam, Pesan Pendek.

Data hasil pembacaan tersebut disimpan kedalam database dan dapat digunakan untuk melakukan analisa, transaksi serta perbaikan. Teknologi ini tentu dapat membantu perusahaan jasa penyedia tenaga listrik untuk menekan biaya operasional, serta menjadi nilai tambah kepada pelanggannya dalam hal penye-

diaan, ketepatan, dan keakurasian data yang dibaca, dan tentu saja dapat menguntungkan pengguna jasa tersebut.

Adapun Kwh Meter yang digunakan di PT PLN (Persero) UP3 Palembang sebagai berikut :

a. Kwh Meter Elektronik Wasion type iMeter318



Gambar 2.2 Kwh Meter Elektronik Wasion type iMeter318

b. Kwh Meter Elektronik EDM I type Mk10E



Gambar 2.3 Kwh Meter Elektronik EDM I type Mk10E

c. Kwh Meter Elektronik Itron type NIAS 3 Phase CT



Gambar 2.4 Kwh Meter Elektronik Itron type NIAS 3 Phase CT

d. Kwh Meter Elektronik HEXING type HXE320



Gambar 2.5 Kwh Meter Elektronik HEXING type HXE320

2. Modem²

Modem merupakan singkatan dari *modulator-demodulator*. Modulator adalah bagian yang mengubah sinyal informasi kedalam sinyal pembawa (*carrier*) dan siap untuk dikirimkan, sedangkan demodulator adalah bagian yang memisahkan signal informasi (yang berisi data atau pesan) dari signal pembawa (*carrier*) yang diterima sehingga informasi tersebut dapat diterima dengan baik ke tem-

² SPLN D3.023, *Modem untuk Sistem Pembacaan Meter Energi Terkendali Jarak Jauh (AMR)*, 2013, Hlm. 4.

pat tujuan. Modem ialah penggabungan keduanya, yang berarti bahwa modem adalah alat komunikasi dua arah. Dengan kata lain, modem merubah sinyal digital pada komputer menjadi sinyal analog yang siap dikirimkan melalui medienya dan mengubah kembali sinyal analog menjadi sinyal digital pada komputer tujuan. Setiap perangkat komunikasi jarak jauh dua arah pada umumnya menggunakan bagian yang disebut modem, walaupun istilah modem lebih sering digunakan sebagai perangkat keras pada komputer.

i. Fitur Aplikasi Modem AMR :

1. Otomatis hapus SMS
2. Konfigurasi melalui SMS (dengan password)
3. Pemblokiran Pemanggil (CSD/GPRS)
4. *Remote Check* Sinyal dan monitoring pulsa
5. Support GPRS (Fixed dan Dinamik)
6. Client atau Server
7. Flexibel GPRS AMR (DeltaWye, Alsystem, Wlis)
8. *Auto Switch* CSD – GPRS
9. *Auto Connect* GPRS
10. *Soft Reset* (Counter & Clock)
11. *Hard Reset* (Power Supply)

ii. Fitur Umum MODEM :

1. Cinterion Module
2. GSM/GPRS Quad Band Class 12
3. TCP/IP Stack
4. Java ME
5. Java Upgrade OTA Remote update
6. Standard Konektor
7. Bersertifikat CE, Postel

Modem mempunyai tipe yang berbeda-beda sesuai dengan saluran komunikasinya. Ada yang bertipe 2G dan 3G/2G. Pemasangannya modem ini ada yang bersifat internal dan eksternal. Untuk yang internal, maka modem menyatu dengan meter. Untuk yang eksternal maka modem akan terpisah dengan meter dan untuk sumber tegangannya dapat dari luar meter (220V) ataupun mengambil sumber dari meter (40V).

Pada modem eksternal, sebelum dipasang terlebih dahulu disambungkan ke bagian antena, ke bagian adaptor/tegangan DC, dan ke bagian kabel data/meter. Setelah semuanya tersambung maka lampu LED akan menyala untuk mengindikasikan bahwa modem tersebut aktif dan bisa digunakan.

Adapun jenis modem yang digunakan di PT PLN (Persero) UP3 Palembang sebagai berikut:

a. Modem merk Wasion



Gambar 2.6 Modem merk Wasion

b. Modem merk Mlis



Gambar 2.7 Modem merk Mlis

c. Modem merk DeSkyLink



Gambar 2.8 Modem merk DeSkyLink

3. GSM²

GSM (*Global System for Mobile*) adalah sebuah teknologi komunikasi bergerak yang tergolong dalam generasi kedua (2G) dan generasi ketiga (3G). Perbedaan utama sistem 2G dan 3G dengan teknologi sebelumnya terletak pada teknologi digital yang digunakan. Keuntungannya antara lain ialah :

- a. Kapasitas sistem lebih besar, karena menggunakan teknologi digital, dimana penggunaan sebuah kanal tidak diperuntukkan bagi satu user saja. Sehingga pada saat user tersebut tidak mengirimkan informasi, kanal dapat digunakan oleh user lain. Hal ini berlawanan dengan teknologi FDMA yang digunakan pada generasi pertama.
- b. Teknologi yang dikembangkan di negara-negara yang berbeda merujuk pada standar Internasional sehingga sistem pada negara-negara yang berbeda tersebut masih tetap compatible satu dengan lainnya sehingga dimungkinkannya roaming antar negara.
- c. Dengan menggunakan teknologi digital, service yang ditawarkan menjadi lebih beragam, dan bukan hanya sebatas suara saja, tapi juga memungkinkan diimplementasikannya service-service yang berbasis data, seperti SMS, dan juga pengiriman data dengan kecepatan rendah.
- d. Penggunaan teknologi digital juga menjadikan keamanan sistem lebih baik.

