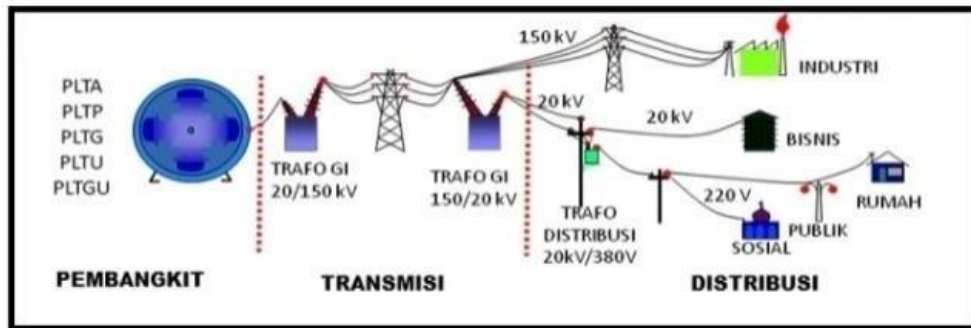


BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Sistem Tenaga Listrik¹

Sistem tenaga listrik adalah suatu sistem yang menjelaskan suatu proses listrik dari pembangkitan hingga menuju beban yang saling berhubungan untuk melayani kebutuhan tenaga listrik bagi pelanggan sesuai kebutuhan. Sehingga didalam sistem tenaga listrik terdiri dari 3 komponen utama yaitu Pembangkit, Transmisi dan Distribusi dan beban. Skema dari sistem tenaga listrik dapat ditunjukkan pada Gambar 1



Gambar 2.1 Skema sistem tenaga listrik

Pada Gambar 2.1 dapat dijelaskan bahwa sistem tenaga listrik diawali dengan pembangkitan, transmisi, distribusi hingga menuju beban. Fungsi dari 3 hal tersebut sebagai berikut.

1. Pembangkit

Pembangkit merupakan suatu proses konversi energi lain menjadi energi listrik. Pada dasarnya listrik dibangkitkan oleh Generator yang digerakkan oleh beberapa jenis energi penggerak salah satunya adalah air, batu bara, panas bumi, angin dan lain sebagainya. Pada sistem

¹ Nugroho, Wisnu Sri (2017). "Mengenal Sistem Tenaga Listrik"
<https://catatanwsn.wordpress.com/2017/11/11/mengenal-sistem-tenaga-listrik/>

pembangkitan, level tegangan disesuaikan dengan spesifikasi generator pembangkit yang digunakan, biasanya berkisar antara 11 s/d 24 kV. Untuk pembangkit yang berkapasitas lebih besar biasanya menggunakan level tegangan yang lebih tinggi. Tenaga listrik yang dihasilkan di pembangkit, tegangannya akan dinaikkan oleh trafo step-up untuk dikirimkan ke sistem interkoneksi transmisi.

2. Transmisi

Transmisi merupakan bagian dari sistem tenaga listrik yang berupa sejumlah konduktor yang dipasang membentang sepanjang jarak antara pusat pembangkit sampai pusat beban. Secara ringkas fungsi dari transmisi adalah menyalurkan tenaga listrik. Pada transmisi diperlukan efisiensi yang tinggi agar daya yang disalurkan tidak banyak hilang maka dipilih level tegangan yang lebih tinggi untuk disalurkan dikarenakan untuk mengurangi rugi-rugi daya dan turun tegangan kecil pada saat penyaluran. Pada umumnya, level tegangan pada transmisi ≥ 70 k.

3. Distribusi

Setelah proses penyaluran, maka tegangan kembali diturunkan di Gardu Induk sesuai kebutuhan untuk didistribusikan ke beban. Sehingga jaringan distribusi dalam operasinya tidak bisa dipisahkan dari GI sisi distribusi yang berada di ujung transmisi yang berfungsi mengatur level tegangan transmisi sesuai dengan level tegangan distribusi untuk disalurkan ke beban. Beban adalah peralatan listrik di lokasi konsumen yang memanfaatkan energi listrik dari sistem tersebut. Beban dari konsumen terbagi atas beberapa klasifikasi tegangan mulai konsumen tegangan rendah (KTR), konsumen tegangan menengah (KTM) dan konsumen tegangan tinggi (KTT). Proses dimulai dari tegangan keluaran dari GI sisi distribusi sebesar 20 kV yang kemudian menuju beban konsumen 20 kV atau diturunkan oleh trafo pada tiang distribusi untuk konsumen 380V/220V. Namun untuk KTT, tegangan dari transmisi

langsung disalurkan melalui bay penghantar pada Gardu Induk apabila tegangan sudah sesuai dengan beban KTT.

