

TAMPEREEN AMMATTIKORKEAKOULU
Sähkötekniikan koulutusohjelma
Talotekniikka

Tutkintotyö

Mikko Heiska

SÄHKÖENERGIAN MITTAUS JA KAUKOLUENTA

Työn valvoja
Tampere 2006

Yliopettaja, tekn. lis. Pirkko Harsia

TAMPEREEN AMMATTIKORKEAKOULU

Sähkötekniikan koulutusohjelma

Talotekniikka

Heiska, Mikko	Sähköenergian mittaukset ja kaukoluenta
Tutkintotyö	58 sivua + 4 liitesivua
Työn ohjaaja	Yliopettaja, tekn. lis. Pirkko Harsia
Huhtikuu 2006	
Hakusanat	sähkön mittaus, mittauskeskus, kaukoluenta

TIIVISTELMÄ

Sähköenergian mittauslaitteisto muodostaa rajapinnan jakeluverkonhaltijan ja sähkökäyttäjän välille. Jakeluverkonhaltija on velvollinen liittämään kuluttajan rakentamaansa sähkönjakeluverkkoon sekä toimittamaan sähköä kuluttajan tarpeisiin sähkönkulutusmittauksen välityksellä.

Oleellisena osana luotettavassa sähkön mittauksessa ovat laadukkaat laitteistot ja järjestelmät, joilla sekä kuluttaja- että sähkönmyyjä saavat hyödyllistä tietoa käytetystä sähkön määrästä. Tutkintotyössä käsitellään erilaisiin tarpeisiin soveltuvia mittaus- ja hinnanohjauskytkentöjä sekä näiden komponentteja. Mittauskeskuksen osalta tarkastelun kohteena on keskuksen sijoitukseen ja asennukseen liittyvät vaatimukset. Sähköyhtiöt ovat siirtyneet käyttämään nykytekniikan myötä lisääntyvässä määrin mittareiden kaukoluentajärjestelmiä, joiden peruseriaatteita käsitellään yhtenä kokonaisuutena tässä työssä.

Tämän tutkintotyön tarkoituksena on antaa yleiskuva pienjänniteliittyjien sähköenergian kulutuksen mittaus- ja luentatekniikoista sekä näihin liittyvistä komponenteista.

TAMPERE POLYTECHNIC

Electrical Engineering

Building Services Engineering

Heiska, Mikko Measurements of electrical energy and Automatic Meter Reading

Engineering Thesis 58 pages + 4 appendices

Thesis Supervisor Principal lecturer Pirkko Harsia

April 2006

Keywords electrical energy metering, substation metering, Automatic Meter Reading

ABSTRACT

The instrumentation of electric energy constitutes an interface between the electric distribution network and the consumer. The holder of an electric distribution network is liable to connect consumer to the network and obliged to deliver electric for consumer's needs.

Well equipped facility and system makes it possible to deliver useful information about electric consumption for both of the consumer and the electric company. This engineering thesis contains various of connections in substation metering. The main points about substation are the requirements in correct location and mounting. Electric companies have started to multiply the number of Automated Meter Reading systems, which is important part of this thesis.

The meaning of this engineering thesis is to give a general idea about technic in measurements of electrical energy and Automatic Meter Reading.

ALKUSANAT

Tutkintotyön aihe pohjautuu suorittamaani työharjoitteluun Toivakan Sähkö Oy:ssä kesällä 2005. Toimiessani yrityksen palveluksessa asensimme lukuisia kiinteistöjen sähkömittauskeskuksia erityyppisiin kohteisiin. Tästä työharjoittelusta heräsi ajatus yhtenäisestä sähköenergian mittauksiin liittyvän aineiston kokoamisesta. Tämän tutkintotyön tarkoituksena onkin luoda kokonaiskuva sähköenergian mittauksen perusteista, laitteistoista sekä käytössä olevista kaukoluentajärjestelmistä.

Lämpimän kiitoksen tahdon osoittaa sekä tutkintotyöni valvojalle Pirkko Harsialle että Toivakan Sähkö Oy:n työntekijöille, joilta olen saanut käyttööni monipuolista sähköenergian mittaukseen sekä kaukoluentaan liittyvää materiaalia. Erityisesti tahdon kiittää synkimpinäkin epätoivon hetkinä kannustaneita kotijoukkoja. Kiitos tuesta ja kärsivällisyydestä Henna, Sampo ja Lotta!

Tampereella 4. toukokuuta

Mikko Heiska

LYHENTEET

AMR	(Automatic Meter Reading) mittareiden kaukoluenta.
GPRS	(General Packet Radio Service) matkapuhelinverkoissa käytettävä langaton tiedonsiirtotekniikka, jossa tiedonsiirtomaksu perustuu siirretyn datan määrään.
GSM	(General System for Mobile Communication, Group Special Mobile) toisen sukupolven matkapuhelinjärjestelmä.
LAN	(Local Area Network) yrityksen tai muun yhteisön toimipaikassa tietokoneiden väliseen tiedonsiirtoon käytämä verkko.
LON	(Local Operating Network) amerikkalaisen Echelon-yhtymän vuonna 1990 julkistama yleiskäyttöinen kenttäväyläratkaisu.
M2M	(Machine-to-Machine) tehokas ja taloudellinen langaton yhteys järjestelmien, etälaitteiden ja käyttäjien välillä. Tiedonsiirto voi perustua esim. GSM/GPRS-tekniikkaan tai LAN-/Internet-yhteyksiin.
PLC	(Power Line Communication) sähköverkon kautta tapahtuva tietoliikenneyhteys.
PPP	(Point to Point Protocol) protokolla jota käytetään muodostamaan suora yhteys verkkolaitteiden välillä. Käyttökohteita ovat puhelinverkko ja modeemi- sekä laajakaistayhteydet.
PSTN	(Public Switched Telephone Network) yleinen puhelinverkko, jossa dataa siirretään äänitaajuusmodeemin välityksellä.
SMS	(Short Message Service) matkapuhelimien tekstiviestijärjestelmä.
TCP/IP	(Transmission Control Protocol/Internet Protocol) TCP on tietoliikenneprotokolla, jolla luodaan Internet-tietokoneiden välille yhteyksiä. IP on verkkokerroksen protokolla, joka huolehtii IP-tietoliikennepakettien toimittamisesta perille pakettikytkentäisessä internet-verkossa.

SISÄLLYSLUETTELO

TIIVISTELMÄ	
ABSTRACT	
ALKUSANAT	
LYHENTEET	
SISÄLLYSLUETTELO	6
1 JOHDANTO	8
2 TARIFFEIHIN PERUSTUVA SÄHKÖENERGIAN HINNOITTELU	9
2.1 Sähkönmyyjän tariffit	9
2.2 Verkonhaltijan tariffit	9
3 VAPAA SÄHKÖKAUPPA	11
3.1 Sähkön laatu	11
3.2 Tyyppikäyramenettely	11
3.3 Tuntienergiamittaus	12
3.4 Sähkökilpailun toimivuus	12
3.4.1 Mittarit	12
3.4.2 Tiedonsiirtotavat	13
4 KOLMIVAIHEINEN SÄHKÖNMITTAUS	14
4.1 Pätötehon mittaus	14
4.2 Kompensointi ja loistehon mittaus	14
4.3 Tyyppillisiä mittauskytkentöjä	15
4.4 Sähköliittymän vaikutus mittauskytkentään	17
4.4.1 Suora mittaus	17
4.4.2 Epäsuora sähkönmittaus	18
5 KIINTEISTÖJEN SÄHKÖENERGIAN MITTAUSTAVAT	19
6 MITTAUSKESKUS	21
6.1 Vakiomittauskeskusten rakenteita	22
6.2 Keskusvalmistajan mittatilaustyönä rakentama pääkeskus	23
6.3 Mittarialustat	25
6.4 Mittaritilan kotelointi	26
6.5 Sinetöinti	26
7 MITTAUSKESKUKSEN SIJOITUS JA ASENNUS	27
7.1 Sähkökeskustilat	27
8 MITTAUSKESKUKSEN KOMPONENTTEJA	29
8.1 Pääsulakkeet	29
8.2 Virtamuuntajat	29
8.2.1 Virtamuuntajien merkinnät	30
8.2.2 Virtamuuntajien mitoitus	32
8.2.3 Virtamuuntajan näkemän taakan muutos kWh-mittarin vaihdon yhteydessä	33
8.3 Mittausjohtimet ja riviliittimet	35
9 MITTARIT	36
9.1 Mittareiden tarkkuusluokat	39
9.2 Mittareiden huolto ja tarkastusvälit	39

9.3 Mittauksen kokonaisvirheen määrittäminen	40
10 MITTAREIDEN KAUKOLUENTA	42
10.1 Automaattiset mittarinlukujärjestelmät	42
10.2 Kaukoluennan tiedonsiirtotapoja	45
10.3.1 Ohjauslaitteet	48
10.3.2 Melko-järjestelmä	49
10.4 AMR-järjestelmän komponentteja	50
11 SÄHKÖLÄMMITYSTEN OHJAUKSET	53
12 YHTEENVETO	54
LÄHDELUETTELO	55
LIITTEET	

- 1 Ensto ESAV 165-42E-A mittauskeskuksen pääkaavio + kokoonpanokuva
- 2 Ensto ESAV 165-42E-A mittauskeskuksen pääkaavio + kokoonpanokuva
- 3 Ensto ESAV 165-42E-A mittauskeskuksen piirikaavio
- 4 Ensto ESAV 165-42E-A mittauskeskuksen asennusohje

1 JOHDANTO

Sähköenergian mittauksessa käytettävät laitteet ja järjestelmät kehittyvät jatkuvasti sähkölaitosten ja jakeluverkkoyhtiöiden siirtyessä mittareiden kaukoluennan piiriin yhä laajemmilla alueilla. Vuosittainen sähköyhtiön edustajan suorittama sähkönkulutuksen luentakäytäntö asiakkaan mittauspisteellä on vähenemässä. Vapaa sähkökauppa ja tuntimittaus ovat mahdollistaneet sähkön hinnan kilpailuttamisen todellisella profiililla kiinteiden tariffimaksujen sijaan. Näiden tekijöiden vaikutuksesta ovat käytettävät mittalaitteet ja luentamenetelmät kokeneet suuria muutoksia.

Tässä tutkintotyössä keskitytään pienjännitteellä tapahtuvaan sähkönkulutuksen mittaukseen, joten jännitemuuntajiin ja näiden oheiskomponentteihin ei tässä yhteydessä puututa. Koska painotus on pienkuluttajien resistiivisissä kuormituksissa, ei myöskään loistehon mittausta ja kompensointia käsitellä laaja-alaisesti.

2 TARIFFEIHIN PERUSTUVA SÄHKÖENERGIAN HINNOITTELU

Sähköenergian laskutuksessa on perinteisesti käytetty tariffeihin pohjautuvaa hinnoittelujärjestelmää. Pienissä sähköä kuluttavissa kohteissa on mitattu pelkästään pätöenergian kulutusta yksi- tai kaksiaikaisilla aikaveloituksilla eli tariffeilla, jotka on jaettu tyypillisesti kesä- ja talviaikaan sekä päivään ja yöhön. Suurissa sähkömittauskohteissa on pätöenergian lisäksi mitattu loisenergiaa ja 15 minuutin jaksoissa sekä pätö- että loistehoa. Tariffit ovat pysyneet muuttumattomina riippumatta sähköntuotannossa vallitsevasta energiatilanteesta. Tuntienergioihin perustuvassa sähkökaupassa kokonaishinta muodostuu sähkömyyjän tekemästä tarjoushinnasta sekä verkonhaltijan asettamasta verkkopalvelutariffista. Sähkönostaja voi valita mieleisensä tariffin käyttöönsä. Sähkölaskun suuruuteen voi vaikuttaa seuraamalla säännöllisesti valitsemansa tariffin edullisuutta./1;4/

2.1 Sähkömyyjän tariffit

Sähkökaupan kilpailun ollessa vapaata yhtenäisen tariffin mahdollisuus sähkömyyjien kesken ei ole mahdollista. Sähkömyyjät määrittelevät itsenäisesti tarjouksensa sähkön hinnasta ja usein sähkömaksun hinnoittelun perusteena käytetäänkin pelkkää energian hintaa kilowattituntia kohti. Sähkömyyjien kesken tariffeissa saattaa esiintyä eroavaisuuksia esimerkiksi yöajan pituudessa sekä erityiskohteiden aikarajoituksissa ja hinnoissa. Yleensä yösähkö ajoitetaan välille kello 22 – 07 mutta sähköyhtiön mukaan halpa yösähkön aika voi olla myös välillä kello 20 – 07 /1;31/.

2.2 Verkonhaltijan tariffit

Verkonhaltijoiden sähkön siirron tariffeja valvoo Sähkömarkkinakeskus. Hintavertailun mahdollistamiseksi verkonhaltijan tariffin tulee olla julkinen kaikille sähkökäyttäjille. Siirtomaksuilla jakeluverkonhaltijat ylläpitävät sähkönsiirtoverkkojaan sekä kattavat mittauslaitteiden hankinnasta ja asennuksesta aiheutuvia kustannuksia. Kuluttaja voi aikatariffin lisäksi valita vapaasti myös käytettävän siirtotariffin tyyppin./1/

Pienjänniteliittyjän maksukohteet sähkön siirrossa voivat olla esimerkiksi seuraavanlaiset:

Yleissiirto	(Pääsulake enintään 200 A) Perusmaksu (1-aikamittaus) Siirretty energia	€/kk snt/kWh
Yösiirto	(Pääsulake enintään 200 A) Perusmaksu (2-aikamittaus) Siirretty päiväenergia Siirretty yöenergia	€/kk snt/kWh snt/kWh
Viikonloppusiirto	(Pääsulake enintään 63 A) Perusmaksu (2-aikamittaus) Siirretty energia, päivä ma-pe Siirretty yöenergia + la + su	€/kk snt/kWh snt/kWh
Kausisiirto	(Pääsulake enintään 200 A) Perusmaksu (2-aikamittaus) Siirretty energia, talviarkipäivä Siirretty energia, muu aika	€/kk snt/kWh snt/kWh

Verkon tariffien perusmaksu on useimmilla verkonhaltijoilla riippuvainen mittausta edeltävien pääsulakkeiden koosta.

Tehonsiirto PJ	Perusmaksu, tehomittaus Pätötehomaksu Loistehomaksu Siirretty energia	€/kk €/kW/kk €/kVAr/kk snt/kWh
-----------------------	--	---

Verkkolupa edellyttää verkonhaltijoita liittämään kuluttajat jakeluverkkoonsa sekä toimittamaan kaikille kuluttajille sähköä toiminta-alueellaan. /1/

3 VAPAA SÄHKÖKAUPPA

Sähkönkäyttäjillä on ollut mahdollisuus sähkönsä kilpailuttamiseen sähkökaupan vapauduttua syksyllä 1998. Vapautunut sähkökauppa on myös aiheuttanut muutoksia mittarointiin ja tariffointiin sähköhinnoittelun muututtua asiakaskohtaiseksi perinteisen tariffin perustuvan hinnoittelun sijaan. /4;24/

Ennen 1.1.2005 tehdyt liittymissopimukset, joissa pääsulakkeiden koko on yli 3 x 63 A, tulee varustaa tuntimittauslaitteistolla. Tuntimittauslaitteiston käytön vaatimus koskee sähkökäyttöpaikkoja, joissa sähkö kilpailutetaan. Ne liittymissopimuksen mukaiset yli 3 x 63 A:n sähkökäyttöpaikat, jotka on liitetty verkkoon 1.1.2005 tai sen jälkeen, varustetaan tuntimittauksella, ellei sähköä toimiteta asiakkaalle toimitusvelvollisuussopimuksella.

Tuntimittausta ei tarvita vuosikulutuksen ollessa alle 5000 kWh. Tyypikäyrämenettelyllä ja perinteisellä energiamittauksella voidaan sähkömarkkinoiden vapautumisen jälkeenkin käsitellä sähkökäyttöpaikat, joiden pääsulakkeiden koko on 3 x 63 A tai pienempi /23;24/.

3.1 Sähkön laatu

Sähkön laadun huomioon ottaminen tulee vaikuttamaan sähkön hintaan yhä enemmän vaativilla asiakkailla tulevaisuudessa. Ratkaisuna huonon sähkön laadun aiheuttamiin ongelmiin sähköyhtiöt ottavat käyttöön negatiivisen hinnanohjauksen. Negatiivisella hinnanohjauksella hyvitetään asiakasta sähkölaskussa.

Toteutuakseen negatiivinen hinnanohjaus tarvitsee lisäkomponentteja, joilla mitataan esimerkiksi jännitteiden arvot, säröytymisaste, tasajännitekomponentti ja sähkökatkojen määrä./4/

3.2 Tyypikäyrämenettely

Sähkön pienkuluttajat voivat ostaa sähköä vapailta sähkömarkkinoilta ilman tuntienergiamittausta tyypikäyrämenettelyn avulla. Tyypikäyrämenettely perustuu kuluttajan laskennalliseen vuosikulutusennusteeseen sekä sähkökulutuksesta tehtyihin tutkimustuloksiin, joista on johdettu erilaisia kuormitusmalleja. Vuosikulutusennusteessa kaksiaikainen energiamittaus on otettu huomioon. Kuormitusmalleihin perustuva tuntienergiasarja muodostaa tyypikuormituskäyrän, joka sisältää laskennallisen tiedon kuluttajan sähkökulutuksen jakautumisesta vuoden aikana tunneittain. Tasoituskennassa sähköyhtiö tarkastaa todellisen energiamittauksen ja

tyyppikuormituskäyrän erotuksen, joka tarvittaessa hyvitetään kuluttajalle markkinahintaisena. /23;27/

3.3 Tuntienergiamittaus

Tuntienergiamittauksessa voidaan tariffit sopia kuluttajan ja sähkönmyyjän kesken edullisiksi, jolloin vaihtelevasta sähkön hinnasta saadaan mahdollisimman paljon hyötyä. Hyötyihin voidaan lukea mahdollinen sähkönkulutuksen tasaantuminen, huipputehon tarpeen pienentyminen ja sähköenergian säästö./23/

Kuluttajan kannalta tuntimittaus mahdollistaa sähköenergian kilpailuttamisen todellisella profiililla ja antaa samanlaiset kilpailumahdollisuudet kaikille sähkönmyyjille. Tuntimittaus tekee mahdolliseksi myös tehonohjauksen ja huipputehon leikkaamisen. Alle 3 x 63 ampeerin pääsulakkeilla varustetuissa kohteissa voi tuntienergiamittaukseen siirtyminen olla taloudelliselta kannalta tietyissä tapauksissa perusteltua. Tällaisia tapauksia voivat olla esimerkiksi sähkön kulutuksen huomattava poikkeaminen tyyppikuormituskäyrästä tai kulutuksen ohjauksen mahdollisuus tietyn tuotantolaitoksen tai sähkön hinnan mukaisesti. /24/