Spesifikasi Teknis :

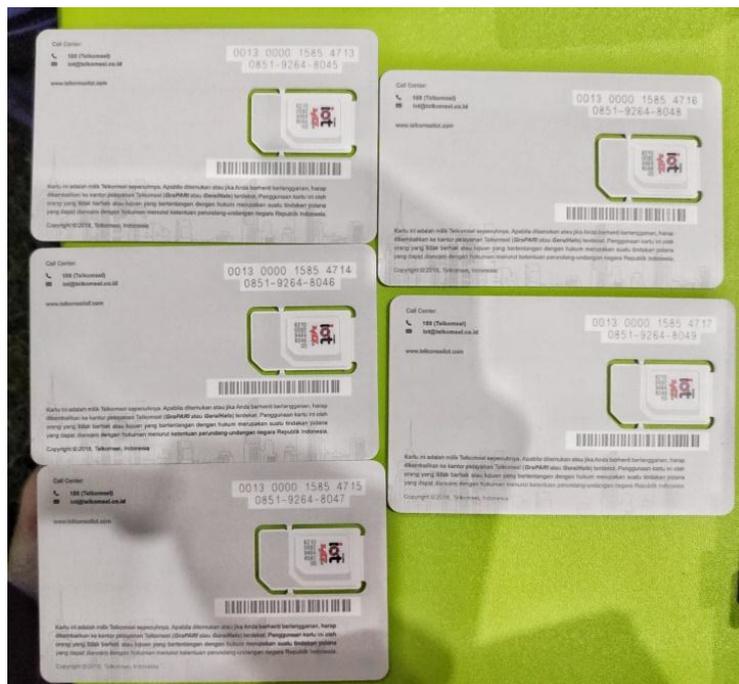
- a. Uplink 890 MHz – 915 MHz
- b. Downlik 935 MHz – 960 MHz
- c. Duplex Spacing 45 MHz
- d. Carrier Spacing 200 MHz
- e. Modulasi GMSK
- f. Metode akses FDMA – TDMA

² *Ibid.*, Hlm. 3.

Alokasi frekuensi untuk 3 operator terbesar :

- a. Indosat/Satelindo : 890 – 900 MHz (10MHz)
- b. Telkomsel : 900 – 907,5 MHz (7,5MHz)
- c. Excelcomindo : 907,5 – 915 MHz (7,5MHz)

Berikut merupakan contoh beberapa GSM yang digunakan untuk Modem di PT PLN (Persero) UP3 Palembang :



Gambar 2.9 Kartu GSM Terkomsel

4. Antena²

Fungsi antena sendiri sebagai penangkap sinyal yang dipancarkan oleh tower komunikasi. Perintah yang sudah dikirim dari control room PLN akan disalurkan melalui komunikasi jaringan internet yang mana akan melalui tower komunikasi. Setelah itu sinyal perintah yang dikirim akan ditangkap oleh antena yang berada di dalam box app KWH meter.

Berikut merupakan contoh antena yang digunakan untuk Modem di PT PLN (Persero) UP3 Palembang :

² Ibid., Hlm. 2.



Gambar 2.10 Antena

5. *Front End Processor (FEP)*

Adalah perangkat yang berfungsi membaca meter elektronik, mengumpulkan, menyimpan dan menampilkan semua besaran listrik dan energi sesuai setting meter tersebut. FEP dan Meter Elektronik harus dikoneksikan dalam sistem komunikasi yang baik melalui media *Direct Cable*, PSTN maupun GSM.

Minimum requirement :

- a. *Operating System* : Windows NT/2000 service pack 4
- b. *Processor* : Pentium III, 1 Ghz
- c. *Main Memory* : 256 MB
- d. *Hardisk* : 20 GB
- e. *Model / Type* : Industrial PC atau Server



6. *Database Server*

AMR dilengkapi dengan *Database Server* yang menggunakan *Oracle*. Dengan database ini diharapkan manajemen penyimpanan data akan lebih optimal dan aman serta bisa diintegrasikan dengan sistem informasi yang telah diimplementasikan oleh PT. PLN(Persero). Kapasitas data maksimum yang dapat ditampung oleh Database ini adalah sejumlah 10.000 unit data meter.

Minimum Requirement :

- a. *Operating System* : Windows NT/2000 service pack 4
- b. *Database System* : Oracle Server Enterprise Edition
- c. *Processor* : Pentium IV, 2 Ghz
- d. *Main Memory* : 1024 MB
- e. *Hardisk* : 80 GB
- f. *Model / Type* : Industrial PC atau Server

7. *PC Clint (Data Management)*

Perangkat yang berfungsi memberikan fasilitas kepada operator, antara lain untuk :

- 1) Melakukan pencetakan *report summary* dan *executive report*
- 2) Melakukan pencetakan stand untuk billing.

Minimum requirement :

- a. *Operating System* : Windows 9.x / Me / 2000 / Xp
- b. *Processor* : Pentium III
- c. *Main Memory* : 128 MB
- d. *Hardisk* : 10 GB

2.4.2 PERANGKAT LUNAK

1. SOFTWARE METER

Setiap meter elektronik mempunyai software masing-masing. Software tersebut bersifat *unique*, hanya dapat dipakai oleh dan untuk meter yang bersangkutan.

Tabel 2.2 Merk Meter Elektronik³

MERK ME	SW Konfigurasi	SW Baca
EDMI	Eziview	Eziview
ELSTER	PMU	LRU
LANDYS & GYR	MAP 120	MAP 110
ITRON	AIMS	se@metris
WASION	WPMS	WISEAM

Ada juga software baca yang bisa digunakan untuk semua meter yaitu :

- a. Deltawye
- b. Castalia
- c. Aisytem

2. Software Aplikasi

Software ini bersifat khusus yang digunakan untuk membaca berbagai macam tipe / meter. Software aplikasi yang dipergunakan di PT PLN (Persero) UP3 Palembang yaitu AMICON.

³ Muhammad Haidar, Sistem Kerja Automatic Meter Reading (AMR) di PT. PLN (Persero) UP3 Palembang, Laporan Kerja Praktik. Jurusan Teknik Elektro, Program Studi Teknik Listrik. Politeknik Negeri Sriwijaya, Palembang, 2015, Hlm. 37.

2.4.3 Aplikasi AMR

1. Front End Processor (FEP)

Front End Processor (FEP) adalah aplikasi yang berfungsi sebagai terminal pembaca (*collecting data*) Meter Elektronik Pelanggan AMR, secara otomatis dan terjadwal.