2.2 Susut Energi

Susut (*losses*) adalah suatu bentuk kehilangan energi listrik yang berasal dari selisih jumlah energi listrik yang tersedia dengan sejumlah energi listrik yang terjual. Untuk mengetahui kerugian PLN yang telah terjadi kita dapat menghitung besarnya dengan menggunakan rumus daya dan daya yang dimaksud disini antara lain ²:

- Daya Aktif

Daya aktif adalah daya sesungguhnya yang dibutuhkan oleh beban dimana satuan daya aktif adalah W (Watt) Adapun persamaannya adalah :

$$P = V \times I \times \cos \Theta \dots\dots\dots(2.1)$$

Dimana : P = Daya Aktif (W)

V = Tegangan (V)

I = Arus Listrik (A)

Cos Θ = Faktor Daya

² Ariyanti, R. F., & Widharto, Y. (2019). "Identifikasi Penyebab Susut Energi Listrik PT PLN (Persero) Area Semarang Menggunakan Metode Failure Mode & Effect Analysis (FMEA)". *Industrial Engineering Online Journal*, 8(1).

- Daya Reaktif

Daya yang dibutuhkan untuk pembentukan medan magnet atau daya yang ditimbulkan oleh beban yang sifatnya induktif Adapun persamaannya adalah :

$$Q = V \times I \times \sin \Theta \dots\dots\dots(2.2)$$

Dimana : Q = Daya Reaktif (VAR)

V = Tegangan (V)

I = Arus Listrik (A)

Sin Θ = Faktor Daya

- Daya Semu

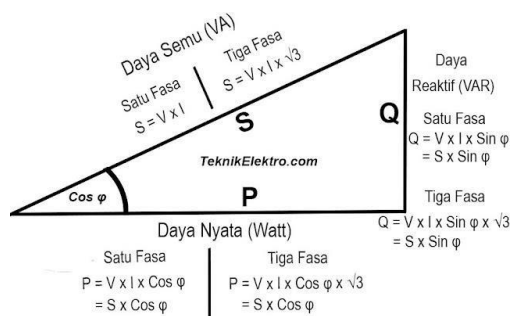
Merupakan daya yang disalurkan oleh PLN ke konsumen dimana daya semu adalah hasil perkalian dari arus dan tegangan . Satuan daya semu adalah VA Adapun persamaannya adalah :

$$S = I \text{ fasa} \times V \text{ fasa} \dots\dots\dots(2.3)$$

Dimana S = Daya Semu (VA)

I fasa = Arus beban fasa

V fasa = Tegangan Fasa



Gambar 2.2 Segitiga Daya³

³ Alfstudio, Admin. (2020). "Memahami Segitiga Daya"

<https://www.teknikelektro.com/2020/06/memahami-segitiga-daya.html> Diakses pada 2 Juni 2023

Persamaan yang dipakai untuk Mencari Kurang Tagih⁴

$$WBP = K \times total\ kWh \times RP\ 1.134,07 \dots\dots\dots(2.4)$$

Dimana :

WBP= Waktu Beban Puncak (pada pukul 17.00 – 22.00)

K= Faktor Perbandingan antara WBP dan LWBP

Total kWh = Total pemakaian pada WBP

1 Kwh = Rp 1.134,07

$$LWBP = total\ kWh \times RP\ 1.134,07 \dots\dots\dots (2.5)$$

Dimana:

LWBP = Luar Waktu Beban Puncak (Mulai Pukul 22.00 – 17.00)

Total kWh = Total pemakaian pada LWBP

$$Biaya\ Pemakaian = Total\ WBP + Total\ LWBP \dots\dots\dots (2.6)$$

Dimana :