3.4 Sähkökilpailun toimivuus

3.4.1 Mittarit

Energiamarkkinaviraston vuonna 2004 tekemän selvityksen perusteella noin puolella yli 3 x 63 ampeerin pienjänniteverkon käyttöpaikoista on ollut asennettuna tuntimittari. Sähkön kilpailuttamisen esteeksi saattaa joillakin asiakkailla muodostua tuntimittauksen puuttuminen. Siirtyminen perinteisestä sähkönmittaustavasta tuntimittaukseen ei kuitenkaan välttämättä tuo kuluttajalle rahallista hyötyä uusien lisäkustannusten vuoksi. Tuntimittareiden kaukoluenta tuo mukanaan tiedonsiirron aiheuttamat kustannukset, jolloin kokonaiskustannukset saattavat olla jopa korkeammat kuin perinteisellä sähkönmittaustavalla. Sähkökäyttäjien tasapuolisuuden ja kokonaisedun kannalta jo käytössä olevien kymmenien tuhansien toimintakuntoisten kWh-mittareiden vaihto uusiin, kaukoluennan piirissä oleviin mittareihin, ei välttämättä ole kannattavaa. Uudet yli 3 x 63 A:n kohteet, joihin on asennettu sähkömarkkina-asetuksen 1174/2004 mukainen tuntimittaus, ovat sähkön kilpailuttamisen edellytyksiltä paljon tasapuolisemmassa asemassa verrattuna muutostöitä vaativiin vanhoihin sähkönmittauspisteisiin. Voidaankin siis sanoa, että poikkeuksen muodostavat ainoastaan vuosikulutukseltaan alle 5000 kWh:n käyttöpaikat varustettuna perinteisellä mittarilla sekä paikat, joissa sähkö hankitaan sähköntoimitusvelvollisuuden mukaisesti. /23/

3.4.2 Tiedonsiirtotavat

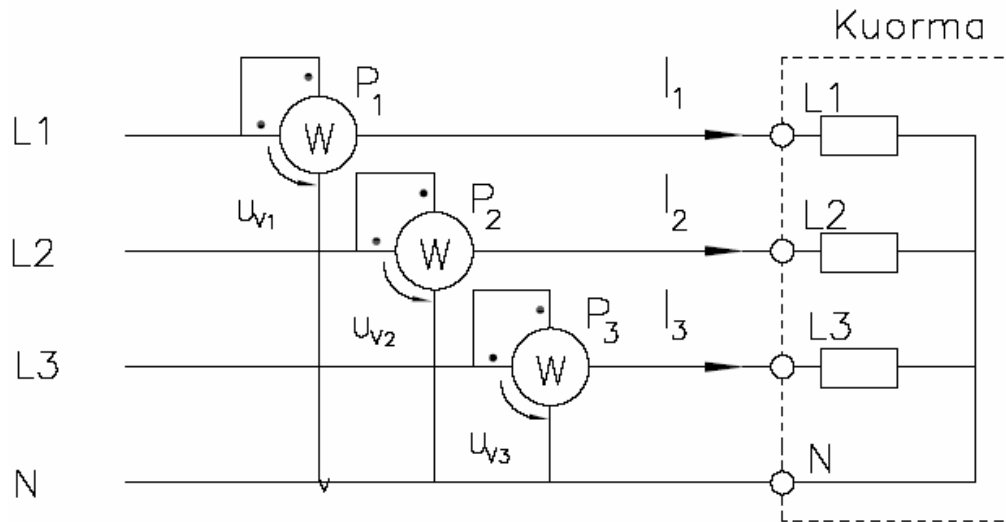
Verkonhaltijat määrittelevät jakeluverkon alueellaan tiedonsiirtotavan, jolla kaukoluennan piirissä olevan mittarin mittaustietoja siirretään verkonhaltijalle. Tiedonsiirtotekniikalla on suora vaikutus sähkökilpailun toimivuuteen varsinkin yli 3 x 63 A:n kulutuskohteissa kaukoluennasta aiheutuvien kustannusten vuoksi. Jakeluverkon haltijoiden tulisikin huolehtia siitä, että sähkökulutuksen mittauksesta aiheutuvat kustannukset olisivat niin sähkönmyyjille kuin sähkökäyttäjillekin mahdollisimman pienet. Mittaustietoja voidaan siirtää kuluttajalta sähkönmyyjälle puhelin-, gsm-, sähkö-, radio- tai tietoverkkoa pitkin. Jo olemassa olevien järjestelmien laajentamisella ja vaihtoehtoisten siirtotapojen käyttämisellä tiedonsiirron toteuttamiseksi saavutettaisiin entistä paremmat edellytykset sähkökilpailun toimivuudelle./23/

4 KOLMIVAIHEINEN SÄHKÖNMITTAUS

Yleisimmin käytetty menetelmä 3-vaiheisten piirien tehon määrittämiseksi on kolmoiswattimittaus, kun piirissä on erillinen N-johdin. Laskutukseen perustuvassa sähkötehon mittauksessa käytetään tätä menetelmää.

4.1 Pätötehon mittaus

Kolmivaiheisen kuormituksen ollessa kytkettynä tähteen vaiheiden kuormitukset ovat epäsymmetrisiä ja toisistaan riippumattomia. Kuorman kokonaistehon määrittämiseksi tarvitsee mitata jokaisen vaiheen teho ja tehot summataan yhteen./2/



Kuva 1 Epäsymmetrisen kolmivaihetehon mittaus Y-kytkennässä /2/

Näennäisteho muodostuu päätötehosta ja perustaajuisesta loistehosta. Usein kuormituksen tarvitsema loisteho tuotetaan kuorman läheisyydessä sijaitsevalla paikallisella kompensointikondensaattorilla. Kompensointilaitteistolla voidaan estää perustaajuisen loistehon siirto sähköjakeluverkosta./14/

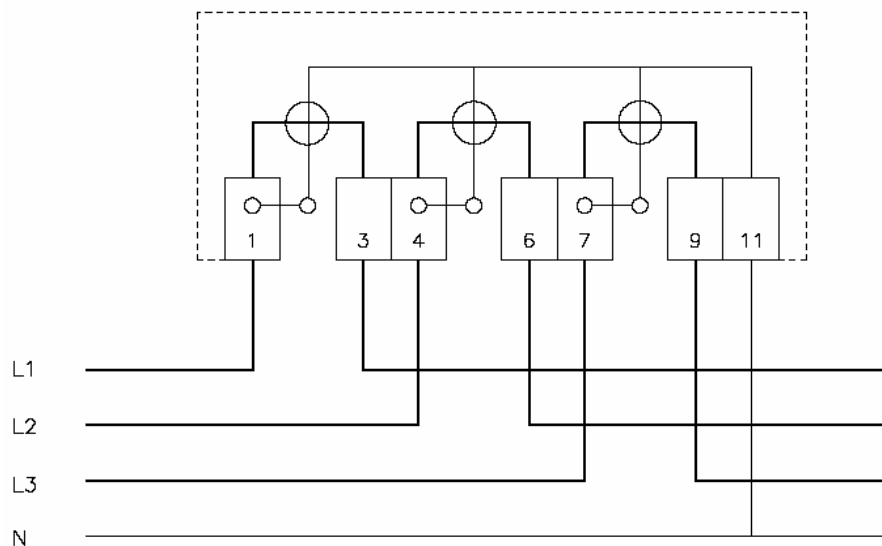
4.2 Kompensointi ja loistehon mittaus

Loistehon mittauksen tarpeellisuus sähköliittymässä määritellään usein pääsulakkeen koon mukaan. Siirryttäessä epäsuoraan mittaustapaan varataan mittaustilaksi tilat ohjauslaitteelle ja kahdelle mittarille. Jakeluverkkoyhtiö vaatii liittymässä

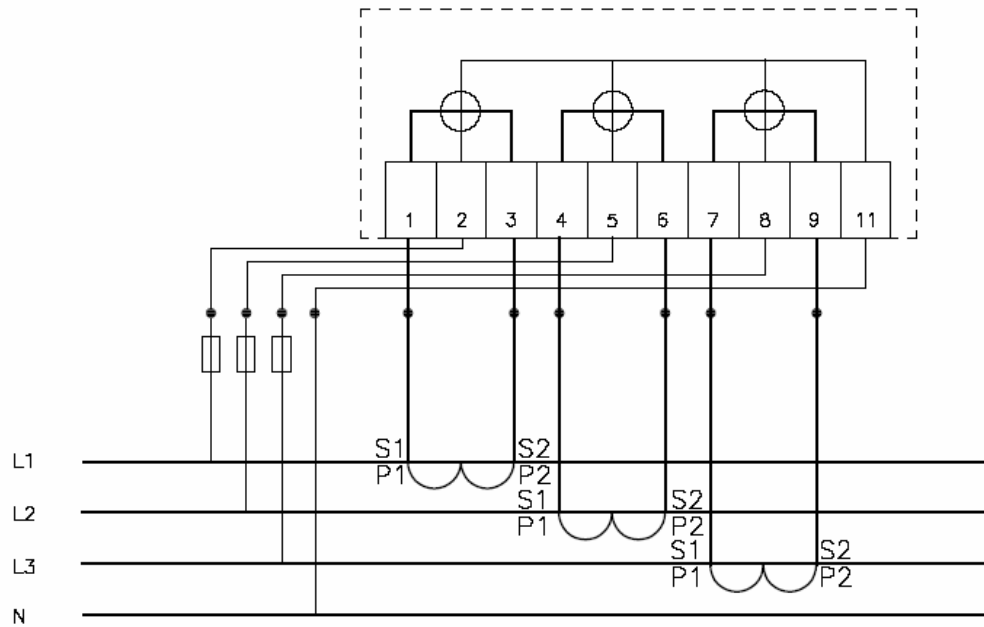
kompensoitavaksi verkkoyhtiön loistehon ilmaisosuuden ylittävän osuuden mitattujen arvojen tai laskennallisen tuloksen perusteella riippumatta käytettävästä verkkotariffista. Käytettävät kompensointilaitteet tulee asentaa pääkeskuksen välittömään läheisyyteen tai loistehon synty paikalle, eivätkä ne saa häiritä verkkoyhtiöiden verkkokäskylaitteita. Käytettäessä estokelapariistoja loistehon kompensointiin, estokelapariistot varustetaan erillisillä verkkokäskylaitteiden taajuudelle viritetyillä estopiireillä. /14/

4.3 Tyypillisiä mittauskytkentöjä

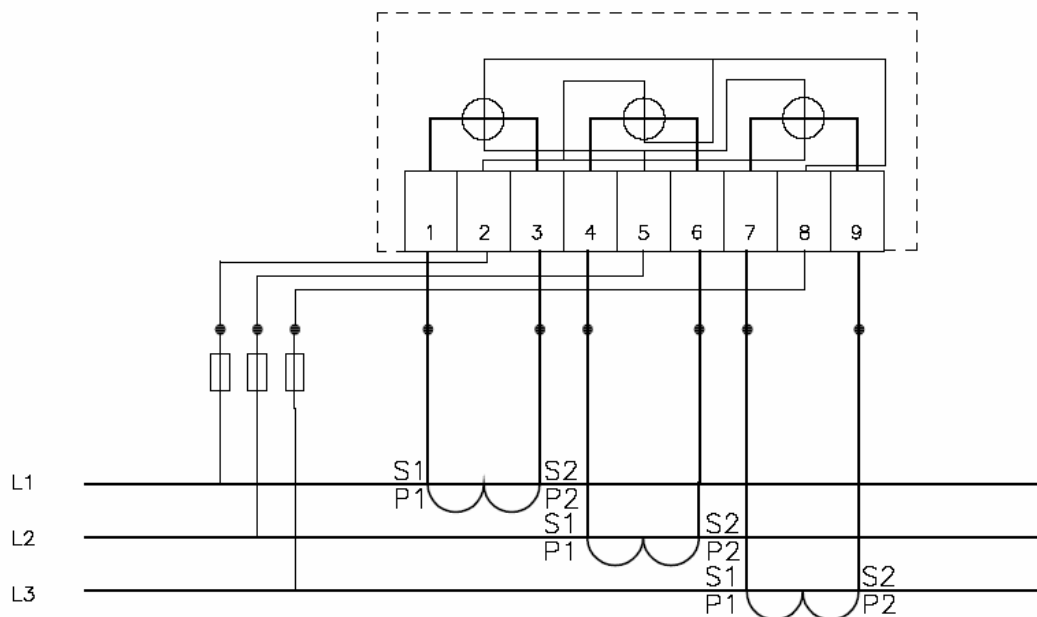
Kuvissa 2-4 on tyypillisiä sähköenergiamittareiden kytkentöjä, joista selviää mittariliittimien numerointi sekä jännite- ja virtapiirien kytkennät. /7/



Kuva 2 Kolmivaiheinen kolmikoneistoinen pätöenergiamittari (SFS 2537 kytkentä 4000) /7/



Kuva 3 Kolmivaiheinen kolmikoneistoinen pätöenergiamittari, virtamuuntajaliitäntä (SFS 2537 kytkentä 4010) /9/

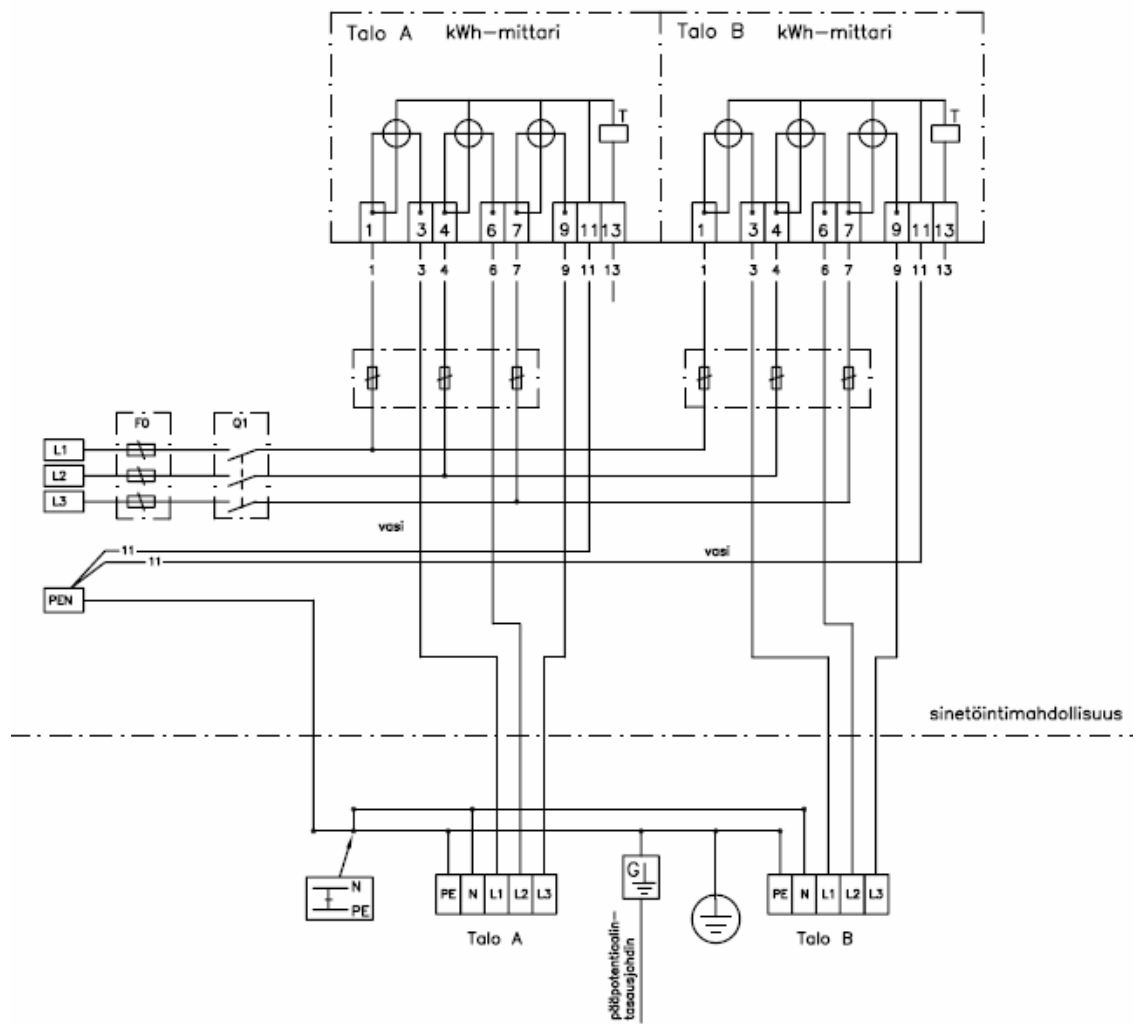


Kuva 4 Kolmivaiheinen kolmikoneistoinen loistehomittari, virtamuuntajaliitäntä (SFS 2537 kytkentä 7010) /9/

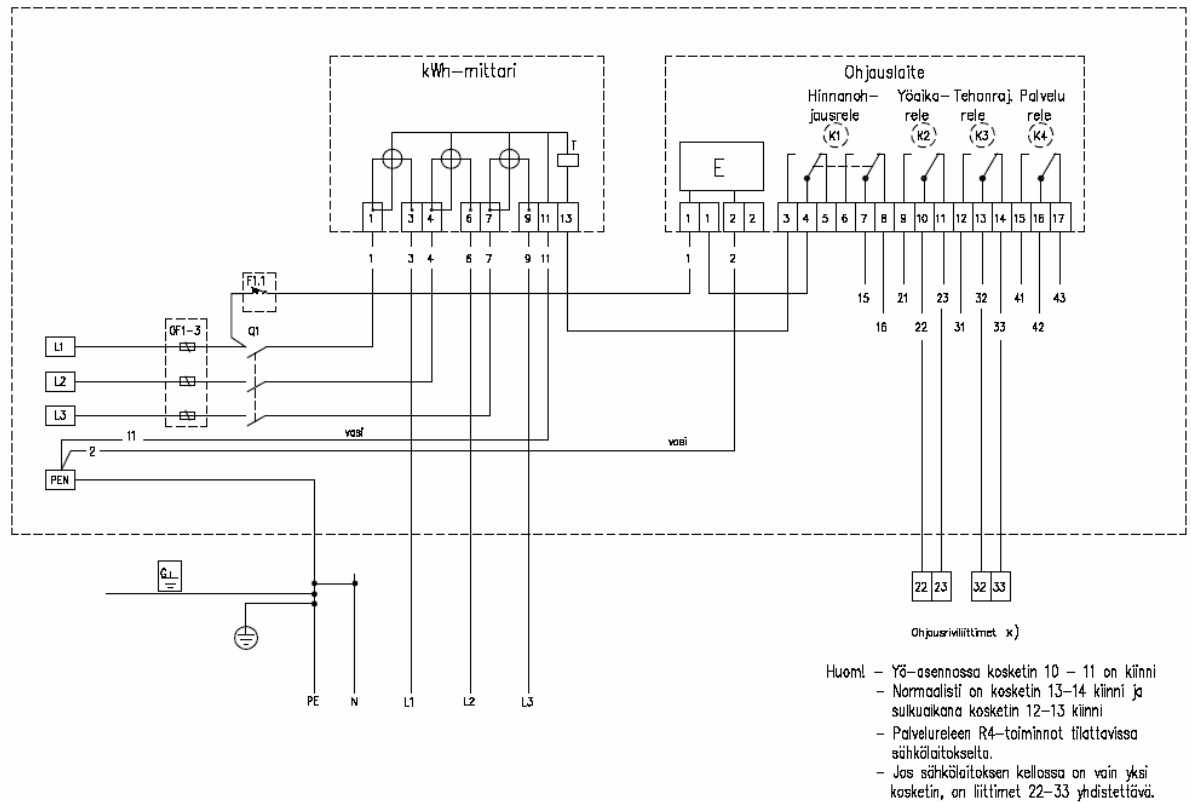
4.4 Sähköliittymän vaikutus mittauskytkentään

4.4.1 Suora mittaus

Suoraa sähkönmittausta käytetään mittaria edeltävän sulakkeen ollessa ≤ 63 A, jolloin mitattava virta kulkee suoraan kWh-mittarin kautta. /1/



