



Elmättningshandboken

Krav, råd och rekommendationer om
mätning på elmarknaden

Utgiven av Energiföretagen Sverige – Swedenergy, Stockholm 2023

Förord

Elmättningshandboken är en handbok som beskriver mätsystemet, det vill säga elmätare, kommunikationsmoduler och mättransformatorer. Handboken utgör ett stöd till personal på elnäts- och entreprenadföretag, leverantörer av materiel samt myndigheter som arbetar med dimensionering, projektering, installation och kontroll av mätsystem. Handboken beskriver det som betraktas som god mätteknisk praxis.

De här rekommendationerna kan tillämpas för såväl konsumtions- som produktionsmätning samt tillämpas oavsett om mätningen sitter placerad i ett koncessionspliktigt nät eller inte.

November 2023

Energiföretagen Sverige

Innehåll

Förord.....	3
1. Inledning.....	7
2. Regelverk, standarder och branschpraxis.....	8
2.1 Allmänt.....	8
2.2 EU-direktiv.....	8
2.3 Svenska lagar	9
2.4 Svenska förordningar	10
2.5 Svenska föreskrifter	10
2.5.1 Swedac.....	10
2.5.2 Energimarknadsinspektionen (Ei)	11
2.5.3 Elsäkerhetsverket	11
2.6 Standarder och branschpraxis.....	12
2.6.1 Allmänt om standarder.....	12
2.6.2 Mätarstandarder	12
2.6.3 Installationsbestämmelser och tillhörande standard.....	12
2.6.4 Mätplatsens utformning.....	13
3. Allmänt om mätning av el	14
3.1 En elmätarens liv.....	14
3.2 Funktionskrav	14
3.2.1 Utökad mätdata	14
3.2.2 Registrering av aktiv energi och elavbrott.....	15
3.2.3 Öppet kundgränssnitt.....	15
3.2.4 Fjärravläsning	15
3.2.5 Uppgradering, spänningssättning och fränkoppling på distans	16
3.3 Utformning av mätning hos elöverkänsliga.....	16
3.4 Anläggningar hos myndighet som har begärt undantag enligt mätförordningen	16
3.5 Anslutning och mätning av produktionsanläggning	16
3.6 Mätning i icke-koncessionspliktiga nät	17
3.7 Olovlig energiavledning.....	17
3.8 Frikraft.....	17
3.9 Mätning reaktiv energi (omfattas inte av Swedacs föreskrifter).....	17
3.10 Influensstorheter.....	18

4. Kategori 1: direktmätning	19
4.1 Allmänt	19
4.2 Ansvarsfördelning	19
4.3 Teknisk utformning av mätsystemet	19
4.4 Kontroll av mätare kategori 1	20
4.4.1 Frivillig leveranskontroll	20
4.4.2 Allmänt om kvalitetskontroll av mätare	20
4.4.3 Statistisk kontroll – Det Nationella Stickprovet	20
4.4.4 Hantering av mätare vid speciella förutsättningar	23
4.5 Dokumentation	23
5. Kategori 2–5	25
5.1 Allmänt	25
5.2 Ansvarsfördelning	25
5.3 Teknisk utformning av mätsystemet	25
5.3.1 Normalt driftförhållande	25
5.3.2 Mätanläggning	26
5.3.3 Mätare	26
5.3.4 Strömtransformatorer	26
5.3.5 Spänningstransformatorer (kategori 3–5)	28
5.3.6 Hjälpspänning	29
5.3.7 Impulsöverföring	29
5.3.8 Två- eller tresystemig mätning (kategori 3–5)	29
5.3.9 Kontrollmätning (motmätning)	29
5.3.10 Summakontrollmätning	29
5.3.11 Summamätning	29
5.4 Kontroll	30
5.4.1 Allmänt	30
5.4.2 Inkopplingskontroll	30
5.4.3 Provdrift av ett mätsystem	31
5.5 Dokumentation	31
5.6 Drift och underhåll av mätsystem	31
5.6.1 Mättransformatorer och mätledningar	32