Total WBP = Harga pemakaian WBP

Total LWB = Harga pemakaian LWBP

$$Biaya\ Kurang\ Tagih = Biaya\ akhir - Biaya\ awal \dots\dots\dots (2.7)$$

Dimana

Biaya Rupiah Kurang Tagih = Biaya yang harus dibayar pelanggan

Biaya Akhir = Biaya yang didapat dengan keadaan normal

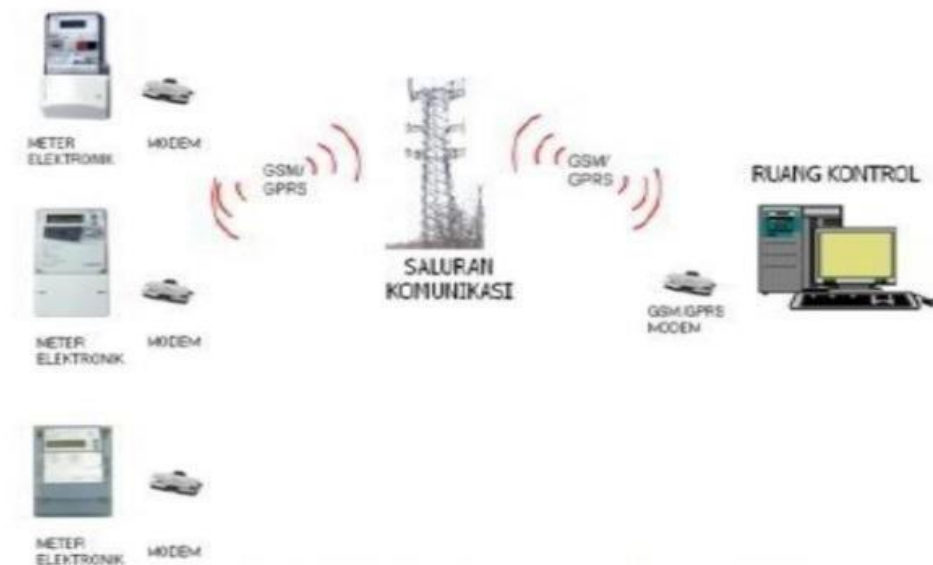
Biaya Awal = Biaya yang didapat ketika ada gangguan

⁴ Blogteknisi. (2014). "Cara Menghitung Rekening Listrik" <https://blogteknisi.com/contoh-cara-menghitung-rekening-listrik/> Diakses pada 2 Juni 2023

2.3 Pengertian *Automatic Meter Reading* (AMR)

Sistem AMR (*Automatic Meter Reading*) adalah metode yang digunakan dalam melakukan pembacaan kWh meter pelanggan secara otomatis. Dalam melakukan pembacaan kWh meter AMR, dibutuhkan media komunikasi sehingga pembacaan meter dapat dilakukan dari jarak jauh. Dengan menggunakan metode ini, petugas operasi sistem AMR dapat melihat berbagai parameter antara lain *Stand, instantaneous, load profile* pelanggan dan penggunaan tertinggi. Namun sebelumnya parameter-parameter tersebut harus di definisikan terlebih dahulu di kWh meter Elektronik, agar meter elektronik tersebut dapat menyimpan data sesuai yang diinginkan.

Sistem AMR dapat dimanfaatkan untuk berbagai keperluan seperti pemantauan pasokan energi kepada pelanggan, penggunaan energi pelanggan, pemantauan susut di jaringan, keperluan perencanaan, penagihan atau billing, dll. Data yang di dapat dari hasil pembacaan meter milik pelanggan, selanjutnya akan disimpan ke dalam database, sehingga dapat membantu dalam melakukan transaksi, melakukan analisa serta *troubleshooting*. Dengan menerapkan teknologi ini, tentu saja dapat membantu perusahaan penyedia tenaga listrik dalam menekan biaya operasional. Ketepatan dan keakurasian dalam melakukan pembacaan meter AMR dapat menjadi nilai tambah kepada pelanggannya dalam hal penyediaan, dan tentu dapat menguntungkan bagi pelanggan itu sendiri.



Gambar 2.3 Konfigurasi jaringan AMR⁵

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 control

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 meng-

⁵ Marsella, P. H., Putra, G. B., & Asmar, A. (2017). Rancang bangun sistem perhitungan susut (losses) penyulang Pangkalpinang 1 PLN area Bangka berbasis website. In *PROCEEDINGS OF NATIONAL COLLOQUIUM RESEARCH AND COMMUNITY SERVICE* (Vol. 1).

integrasi 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

2.4 Perangkat AMR

Perangkat dari AMR ini sendiri terdiri dari perangkat keras (hardware) dan perangkat lunak (software).

2.4.1 Perangkat Keras (Hardware) AMR

1 kWh Meter Elektronik

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.

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.

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.

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 penyediaan, 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 EDMi type Mk10E



Gambar 2.4 kWh meter elektronik EDMi Type Mk10E

b. Kwh Meter Elektronik Wasion type iMeter318



Gambar 2.5 kWh meter elektronik Wasion Type iMeter318

c. Kwh Meter Elektronik Itron type NIAS 3 Phase CT



Gambar 2.6 kWh meter elektronik Itron Type NIAS 3 Phase CT

d. Kwh Meter Elektronik HEXING type HXE320



Gambar 2.7 kWh meter elektronik HEXING Type HXE320

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.

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

2 Modem

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 tempat 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 mediumnya 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.



Gambar 2.8 Modem MLIS

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.