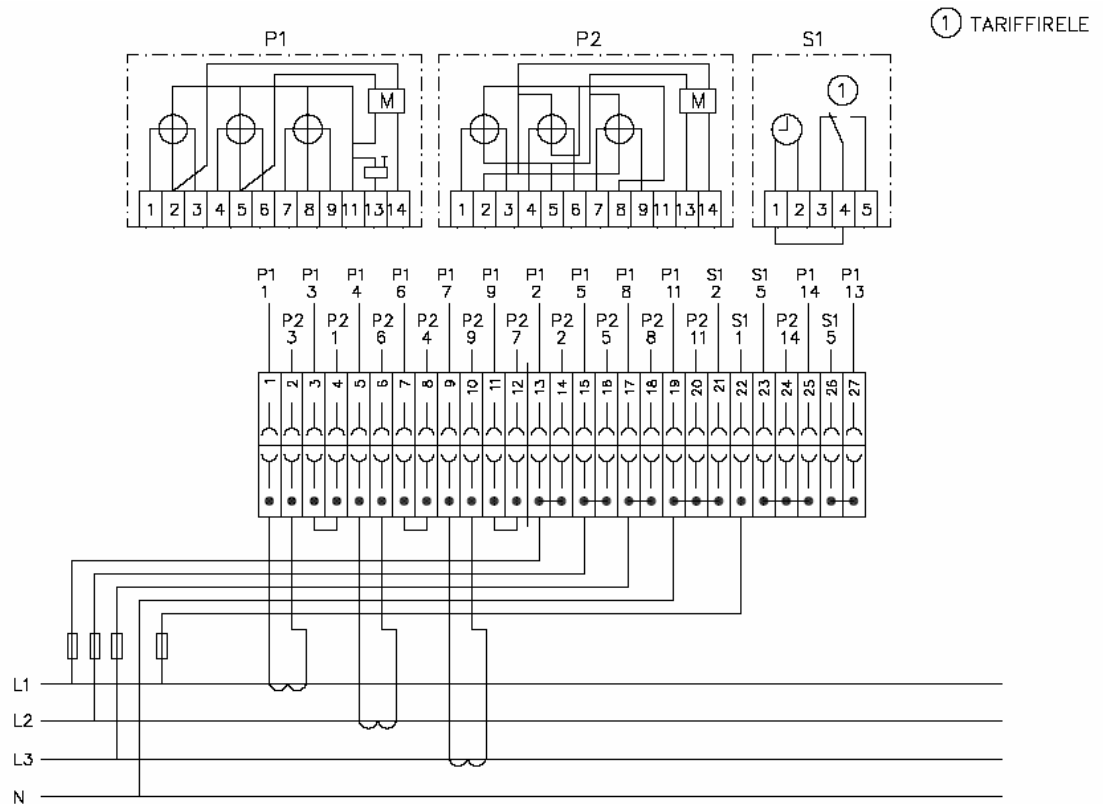
Kuva 5 Suora 1-tariffimittauskytkentä paritalokeskuksessa /8/



Kuva 6 Suora 2-tariffimittauskytkentä /22/

4.4.2 Epäsuora sähkömittaus

Epäsuorassa mittauksessa mittaria edeltävät sulakkeet ovat yli 63 A, jolloin tulee käyttää virtamuuntajia. Virtamuuntajien toisiokäämien nimellisvirta-arvoksi suositellaan Sähköenergialiitto Senerin mukaan käytettäväksi arvoa 5 A. Epäsuoran mittauksen jännitteen mittauspiirit tulee suojata 10 A ylivirtasuojilla.



Kuva 7 Pätö- ja loisenergian mittaus, virtamuuntajaliitântä, ulkoinen osa-aikahuipun mittauksen ohjaus ja kaksoistariffilaskulaite (SFS 3381) /8/

5 KIINTEISTÖJEN SÄHKÖENERGIAN MITTAUSTAVAT

Sähköenergian mittaustavat voidaan jakaa neljään eri luokkaan, joita käytetään erilaisiin kuluttajaa tai sähköyhtiötä palveleviin sovellutuksiin.

Yleismittaus

Yleismittausta käytetään mitattaessa sähkökäyttöä yksittäisestä kiinteistöstä tai käyttökohteesta yhdellä sähköenergiamittarilla. Käyttökohteita ovat omakotitalot, vapaa-ajan asunnot, teollisuuskiinteistöt ja muut vastaavat kohteet.

Sarjamittaus

Sarjamittausta käytetään palvelemaan mittauslaitteiston haltijan omia tarpeita ja se kytketään mittauskohteen yleis-, yhteis- tai rinnakkaismittauksen jälkeen.

Sarjamittauksesta käytetään myös puhekielessä nimitystä ”takamittaus”.

Mittaustapa on sallittu omaa sähkönkäytön tarkkailua varten mm. seuraavissa tapauksissa:

- omakotitalon alivuokralaisasunto
- omakotitalon toinen asunto, kun se on samaan ruokakuntaan lukeutuvan käytössä
- sähkölämmitteisen omakotitalon talouskäyttö silloin, kun halutaan eritellä taloussähkön osuus
- maatalouden tuotantorakennukset
- ammattiautoilijoiden, maansiirto- ja metsäkoneurakoitsijoiden autotallit, konesuojat ja huoltotilat
- yksityiset kauppakiinteistöt ja vastaavat yritykset, joissa liike- ja asuintilat ovat samassa rakennuksessa tai samalla tontilla
- kerros- ja rivitalojen autojen lämmityspistorasiat
- vanhustentalot eri asuntojen osalta
- koulu- ja laitoskiinteistöt talonmiehen asunnon osalta, mikäli rinnakkaismittauksen asennus aiheuttaa kohtuuttomia kustannuksia
- teollisuuslaitosten eri osastot, kun käytössä on sj- tai pj-tehosähkö ja kokonaiskulutus mitataan yhdellä mittauksella.

Erityisillä syillä perusteltuna voidaan sallia sarjamittauksen käyttö myös valtion ja kuntien sekä muiden yhteisöjen omistamissa vuokrakiinteistöissä.

Rinnakkaismittaus

Rinnakkaismittausta käytetään sähköyhtiön laskutuksen perustana kiinteistöissä, joissa eri huoneistojen tai niiden käyttökohteiden sähkönkäyttö mitataan erillisillä mittareilla.

Rinnakkaismittausta voidaan käyttää kohteissa, joissa on useita asiakkaita samassa kiinteistössä. Kohteita ovat mm.

- kerros- ja rivitalot
- liiketilat, joissa on useita sähkönkäyttäjiä
- koulut, oppilaitokset, julkiset rakennukset jne. sekä näihin liittyvät asunnot tai erilliset asuinrakennukset
- paritalot, joissa kaksi omakotitaloa on rakennettu yhdeksi kokonaisuudeksi
- muut kiinteistöt, joissa on useampia mitattavia ja suoraan laskutettavia kohteita.

Yhteismittaus

Yhteismittauksella mitataan kiinteistön eri osien tai niiden käyttökohteiden koko sähkönkäyttö yhdellä mittarilla. /5/

6 MITTAUSKESKUS

Mittauskeskuksia valmistetaan hyvin erityyppisiin tarpeisiin ja asennuskohteisiin sijoitettavaksi, jolloin niiden rakenne ja tarvittavat komponentit poikkeavat toisistaan. Rakenteellisiin eroavaisuuksiin voidaan katsoa lukeutuvan keskuksen kotelointiluokitus, rakenteesta johtuva asennustapa, keskuksen koko sekä käyttökohteen ja -tarkoituksen mukaan tarvittava komponenttien määrä. Sähköisiltä ominaisuuksiltaan mittauskeskukset eroavat toisistaan mm. nimellisvirran, pääsulakekoon, ohjauskytkentöjen, luennan toteutuksen sekä näihin liittyvien komponenttien osalta.

Keskusvalmistajilta on saatavilla lukuisia erilaisia ns. vakiokeskuksia, joissa käytetään vakiintuneita hinnan- ja lämmityksen ohjauskytkentöjä. Koska yksilöllisiä tarpeita esiintyy myös mittauskeskuksissa, keskusvalmistajat rakentavat asiakkailleen keskuksia myös mittatilaustyönä.

Karkeasti mittauskeskukset voidaan luokitella yksi- ja monimittarikeskuksiin, joista on saatavilla sekä kuivan- ja kostean tilan vaatimukset täyttäviä ratkaisuja. Mittauskeskuksia on mahdollista asentaa kiinteistön seinäpinnalle joko pinta- tai uppoasennuksena, jalustalliset keskukset voidaan asentaa suoraan maaperään tai ns. tonttikeskukset voidaan asentaa suoraan jakeluverkonhaltijan pylvääseen.

Vakiokeskuksia on saatavilla kaikilta tunnetuilta keskusvalmistajilta ja ne voidaan luokitella käyttötarkoituksen mukaan:

- omakotitalon ja vapaa-ajan asunnon keskukset
- pari- ja kerrostalokeskukset
- maatilakeskukset
- aluevalaistuskeskukset
- työmaakeskukset.

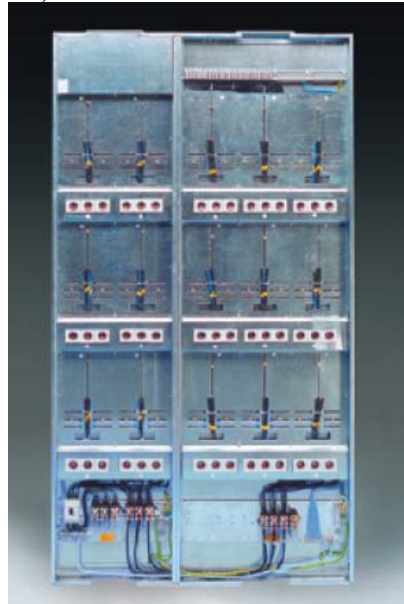
Mittauskeskukset toimivat usein pääkeskuksena ja tyypillisesti vapaa-ajan asunnoissa koko kiinteistön sähkönsyöttö tapahtuu mittauskeskuksesta. Tulevaisuuden mahdollisen laajentamisen kannalta on järkevää valita sellainen keskus, johon asennuksen valmistuttua jää riittävästi tilaa uusille ryhmille tai jota voidaan tarpeen vaatiessa laajentaa riittävästi varokkeilla. Liitteissä 1 – 4 esitetään Ensto ESAV 165-42E-A vakiokeskuksen pääkaavio, kokoonpanokuva, piirikaavio sekä asennusohje.

6.1 Vakiomittauskeskusten rakenteita

a)



b)



c)



d)



Kuva 8

a) Jalallinen Esteri-ulkomittauskeskus, Ensto /8/

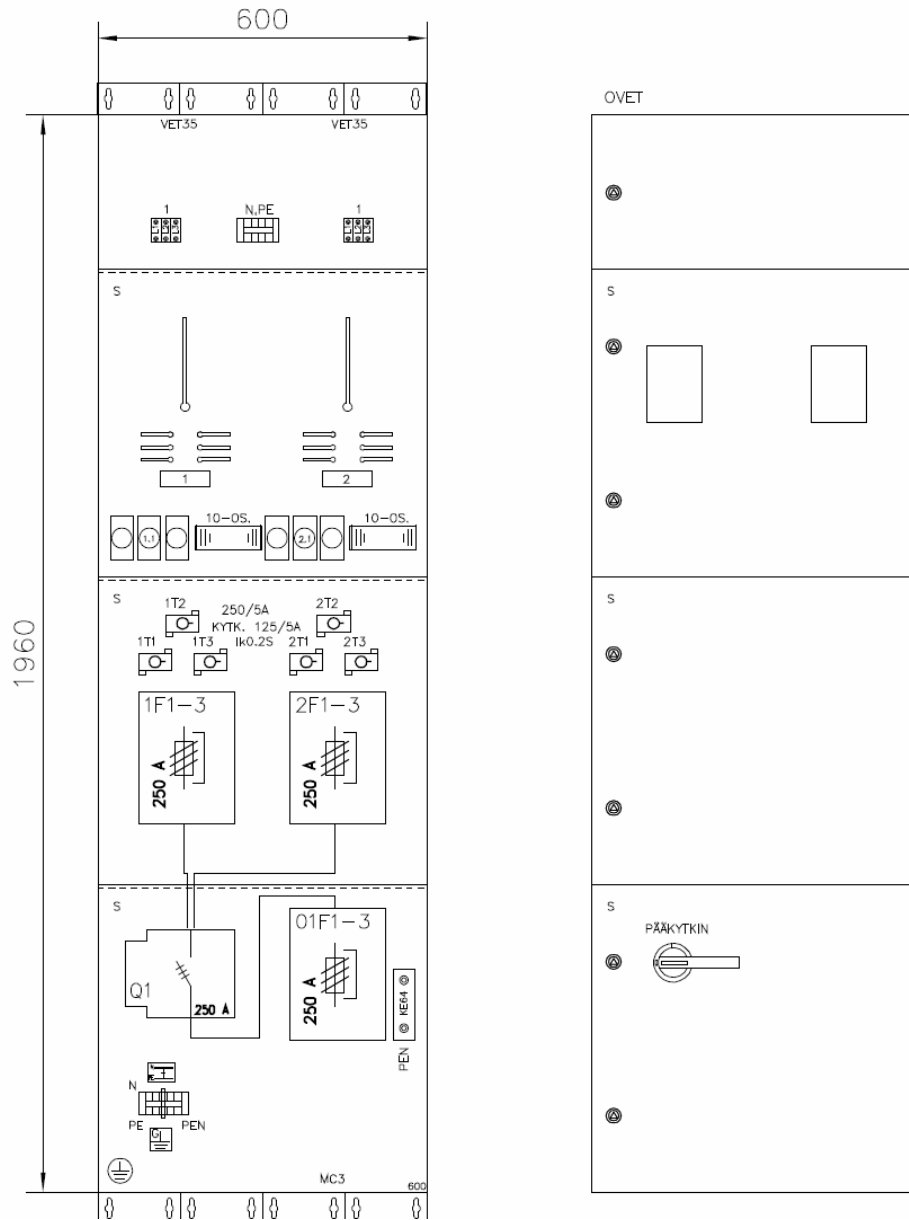
b) Mira-monimittarikeskus, Ensto /8/

c) Norelco NUMU-ulkomittauskeskus /23/

d) Waltteri 2-tariffimittauskeskus, Ensto /8/

6.2 Keskusvalmistajan mittatilaustyönä rakentama pääkeskus

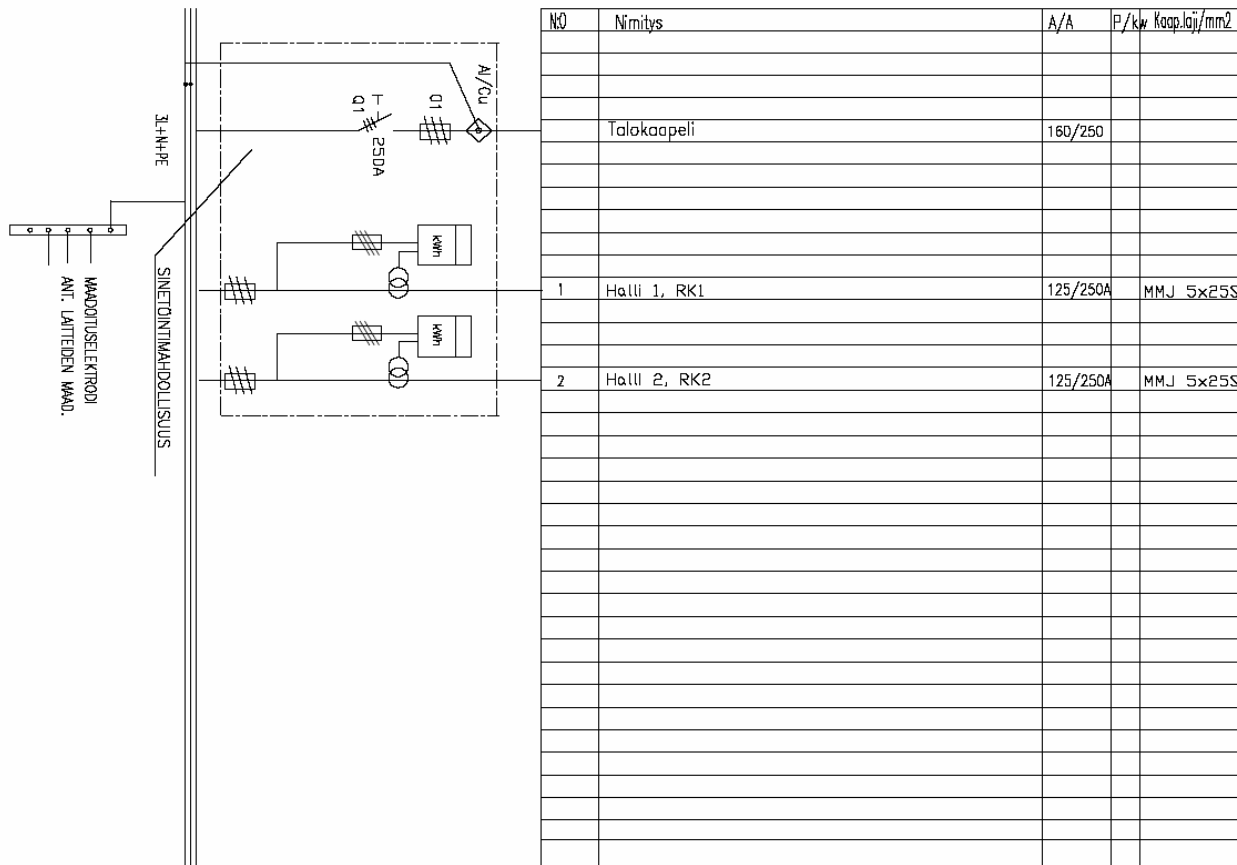
Kuvassa 12 on Kuopion Kojeisto Oy:n mittatilaustyönä rakentama pääkeskus ja taulukossa 1 eritellään keskuksen asennetut komponentit. Mittauskeskuksessa on kaksi mittarialustaa, joihin asennetaan MT40-mittapäätteet sekä Landis&Gyr GSM-modeemit. Keskuksen noususulakkeiden koko on 125A, jolloin kWh-mittarit tarvitsevat mittamuuntajat virtakäämeihin. Pääkytkimenä toimii kytkinvaroke. Kiinteistössä tarvitaan kaksi erillistä kWh-mittaria, koska pääkeskus syöttää kahta ryhmäkeskusta (RK1 ja RK2) ja molemmilla ryhmäkeskuksilla on oma sähkömittaus.