Kemampuan Aplikasi adalah dapat melakukan *collecting data* Multi-meter dalam waktu bersamaan / *Multiport* (tergantung jumlah port) dan dapat difungsikan secara *Multimode* (CSD/GPRS/TCP-IP)

Meter Elektronik Support :

ITRON : SL 7000 ; ACE 6000

EDMI : MK6 ; MK10E

WASION : iMeter318, iMeter310

2. Data Management & Report (DMR)

Data Management & Report (DMR) adalah aplikasi yang berfungsi sebagai pengolah dan penampil data hasil *recording* meter elektronik (*Load Profile, Stand, Event, Instantaneous*) yang telah tersimpan dalam *Database Server*. Aplikasi DMR digunakan untuk monitoring dan analisa – evaluasi data meter pelanggan. Kemampuan Aplikasi DMR :

- a. Dapat menampilkan data *Load Profile* dan *Power Quality* baik berupa tabel maupun grafik.
- b. Dapat menampilkan DLDP, antara lain :
 - 1) Tegangan / arus di luar batas *threshold* yang ditentukan
 - 2) Beban antar fasa yang tidak seimbang
 - 3) Pemakaian beban di luar batas daya kontrak
- c. Fleksibilitas dalam menentukan laporan stand meter masing-masing pelanggan.

- d. Menampilkan tren penjualan energi bulanan maupun tahunan untuk yang bisa dipilih untuk masing-masing pelanggan, kelompok pelanggan, maupun total semua pelanggan.
- e. Dilengkapi dengan *level security* dan *user logger* untuk pengamanan sistem.

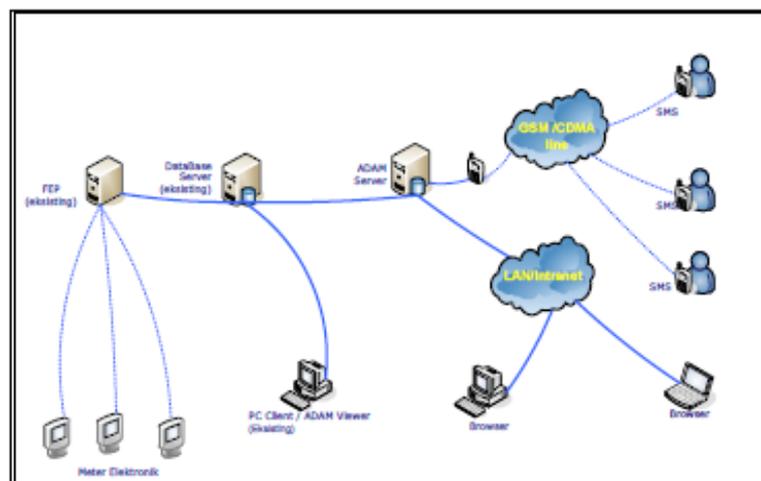
1. Transfer Stand

Transfer Stand adalah aplikasi yang berfungsi mengirim nilai stand meter (Stand LWBP, WBP, Stand kVArh, Nilai kVA Max), ke sistem pengolah data billing AP2T.

2. UNEV

Fitur ini berfungsi mendeteksi adanya pelanggaran pemakaian listrik oleh pelanggan (DLPD), permasalahan pada sistem AMR dan koneksinya, serta informasi penting lainnya yang berguna untuk meningkatkan pendapatan PLN dan pengawasan terhadap peralatan ukur dan AMR.

Berikut merupakan diagram konfigurasi Unev :



Gambar 2.11 Konfigurasi Unev³

³ *Ibid.*, Hl m.40

Fungsi dari fitur UNEV yaitu:

- a. Fleksibilitas dalam penentuan kriteria DLPD seperti kelainan *over voltage*, *under voltage*, *over current*, arus terbalik, *time difference* dan lainnya
- b. *Automatic Detection* DLPD setiap hari.
- c. Fleksibilitas dalam penentuan PIC terkait informasi DLPD untuk masing-masing kriteria yang dibedakan dalam layer dan person
- d. Berbasis web agar memudahkan mobilitas dalam penanganan informasi DLPD

2.5 Box Alat Pengukur dan Pembatas (APP)

2.5.1 APP pengukuran tak Langsung

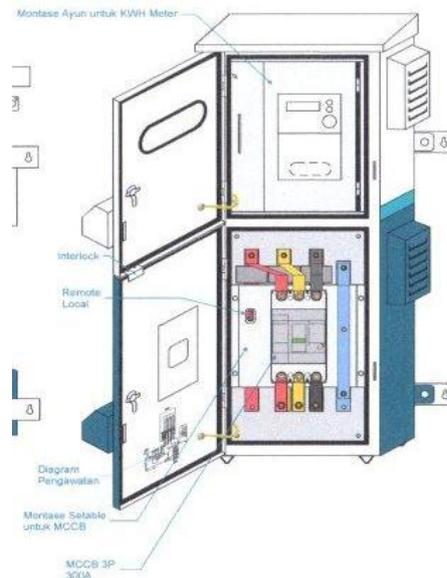
Berikut merupakan gambar fisik Box APP Pengukuran Tak Langsung

a. Tampak Luar Box APP Pengukuran Tak Langsung



Gambar 2.12 Tampak Luar Box APP Pengukuran Tak Langsung⁵

⁵ PT Indonesia Comnets Plus (ICON+), Sosialisasi dan SOP Implementasi Shunt-Trip AMR, Bidang Solusi TI & Implementasi Ketenagalistrikan I, UIW Sumatera Selatan, Jambi, Bengkulu, 08 Desember 2020, Slide. 77.