3 Saluran Komunikasi

Dalam sistem AMR, saluran komunikasi yang digunakan untuk menghubungkan antara komputer dengan kWh meter milik pelanggan. Saluran komunikasi ini dapat berupa telepon PSTN, GSM atau PLC / frekuensi radio. Namun jaringan untuk PSTN dan PLC / frekuensi radio sudah tidak lagi digunakan. Sedangkan untuk saat ini, untuk interface komunikasi yang paling umum tersedia di kWh meter elektronik dan juga pada IED atau *Intelligent Electronic Device* lainnya adalah interface Serial (RS-485 / RS-232). Beberapa Meter dan IED untuk saat ini telah

mendukung interface Ethernet, disamping menyediakan interface Serial. Beberapa meter elektronik dan IED juga telah menyediakan interfase USB, namun pada umumnya interfase USB hanya digunakan sebagai port untuk konfigurasi.



Gambar 2.9 USB adapter 232 serial port

4 Adaptor *Power Supply* 12 VDC

Adaptor berfungsi untuk memberikan supply pada modem yaitu dengan cara mengubah tegangan listrik AC menjadi tegangan DC, sehingga modem yang digunakan dapat bekerja dengan tegangan yang sesuai dan stabil.



Gambar 2.10 Adaptor

5 Antena

Antena berfungsi sebagai pengirim dan penerima gelombang elektromagnetik yang dapat membantu mengkonsentrasi dan memfokuskan sinyal. Antena sendiri merupakan alat pasif tanpa catu daya (power). wujud antena pun berbagai macam, mulai dari seutas kabel, dipole, dsb.



Gambar 2.11 Antena

6 GSM

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 suarasaja, 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.

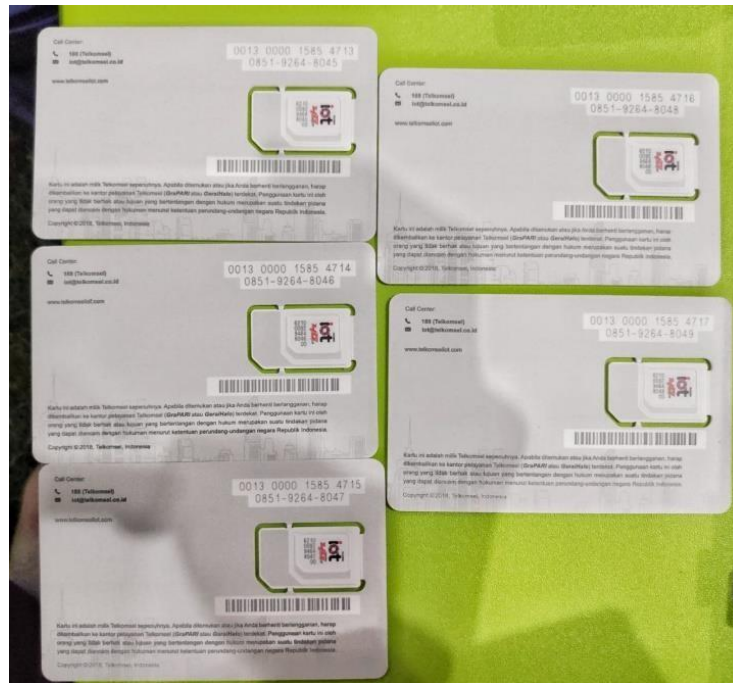
Spesifikasi Teknis :

- 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

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 2.12 Kartu GSM Telkomsel

2.4.2 Perangkat Lunak (*Software*) AMR

Software yang digunakan di PT.PLN (Persero) Area Palembang ini yaitu *software* AMICON. Amicon adalah aplikasi Meter Icon+ , aplikasi ini di-develop oleh salah satu anak perusahaan PLN yang bergerak dibidang IT yaitu PT.Indonesia Comnet+. Perbedaan yang mendasar antara AMICON dengan aplikasi yang lainnya terdapat pada tipe komunikasinya, untuk AMICON sudah menggunakan GPRS dengan IP Static (sinyal data), sementara aplikasi lainnya masih menggunakan CSD (sinyal suara). Dari sisi kecepatan proses pemanggilan/penarikan data cukup menguntungkan karena dalam satu waktu bisa melakukan penarikan data untuk ratusan pelanggan bahkan bisa lebih (di PLN Wilayah Palembang yang sudah menggunakan AMICON dengan jumlah pelanggan di atas 2.000 pelanggan penarikan data tidak lebih dari 2 jam). Sedangkan di aplikasi yang lainnya untuk 1 modem pemanggil dalam 1 waktu

hanya bisa memanggil 1 pelanggan dengan durasi sekitar 2-3 menit per pelanggan.