Kuva 9 Pääkeskus, KN-Palvelu Oy (Valmistaja Kuopion Kojeisto Oy)

Taulukko 1 Keskusvalmistajan tekemä pääkeskuksen kojeluettelo

Koje-tunnus	Kpl	Laji	Nimitys	Valmistaja	Huomio
01F1-3	1	OFAX 1P3	Kahvavarokealusta	ABB	
Q1	1	OT250M03M1P	Kuormankytkin	ABB	
1F1-3	1	OFAX 1P3	Kahvavarokealusta	ABB	
1T1	1	MAK62/30 250/5A Ik0.2S	Virtamuuntaja	GANZ	KYTK. 125/5A
1T2	1	MAK62/30 250/5A Ik0.2S	Virtamuuntaja	GANZ	KYTK. 125/5A
1T3	1	MAK62/30 250/5A Ik0.2S	Virtamuuntaja	GANZ	KYTK. 125/5A
2F1-3	1	OFAX 1P3	Kahvavarokealusta	ABB	
2T1	1	MAK62/30 250/5A Ik0.2S	Virtamuuntaja	GANZ	KYTK. 125/5A
2T2	1	MAK62/30 250/5A Ik0.2S	Virtamuuntaja	GANZ	KYTK. 125/5A
2T3	1	MAK62/30 250/5A Ik0.2S	Virtamuuntaja	GANZ	KYTK. 125/5A



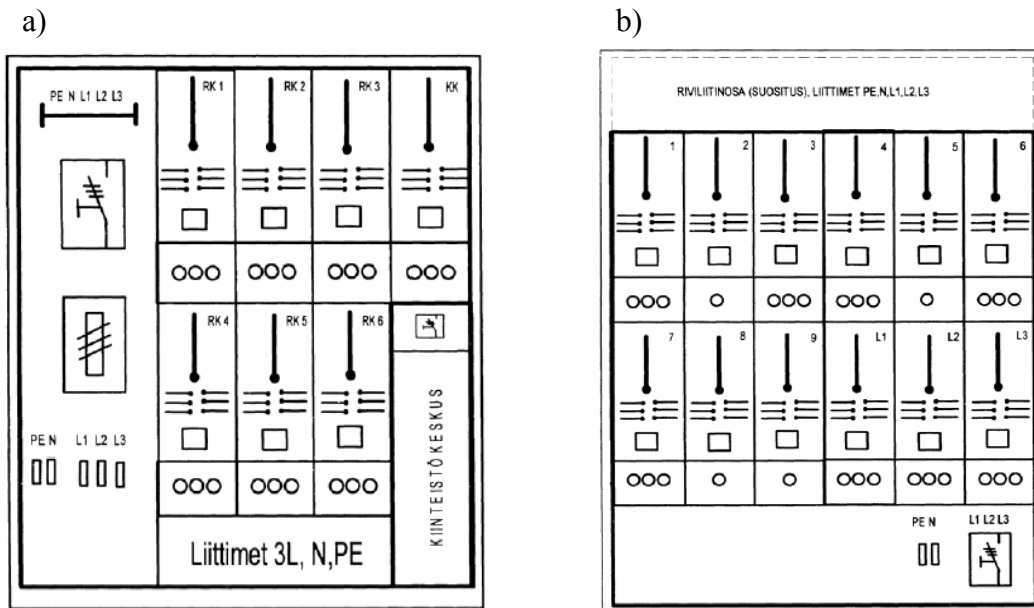
Kuva 10 Pääkeskuksen keskuskaavio, KN-Palvelu Oy

6.3 Mittarialustat

Mittauskeskuksissa käytetään mittarialustoina standardin SFS 2529 mukaisia M2-mittarialustoja, joita tarvitaan yleensä seuraavasti:

- Tehomittauksissa 2 x M2
- 1 ja 2-aikamittauksissa 1 x M2
- Tariffinohjauslaite 1 x M2

Mittariristikon keskikohdan tulee mittarialustan asennuksessa sijoittua 80 – 180 cm korkeudelle hoitotasosta, tehomittauksissa vastaava korkeus on 100 – 170 cm. Epäsuorana tapahtuvissa teollisuuden ja elinkeinotoiminnan alan sähkömittauksissa sekä kohteissa, joissa pääsulake on yli 100 A tariffista riippumatta, suositellaan käytettäväksi 2 x M2-mittarialustoja. Mittarialustat varustetaan monimittarikeskuksissa sekä huoneiston ryhmä-taulussa huoneiston tai ryhmäkeskuksen numerolla ennen kWh-mittarin asennusta. Merkinnät tehdään joko maalaamalla tai kilvillä. Numerointi tapahtuu juoksevana ja se aloitetaan vasemmasta ylä-kulmasta riveittäin, tunnus merkitään mittarialustan oikeaan yläkulmaan. Mittarialusta ja ryhmäkeskus merkitään samannumeroisella tunnuksella, ryhmäkeskuksen merkintänä käytetään RK-tunnusta. Ryhmäkeskusten numerointi tulisi suorittaa samassa järjestyksessä kuin katunumerot suurenevat ja tontilla kadusta poispäin. RK-tunnuksena kerrostaloissa käytetään asuntoa vastaava numeroa ja liiketiloissa kerroksittain tunnusta RK, esimerkiksi RK 1.1. Rivi- tai paritalojen kohdalla käytetään RK-tunnusta juoksevassa numerojärjestyksessä. /15/



Kuva 11 a) Rivi- ja pientaloalueen ryhmäkeskusten tunnukset sekä b)kerrostalon monimittarikeskuksen merkinnät./15/

6.4 Mittaritilan kotelointi

Mittaritilojen kotelointiin käytetään aina standardin mukaisia kotelointeja. Tehomittauksissa kotelot tulee varustaa luentaikkunalla ja kannen pitää olla sinetöitävissä. Mittarikotelo täytyy saada avattua ilman työkaluja sekä kotelon kannet tulee olla saranoitu. Mittarikoteloon tuodaan 16 mm² Cu-suojajohdin, joka kytketään kiinteistön maadoituskiskoon. /15/

6.5 Sinetöinti

Kuluttajalle mittaamatonta sähköä sisältävät keskuksat tai niihin liittyvät laitteet on varustettava luotettavalla sinetöinnillä. Tällaisiin tiloihin ei ole sallittua tehdä kuluttaja-asennuksia, kuten PE- ja N-kiskojen yhdistyksiä. Keskuksen muihin osiin tehtäviä johdotuksia ei myöskään suositella vietäväksi sinetöityjen keskuksien kautta. Sinetöitäviä keskuksia ja laitteita ovat mm.

- kWh- ja kVar-mittarien kannet
- ohjauslaitteet
- mittamuuntajien kotelot
- mittausriviliittimien kotelot
- jännitevarokkeiden kotelot tai yhtenäinen kansi
- ohjausvaroke
- liittymisjohdon liitinkotelo, päävarokekotelo ja pääkytkinkotelo.

Pääsulakkeiden sinetöiminen tulee tehdä erillisellä lisäkannella, josta voidaan havaita sulakkeen palaminen. Sulakekansissa olevien reikien avulla suoritettava sinetöinti ei ole sallittua. Jakelunverkonhaltijalle on aina tehtävä ilmoitus purettaessa mittauskeskuksen sinetöinti. /12;15/

7 MITTAUSKESKUKSEN SIJOITUS JA ASENNUS

Mittauskeskuksen asennuspaikan tulisi olla kuiva, pölytön ja lämmitetty tila, varsinkin jos keskukseen asennetaan tariffinohjauslaitteita tai muita vastaavia komponentteja. Tärinä, magneettikentät ja syövyttävät kaasut voivat osaltaan häiritä myös mittauksia.

Mittauskeskus tulisi sijoittaa paikkaan, jonne sähköyhtiön edustajalla on mahdollisuus päästä normaalina työaikana, yleensä joko pääkeskushuoneeseen tai pääkeskuskomeroon. Pientaloissa mittauskeskus voidaan sijoittaa ulkoa kuljettavaan tekniseen tilaan, jos sisäänpääsy järjestetään verkkoyhtiön sarja-avaimella. Avain sijoitetaan verkonhaltijan lukolla varustettuun avainsäiliöön ulko-oven läheisyyteen. Toinen mahdollisuus lukituksen järjestämiseen on käyttää kaksoispesälukkoa. Ulos asennettavat keskukset on mahdollista sijoittaa pää- tai apurakennuksen seinäpinnalle sekä ns. tonttikeskukset asennetaan tontin sisääntuloreitin varrelle tai välittömään läheisyyteen. /11;14/

7.1 Sähkökeskustilat

Keskukset tarvitsevat riittävästi tilaa, jotta niiden turvallisen käytön ja kunnossapidon edellytykset täyttyisivät. Nimellisvirraltaan yli 63 A keskusten huoltotilan ehdoton vaatimus on 0,8m leveä ja 2,0 m korkea vapaa tila. Kuitenkin kaikille alle 63 A keskuksillekin suositellaan edellä mainitun kokoista huoltotilaa.

Keskusten käyttö, huolto ja tarkastukset tulee voida tehdä jälkeenpäin purkamatta koteloinnin rakenteita sekä keskuksien kansien ja ovien avaamisen tulee onnistua helposti. Sähkötilojen valaistuksen syöttö tulisi toteuttaa mahdollisuuksien mukaan ennen pääkytkintä, tällöin pääkytkimen viereen tulee asentaa varoitus pääkytkimen avaamisen jälkeen jännitteiseksi jäävästä virtapiiristä. Riittävä ilmanvaihto on perusedellytyksenä sähkökeskustiloille tarvittavan jäähdytyksen aikaansaamiseksi. /11/

Mittauskomerot

Asennettaessa kWh-mittari mittauskomeroon, tulee ottaa huomioon mittauslaitteiden vaatima tila, joka on yleensä korkeintaan 140 mm asennustasosta ja keskusrakenteen korkeus 100 mm asennustasosta. Monimittarikomeron syvyyden tulisi olla 250 – 400mm. Nykyiset staattiset kWh-mittarit ovat vain noin 70 mm syviä, jolloin komeron syvyys tulee huomattavasti pienemmäksi. /11/

Taulukko 2 Keskitetyn mittauksen mittarikeskuskomeron vähimmäismitat

Komeron leveys mm	Energiamittarin alustoja maks.	
	Mittarialusta M1/kpl	Mittarialusta M2/kpl
600	12	6
900	20	12
1200	28	15
1500	36	21

M2-mittarialustojen vaatima mitoitus on suositeltavin jakokeskushuoneeseen sijoitettavien mittarikeskusten tilantarpeen määrittämisessä. /20/

7.2 Mittauskeskusten asentaminen

Keskusten asentamisessa tulee ottaa huomioon käyttölaitteiden oikea korkeus, joka on 0,4 – 2,0 m korkeudella lattiatasosta. Poikkeuksen tähän tekevät asuntojen sisällä sijaitsevat keskuksat, joissa laitteet voivat sijaita 2,4 m korkeudella lattiasta. Kuitenkin asennuskorkeuden on oltava vähintään 1,7 m, jos keskus on lukitsemattomana lasten kosketeltavissa. Keskuksien ylä- ja alapuolelle tulee varata riittävästi tilaa. Kaapeleiden pienimmät taivutussäteet tulee ottaa myös huomioon kiinnityskorkeutta määritettäessä. Keskuksat kannattaa usein nostaa asennusalusta irti koolausrimojen tai asennuskiskojen avulla, jolloin kaapelointi voidaan tuoda keskuksen takaa. Tällöin tulee kuitenkin huolehtia IP-luokituksen säilymisestä riittävänä.

Keskusten kiinnityksen tulee tapahtua palamattomasta rakennustarvikkeesta olevalle suoralle alustalle. Jos rakenteet eivät ole palamatonta materiaalia tai A-luokan rakennusosia, tulee keskuksessa olla yhtenäinen takaseinä tai asennusalustan ja keskuksen väliin on sijoitettava erillinen palamatonta ainetta oleva levy./12;25/

8 MITTAUSKESKUKSEN KOMPONENTTEJA

8.1 Pääsulakkeet

Mittauskeskusten pääsulakkeiden koko vaikuttaa suoraan sähköliittymän liittymismaksun suuruuteen. Pääsulakkeina käytetään yleisesti tulppasulakkeita 63 A nimellisvirtaan saakka ja keskuksen nimellisvirran ylittäessä 63 A siirrytään kahvasulakkeisiin. Jakeluverkkoyhtiöt voivat hyväksyä pääsulakkeiksi johdonsuoja-automaatit, jos kiinteistön käyttö on muuta kuin asumis- tai teollisuuskäyttöä. Päävarokekotelossa on oltava mahdollisuus sinetöintiin. Pääsulakkeiden koon vaihdosta on aina ilmoitettava jakeluverkkoyhtiölle.

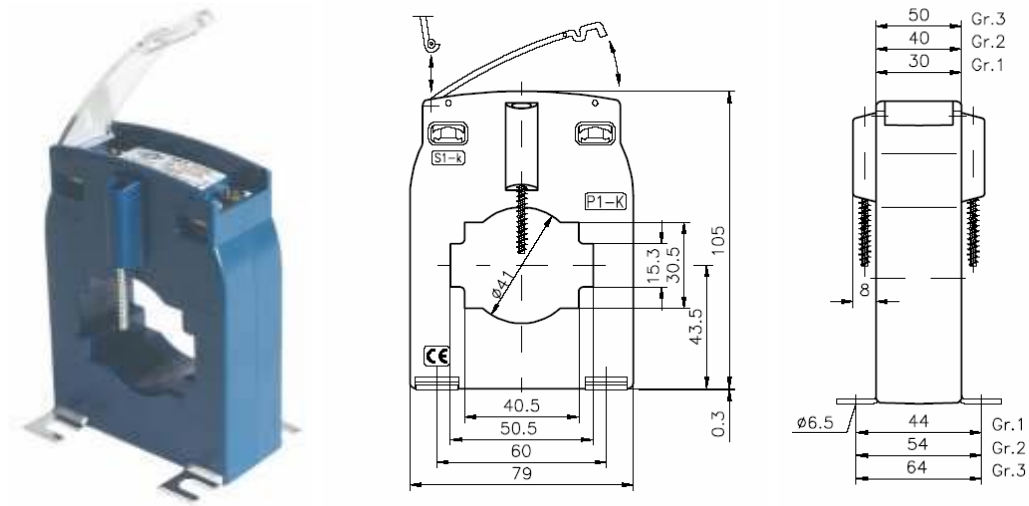


Kuva 12 25A:n pääsulakkeet ja päävarokekotelo

Sähköliittymän pääsulakkeet voidaan mitoittaa pääsulakkeiden suojaamissa virtapiireissä esiintyvän pienimmän yksivaiheisen oikosulkuvirran perusteella. /13;14/

8.2 Virtamuuntajat

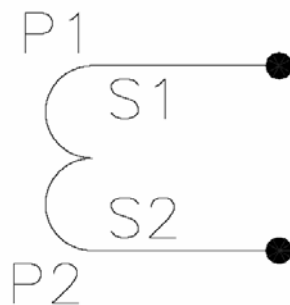
Virtamuuntajia tarvitaan kWh-mittauksissa keskuksen nimellisvirran ollessa ≥ 63 A. Muuntajien ensiökäämit kytketään sarjaan vaihejohtimien kanssa, energian kulkusuunta on P1-navasta P2-napaan. Jokainen mittauksen alainen vaihejohdin varustetaan omalla virtamuuntajalla.



Kuva 13 Ritz KS 79-05 virtamuuntaja /45/

8.2.1 Virtamuuntajien merkinnät

Ensiön merkintöinä virtamuuntajissa käytetään tunnuksia P1 ja P2 (Primary). Toisio-
merkinnät ovat vastaavasti S1 ja S2 (Secondary). Pienjännitteellä tapahtuvassa
sähkömittauksessa virtamuuntajien tarkkuusvaatimuksena on tarkkuusluokka 0,2S./6;9/



Kuva 14 Yksisydäminen ja yksivirtainen virtamuuntaja

Virtamuuntajia valmistetaan monille standardisoiduille nimellisarvoille, joista
mittauskäyttöön suositeltavimmat arvot ovat 10, 15, 20, 30, 50 ja 75 A sekä näiden
kymmenkerrannaiset arvot (esimerkiksi 30, 300 ja 3000 A). Toisiovirran

standardoituja nimellisarvoja ovat 1 A, 2 A ja 5 A. Sener suosittelee sähköenergian mittauskäytössä 5 A arvoa./9;10/

Virtamuuntajan toisiopuoleen voidaan liittää ainoastaan valmistajan määräämä kuormitus eli taakka. Kuormitusimpedanssi Z_{2n} on suurin mitoitustaakka, jolla kyseisessä tarkkuusluokassa voidaan virtamuuntajaa kuormittaa. Mitoitustaakka ilmoitetaan mittamuuntajan näennäistehona (VA), ja sitä merkitään symbolilla S_n .

$$S_n = (I_{sn})^2 \cdot Z_{2n}, \text{ jossa} \quad (1)$$

I_{sn} = mitoitustoisiovirta
 Z_{2n} = suurin kuormitusimpedanssi

Virtamuuntajat noudattavat yleistä muuntajien muuntosuhdetta

$$\mu = I_1 / I_2 = N_2 / N_1, \text{ jossa} \quad (2)$$

I_1 = muuntajan ensiövirta
 I_2 = muuntajan toisiovirta
 N_2 = toisiokäämin kierrosten lukumäärä
 N_1 = ensiökäämin kierrosten lukumäärä

Rautahäviöiden takia kuormitetun virtamuuntajan todellinen muuntosuhde poikkeaa jonkin verran mitoitusmuuntosuhteesta. Virtamuuntajan tarkkuusluokat määritetäänkin suurimpien sallittujen virta- eli muuntosuhdevirheen ja kulma- eli virtavirheiden mukaan. Virtavirhe F_i voidaan laskea seuraavasti

$$F_i = \frac{K_n \cdot I_s - I_p}{I_p} \cdot 100\%, \text{ jossa} \quad (3)$$

K_n = mitoitusmuuntosuhde = I_{pn} / I_{sn}
 I_s = toisiovirta
 I_p = ensiövirta
 I_{pn} = mitoitus ensiövirta
 I_{sn} = mitoitus toisiovirta

Kulmavirhe on ensiö- ja toisiovirran välinen vaihesiirto. Se ilmoitetaan yleensä kulmaminuutteina. Kulma on positiivinen, jos toisiovirta on edellä ensiövirtaa. /9;10;25/

8.2.2 Virtamuuntajien mitoitus

Mittari ja johdotus aiheuttavat aina pienen kuormituksen virtamuuntajalle, kuormitus on tyypillisesti välillä (1...2,5 VA). Virtamuuntajan näkemän kuorman tulee olla alueella (0,25...1,0) kertaa virtamuuntajan nimelliskuormitus. Käytännössä pienin mahdollinen nimellistaakka on $0,25 \cdot 2,5 \text{ VA} = 0,625 \text{ VA}$, tämä kuorma löytyy aina kaikista mittauksista. Virtamuuntajat voidaan mitoittaa taulukon 4 mukaisesti, ottaen kuitenkin huomioon taulukon olevan vain yksi esimerkki virtamuuntajien mitoituksesta.

Taulukko 4 Virtamuuntajien mitoitus pienjännitteellä

Mittauksen etusulake	Muunto-suhde-vaihtoehdot	Ensiö-lävis-tykset	Kytetty muunto-suhde	Virtamuuntajan nimellistaakka S_n , kun virtamuuntajien ja mittarin välinen etäisyys on $<3\text{m}^{1)}$	Tarkkuus-luokka
A	A/A		A/A	VA	
3x63 ²⁾ tai 3x80	75/5 150/5 300/5	1 2 4	75/5 75/5 75/5	5	0.2S
3x100	100/5 200/5 300/5	1 2 3	100/5 100/5 100/5	5	0.2S
3x125	125/5 250/5	1 2	125/5 125/5	5	0.2S
3x160	150/5 300/5	1 2	150/5 150/5	5	0.2S
3x200	200/5 400/5	1 2	200/5 200/5	5	0.2S
3x250	250/5	1	250/5	5	0.2S
3x320	300/5	1	300/5	5	0.2S
3x400	400/5	1	400/5	5	0.2S
3x480	500/5	1	500/5	5	0.2S
3x600	600/5	1	600/5	5	0.2S

- 1) Etäisyyden ollessa yli 3 m, mitoitus selvitetään tapauskohtaisesti
- 2) Keskuksen nimellisvirta on suurempi kuin 63A /16/

Koska mittauskeskusta rakennettaessa sulakkeen koko on yleensä jo tiedossa, taulukossa 4 virtamuuntajat on valittu muuntajaa edeltävän sulakkeen mukaan. Mitattavan virran tulee kuitenkin olla alueella 0,2...1,2 kertaa muuntosuhteen ensiövirta.