b. Tampak Dalam Box APP Pengukuran Tak Langsung

Gambar 2.13 Tampak Dalam Box APP Pengukuran Tak Langsung⁵

2.5.2 APP Box pengukuran langsung

Berikut merupakan gambar fisik Box APP Pengukuran Langsung

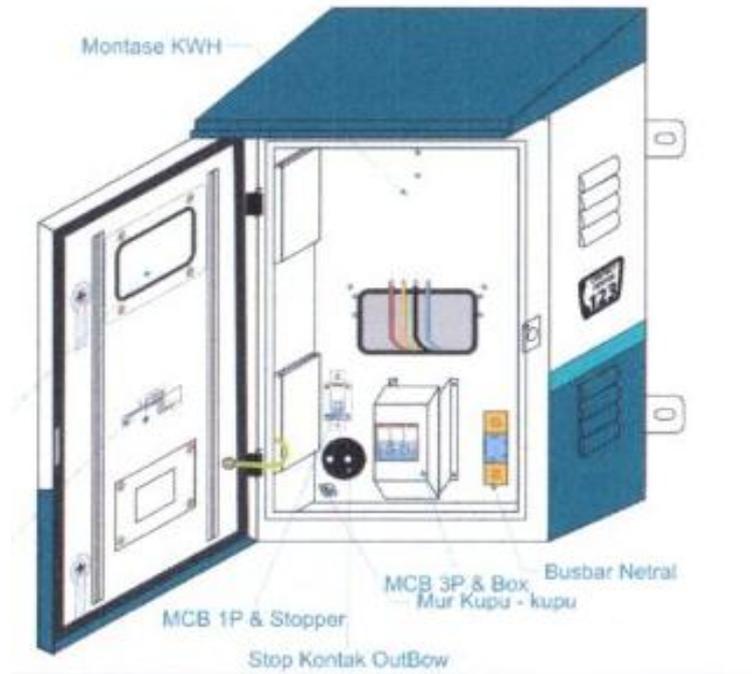
a. Tampak Luar Box APP Pengukuran Langsung

Gambar 2.14 Tampak Luar Box APP Pengukuran Langsung⁵

⁵ *Ibid.*

⁵ *Ibid.*, Hlm. 76.

b. Tampak Dalam Box APP Pengukuran Langsung

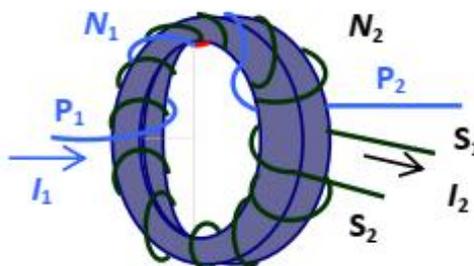


Gambar 2.15 Tampak Dalam Box APP Pengukuran Langsung⁵

2.6 Current Transformer

Transformator arus atau (Current Transformer) yaitu peralatan yang digunakan untuk melakukan pengukuran besaran arus pada instalasi tenaga listrik sisi primer (TET, TT, TM, TR) yang berskala besar dengan melakukan transformasi dari besaran arus yang besar menjadi besaran arus yang kecil secara akurat dan teliti untuk keperluan pengukuran dan proteksi.

Prinsip kerja trafo arus adalah sebagai berikut:



Gambar 2.16 Rangkaian Pada Trafo Arus¹

⁵ *Ibid.*

Untuk trafo yang dihubung singkat : $I_1 \cdot N_1 = I_2 \cdot N_2$ 2.1

Untuk trafo pada kondisi tidak berbeban: $\frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2}$ 2.2

Perbandingan N1 dan N2 : $\frac{N_1}{N_2}$ 2.3

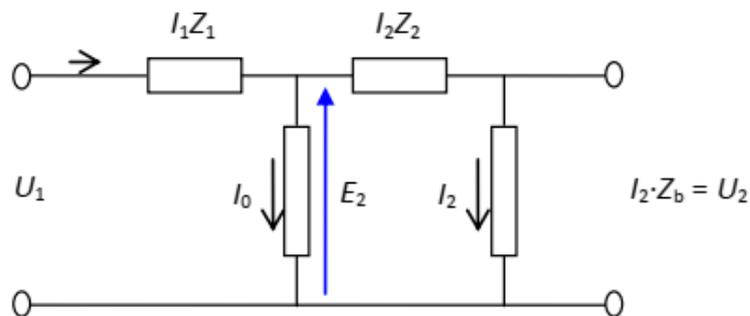
Dimana

$I_1 > I_2$ sehingga $N_1 < N_2$,

N_1 = jumlah lilitan primer, dan

N_2 = jumlah lilitan sekunder.

Berikut merupakan rangkaian Ekivalen :



Gambar 2.17 Rangkaian Ekivalen¹

Tegangan induksi pada sisi sekunder adalah

$E_2 = 4,44 \cdot B \cdot A \cdot f \cdot N_2$ Volt2.4

¹ PT. PLN (Persero), Pedoman O&M Trafro Arus 2014, Hlm. 1.

¹ *Ibid.*, Hlm. 2.



Tegangan jepit rangkaian sekunder adalah

$$E_2 = I_2 \cdot (Z_2 + Z_b) \text{ Volt} \dots \dots \dots 2.5$$

Impedansi/tahanan beban trafo arus adalah

$$Z_b = Z_{kawat} + Z_{inst} \text{ Volt} \dots \dots \dots 2.6$$

Dalam aplikasinya harus dipenuhi $U_1 > U_2$

Dimana :

B = kerapatan fluksi (tesla)

A = luas penampang (m²)

f = frekuensi (Hz)

N_2 = jumlah lilitan sekunder

U_1 = tegangan sisi primer

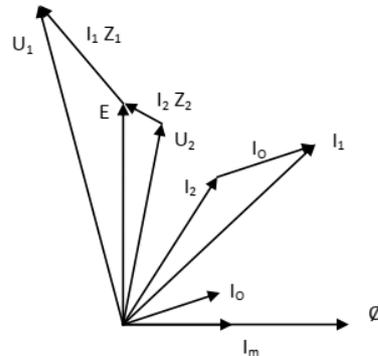
U_2 = tegangan sisi sekunder

Z_b = impedansi/tahanan beban trafo arus

Z_{kawat} = impedansi/tahanan kawat dari terminasi CT ke instrumen

Z_{inst} = impedansi/tahanan internal instrumen, misalnya relai proteksi atau peralatan meter.