2.5 Fungsi Utama AMR

2.5.1 Data *Stand Meter Billing Reset* (Bulanan)

Data ini akan menampilkan data stand meter dalam satu bulan tertentu ataupun periode tertentu Pada data tersebut akan ada informasi antara lain nama pelanggan, nomor id pelanggan, daya tersambung, tanggal pembacaan, stand KWh, stand KVARh dan KVA max Data *Load Profile* Tegangan(V), Arus (I), Energi (Kwh dan KVARh) Data yang ada pada laporan ini adalah data yang dibaca periodik untuk tegangan, arus, dan grafik. Data ini berfungsi untuk mengetahui karakteristik pemakaian energi listrik suatu pelanggan dan besar kVA max nya.

2.5.2 Data *Load Profile* Tegangan(V), Arus (I), Energi (Kwh dan KVARh)

Data yang ada pada laporan ini adalah data yang dibaca periodik untuk tegangan, arus, dan grafik. Data ini berfungsi untuk mengetahui karakteristik pemakaian energi listrik suatu pelanggan dan besar kVA max nya pipa pelindung, bus beton atau pelat beton. Jalur jaringan kabel, titik belok dan sambungan kabel harus diberi tanda guna memudahkan inspeksi, pemeliharaan, dll.

2.5.3 Data Pengukuran sesaat (*Instantaneous Measurement*)

Data yang ditunjukkan di sini yaitu stand stand energi pada saat pembacaan dilakukan dalam laporan ini akan ditampilkan tabel arus, tegangan, stand energi pada saat pembacaan. Fungsinya untuk mengetahui beban pelanggan secara instan.

2.6 Pemanfaatan Data AMR⁶

Pada sistem AMR dapat diketahui historikal pemakaian energi pada konsumen atau yang disebut *load profile*. *Load profile* pada pelanggan TM & TT akan direkam per 15 menit, sedangkan untuk pelanggan TR (41,5 – 197 kVA) per 30 menit. Dari data load profile tersebut dapat diketahui beberapa indikasi kelainan atau pelanggaran, misalnya :

1. Indikasi pemakaian pelanggan melebihi daya kontrak berdasarkan data KVA max yang mengindikasikan adanya pelanggaran atau kelainan di sisi pembatas.
2. Indikasi CT dan atau PT jenuh sehingga rasionya sudah tidak sesuai 100% dengan nameplate berdasarkan data besaran arus dan tegangan di bawah rata-rata.
3. Indikasi pelanggaran atau kelainan di sisi wiring meter, CT maupun PT berdasarkan data arus dan tegangan nol Selain load profile, Diagram Phasor menunjukkan kondisi pemakaian energi listrik yang diukur oleh meter AMR. Dalam penggunaannya, meter AMR tidak selalu menunjukkan jarum meter Fasa S, R, atau T dengan benar. Sejumlah kondisi jarum vektor AMR yang tidak sesuai ditemukan.

2.7 Pemeliharaan AMR

Pemeliharaan AMR adalah suatu upaya untuk meminimalisir terjadinya kesalahan pengukuran yang disebabkan oleh kerusakan alat yang dipengaruhi oleh faktor internal dari alat AMR sendiri atau faktor lingkungan sekitar. Pemeliharaan juga dilakukan untuk mengatasi kegagalan komunikasi pada pelanggan AMR yang dapat mempengaruhi proses pembacaan dan pengiriman data stand meter secara real time dan otomatis. Metode yang dilakukan untuk pemeliharaan AMR adalah sebagai berikut :

⁶ Agustina, E., & Amalia, A. F. (2016). "Penurunan Susut Non Teknis pada Jaringan Distribusi Menggunakan Sistem Automatic Meter Reading di PT. Pln (Persero)" *Jurnal Teknik Mesin (JTM)*, 5(4), 164

2.7.1 Pemeliharaan Rutin

Pemeliharaan Rutin adalah kegiatan pemeliharaan yang dilakukan secara rutin sesuai dengan waktu yang di tentukan namun dalam pemeliharaan AMR metode ini dilaksanakan setiap hari dengan menggunakan aplikasi Amicon. Jenis pemeliharaan rutin pada pelanggan AMR yaitu perbaikan komunikasi. Tujuan dilakukan perbaikan komunikasi adalah untuk memastikan proses pembacaan data meter jarak jauh dan proses pengiriman tidak terjadi gangguan serta dapat mempermudah proses billing. Tindakan yang dilakukan pada metode ini yaitu dengan melakukan penarikan data dengan memanfaatkan item get data instant dan commisioning ulang pada pelanggan yang mengalami gagal komunikasi. Penyebab dari gagal komunikasi antara lain adalah faktor sinyal sehingga GSM yang terpasang tidak dapat dihubungi, atau modem yang terpasang jenuh. Untuk memastikan kondisi sinyal pada lokasi pelanggan yaitu dengan menelpon, atau melakukan reset via SMS ke nomor GSM pelanggan yang terdaftar.