Taulukon 4 mukaisesti virtamuuntajan muunnettu muuntosuhde voidaan laskea jakamalla muuntajan arvokilpeen leimattu ensiövirta toisiovirralla, sekä johdinaukosta läpimenevien johtimien lukumäärällä. /9;15;16/

8.2.3 Virtamuuntajan näkemän taakan muutos kWh-mittarin vaihdon yhteydessä

Mittareiden vanhentumisen myötä vaihdetaan usein induktiomittareita staattisiin mittareihin. Staattisten mittareiden taakat ovat huomattavasti induktiomittareiden taakkoja pienemmät ja tämän vuoksi virtamuuntajien tarvitseman nimellistaakan riittävyys pitää varmistaa. Väärän kokoinen nimellistaakka vääristää kWh-mittausta. Seuraavassa esimerkissä käydään läpi virtamuuntajan taakan kasvattaminen lisäämällä kuparijohtimen pituutta virtamuuntajan ja mittarin välille.

Vanhan virtamuuntajan leimausarvot ovat 200/5A ja nimellistaakka 5 VA. Mittausjohtimet ovat kuparia ja niiden poikkipinta on $2,5 \text{ mm}^2$. Vaihdettaessa perinteinen induktiomittari uudempaan staattiseen kWh-mittariin, huomataan staattisen mittarin taakan olevan $1 / 50$ – osaa induktiomittarin taakasta. Vaihtoehtoina on mittamuuntajien vaihtaminen nimellistaakaltaan pienemmiksi tai taakan kasvattaminen kWh-mittarin ja virtamuuntajan välisellä johdotuksella, jotta virtamuuntajan nimellistaakan arvoksi saadaan vähintään $0,25 \cdot 5 \text{ VA} = 1,25 \text{ VA}$.

Taulukko 5 Virtamuuntajan näkemän taakan arvoja

	1. Induktio mittari + johtoa 2 x 2,5 m	2. Staattinen mittari + johtoa 2 x 2,5 m	3. Staattinen mittari + johtoa 2 x 3,4 m
Mittarin taakka	0,500 VA	0,010 VA	0,010 VA
Liitokset	0,075 VA	0,075 VA	0,075 VA
Johdon (erilliset, $2,5 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$) taakka	0,875 VA	0,875 VA	1,190 VA
Taakka yhteensä	1,450 VA	0,960 VA	1,275 VA
Taakka % virtamuuntajan nimellistaakasta	29 %	19 %	25,5 %
Onko sallituissa rajoissa (25 - 100 %)	Kelpaa	Ei kelpaa	Kelpaa

Taulukon 5 mukaisesti induktiomittarin oma taakka (0,500 VA), liitosten taakka (0,075 VA) ja 5 m kuparijohdon taakka (0,875 VA) on yhteensä (1,450 VA), joka on 29 % virtamuuntajan nimellistaakasta. Vaihdettaessa staattinen mittari suoraan induktiomittarin tilalle, liitosten ja johdon taakkojen säilyessä samoina, taakaksi saadaan (0,960 VA). Vaadittu 25 % nimellistaakan ehto ei täyty. Tarvittava johtimen taakka, jolla saavutetaan 25,5 % nimellistaakka on (1,190 VA).

Kuparijohtimen pituus l voidaan ratkaista johtimen taakan S kaavasta

$$S = I_{SN}^2 \cdot \rho \cdot \frac{l}{A} = , \text{ joka voidaan muuttaa muotoon} \quad (4)$$

$$l = \frac{S}{\frac{I_{SN}^2 \cdot \rho}{A}} = \frac{1,190VA}{\frac{5A^2 \cdot 0,0175\Omega / mm^2 / m}{2,5mm^2}} = 6,8m , \text{ jossa} \quad (5)$$

S = Johtimen taakka (VA)

I_{SN} = Nimellistoisiovirta (A)

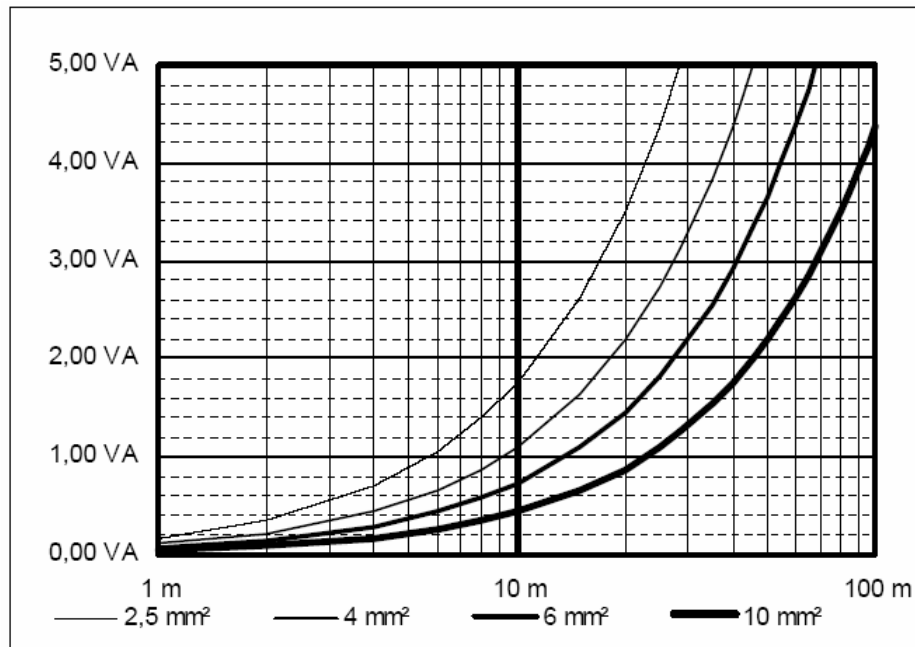
ρ = Johtimen ominaisvastus ($\Omega / mm^2/m$), joka kuparilla on $0,0175 \Omega / mm^2/m$

l = Johtimen pituus (m)

A = Johtimen poikkipinta (mm^2)

Pituudella 6,8 m tarkoitetaan edestakaista pituutta virtamuuntajalta mittarille eli pituutta $2 \cdot 3,4$ m.

Vaihtoehtoisesti taakkaa lisäävän johtimen karkea pituus voidaan ratkaista kaaviosta 1. Kaaviosta saatavat tulokset poikkeavat edellä käsitellyistä laskennallisista tuloksista johdon pituuden suhteen hieman alaspäin.



Kaavio 1 Kuparijohdon taakka 5 A nimellistoisiovirtapiirissä eri johdinpoikkipinnoilla. Jos virtamuuntajilla on yhteinen paluujohdin, kaaviosta esitetty etäisyys on vain toiseen suuntaan./7/

Kuormitukseltaan suurempien virtamuuntajien käyttö on sallittu, mikäli voidaan osoittaa sen pysyvän mittaavalla virta-alueella luokassaan. Virtamuuntajien muuntosuhde määritellään mittaavan kohteen näennäistehon perusteella.

Virtamuuntajaksi valitaan laskettua arvoa lähinnä oleva nimellisarvo. Mikäli tehon kasvu on lähiaikoina odotettavissa, valitaan muuntajaksi nimellisarvoltaan suurempi reikävirtamuuntaja ja muuntosuhde muutetaan ensiöpuolen johdinkierroksia lisäämällä.
/7;15/

8.3 Mittausjohtimet ja riviliittimet

Sähköenergiamittarin mittausjohtimien tulee poikkipinnaltaan olla vähintään $2,5 \text{ mm}^2$, kuitenkin käytettäessä paksumpia mittausjohtimia tulee ottaa huomioon johtimien poikkipinnan kasvaessa pienentyvä virtamuuntajan taakka. Epäsuorissa mittauksissa virtapiireihin tulee asentaa katkaistavat pistokehylylliset riviliittimet, jotka sijoitetaan mahdollisimman lähelle virtamuuntajia ja mittareita. Riviliittimet on asennettava sinetöitävään tilaan tai vaihtoehtoisesti riviliittimissä pitää olla mahdollisuus sinetöintiin. Muita huomioon otettavia asioita ovat: /7/

- epäsuoran mittauksen johdotuksessa tulee aina käyttää ruuvikiristeisiä riviliittimiä
 - riviliittimissä ei saa olla jousivoimalla toimivia osia
 - mittamuuntajien puolelta riviliittimien on oltava rinnan kytkettävissä
 - riviliittimien tulo- ja lähtöpuolelle on varattava työtilaa vähintään 50 mm
 - riviliittimet asennetaan vaakasuoraan ja numeroidaan kytkentäkaavioiden mukaisesti vasemmalta oikealle juoksevilla numeroilla 1...n.
 - mittamuuntajien laji valitaan asennustilaa koskevien vaatimusten mukaisesti ja mikäli ne ovat alttiina oikosulkuvirtojen ja magneettikenttien vaikutukselle, jännite- ja virtapiirien johtimet asennetaan omiin erillisiin metallisiin suojaputkiin tai kouruihin
 - jännite- ja virtapiirit erotetaan toisistaan riviliittimiin sijoitettavilla erotuslevyillä
 - ketjutukset kytketään riviliittimen tulevalle puolelle siten, että aukaisemalla liitin yhteys mittarin ohjauslaitteeseen katkeaa
 - sähkönkäyttäjien laitteita ei sallita samassa mittapiirissä laskutusmittareiden kanssa.
- /15/

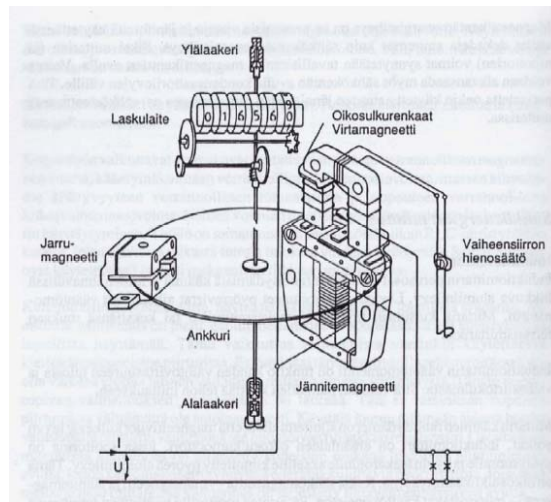
9 MITTARIT

Nykyisin käytetään vielä suuressa osassa kulutuspaikkoja sähkömittaukseen induktiomittareita. Vapautuneen sähkökaupan ja induktiomittareiden ikääntymisen vaikutuksesta niitä vaihdetaan kuitenkin lisääntyvässä määrin staattisiin kWh-mittareihin. Sähköenergiamittareiden ohjaukset voidaan jakaa mittareista erillisenä oleviin kellolaitteisiin ja kiinteästi mittareihin rakennettuihin kelloyksiköihin, jotka vapaan sähkökaupan myötä ovat yleistyneet./1/

Induktioimittarit

Induktioimittarin toimintaperiaatetta voidaan verrata oikosulkumoottorin periaatteeseen, jossa roottorin tilalle on kiinnitetty pyöreä alumiinilevy. Jännitekäämi ja virtakäämi ovat rautamagneeteissa, kuormitusvirta vaikuttaa suoraan virtakäämiin. Virta- ja jännitekäämit synnyttävät alumiinilevyyn pyörrevirtoja, jotka saavat alumiinilevyn virtakuormituksen mukaiseen pyörimisliikkeeseen. Levyä jarrutetaan kestopagneettien avulla, jolloin pyöriminen saadaan hyvin hitaaksi. Virta- ja jännitekäämien aikaansaama pyörimisliike välitetään mekaaniseen laskulaitteeseen. Mittarin pääelementit ovat

- pyörivä ankkuri, alumiininen ferrarislevy
- jännite- ja virtakäämien muodostama energian mittauskoneisto
- jarrumagneetti ja erilaiset säätöelimet
- laskulaite.



Kuva 15 Kolmivaiheinen induktioimittari(Mira T3C) sekä kWh-mittarin rakenneperiaate /43/

Induktiomittareita on ollut saatavissa kaikkiin sähköenergian mittauksiin. Niihin on ollut myös saatavana impulssiantureita, joten niitä voidaan käyttää myös vapaassa sähkökaupassa./1/

Staattiset mittarit

Staattisia mittareita käytetään sähköenergian suurkulutuksen mittareina ja tarkkuusmittareina. Staattisten mittareiden mittaussyksikköön kuuluu ylijännitesuojalla varustettu jännitteen mittaussiiri sekä erikoisrakenteiset virtamuuntajat sisältävä virran mittaussiiri. Mittareiden jännitteen ja virran kerronta tapahtuu ns. pulssinleveys-pulssinkorkeus-periaatteella tätä tarkoitusta varten suunnitellussa puolijohdepiirissä, jonka lähdöistä saadaan tehoon verrannollinen pulssitaajuus. Saadut pulssitiedot välitetään mittarin tarkkailuindikaattorille sekä laskulaitetta käyttävälle askelmoottorille. Pulssilähdöt voivat olla potentiaalivapaita pulssilähtöjä, jotka ovat toteutettu galvaanisesti erotetuilla reed-releillä tai transistori-pulssilähtöjä, jotka ovat toteutettu NPN-transistoreilla (tarkoitettu alle 10 m:n tiedonsiirtoon) tai jännitepiirin vianilmaisimen transistoriulostuloja, joilla voidaan toteuttaa jännitepiirin vikatilanteen tiedonsiirto rekisteröintilaitteeseen tai keskusvalvomoon ja nopeuttaa näin häiriötilanteen selvittämistä./2/

Impulssimittarit

Impulssimittarit ovat tarkoitettu pätöenergian ja loisenergian mittauksiin. Mittareita käytetään kaukomittausantureina ja niistä saadaan tiedot laskutukseen ja kulutustilastointia varten. Mittari koostuu perusmittarista ja impulssilaitteesta, jonka antamien pulssien lukumäärä on verrannollinen kulutettuun energiaan.

Mittaukselle tarvittavat pulssit saadaan rakoanturin ja 40-hampaisen sakarahammaslevyn avulla. Impulssimittarit sisältävät jännitekatkoksia varten varakäyntiyksikön, joka on toteutettu kondensaattoreilla. Katkon aikaiset pulssiarvot säilyvät varakäynnin avulla 2 tunnin ajan muistissa. Mittarin lähettäessä yhden impulssin, sen etulevyn vihreä merkkivalo välähtää./2/



Kuva 16 Enermet TK 420iNS impulssimittari

Huippumittarit

Huipputehon mittauksessa ja laskutuksessa on perinteisesti käytetty 15 minuutin jaksoissa mitattua keskitehon arvoa. Huipputehoa mittaavia laitteita on ollut sekä induktiivisissa että staattisissa mittareissa. Tuntimittaukseen siirtymisen seurauksena tunnin aikaiset kWh-lukemat ovat samalla tunnin keskitehoja.

Huippumittarit sisältävät useita eri laskijalaitteita, joilla voidaan osoittaa esimerkiksi päivä-, yö- tai viikonlopun energian kulutus. Energiatiedot voidaan lukea tuntienergioina ja niitä voidaan tarkastella esim. Excel-taulukkolaskentaohjelmalla. /1/

Tariffikellot

Aikatariffikellot ovat vuosi-, viikko- ja vuorokausiohjelmalla varustettuja kellokytkimiä, joita käytetään sähköenergian mittaukseen ja ohjaukseen. Niiden voidaan käyttää 2-tariffimittarin ja kuormitusten ohjaamiseen, normaalina 2-tariffikellona sekä tehon pudotuksiin. Aikaisemmin olivat synkronikäyttöiset vuorokausi- tai viikko-ohjelman mukaan toimivat mekaaniset tariffikellot yleisiä. Ne ovat väistymässä pois käytöstä elektronisten aikatariffikellojen tulon myötä./1;2/



Kuva 17 Theben mekaaninen aikatariffikello

Kaksoistariffimittareissa tariffikello on rakennettu mittarin sisälle, kelloa tarvitaan vapaan sähkökaupan myötä kaikissa sähkömittauksissa./1/

9.1 Mittareiden tarkkuusluokat

Tarkkuusmittarit luokat lk1; 0,5S ja 0,2S

Kulutuksen ollessa 1000–10000 MWh, käytetään lk 1 – mittareita. Sähköenergialiitto Sener on määrittänyt rajan vapaan sähkökaupan mittauksille tehon mukaan.

Virtamuuntajamittauksen ollessa kyseessä ja/tai huipputehon ollessa < 2MW käytetään luokan lk 1 mittareita. Luokkien 0,5S tarkkuusluokan tehoalue on 2-10 MW ja 0,2S tarkkuusluokan yli 10 MW. /1/

Kulutusmittarit tarkkuusluokka 2 (lk2)

Luokan 2 mittareita vaaditaan kuluttajilla, jotka käyttävät sähköä alle 1000 MWh vuodessa. /1/

9.2 Mittareiden huolto ja tarkastusvälit

Induktio-kWh-mittareissa huoltoa tarvitsevat eniten laakerit ja laskulaite. Eri mittarityyppien huoltoväli määritellään tarpeen mukaan, koska mittareiden erot ovat suuria ja huolto kallista. Eroja huollon tarpeeseen aiheuttavat erilaiset laakerit (1-kivi, 2-kivi, magneettilaakeri). Laakereiden kivimateriaalit kuluvat eri tavoin ja voiteluaineet vanhenevat. Myös laskulaitteen siirto- ja hammaspyörissä käytettävät erilaiset materiaalit ovat kulutuskestävyydeltään erilaisia. /9/

Taulukko 6 Suositeltavia mittalaitteiden määräaikaishuoltovälejä /9/

Laitetyyppi	Suosittelava huoltoväli vuosia
lk 2 induktiomittari, 2-kivilaakeri ja kuiva laskulaite, tunnettu valmistaja	18–20
lk 2 induktiomittari, muu laakeri ja laskulaite, tunnettu valmistaja	12–15
lk 2 staattinen mittari	valmistajan suositus
Huippulaite, mekaaninen	5-8
Huippulaite, elektroninen	valmistajan suositus
Kytkinkello, mekaaninen	6-12
Aikatariffikello, elektroninen	valmistajan suositus
Vko-vastaanotin, mekaaninen	10–12
Vko-vastaanotin, elektroninen	valmistajan suositus

Staattiset kWh-mittarit ovat periaatteessa huoltovapaita. Poikkeuksena kuitenkin erikoismittalaitteet, joissa on akkuja varakäyntilähteenä. Niitä on tarkkailtava ja tarpeen tullen uusittava. /9/

9.3 Mittauksen kokonaisvirheen määrittäminen

Sähköenergian mittauksissa esiintyy aina virheitä, jotka muodostuvat useista erilaisista virhetekijöistä. Mittauksen kokonaisvirheen määrittelyssä tuleekin ottaa huomioon seuraavat virhetekijät:

- energiamittarin virhe
- mittamuuntajien suhdevirheet eli virta- ja jännitevirhe
- mittamuuntajien kulmavirheet
- jännitemuuntajan toisiojohdotuksen aiheuttama jännitteenalenema (kaapeloinnit sekä liittimien-, suoja-automaattien-, kippireleiden- tai erottimien apukoskettimien ylimenoresistanssit)
- jännitekaapeloinnin aiheuttama kulmavirhe. /7/

Pienjännitemittauksissa (alle 1kV) ei käytetä jännitemuuntajia, joten pätoenergiamittauksen virhekaavasta voidaan jättää pois jännitemuuntajan- ja jännitepiirin johdotuksesta aiheutuvat virhetekijät.