Diagram Fasor Arus dan Tegangan pada Trafo Arus (CT) adalah sebagai berikut:



Gambar 2.18 Diagram Fasor Arus dan Tegangan pada Trafo Arus²

2.6.1 FUNGSI TRANSFORMATOR ARUS

Fungsi dari transformator arus adalah:

- a. Mengkonversi besaran arus pada sistem tenaga listrik dari besaran primer menjadi besaran sekunder untuk keperluan pengukuran sistem metering dan proteksi.
- b. Mengisolasi rangkaian sekunder terhadap rangkaian primer, sebagai pengamanan terhadap manusia atau operator yang melakukan pengukuran.
- c. Standarisasi besaran sekunder, untuk arus nominal 1 Amp dan 5 Amp.

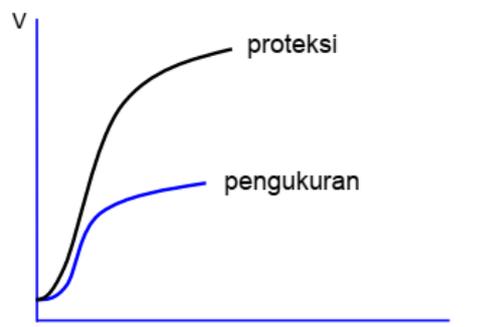
Secara fungsi trafo arus dibedakan menjadi dua yaitu:

- a. Trafo arus pengukuran
 1. Trafo arus pengukuran untuk metering memiliki ketelitian tinggi pada daerah kerja (daerah pengenalnya) 5% - 120% arus nominalnya tergantung dari kelasnya dan tingkat kejenuhan yang relatif rendah dibandingkan trafo arus untuk proteksi.

² *Ibid.*, Hlm. 3.

2. Penggunaan trafo arus pengukuran untuk Amperemeter, Watt-meter, VARh-meter, dan $\cos \phi$ meter.
 - b. Trafo arus proteksi
 1. Trafo arus untuk proteksi, memiliki ketelitian tinggi pada saat terjadi gangguan dimana arus yang mengalir beberapa kali dari arus pengenalnya dan tingkat kejenuhan cukup tinggi.
 2. Penggunaan trafo arus proteksi untuk relai arus lebih (OCR dan GFR), relai beban lebih, relai diferensial, relai daya dan relai jarak.
 3. Perbedaan mendasar trafo arus pengukuran dan proteksi adalah pada titik saturasinya seperti pada kurva saturasi dibawah :

Kurva kejenuhan CT untuk Pengukuran dan Proteksi adalah sebagai berikut :

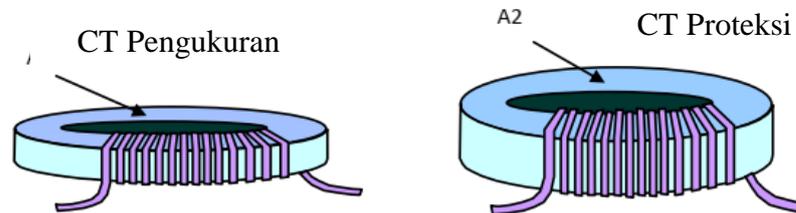


Gambar 2.19 Kurva kejenuhan CT untuk Pengukuran dan Proteksi³

Trafo arus untuk pengukuran dirancang supaya lebih cepat jenuh dibandingkan trafo arus proteksi sehingga konstruksinya mempunyai luas penampang inti yang lebih kecil.

³ *Ibid.* Hlm. 4.

Luas Penampang Inti Trafo Arus adalah seperti berikut :



Gambar 2.20 Luas Penampang Inti Trafo Arus⁴

2.6.2 JENIS TRAF0 ARUS

1. Jenis trafo arus menurut tipe kontruksi dan pasangannya :

a. Tipe Konstruksi

1. Tipe cincin (ring / window type) Gbr. 1a dan 1b.
2. Tipe cor-coran cast resin (*mounded cast resin type*) Gbr. 2.
3. Tipe tangki minyak (*oil tank type*) Gbr. 3.
4. Tipe trafo arus bushing

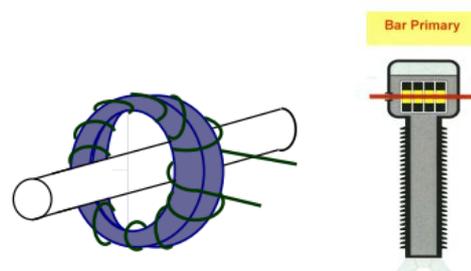
b. Tipe Pasangan.

1. Pasangan dalam (*indoor*)
2. Pasangan luar (*outdoor*)

2. Jenis trafo arus berdasarkan konstruksi belitan primer :

- a. Sisi primer batang (*bar primary*)

Berikut merupakan konstruksi belitan pada *Bar Primary* :

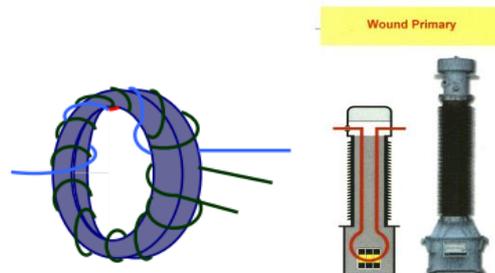


Gambar 2.21 *Bar Primary*⁵

⁴ *Ibid.*

- b. Sisi tipe lilitan (*wound primary*)

Berikut merupakan konstruksi belitan pada *Wound Primary* :



Gambar 2.22 *Wound Primary*¹

3. Jenis trafo arus berdasarkan konstruksi jenis inti :

- a. Trafo arus dengan inti besi

Trafo arus dengan inti besi adalah trafo arus yang umum digunakan, pada arus yang kecil (jauh dibawah nilai nominal) terdapat kecenderungan kesalahan dan pada arus yang besar (beberapa kali nilai nominal) trafo arus akan mengalami saturasi.