2.7.2 Pemeliharaan Prediktif

Metode pemeliharaan ini bersifat prediksi, metode ini berdasarkan hasil evaluasi dari metode rutin dimana metode ini dilakukan dengan cara memprediksi kejadian yang terjadi di lokasi pelanggan, sehingga perlu dilakukan kunjungan ke lokasi pelanggan yang perlu dilakukan pemeliharaan secara langsung. Metode ini biasa dilakukan terhadap pelanggan yang mengalami gagal komunikasi yang tidak berhasil dengan tindakan memanfaatkan item yang ada pada aplikasi Amicon seperti get data instant dan commisioning, serta melakukan reset via SMS ke nomor GSM yang terdaftar pada AMR pelanggan. Adapun masalah yang dapat ditemukan antara lain, adaptor modem rusak, modem jenuh, ataupun meter blank, maka perlu dilakukan penggantian terhadap adaptor yang rusak, Reset modem dengan cara melepaskan dan memasang kembali pada kotak kontak yang tersedia.

Serta dilakukan reset tegangan dan jika belum berhasil maka harus dilakukan penggantian meter.

2.7.3 Pemeliharaan Korektif

Metode pemeliharaan ini merupakan metode yang telah direncanakan terlebih dahulu, dikarenakan faktor dimana peralatan memerlukan perbaikan atau pemeliharaan yang tidak terencana. Metode ini berupa pemeriksaan, perbaikan dan penggantian. Metode ini berupa pemeriksaan APP pelanggan AMR daya 53 kVA s/d > 197 kVA. Tindakan yang dilakukan pada saat pemeriksaan APP adalah mengecek error meter dan error CT (Current Transformator) dengan nilai toleransi sesuai class meter yang terpasang menggunakan calmed dan apabila error hasil calmed melebihi batas toleransi maka dilakukan penggantian ratio CT ataupun dengan meter yang baru. Tujuan dilakukan pengecekan error meter dan CT karena berdasarkan fungsi dari meter dan CT yang terpasang adalah untuk pengukuran maka tindakan ini dilakukan untuk memastikan akurasi pengukuran dari meter dan CT yang terpasang apakah sesuai atau tidak

2.8 Kelebihan dan Kelemahan AMR

Keuntungan lain yang dapat diperoleh dari penggunaan sistem AMR ini adalah :

1. Pencatatan meter lebih akurat. Dengan menggunakan sistem elektronik, maka pencatatan meter akan lebih akurat bila dibandingkan dengan jika dilakukan secara manual oleh petugas cater yang mana bisa saja mengalami kesalahan karena kurang teliti dalam membaca stand-meter pelanggan.
2. Proses penertiban rekening lebih cepat. Sebelumnya, pencatatan meter dilakukan oleh petugas cater (Catat Meter) yang mana sebenarnya hal tersebut akan membutuhkan waktu yang lama karena yang perlu dicatat sangat banyak dengan luasnya cakupan wilayah pelanggan yang perlu

untuk di catat. Sehingga ketika data pada pelanggan tersebut belum terkumpul maka proses billing juga belum dapat dilaksanakan. Namun dengan adanya sistem AMR ini pencatatan data dapat dilakukan secara terpusat dengan mendownload data pelanggan-pelanggannya. Sehingga dapat menghemat waktu pencatatan dan proses billing pun akan lebih cepat.

3. Penggunaan energi listrik dapat terpantau. Terdapat fitur di AMR yang akan menampilkan data pelanggan dengan pemakaian tidak wajar yang disebut DLPD (Data Langganan Perlu Diperhatikan), misalnya ada kasus salah satu fasa arus pada pelanggan hilang. Petugas dapat langsung mencari tahu tentang ketidak wajarannya pemakaian dari pelanggan dengan langsung mendatangi lokasi dimana pelanggan tersebut pada target operasi untuk petugas P2TL.
4. Upaya peningkatan mutu pelayanan melalui data langsung penggunaan energi listrik yang dikonsumsi oleh pelanggan yang bersangkutan.
5. Dapat mengetahui *losses* yang terjadi pada pelanggan Sistem AMR dapat memantau *losses*. Untuk bagian nonteknis misalnya pelanggan dengan kasus pencurian listrik, hal tersebut dapat terdeteksi dari AMR sehingga petugas bisa dengan segera melakukan tindakan lebih lanjut. Jika dibandingkan dengan jasa cater, maka akan membutuhkan waktu lebih lama sehingga *losses* yang terjadi juga akan lebih besar.