Taulukko 7 Mittausryhmät ja niille asetetut erityisvaatimukset. Vaatimusten tulee täytyä kaikissa asennuspaikan olosuhteissa /7/

Mittausryhmä	Mittaustapa ja tehorajat ¹	U_n	Päto-mittari ²	Virta-muuntaja ²	Jännite-muuntaja ²	Jännite-alenema ³
1	Suora mittaus	<1 kV	2	-	-	≤0,2 %
2	Virtamuuntajamittaus	<1 kV	1	0.2S	-	≤0,2 %
3	Tehoraja < 2 MW	≥ 1 kV	1	0.2S	0.2	≤0,2 %
4	Tehoraja 2 -10 MW	≥ 1 kV	0.5S	0.2S	0.2	≤0,1 %
5	Tehoraja > 10 MW	≥ 1 kV	0.2S	0.2S	0.2	≤0,05 %

1) Tehoraja on mittauspisteen mitoitus-teho, joka voidaan myös laskea mittamuuntajien nimellisarvoista (jännite ja virta) olettaen, että mittamuuntajat on valittu oikein.

2) Tarkkuusluokka

3) Jännitepiirin suurimmat sallitut jännitteenalenemat /7/

Pätoenergiamittauksen kokonaisvirhe lasketaan seuraavasti:

$$F_{\text{kok}} = f_{\text{mitt}} + f_{\text{vm}} + f_{\text{jm}} + f_{\text{uh}} + k (\delta_{\text{vm}} - \delta_{\text{jm}} - \delta_{\text{uh}}) \tan \varphi, \text{ jossa} \quad (6)$$

F_{kok} = kokonaisvirhe

f_{mitt} = mittarin virhe [%]

f_{vm} = virtamuuntajan suhdevirhe [%]

f_{jm} = jännitemuuntajan suhdevirhe [%]

f_{uh} = jännitepiirin johdotuksesta aiheutuva suhdevirhe

δ_{vm} = virtamuuntajan kulmavirhe [min]

δ_{jm} = jännitemuuntajan kulmavirhe [min]

δ_{uh} = jännitepiirin johdotuksesta aiheutuva kulmavirhe

φ = vaihekulma

$k = p / (180^\circ 60') \cdot 100 \% \approx 0,0291$

Virheen kannalta merkittävin tekijä mittauksessa on virtamuuntajan suhdevirhe f_{vm} . Virheet sijoitetaan kaavaan etumerkkeineen. Mittamuuntajien virheet ovat eri vaiheiden komponenttien keskiarvoja. Kulma merkitään itseisarvona. /7/

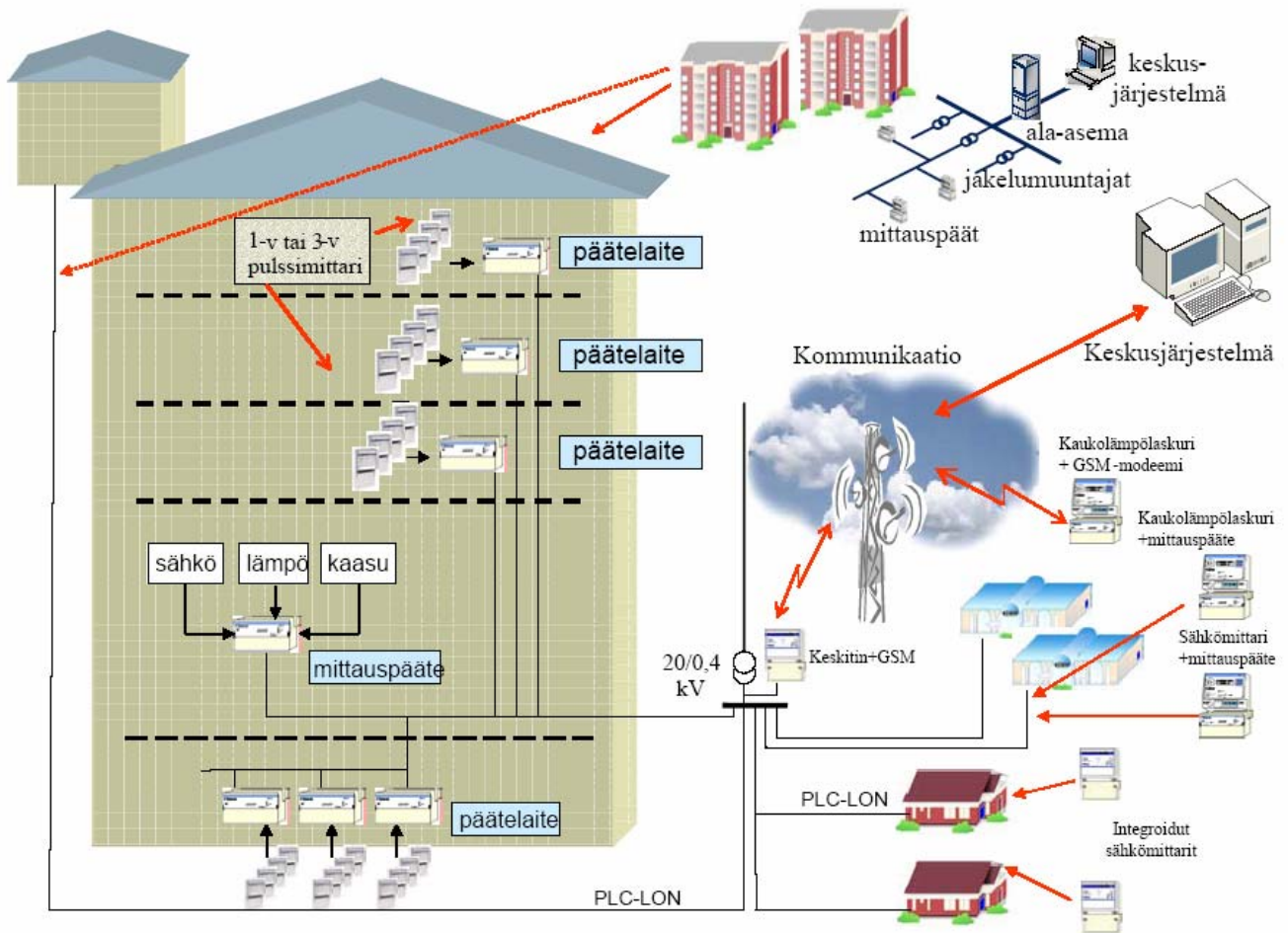
10 MITTAREIDEN KAUKOLUENTA

Sähköenergian kaukomittauksesta on tullut kuluttajille tavallinen mittauskäytäntö vapautuneen sähkökaupan vaikutuksen vuoksi. Aikaisemmin kauko-ohjattiin verkkokäskyohjauksen avulla ainoastaan lämmityskuormia sekä tariffeja, nykyisten kaukoluentajärjestelmien avulla voidaan toteuttaa tariffin ja kuormien ohjaukset sekä energian kulutustiedon mittaamisen reaaliajassa. /2;19/ Energiamittausten kaukoluentajärjestelmien eli AMR järjestelmien (Automated Meter Reading) kehityksen tärkeimpinä tekijöinä pidetään uuden tekniikan mukanaan tuoman laskutuskäytännön parantumista. Järjestelmiä kehitetään jatkuvasti toimimaan erilaisten tiedonsiirtotekniikoiden avulla. Tuntimittaus ja kaukoluenta ovat vapautuneen sähkökaupan vuoksi kaikkein kannattavimpia ratkaisuja tehotariffin mukaan laskutettaville sähkön käyttäjille.

Pienkuluttajat ovat ottaneet viime aikoina kaukoluentajärjestelmiä käyttöönsä lisääntyvässä määrin todellisen kulutuksen mukaan tapahtuvan laskutuksen kannustamana. Vilkkaalla muuttamistiheydellä sekä mittariluennan kustannussäästöillä on ollut myös vaikutus pienkuluttajien kaukoluennan piiriin siirtymiselle. Kaukoluentajärjestelmät mahdollistavat kaksisuuntaisen mittaustiedon siirron, sähkön laadun tarkkailumahdollisuuden sekä esimerkiksi kaukolämmön- ja veden kulutusmittauksen. /24/

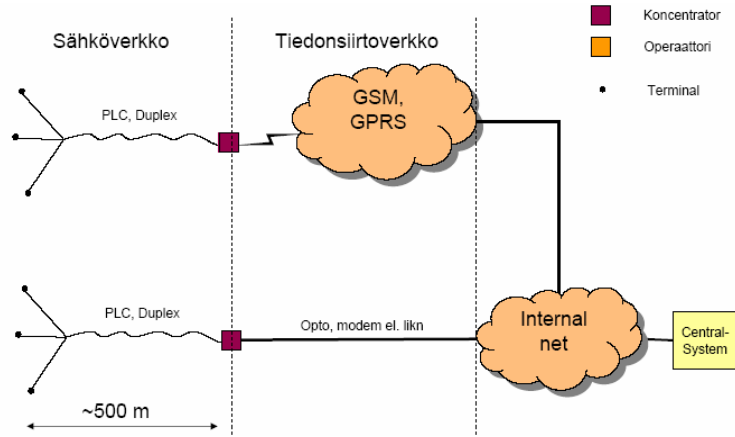
10.1 Automaattiset mittarinlukujärjestelmät

Automaattisen mittarinlukujärjestelmän kokonaisuus muodostuu keskusjärjestelmästä, kommunikointitasosta sekä mittauspisteistä. Keskusjärjestelmä lähettää luentapyynnön keskittimelle, joka toimii kommunikaatioverkossa itsenäisesti ja noutaa lukemat tai tuntisarjat mittareiden rekistereistä. Tämän jälkeen järjestelmä hakee mittaustiedot keskittimeltä. Mittareiden luenta voidaan suorittaa vapaasti valitussa aikataulussa, esimerkiksi päivittäin tai kuukausittain, ja luennan kohteena voi olla vaihteleva määrä mittareita. /18/

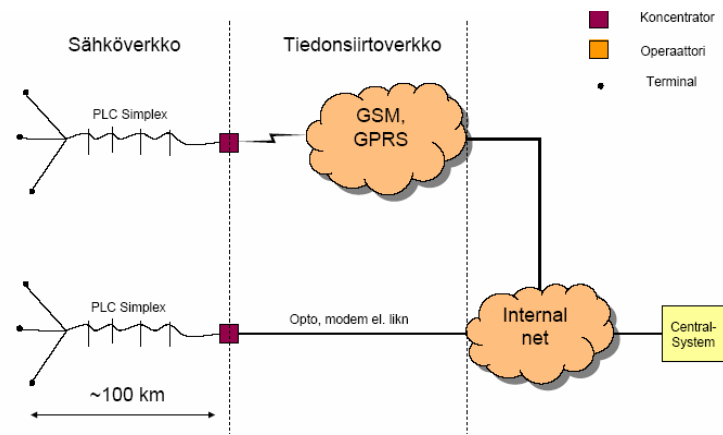


Kuva 18 AMR ratkaisut energiatiedon hallintaan /18/

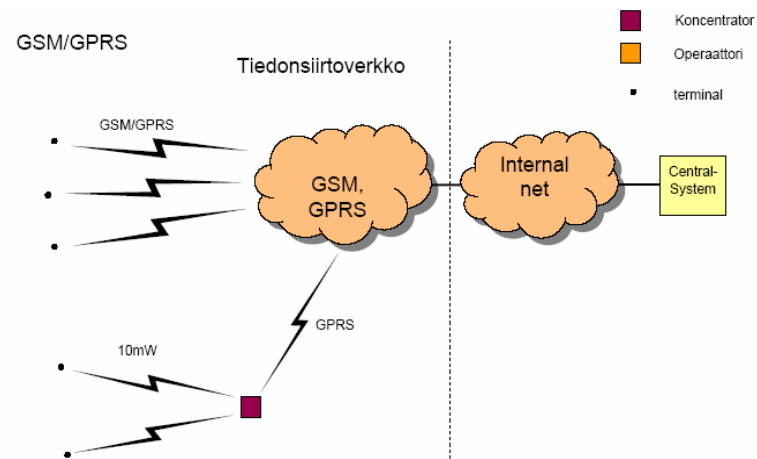
AMR-tiedonsiirtotavat voidaan jakaa kolmeen ryhmään:



Kuva 19 Kaksisuuntainen Duplex, PLC tiedonsiirto /19/



Kuva 20 Yksisuuntainen Simplex, PLC tiedonsiirto /19/



Kuva 21 M2M – ratkaisu, GSM ja GPRS tiedonsiirto /19/

10.2 Kaukoluennan tiedonsiirtotapoja

Sähköverkko

Kaukoluennan tiedonsiirrossa sähköverkon kautta voidaan käyttää useita eri järjestelmiä, joista esimerkkeinä voidaan mainita PLC-tiedonsiirto sekä LonWorks-järjestelmä, joka on erittäin merkittävässä asemassa verkkotiedonsiirrossa.

Valmiiksi rakennettu sähköverkko on sähköyhtiöille kaukoluennan kannalta edullinen ratkaisu, koska järjestelmän rakennuskustannukset jo valmiina olevan siirtotien vuoksi ovat alhaiset. Kaupunkialueilla mittareiden luenta suoritetaan pienjänniteverkossa, kun taas haja-asutusalueilla käytetään tiedonsiirtoon keskijänniteverkkoa.

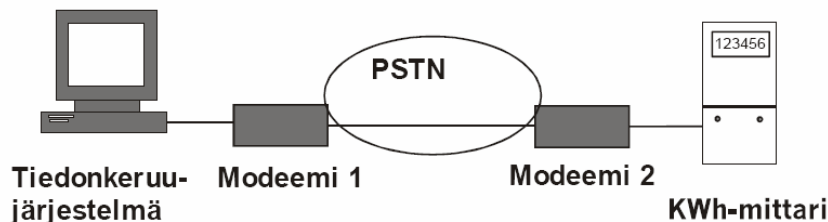
Ongelmia sähköverkon kautta tapahtuvassa kaukoluennassa aiheuttavat mittaustietojen siirto jännitetasosta toiseen sekä mittasignaalien lyhyt kantama, tosin verkon laaja kattavuus kuitenkin osaltaan kompensoi näitä epäkohtia. /17;18/

Tietoliikenneverkko

Tietoliikenneverkon kautta tapahtuvassa kaukoluennan liikennöinnissä käytetään usein TCP/IP-protokollaan perustuvaa tiedonsiirtoa. Jokainen mittauspiste tarvitsee yksikäsitteisen IP-osoitteen, jotta se voidaan tunnistaa. Kaukoluettava mittari liittyy mittauspisteestä tietoliikenneverkkoon verkkokortin avulla. TCP-protokolla määrittelee miten siirto tapahtuu ja huolehtii siirron luotettavuudesta, varsinainen kaukoluennan tiedonsiirto tapahtuu kuitenkin IP-paketteina. Rajoituksena kaukoluennan toteuttamiselle haja-asutusalueilla on vielä tarvittavien tietoliikenneverkkojen puute. /30;17/

Yleinen puhelinverkko

Mittareiden kaukuluenta puhelinverkon välityksellä toteutetaan PSTN-yhteyden avulla, jossa tiedonsiirto tapahtuu modeemien välityksellä. Järjestelmän siirtonopeus on kohtuullinen, siirron kannalta modulaationopeus on kuitenkin suhteessa käytettävään 300 – 3400 Hz kaistanleveyteen.



Kuva 22 Mittarinluenta puhelinverkon kautta /17/

Tiedonkeruujärjestelmä voi hakea tietoja modeemilla varustetuista keskittimistä, mittauspäätteistä sekä mittareista./17/



Kuva 23 PSTN modeemi Enermet M100-T /32/

GSM-verkko

GSM-verkon kautta tapahtuvassa kaukoluennassa tarvitaan tiedonsiirtoon GSM-modeemi ja GPRS-siirrossa verkkokortti. Kaukoluenta voidaan toteuttaa joko GSM-data, SMS tai GPRS-yhteydellä. Pieniä määriä dataa sisältävät mittaustiedot voidaan lähettää SMS-viesteillä, jotka tallennetaan mittaustietokantaan. Kuten sähköverkkotiedonsiirrossakin, GSM-kaukoluennan eduksi voidaan lukea jo valmiiksi rakennettu tiedonsiirtoverkko. Kaukoluennan kannalta potentiaalisimpia kohteita GSM-verkon kautta tapahtuvaan tiedonsiirtoon ovat esikaupunki- ja haja-asutusalueet, joissa tiedonsiirron toteuttaminen esimerkiksi tietoliikenneverkon kautta voi olla työlästä./17/



Kuva 24 Enermet MT40-mittapäätte (alla) sekä Landis & Gyr 6K6-55128 GSM-modeemi (päällä)

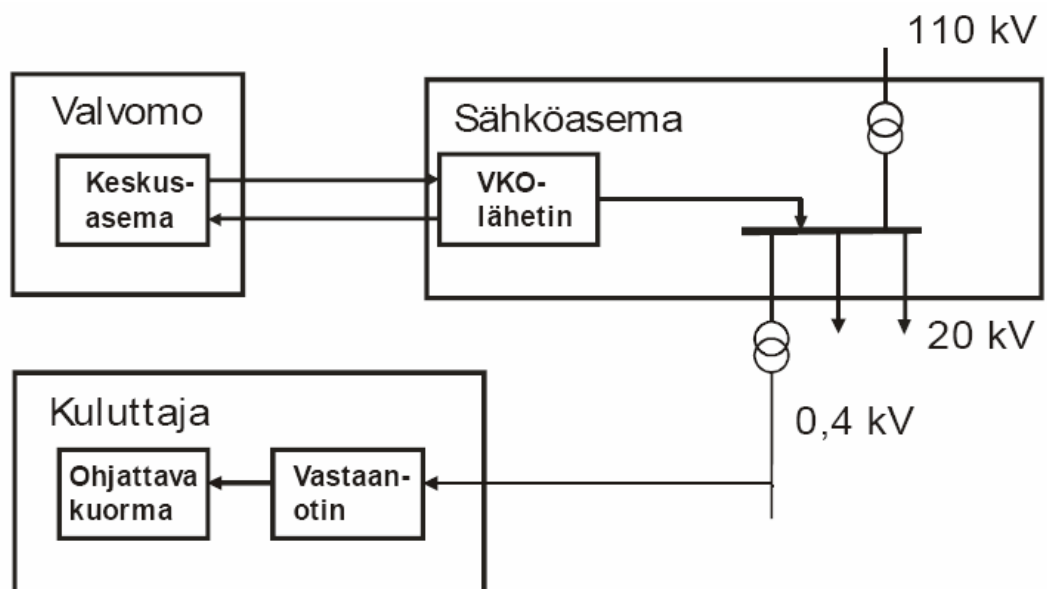
Kuvassa 24 on kaukoluentaan käytetty kahden eri valmistajan laitteita. Eri valmistajien liittymärajoitukset ovat joko standardien mukaisia tai vaihtoehtona luennan toteuttamiseksi voidaan käyttää protokollakonvertterit.^{/23/}