- b. Trafo arus tanpa inti besi

Trafo arus tanpa inti besi tidak memiliki saturasi dan rugi histerisis, transformasi dari besaran primer ke besaran sekunder adalah linier di seluruh jangkauan pengukuran, contohnya adalah koil rogowski (*coil rogowski*)

4. Jenis trafo arus berdasarkan jenis isolasi :

Berdasarkan jenis isolasinya, trafo arus dibagi menjadi dua kelompok, yaitu:

⁵ *Ibid.*, Hlm. 5.

¹ *Ibid.*



a. Trafo arus kering

Trafo arus kering biasanya digunakan pada tegangan rendah, umumnya digunakan pada pasangan dalam ruangan (*indoor*).

b. Trafo arus Cast Resin

Trafo arus ini biasanya digunakan pada tegangan menengah, umumnya digunakan pada pasangan dalam ruangan (*indoor*), misalnya trafo arus tipe cincin yang digunakan pada kubikel penyulang 20 kV.

c. Trafo arus isolasi minyak

Trafo arus isolasi minyak banyak digunakan pada pengukuran arus tegangan tinggi, umumnya digunakan pada pasangan di luar ruangan (*outdoor*) misalkan trafo arus tipe bushing yang digunakan pada pengukuran arus penghantar tegangan 70 kV dan 150 kV.

d. Trafo arus isolasi SF6 / Compound

Trafo arus ini banyak digunakan pada pengukuran arus tegangan tinggi, umumnya digunakan pada pasangan di luar ruangan (*outdoor*) misalkan trafo arus tipe top-core.

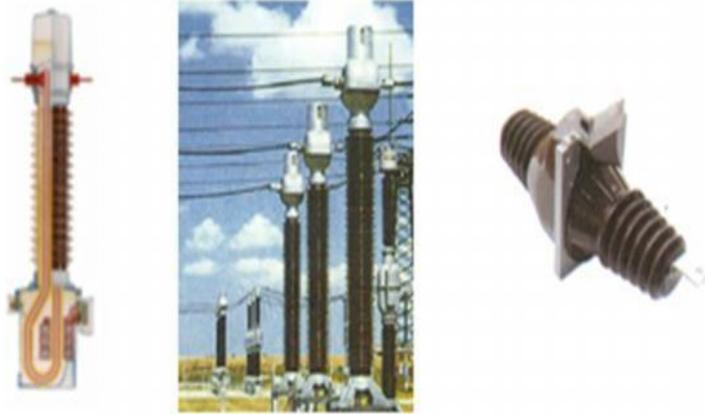
5. Jenis trafo arus berdasarkan pemasangan :

Berdasarkan lokasi pemasangannya, trafo arus dibagi menjadi dua kelompok, yaitu:

a. Trafo arus pemasangan luar ruangan (*outdoor*)

Trafo arus pemasangan luar ruangan memiliki konstruksi fisik yang kokoh, isolasi yang baik, biasanya menggunakan isolasi minyak untuk rangkaian elektrik internal dan bahan keramik/porcelain untuk isolator eksternal.

Berikut merupakan trafo arus jenis pemasangan luar ruangan :



Gambar 2.23 Trafo Arus Pemasangan Luar Ruangan⁶

b. Trafo arus pemasangan dalam ruangan (*indoor*)

Trafo arus pemasangan dalam ruangan biasanya memiliki ukuran yang lebih kecil dari pada trafo arus pemasangan luar ruangan, menggunakan isolator dari bahan resin.

Berikut merupakan trafo arus jenis pemasangan dalam ruangan :



Gambar 2.24 Trafo Arus Pemasangan Dalam Ruangan¹

⁶ *Ibid.*, Hlm. 7

¹ *Ibid.*

2.6.3 Komponen Trafo Arus

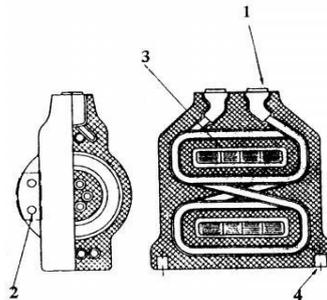
- a. Tipe cincin (*ring/window type*) dan Tipe cor-coran *cast resin* (*mounded cast resin type*)

Berikut merupakan trafo arus tipe cincin :



Gambar 2.25 CT Tipe Cincin⁷

Berikut merupakan komponen dari trafo arus tipe cincin :



Gambar 2.26 Komponen CT Tipe Cincin¹

Keterangan Gambar 2.26 :

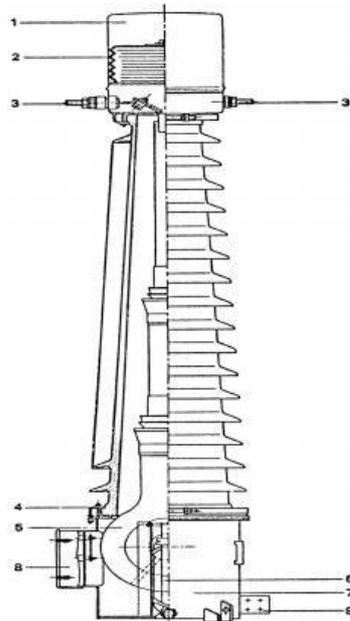
1. Terminal utama (*primary terminal*)
2. Terminal sekunder (*secondary terminal*)
3. Kumparan sekunder (*secondary winding*)

CT tipe cincin dan cor-coran cast resin biasanya digunakan pada kubikel penyulang (tegangan 20 kV dan pemasangan *indoor*). Jenis isolasi pada CT cincin adalah *Cast Resin*.