Sedangkan kelemahan dari penggunaan sistem *Automatic Meter Reading* (AMR) ini yaitu :

1. Aplikasi teknologi AMR saat ini masih berbasis GSM dan PSTN dengan cara “konvensional”, melakukan panggilan kepada modem seperti panggilan kepada kartu telepon biasa. Hal ini tentunya akan membuat waktu pemanggilan menjadi tidak efektif karena hanya satu modem yang dapat dipanggil dalam satu waktu.

2. Banyaknya kasus modem tidak merespon (modem hang) yang disebabkan memori SMS pada modem penuh ataupun modem kurang handal daya tahannya.
3. Setiap modem dalam jaringan GSM “konvensional” dapat dipanggil oleh siapa saja, sehingga keamanan data yang terekam kurang terjamin.
4. Model koneksi *point-to-point* pada GSM menjadikannya tidak efektif saat harus terjadi pemanggilan meter dalam jumlah yang besar.
5. Biaya komunikasi pada GSM dihitung berdasarkan waktu. Jika terjadi pemanggilan lintas operator telekomunikasi maka biaya yang dikeluarkan akan sangat mahal

2.9 Box Alat Pengukur dan Pembatas (APP)

2.9.1 APP pengukuran tak Langsung

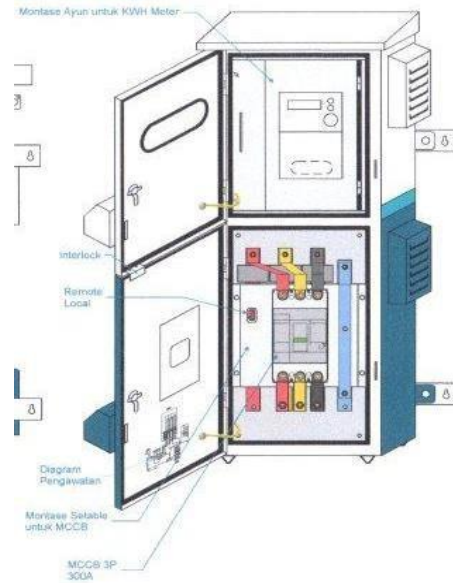
Berikut merupakan gambar fisik Box APP Pengukuran Tak Langsung

a. Tampak Luar Box APP Pengukuran Tak Langsung



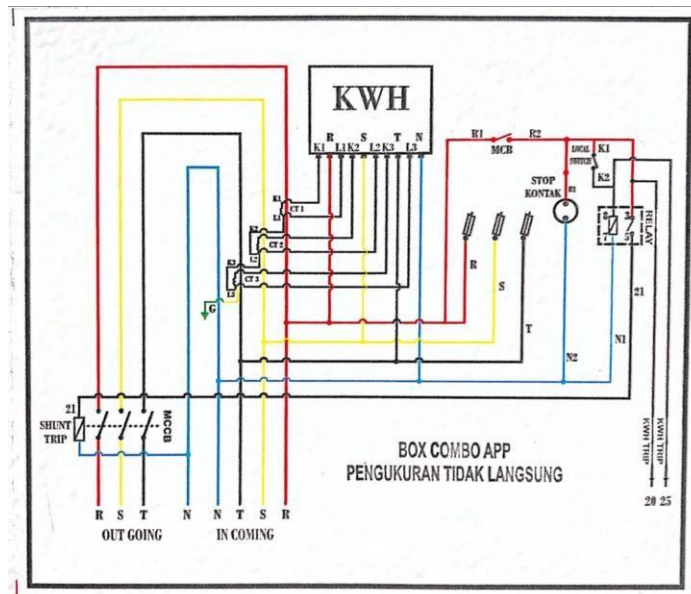
Gambar 2.13 Tampak Luar Box APP Pengukuran Tak Langsung