Radioverkko

Mittaustietoja siirretään radioverkossa lisenssivapaalla taajuudella. Radiolähettimien ollessa matalatehoisia, ovat kantamat usein lyhyitä. 10 mW lähetysteholla päästään antennista riippuen noin 200 – 500 m:n siirtoetäisyyksiin, tosin signaalia heikentävät vielä maastonmuodot ja rakennukset. Toistimien avulla siirtoetäisyyksiä voidaan kasvattaa ja luentatiedot voivat myös kulkea usean mittarin kautta ennen kuin ne siirretään keskittimelle. Keskittimen luenta tapahtuu GSM-, sähkö- tai puhelinverkon kautta. Radioverkon kautta tapahtuva liikennöinti on ilmaista sekä verkon perustamiskustannukset ovat pienet. Liittyminen radioverkkoon toteutetaan mittaukseen liitettävällä moduulilla ja antennilla. ^{/17/}

10.3 Verkkokäskyohjaus

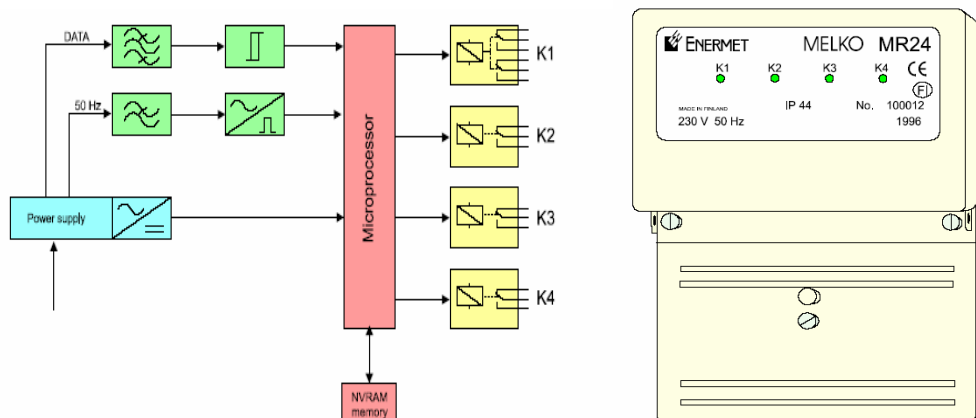
Verkkokäskyohjauslaitteiden avulla voidaan toteuttaa sähköverkon kautta tapahtuva tariffin ja kuorman ohjaus sekä mittareiden kaukoluenta^{/2/}. Verkkokäskyohjauksen käyttämiä pulsseja siirretään sähköverkossa äänitaajuusalueella 3-5 kHz. Ohjauskäskyt summataan 50 Hz verkkojännitteeseen ja ne kulkeutuvat jakeluverkon kautta pienjänniteverkossa sijaitseville vastaanottimille. Sähkökäyttöpaikassa signaali suodatetaan, jolloin saadaan käyttöön haluttu verkkokäskyohjauksen taajuus. ^{/17/}



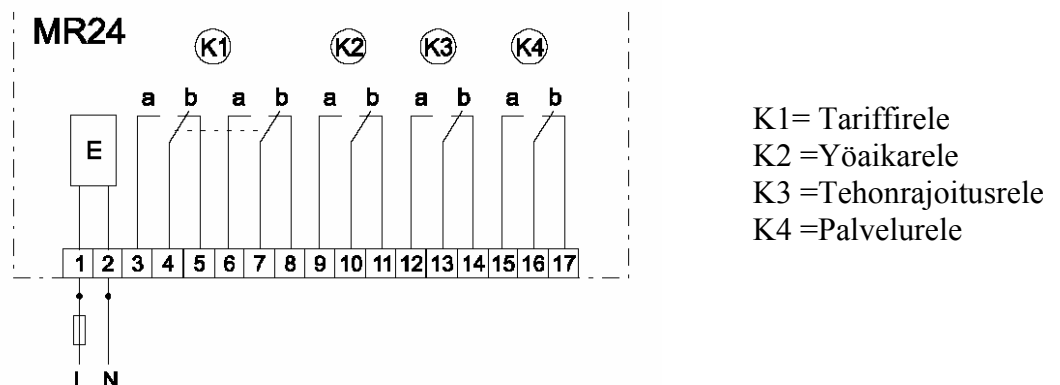
Kuva 25 Verkkokäskyohjausjärjestelmä ^{/17/}

10.3.1 Ohjaislaitteet

Alkuaikoina verkkokäskyvastaanottimet soveltuivat lähinnä vain kiinni-auki tyyppisiin ohjauksiin. Parantuneen ohjelmointitekniikan myötä verkkokäskyvastaanottimilla voidaan nykyään suorittaa monipuolisia käskyjä ja ohjauksia. Verkkokäskyvastaanottimen suodatinosa vahvistaa äänitaajuisia signaaleita sekä erottaa ne verkko- ja häiriötaajuuksista. Suodatinosa myös muuttaa signaalit mikroprosessorille sopivaan muotoon ja muodostaa 50 Hz taajuisen jännitteen mikroprosessorin kellotoimintoja sekä tahdistusta varten. Ohjausyksikön ohjelmointi voidaan suorittaa sähköverkon välityksellä tai valvomosta käsin. Verkkokäskyvastaanottimen kelloautomaatti ohjaa tariffirelettä K1 ja yöaikarelettä K2 vuorokausi- tai viikko-ohjelman mukaan. Lähtöpiirien ohjausreleet on varustettu vaihtokoskettimilla, joita tariffireleessä on 2 kpl ja muissa 1 kpl. Koskettimen tilat osoitetaan laitekilvissä olevilla merkkivaloilla. /1;2/



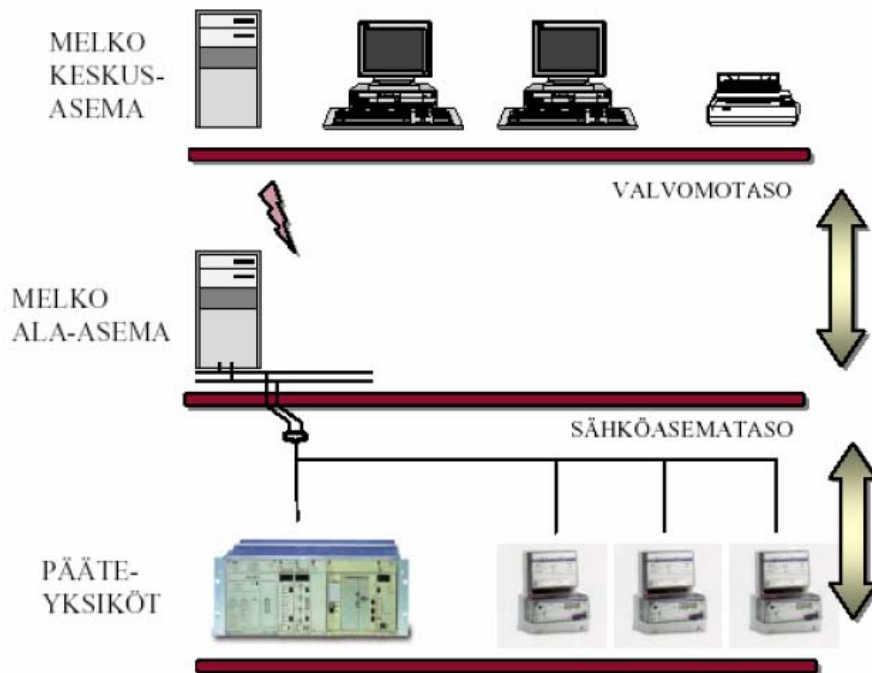
Kuva 26 Melko-ohjausyksikön Enermet MR 24 lohkokaavio sekä ohjausyksikkö /32/



Kuva 27 Enermet MR 24 ohjausyksikön relälähdöt /32/

10.3.2 Melko-järjestelmä

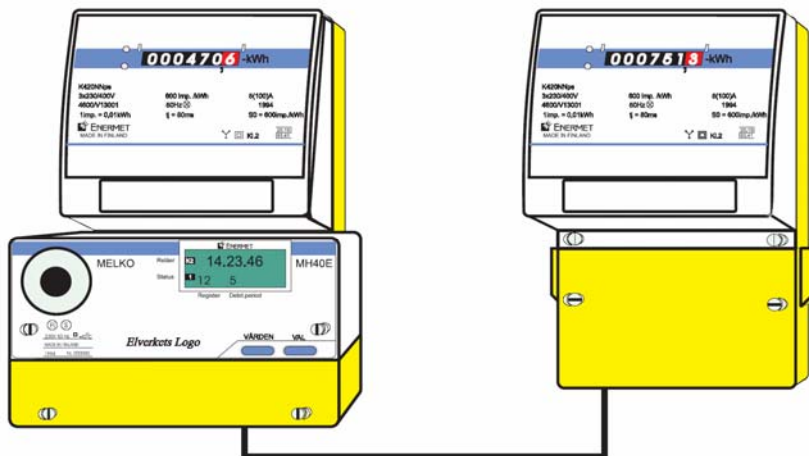
Verkkokäskyohjauksessa käytettävän Melko-järjestelmän avulla voidaan toteuttaa mittareiden kaukoluenta ja laitteistojen käytönohjaus. Järjestelmään kuuluvat sähkölaitoksen valvomon-, sähköasemien-, jakeluverkon- sekä kuluttajien laitteistot. Valvomotason keskustietokone hyödyntää SCO UNIC-käyttöjärjestelmää. Keskustietokoneella suoritetaan mittausten kaukoluenta sekä mittaustietojen säilytys ja siirto muihin järjestelmiin. Sähköasematasolla sijaitsee ala-asema, jonka tehtävänä on suorittaa mittausten luku keskustietokoneen ohjaamana. Järjestelmän tiedonsiirto keskusasemalta ala-asemalle tapahtuu puhelin- tai radiolinkkiyhteyden avulla ja ala-asemalta pääteyksiköille keski- ja pienjänniteverkon kautta. /17;29/



Kuva 28 Enermetin Melko-järjestelmäkaavio /17/

Mittaustietojen etäsluenta ja käytönohjaus toteutetaan tiedonsiirtonopeudella 50 bit/s. Liityntä keski-jänniteverkkoon tapahtuu 20 kV kytkentäkondensaattoreiden ja signaalimuuntajan välityksellä taajuusalueella 3 – 5 kHz. Signaali kytkeytyy edelleen jakelumuuntajan läpi päätelaitteeseen.

Laitteisto soveltuu erittäin hyvin mittareiden kaukoluentaan, hinnan- ja kuormien ohjauksiin sekä järjestelmällä voidaan suorittaa kuormitustutkimuksia ja asiakaspalvelun tehtäviä. /17/



Kuva 29 Enermet MH40 mittauspääte sekä K420NNps kWh-mittarit /32/

Sähkönkäyttäjätasolla käytetään pienkuluttajien mittauksissa usein Enermet Oy:n MH40 mittauspäätteitä. MH40 tarvitsee erillisen S0-pulssilla varustetun kWh-mittarin. /17/

10.4 AMR-järjestelmän komponentteja

Keskitin

Keskittimen toimintoihin AMR-järjestelmässä kuuluvat mittauslaitteiden mittausarvojen kerääminen sekä tallentaminen mittausjärjestelmälle. Mittauslaitteiden valvonnan lisäksi keskitin välittää ohjauskomentoja järjestelmästä mittauslaitteille sekä ylläpitää kelloja. Keskitin seuraa jatkuvasti tietoliikenteen laatua LON-tiedonsiirrossa, tarkkailee jännitteen laatua ja mahdollisia katkotietoja.

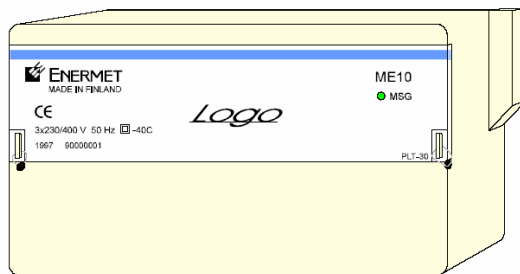


Kuva 30 Keskitin Enermet EMPC100-keskitin siirtää sanomia keskusaseman ja itsensä välillä joko GSM-, PSTN- tai LAN yhteyden kautta käyttämällä TCP/IP- ja PPP-yhteyshäntäntöä./19/

Keskittin kerää tilastotietoja yhteyksien onnistumisista ja epäonnistumisista. Keskittimen muistiin voidaan tallentaa esimerkiksi 100 tunnittaista arvoa ja 500 kuukausittaista arvoa. /19/

Toistin

Toistinta käytetään pidentämään tiedonsiirtoetäisyyksiä mittarin ja keskittimen välillä. Tiedonsiirtoetäisyyttä sähköverkossa voidaan kasvattaa 300...500 m toistimen avulla riippuen vallitsevista asennusolosuhteista. Toistin käyttää tiedonsiirtoon kaikkia kolmea vaihtetta, esimerkiksi LonTalk protokollaa hyödyntäen. Toistin voi olla myös integroitu mittariin jolloin mittarit vahvistavat itsessään tiedonsiirtosignaalia. /19/



Kuva 31 Enermet ME10-toistin /19/

AMR päätelaite (keruuyksikkö)

AMR päätelaitetta voidaan käyttää useamman mittarin etäluennassa, esimerkiksi kerrostalokäytöissä. Päätelaitteisiin on usein AMR-mittareiden tavoin integroitu tiedonsiirto-osa, mittauslukemien keruuosan lisäksi, sekä siihen voidaan kytkeä mittaustietoa useammalta pulssimittarilta. S0-pulssista kertyvät sarjarekisterit kuten laatuloki, hälytys- ja tapahtumaloki sekä relelähtö- ja katkotiedot ovat saatavilla päätelaitteista. Tiedonsiirto päätelaitteelta voi tapahtua PLC, GSM, GPRS, LAN tai radiotaajuudessa muodossa./19/



Kuva 32 Enermet EMP8 päätelaite /32/

EMP8 päätelaite käyttää Echelonin LonTalk tiedonsiirtoprotokollaa lähettäessään viestejä matalajänniteverkossa.

AMR-mittari

AMR-mittareissa on mittausosan lisäksi yleensä integroitu tiedonsiirto-osa. Mittareiden perustoimintoihin kuuluvat kertyvien kulutuslukemien ja sähkökatkotietojen kerääminen, sähkön laadun seuranta sekä hälytys- ja tapahtumaloki. Mittarityypistä riippuen ne voivat sisältää useita rekistereitä mittauslukemia varten sekä muutamia relelähtöjä kuormien ohjaamista varten. Ulkoisilla S0-tuloilla sekä näiden sarjarekisterien avulla voidaan tarvittaessa suorittaa esimerkiksi veden tai kaukolämmön kulutuksen seuranta./19/



Kuva 33 Enermet E120L AMR mittari. Tiedonsiirto E120L-mittarilla voi tapahtua PLC, GSM, GPRS, LAN tai radiotaajuisessa muodossa /19;33/

E120L-mittarissa on oletusrekisterirakenne, jota voidaan muuttaa mittausjärjestelmästä. Sarjamittauksen jaksojen pituudet ovat muutettavissa./33/

11 SÄHKÖLÄMMITYSTEN OHJAUKSET

Sähkölämmityksen ohjaus on yleisin pienkuluttajien käytössä oleva kuormanohjausmenetelmän sovellutus, joka voidaan toteuttaa joko tariffikellon ohjauksen kautta tai nykyään yleisemmin Melko – järjestelmän tyyppisellä etäluenta- ja kauko-ohjausjärjestelmällä. Etäluenta- ja kauko-ohjausjärjestelmät ovat mahdollistaneet tariffin- ja lämmityksen ohjauksen eriyttämisen, jolloin lämmitystä voidaan ohjata tariffista riippumatta. Sähköyhtiöt kuitenkin rinnastavat lämmityksen ohjauksen tariffin ohjaukseen verrattavaan verkkopalveluun niiden läheisen yhteyden takia silloin, kun ohjaukset annetaan samanaikaisesti. /21/

Ohjaustarpeet

Sähkölämmityksen ohjausta on järjestelmän päälle-pois-ohjaaminen muusta syystä kuin tilan lämpötilan pitämiseksi haluttuna. Ohjaustarpeet syntyvät joko käyttäjän tai sähköyhtiön tarpeista rajoittaa kuormituksen tehohuippuja tai siirtää sähköenergian käyttöä. /32/

Tehon ohjaus

Tehon ohjauksen kautta saavutettavia etuja ovat säästöt liittymis- ja perusmaksuissa pienentyneiden liittymätehon ja päävarokekoon myötä. Kiinteistöihin tehtävissä sähkölämmitysjärjestelmien saneerauksissa voidaan tehon ohjauksella välttää liittymisjohdon vahvistamistarpeet. Tehon ohjauksen toteutukseen on mahdollista käyttää kiuas- ja lämmitysvuorottelua. Tehonrajoitusta käyttävien yhtiöiden tehonrajoitus vaateet vaihtelevat 5 – 90 % välillä. Yleisin tehonrajoitusvaatimus on 75 % ja toiseksi yleisin on 2 / 3-osaa sähkölämmitystehosta. /11;31/

Sähkölämmityskeskusten kytkentäsuositukset

Jakeluverkkoyhtiöt ohjeistavat sähköurakoitsijoita jakeluverkon alueellaan käytettävistä mittaus- ja ohjauskytkennöistä. Ennen keskuksen hankintaa tuleekin varmistaa sähköyhtiön kytkentävaatimukset. Sähkölämmityskeskusten yhteydessä suositellaan käytettäväksi Suomen Sähkölaitosyhdistys ry:n julkaisusarjassa ilmestynyttä sähkölämmityskeskusten kytkentäsuositusta 7/92.

Liitteessä 3 esitetään huonekohtaisen lämmityksen piirikaavio SLY 1.3.

Kytkentäsuositukset painottavat varaavien lämmitysjärjestelmien hyödyntämistä ja lämminvesivaraajista aiheutuvan kuormituksen siirtämistä vapaakapasiteettisille aamuyön tunneille. /3;8;16/

12 YHTEENVETO

Kaukoluennan yleistyessä ja vapaan sähkökaupan aikakautena sähkön- jakelu ja mittaustekniikoita kehitetään koko ajan lisääntyneiden ohjausjärjestelmien rinnalla. Tämä on tuonut muutoksen tarpeita kaikkiin sähkön mittaukseen liittyviin osa-alueisiin. Jakeluverkkoa pitkin tapahtuvaa tiedonsiirtoa kehitetään uusilla kaapeliratkaisuilla, jotka soveltuvat entistä paremmin mittaustietojen välittämiseen. Sähköverkkotiedonsiirto onkin erittäin potentiaalinen kehityksen kohde, unohtamatta kuitenkaan muita tiedonsiirtotapoja, sillä sen kattavuus on erittäin suuri. Pelkästään sähkön hinta ei ole enää ainoa ratkaiseva tekijä sähkön oston yhteydessä, vaan jakelujännitteen hyvään laatuun kiinnitetään entistä enemmän huomiota. Nykyisillä AMR-järjestelmän yksittäiskomponenteillakin voidaan jo tarkkailla ja pitää kirjaa jakelujännitteen laadusta. Peruskomponentit kuitenkin aina säilyttävät paikkansa sähköenergian mittauksessa, vaikka järjestelmät ja laitteet kehittyvät jatkuvasti.