⁷ *Ibid.*, Hlm. 11

¹ *Ibid.*

Berikut merupakan komponen dari trafo arus tipe tangki :



Gambar 2.27 Komponen CT Tipe Tangki⁸

Komponen Trafo arus tipe tangki

1. Bagian atas Trafo arus (*transformator head*)
2. Peredam perlawanan pemuaian minyak (*oil resistant expansion bellows*)
3. Terminal utama (*primary terminal*)
4. Penjepit (*clamps*)
5. Inti kumparan dengan belitan berisolasi utama (*core and coil assembly with primary winding and main insulation*)
6. Inti dengan kumparan sekunder (*core with secondary windings*)
7. Tangki (*tank*)
8. Tempat terminal (*terminal box*)
9. Plat untuk pentanahan (*earthing plate*)

Jenis isolasi pada trafo arus tipe tangki adalah minyak. Trafo arus isolasi

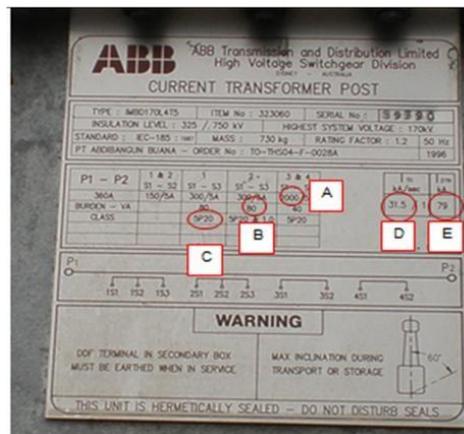
⁸ *Ibid.*, Hlm. 12

minyak banyak digunakan pada pengukuran arus tegangan tinggi, umumnya digunakan pada pasangan di luar ruangan (*outdoor*) misalkan trafo arus tipe bushing yang digunakan pada pengukuran arus penghantar tegangan 70 kV, 150 kV dan 500 kV.

2.6.4 Pengenal (Rating) Trafo Arus

Umumnya sebagian data teknis trafo arus dituliskan pada *nameplate*, seperti data *rated burden*, *rated current*, *instantaneous rated current* dan yang lainnya seperti ditunjukkan pada Gambar 2.28.

Berikut merupakan contoh dari pengenal (rating) trafo arus :



Gambar 2.28 Komponen CT Tipe Tangki⁹

Keterangan Gambar:

A = Pengenal Arus Kontinyu (*Continuous Rated Current*)

B = Pengenal Beban (*Rated Burden*)

C = Ketelitian/Akurasi Trafo Arus

D = Pengenal Arus Sesaat (*Instantaneous Rated Current*)

E = Pengenal Arus Dinamik (*Dynamic Rated Current*)

⁹ *Ibid.*, Hlm. 13

2.6.5 Pemilihan CT (*Current Transformer*)¹⁰

- a) Pemilihan tegangan tinggi peralatan, misalnya: 112kV, 120kV, 124 kV. dan 125kV.
- b) Pemilihan ratio transformator pengenal (*selection of rated transformer ratio*).

1. Pemilihan Arus Primer

Diperhitungkan dengan persamaan, sebagai berikut :

$$I_P = \frac{S_N}{V \times \sqrt{3}} \dots\dots\dots 2.7$$

Dimana

S_N : ldayapdarippelanggan(kVA).

V : ldayapdarippelanggan(kVA).

I_P : laruspmasing-masingfasap(Amp).

2. Pemilihan Arus Sekunder

Arus sekunder memiliki dua nilai yaitu 1A dan 5 A. Pada umumnya, arus sekunder pengenal yang banyak digunakan yaitu 5 A. Akan tetapi, jika lokasi peralatan instrumen jauh dari trafo arus, maka arus sekunder yang digunakan yaitu 1 A. Nilai arus sekunder juga dapat dihitung dengan rumus impedansi (Ohm), sebagai berikut :

$$P (VA) = I_s^2 (Amp^2) \times Z (Ohm) \dots\dots\dots 2.8$$

Bila $I_s = 5$ 1A, $P (VA) = 5 \times Z$

Bila $I_s = 11$ 1A, $P (VA) = 11 \times Z$

3. Pemilihan Burden

¹⁰ Sarimun, Wahyudi. 2008, *Pemilihan CT Untuk Peningkatan Kinerja Proteksi dan Pengukuran*.

<https://docplayer.info/37974935-Pemilihan-ct-untuk-peningkatan-kinerja-proteksi-dan-pengukuran.html> (Diakses pada tanggal 2 Juli 2021).

Burden adalah batasan maksimum CT (*Current Transformer*) menampung beban dalam satuan VA pada sisi sekunder CT, dimana beban tersebut sesuai batasan beban yang dapat ditampung pada sisi sekunder.

Pada karakteristik utama dari CT (*Current Transformer*) untuk proteksi adalah akurasi rendah (kesalahan lebih besar bila dibandingkan untuk pengukuran) dan kejenuhan tegangan (*saturation voltage*) tinggi.

Daya aktif dan daya reaktif di terminal sekunder trafo arus ditentukan oleh beban atau burden yang akan dihubungkan ke bagian sekunder trafo arus dimana nilai VA dari tiap beban yang akan disambung dapat dilihat pada tabel 2.7 dan tabel 2.8 di bawah ini dan sebagai tambahan burden trafo arus (VA) adalah pemakaian kabel yang menghubungkan trafo arus ke alat ukur.

Tabel 2.3 Nilai VA dari Tiap Alat Ukur dan Proteksi⁹

Ammeter dengan jarum besi	0,70 – 1,5 VA
Wattmeter	0,20 – 5,00 VA
Cos ϕ meter	2,00 – 6,00 VA
kWh meter : mekanik	0,40 – 3,5 VA
: elektronik	0,40 – 1,5 VA
kVA meter : mekanik	0,40 – 3,5 VA
: elektronik	0,40 – 1,5 VA
Over Current Relay	0,20 – 8,00 VA
Ground Fault Relay	0,20 – 8,00 VA

⁹ Mutiara Lady Salfia, Pengujian *Current Transformers* Pada Pelanggan Khusus di PT. PLN (PERSERO) UP3 Cengkareng, Proyek Akhir, Fakultas Ketenagalistrikan Dan Energi Terbarukan, Institut Teknologi – Pln, Jakarta, 2020, Hlm. 21

Tabel 2.4 Nilai Tahanan dari Kabel⁹

Φ (mm ²)	R (Ω /km)
4 x 1,5	14,47
4 x 2,5	8,71
4 x 4	5,45
4 x 6	3,62
4 x 10	2,16
4 x 16	1,36
4 x 25	0,863

Total kapasitas beban (VA) yang disambung ke CT (Current Transformer) tidak boleh melebihi dari beban yang dipilih.