b. Tampak Dalam Box APP Pengukuran Tak Langsung



Gambar 2.14 Tampak Dalam Box APP Pengukuran Tak Langsung

c. Single Line Diagram Pengukuran Tak Langsung



Gambar 2.15 Single Line Diagram Pengukuran Tak Langsung

2.9.2 APP Box pengukuran langsung

Berikut merupakan gambar fisik Box APP Pengukuran Langsung

a. Tampak Luar Box APP Pengukuran Langsung

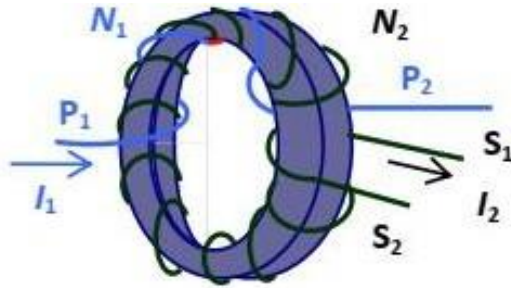


Gambar 2.16 Tampak Luar Box APP Pengukuran Langsung

b. Tampak Dalam Box APP Pengukuran Langsung



Gambar 2.17 Tampak Dalam Box APP Pengukuran Langsung



Gambar 2.19 Rangkaian Pada Trafo Arus⁷

1. Fungsi Trafo Arus⁸

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.

2. Pemilihan Arus Primer

Diperhitungkan dengan persamaan sebagai berikut :

$$I_P = \frac{S_N}{V \times \sqrt{3}} \dots\dots\dots (2.8)$$

Dimana

S_N : daya pelanggan (kVA).

V : Tegangan Input (kVA).

I_P : arus masing-masing fasa (Amp)

⁷ PT. PLN (Persero), Pedoman O&M Trafro Arus 2014, Hlm. 1

⁸ *Ibid.* Hlmn. 4.

3. Kesalahan Trafo Arus⁹

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:

- a. 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.

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

dimana

ε = Kesalahan Rasio Trafo Arus (%)

K_n = Pengenal Rasio Trafo Arus

I_p = Arus Primer Sebenarnya (A)

I_s = Arus Sekunder Sebenarnya (A)

- b. 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

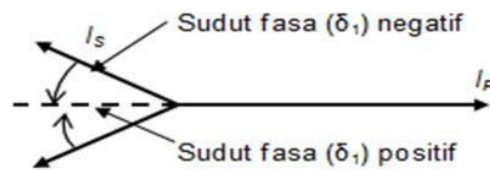
⁹ Amalia, Devita & Ariyanto, Eko. (2014). “*Optimalisasi Pengukuran Arus Current Transformer untuk Meminimalisir Energi pada Pabrik Baja PT. Inti General Yaja Steel Semarang Barat*”. Gema Teknologi. Vol. 18.

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 2.20 Kesalahan Sudut Trafo Arus¹⁰

4. 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 :

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 :

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

$$\frac{I_{2x}}{I_{1x}+I_{3x}} \dots \dots \dots (2.12)$$

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

Dimana

I_{1x} : Arus fasa R

I_{2x} : Arus fasa S

I_{3x} : Arus fasa T

b. P Setelah Penggantian :

$$P_1 + P_2 + P_3 = (V_1 \times I_1) + (V_2 \times I_2) + (V_3 \times I_3) \dots \dots \dots (2.13)$$

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_2 : Arus Fasa S

P_3 : Daya Fasa T V_3 : Tegangan Fasa T I_3 : Arus Fasa T

c. Daya Total yang Terukur Pada Saat CT Rusak

$$P_{Total} = P_1 + P_2 + P_3 \dots \dots \dots (2.14)$$

Dimana

P_1 : Daya Fasa R

P_2 : Daya Fasa S

P_3 : Daya Fasa T

d. Persentase Daya terukur saat CT rusak

$$S(\%) = \frac{P_{Total}}{P_{Setelah\ Penggantian}} \dots \dots \dots (2.15)$$

Dimana

$S(\%)$: Persen Daya Semu yang Terukur

P_{Total} : Daya Total

$P_{Setelah\ Penggantian}$: Daya Setelah Penggantian CT

e. Daya yang Tidak Terukur

$$\%P_{\text{hilang}} = \%P_{\text{Setelah Penggantian}} - \%P_{\text{Total}} \dots\dots\dots(2.16)$$

Dimana

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

$\%P_{\text{Setelah Penggantian}}$: Persentase Daya Setelah Penggantian/ Daya

Sebenarnya

$\%P_{\text{Total}}$: Persentase Daya Total

f. kWh yang Terukur

$$\text{kWh yang terukur} = \text{kWh ukur (Load Profile)} \times F_k \dots\dots\dots(2.17)$$

Dimana

F_k : Faktor kali

kWh ukur (Load Profile) : kWh terukur Berdasarkan Load Profile

(Saat CT rusak)

$$\text{g. kWh yang Terukur Seharusnya} = \frac{\text{kWh ukur}}{67,1\%} \times 100\% \dots\dots\dots(2.18)$$

67,1%

Dimana

F_k : Faktor kali

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