LÄHDELUETTELO

Painetut lähteet


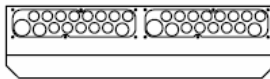
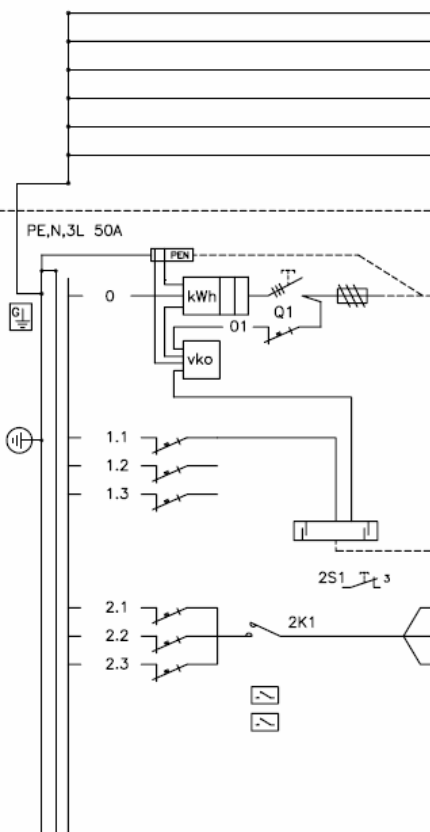
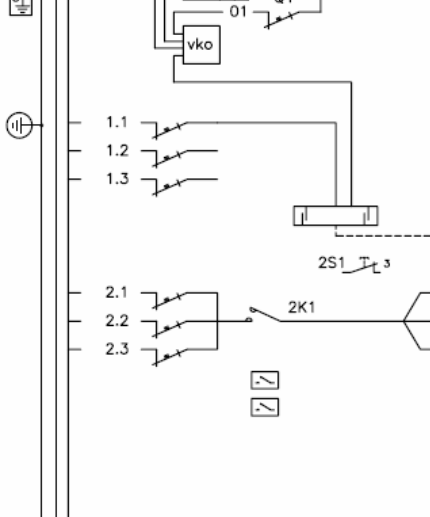
- 1 Sähköasennusopas. Suomen Sähkö- ja teleurakoitsijaliitto ry
2.korjattu painos Kirjapaino Painokurki Oy, Espoo 2001
- 2 Sähkämittaustekniikan perusteet. Keijo Lindeman – Tapio Sahinoja
WSOY 1.painos. WS Bookwell Oy, Porvoo 2000
- 3 Sähköasennukset 1. Suomen Sähkö- ja teleurakoitsijaliitto ry
Tammer-paino Oy, Tampere 1999
- 4 Sähkö Ostatko Oikein? Energia-Ekono Oy, Rakennusalan Kustantajat
RAK, Kustantajat Sarmala Oy. Gummerus Kirjapaino Oy, Jyväskylä
1997
- 9 Sähköasennukset 2. Suomen Sähkö- ja teleurakoitsijaliitto ry
Kirjapaino Painokurki Oy, Helsinki 2000
- 10 Teollisuuden sähköasennukset. Markku J.J. Mäkinen, Raimo Kallio.
Otavan kirjapaino Oy, Keuruu 2004
- 11 Sähköasennustekniikka 2. Sähkö- ja teleurakoitsijaliitto ry
Kirjapaino Painokurki Oy. Helsinki, Espoo 2004
- 12 Sähköurakoitsijan jakokeskusopas. Suomen Sähkö- ja
teleurakoitsijaliitto ry 2. uusittu painos. Kirjapaino Tammer-Paino Oy.
Tampere, Espoo 2003
- 13 SFS käsikirja 144. Pienjännitesähköasennukset ja sähkötyöturvallisuus
2005. 3.painos, Helsinki 2005
- 14 ST 13.31 Rakennuksen sähköverkon ja liittymän mitoittaminen,
Sähkötieto ry
- 20 ST 53.05 Sähköteknillisten järjestelmien tilantarpeet, Sähkötieto ry
- 25 Sähkämittaustekniikka. Pekka Halko, Harri Launonen, Risto Malinen,
Taisto Välimaa. 4.painos. OY EDITA AB, Helsinki 1997
- 29 Sähkämittaukset ja mittauslaitteet, Insinööritieto Oy, INSKO ry 1986
- 32 Sähkölämmityksen ohjaus ja säätö. ST-esimerkit 8, Sähkötieto ry

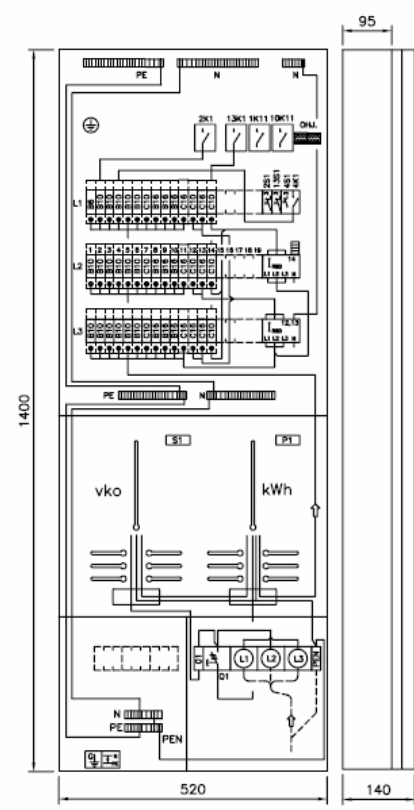
Sähköiset lähteet

- 5 Kainuun Energia Oy:n sähköurakointiohjeet.
[www-sivu].[viitattu 3.1.2006] Saatavissa:
<http://www.taustavoimaa.fi/suohjeet/Sahkon%20mittaus.pdf>
- 6 TIETOA SÄHKÖURAKOITSIJOILLE, sähkölaitosohje 28.6.2005
[www-sivu].[viitattu 17.2.2006] Saatavissa:
http://www.sallilaenergia.fi/tuotteet_palvelut/liittymisjohdon_rakentaminen.htm
- 7 Sähkökaupan mittaus ja tiedonvälitys 24.10.2005, Energiateollisuus
[www-sivu].[viitattu 17.2.2006] Saatavissa:
http://www.sallilaenergia.fi/tuotteet_palvelut/sahkokaupan_mittausja_tiedonvalitys.pdf
- 8 Ensto Keskukset 2005 CD-ROM suunnittelijoille ja urakoitsijoille
- 15 Oulun Energia, Energianmittaus. Sähkön siirto ja jakelu 17.1.2005.
Jukka Isteri, Ohjekansio. [www-sivu].[viitattu 6.3.2006] Saatavissa:
www.ouluenergia.fi/file.php?889/
- 16 Turku Energia, Sähköverkot. Sähköenergian mittaus, mittarointi ja mittauslaitteet. Timo Juhala 28.5.2002.[www-sivu].[viitattu 19.3.2006]
Saatavissa:
www.turkuenergia.fi/fi/dokumentit/135/S%E4hk%F6energianmittaus+mittarointi+ja+mittauslaitteet.pdf
- 17 Sähkömarkkinoiden seminaari, Toma Karkkulainen SEMINAARITYÖ 18.2.2005, Verkkokäsityöohjaus.[www-sivu].[viitattu 14.3.2006]
Saatavissa:
https://www.ee.lut.fi/fi/opi/kurssit/Sa2710800/karkkulainen_verkkokask_yohjaus.pdf
- 18 Sähkömarkkinoiden seminaari, Mika Matikainen SEMINAARITYÖ 2.4.2004, Kaukoluentamittareiden käyttö ja kannattavuus sähköjakeluverkoissa. [www-sivu].[viitattu 27.2.2006] Saatavissa:
http://www.ee.lut.fi/fi/opi/kurssit/Sa2710800/matikainen_kaukoluentamittareiden_kaytto_ja_kannattavuus.pdf
- 19 Automaattinen mittariluenta (AMR). AMK Sähköseminaari 16.8.2005 Keilaniemi. Tommi Pyhähuhta, Fortum Distribution [Powerpoint-esitys]

- 21 Päätös Kainuun Sähkö Oyj:n perimästä ohjauspalvelumaksusta (18.3.1999) [www-sivu].[viitattu 27.2.2006] Saatavissa:
<http://www.energiamarkkinavirasto.fi/data.asp?articleid=400&pgid=53>
- 22 ABB [www-sivu].[viitattu 13.4.2006] Saatavissa:
<http://search.abb.com/library/ABBLibrary.asp?DocumentID=FIATLVS2-tariffimittaus.dwg&languageCode=fi&DocumentPartID=&action=Launch>
- 23 Energiamarkkinavirasto, SÄHKÖN VÄHITTÄISMYYNTIMARKKINOIDEN TOIMIVUUS 12.7.2005 [www-sivu].[viitattu 29.1.2006] Saatavissa:
http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Vahittaismyyntimarkkinoiden_toimivuus_1131-04-2005.pdf
- 24 Tuntimittausvelvoitteen laajentamisen vaikutus sähkömarkkinoihin ja tyyppikäyrämenettelyyn. Enease Oy, Anssi Seppälä 2004 [www-sivu].[viitattu 22.3.2006] Saatavissa:
http://www.ktm.fi/files/15996/Enease_Tuntimitt_raportti.pdf
- 26 Erikoisempia sähkömagnetismia hyödyntäviä mittareita. Juha Saarela 2006, Elektroninen mittaustekniikka [www-sivu].[viitattu 16.4.2006] Saatavissa:
http://www.ee.oulu.fi/~jms/elmitt/Elmit06Lu14_Erikoismittarit2.pdf
- 27 Markkinasähkö.[www-sivu].[viitattu 3.4.2006] Saatavissa:
http://www.markkinasahko.com/index.cfm?act=fetchbyname&fetch_topic=faq#alkuun
- 28 UTU POWEL Oy [www-sivu].[viitattu 24.4.2006] Saatavissa:
<http://www.utupowel.fi/index.asp?kohde=http%3A//www.utupowel.fi/tuoteluettelo.asp%3Ftaso%3D2%26id%3D33>
- 30 Jyväskylän avoin yliopisto, Informaatioteknologia ja tietojenkäsittely, Tietokoneen liittäminen verkkoon [www-sivu].[viitattu 26.4.2006] Saatavissa:
<http://appro.mit.jyu.fi/doc/tyovaline/lahiverkko/>
- 31 Pirkko Harsia - Johanna Saury SÄHKÖLÄMMITYKSEN KYTKENTÄSUOSITUKSEN KÄYTTÖ JA KEHITTÄMISTARPEET [www-sivu].[viitattu 7.4.2006] Saatavissa:
http://www.tpu.fi/talotekniikka/julkaisut/PHa_sly_kehitystarve_julkaisu_v2_13012003.pdf

- 32 Enermet Oy
[www-sivu].[viitattu 15.3.2006] Saatavissa:
www.enermet.com/fi
- 33 Enermet E120l mittarin tekniset tiedot
[PDF-tiedosto]

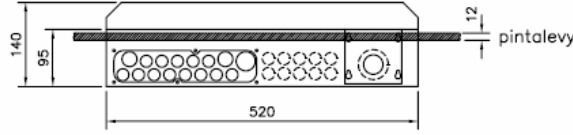
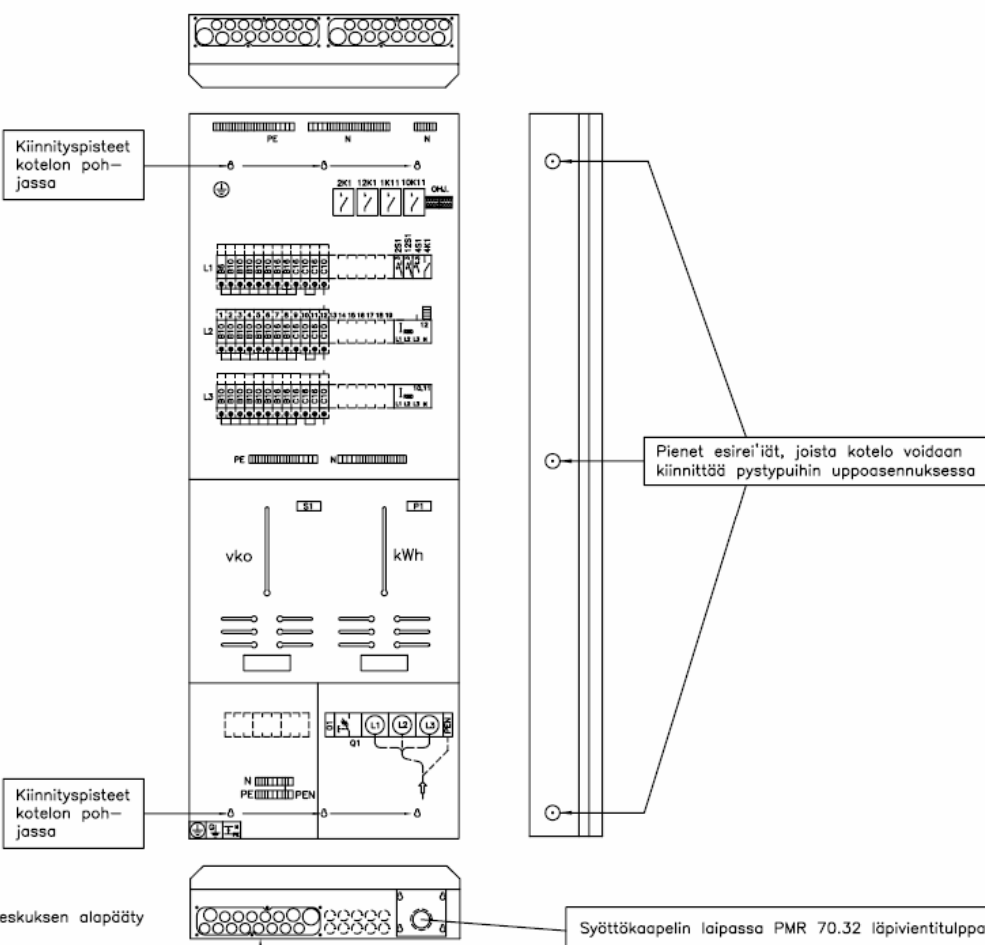

Rakennuskohteen nimi ja osasto Pirtin numero MITTAUSKESKUS MK	Keskuksen nimellisarvot EN 60 439-1 ja EN 60 439-3																								
	Tyypin nro SSSL nro EAN nro	ESAV 165.42E 33 050 80 64 186 77 660 689																							
Nimellisvirta I_N Nimellisjännite $U_e(-U_i)$ Koteloilu-luokka Liittymisteho Massa	50 A 400 V IP 20 kW 31 kg																								
Nimellisvirta, piirit: Terminen nimelliskestovirta: Nimellinen tasoitus-kerroin Nimellisaajuus: Suojaus sähköiskulta: Maadoitusjärjestelmä: Ympäristöolot: EMC-käyttöympäristöt:	$I_N \dots 20$ A max. $I_{cw} < 10$ kA 4...5 varoketta/vaihe: 0,7 6...9 varoketta/vaihe: 0,6 ≥ 10 varoketta/vaihe: 0,5 50 Hz Suojausluokka I TN-järjestelmä Normaalit, kohdan 6.1 mukaiset 1 ja 2																								
LISÄTARVIKKEET	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Tyyppi</th> <th>Sähk. nro</th> <th>Nimitys</th> <th>Määrä</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ESL 1.01</td> <td>33 089 01</td> <td>Piirustustasku</td> <td></td> </tr> <tr> <td>ESL 4.03</td> <td>33 089 83</td> <td>Aikarele (SLY 1 ja 3)</td> <td></td> </tr> <tr> <td>EST 700/IT</td> <td>33 090 07</td> <td>Teleasennuskotelo</td> <td></td> </tr> <tr> <td>EST 700</td> <td>33 090 08</td> <td>Kaapelikanava/telekotelo</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Tyyppi	Sähk. nro	Nimitys	Määrä	ESL 1.01	33 089 01	Piirustustasku		ESL 4.03	33 089 83	Aikarele (SLY 1 ja 3)		EST 700/IT	33 090 07	Teleasennuskotelo		EST 700	33 090 08	Kaapelikanava/telekotelo					
Tyyppi	Sähk. nro	Nimitys	Määrä																						
ESL 1.01	33 089 01	Piirustustasku																							
ESL 4.03	33 089 83	Aikarele (SLY 1 ja 3)																							
EST 700/IT	33 090 07	Teleasennuskotelo																							
EST 700	33 090 08	Kaapelikanava/telekotelo																							
 																									
Alapääty		Yläpääty																							
Mittauskeskus johdonsuoja-automaateilla, vikavirtasuojakytkimillä ja SLY 1.3 kytkennällä. Pinta- ja uppoasennukseen. Ovi vakiona																									
Pääpotentiaalintasauskisko, ei keskuksessa		Kaavio	Nimitys	A/A	Laji mm ²																				
		Päämaadoitusjohdin				Cu 16																			
		Pääpotent.tasausjohdin, rak. runko				MK																			
		Pääpotent.tasausjohdin, putkisto				MK																			
		Pääpotent.tasausjohdin, iv-kanavat				MK																			
		Antenni				MK 6																			
		Puhelinpääte				MK 6																			
		Pääpotentiaalintasausjohdin				MK																			
		Liittymisjohto max. 50A tai Cu35				/63																			
		Tariffinohjausautomaatti				B6																			
		Tariffinohjauslaite																							
		L1 Ohjaus				B6																			
		L2 Ohjaus				B10																			
		L3 Ohjaus				B10																			
		Ohjausriviliitin																							
		Ohjauskaapeli																							
		Käyttökytkin, 1=jatkuva ja 2=yö																							
		L1 Lämmitys				B10																			
		L2 Lämmitys				B10																			
		L3 Lämmitys				B10																			
		Yöajan apurele 1K11																							
Kiukaan apurele 10K11																									



Pvm: 30.04.2005
 Muutos: JMG
 Teki: JMG
 Koodi: ESAVI 65-42E-A



Mittauskaavin
 Pirtin numero
 1
 Laitteiden määrä
 4

Rakennuskohteen nimi ja osoite Rakennusostajayhtiö	Pinnustelu ASENNUSOHJE Pinnukseen sisältyy MITTAUSKESKUS MK	Pvm. 30.04.2005 Muutos Tekijä JMA	<p>Keskuksen asennustavat:</p>  <ol style="list-style-type: none"> 1. Pinta-asennus, keskus kiinnitetään <ul style="list-style-type: none"> – keskus kiinnitetään seinälle kotelon pohjassa olevista rei'istä 2. Uppoasennus, minimi upotussyvyys noin 60 mm <ul style="list-style-type: none"> – jos käytetään putketonta uppoasennusta, varmistetaan kaapelien vedonpoisto kiinnittämällä ne esim. TC-kiinnikkeillä keskuksen ulkopuolelta lähelle laippaa <p>Keskuksen rakenne:</p> 
Keskus ENSTO ELECTRIC OY Munkkiniemi 1 50100 puh 0204 78 21 fax 0204 78 3440	Mittakaava Lehti 4 Laidat 4	<p>Keskuksen läpivientilaippa putkille ja kaapeleille:</p>  <ul style="list-style-type: none"> – laipassa on paikka 13 kpl 20 mm:n putkelle, 2 kpl 25 mm:n putkelle ja 1 kpl 32 mm:n putkelle – laippaan voi liittää kovan muoviputken, alumiini-putken (JAP) ja myös taipuisan muoviputken, taipuisa muoviputki pitää kiinnittää laipan läheltä esim. seinärakenteeseen kiinni pysymisen varmistamiseksi – laipan putkitus- / kaapeliaukoissa on kalvotiiviste, joka esipuhkaistaan esim. ruuvimeisselillä (ei puukolla) ja työnnetään kaapeli / johtimet sen läpi <p>Laipan putkitus-/kaapeliaukot:</p> 