2.6.6 Kesalahan Trafo Arus

Kesalahan transformator adalah perbandingan antara arus primer dan arus sekunder.

$$K_n = \frac{I_P}{I_S} \dots\dots\dots 2.9$$

Dimana

K_n = Pengenal Rasio Trafo Arus

I_P = Arus Pengenal Transformasi Primer (A)

I_S = Arus Pengenal Transformasi Sekunder (A)

Pada trafo arus dikenal 2 jenis kesalahan, yaitu:

1. Kesalahan Arus Transformator

Kesalahan transformator adalah kesalahan suatu transformator pada pengukuran arus yang muncul dari kenyataan bahwa rasio transformasi aktual tidak sama dengan rasio transformasi pengenal. Suatu alat semakin teliti jika kesalahan arusnya kecil.

$$\varepsilon(\%) = \frac{K_n \times I_S - I_P}{I_P} \times 100\% \dots\dots\dots 2.10$$

⁹ *Ibid.*

dimana

ε = Kesalahan Rasio Trafo Arus (%)

K_n = Pengenal Rasio Trafo Arus

I_P = Arus Primer Sebenarnya (A)

I_S = Arus Sekunder Sebenarnya (A)

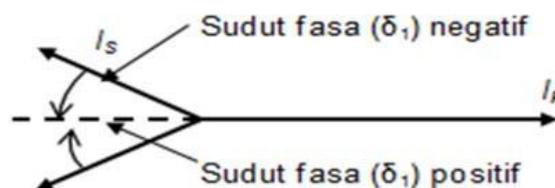
2. Kesalahan Sudut Fasa

Kesalahan sudut fasa adalah kesalahan akibat pergeseran fasa antara arus sisi primer dengan arus sisi sekunder. Kesalahan sudut fasa akan memberikan pengaruh pada pengukuran berhubungan dengan besaran arus dan tegangan, misalnya pada pengukuran daya aktif maupun daya reaktif, pengukuran energi dan relai arah. Pemeriksaan ini umumnya dilakukan pada saat komisioning atau saat investigasi.

Kesalahan sudut fasa dibagi menjadi dua nilai, yaitu:

1. Bernilai positif (+) jika sudut fasa I_S mendahului I_P
2. Bernilai negatif (-) jika sudut fasa I_S tertinggal I_P

Berikut merupakan vektor Kesalahan Sudut Trafo Arus :



Gambar 2.29 Kesalahan Sudut Trafo Arus¹⁰

2.6.7 Energi Tidak Terukur

Akibat kesalahan arus pada CT yang dimiliki maka timbul perbedaan nilai pemakaian energi di pelanggan. Sehingga menimbulkan kerugian secara non teknis dan dapat dihitung dengan persamaan sebagai berikut:

¹⁰ PT. PLN (Persero), Pedoman O&M Trafo Arus 2014, Hlm. 15.



kWh hilang/ tidak terukur : kWh yang seharusnya terukur – kWh yang terukur
Berdasarkan Load Profile (Saat CT rusak)2.11

dimana untuk mendapatkan nilai kWh yang seharusnya terukur dan kWh yang terukur Berdasarkan Load Profile (Saat CT rusak), ialah dengan mengikuti tahapan perhitungan sebagai berikut :

1. Rata-rata Arus Fasa (I_{2x}) :

$$\frac{I_{2x}}{I_{1x}+I_{3x}} \dots\dots\dots 2.11$$

Dimana

I_{1x} : Arus fasa R

I_{2x} : Arus fasa S

I_{3x} : Arus fasa T

2. $P_{Setelah}$ Penggantian :

$$P_1 + P_2 + P_3 = (V_1 \times I_1) + (V_2 \times I_{2x}) + (I_1 + I_3) + (V_3 \times I_3) \dots\dots\dots 2.12$$

Dimana

P_1 : Daya Fasa R

V_1 : Tegangan Fasa R

I_1 : Arus Fasa R

P_2 : Daya Fasa S

V_2 : Tegangan Fasa S

I_{2x} : Arus Fasa S

P_3 : Daya Fasa T

V_3 : Tegangan Fasa T

I_3 : Arus Fasa T



3. Daya Total yang Terukur Pada Saat CT Rusak :

$$P_{Total} = P_1 + P_2 + P_3 \dots\dots\dots 2.13$$

Dimana

P1 : Daya Phasa R

P2 : Daya Phasa S

P3 : Daya Phasa T

4. Persentase Daya terukur saat CT rusak :

$$S(\%) = \frac{P_{Total}}{P_{Setelah\ Penggantian}} \dots\dots\dots 2.14$$

Dimana

S(%) : Persen Daya Semu yang Terukur

P_{Total} : Daya Total

P_{Setelah Penggantian} : Daya Setelah Penggantian CT

5. Daya yang Tidak Terukur :

$$\% P_{hilang} = \% P_{Setelah\ Penggantian} - \% P_{Total} \dots\dots\dots 2.15$$

Dimana

% P_{hilang} : Persentase Daya yang Hilang/ Tidak Terukur

% P_{Setelah Penggantian} : Persentase Daya Setelah Penggantian/ Daya Sebenarnya

% P_{Total} : Persentase Daya Total



6. kWh yang Terukur :

$$\text{kWh yang terukur} = \text{kWh ukur (Load Profile)} \times F_k \dots\dots\dots 2.16$$

Dimana

F_k : Faktor kali

kWh ukur (Load Profile) : kWh terukur Berdasarkan Load Profile (Saat CT rusak)

7. kWh yang Terukur Seharusnya :

$$\text{kWh yang Terukur Seharusnya} = \frac{\text{kWh ukur}}{67,1\%} \times 100\% \dots\dots\dots 2.17$$

Dimana

F_k : Faktor kali

kWh ukur : kWh terukur Berdasarkan Load Profile (Saat CT rusak)

8. Kwh Hilang/ Tidak Terukur :

$$\text{kWh hilang/ tidak terukur} = \text{kWh yang Terukur Seharusnya} - \text{kWh (Load Profile)} \dots\dots\dots 2.18$$