5.7	Kategori 2.....	33
5.7.1	Mätanläggning	33
5.7.2	Krav på mätnoggrannhet för mätsystem kategori 2.....	33
5.7.3	Kontroll.....	34
5.7.4	Kontroll av mätsystem i tillfälliga anläggningar	39
5.8	Kategori 3-5	39
5.8.1	Mätanläggning	39
5.8.2	Krav på mätnoggrannhet för mätsystem kategori 3-5	40
5.8.3	Kontroll.....	44
6.	Bilagor	50
	Bilaga 1 – Ordlista	51
	Bilaga 2 – Rekommenderade areor och formler för beräkningar	54
	Bilaga 3 – Lathund för val av mätapparater.....	58

1. Inledning

Elmättningshandboken är en handbok som beskriver mätsystemet, det vill säga elmätare, kommunikationsmoduler och mättransformatorer. Handboken utgör ett stöd till personal på elnäts- och entreprenadföretag, leverantörer av materiel samt myndigheter som arbetar med dimensionering, projektering, installation och kontroll av mätsystem. Handboken beskriver det som betraktas som god mätteknisk praxis.

De här rekommendationerna kan tillämpas för såväl konsumtions- som produktionsmätning samt tillämpas oavsett om mätningen sitter placerad i ett koncessionspliktigt nät eller inte.

I tidigare versioner har handboken haft namnet "Krav, Råd och Rekommendationer om mätning på elmarknaden (KRR)". Den första utgåvan av handboken utkom 1996 och har sedan dess varit mycket uppskattad hos både elnätsföretag och privata kontroll- och verifieringsföretag.

Swedac är det nationella ackrediteringsorganet samt sektorsmyndigheten för regler om mätinstrument. I den sistnämnda rollen är Swedac den myndighet som har i uppdrag att övervaka att elnätsföretagen kontrollerar sina elmätarsystem för producent- och konsumentanläggningar för att säkerställa att systemen mäter på ett korrekt sätt. Swedac genomför även slumpmässiga kontroller på utvalda företag, bland annat i form av tillsynsbesök, för att säkerställa att elnätsföretagen sköter sig. Tillsynen ska inte förväxlas med Energimarknadsinspektionens (Ei:s) tillsyn som avser hur mätresultaten används på elmarknaden, exempelvis hur ofta avläsning av elkunders elmätare ska genomföras, rutiner kring elhandlarbyten och flyttar. I rollen som ackrediteringsorgan bedriver Swedac tillsyn på de kontrollorgan som enligt föreskrifterna ska genomföra kontroller hos elnätsföretagen.

Elmättningshandboken bygger på de krav som Swedac och Ei har i sina föreskrifter, men innefattar även Energiföretagen Sveriges branschgemensamma råd och rekommendationer. De allmänna råden ska inte uppfattas som en strikt manual, utan som ett stöd vid utformning av egna rutiner för kontrollverksamheten av elmätarsystem.

2. Regelverk, standarder och branschpraxis

2.1 Allmänt

Regelverket klassar mätsystem i fem kategorier beroende på hur hög effekt som mätpunkten förväntas mäta. Handboken följer detta upplägg.

Mätsystem för mätning av överförd el indelas i följande kategorier:	
Kategori 1	Mätning av överförd el utan strömtransformator – direktmätning
Kategori 2	Mätning av överförd el med strömtransformator
Kategori 3	Mätning av överförd el med ström- och spänningstransformator med mätsystemeffekt < 2 MW
Kategori 4	Mätning av överförd el med ström- och spänningstransformator med mätsystemeffekt 2–10 MW
Kategori 5	Mätning av överförd el med ström- och spänningstransformator med mätsystemeffekt > 10 MW

Tabell 1. Kategorier av mätsystem för mätning av överförd el.

2.2 EU-direktiv

Nedan listas viktiga EU-direktiv som, direkt eller indirekt, påverkar hur mätning av överförd el ska genomföras.

Direktivet Gemensamma regler för den inre marknaden för el (EU) 2019/944, även kallat "Ren energi för alla i Europa", innehåller beslut om nya lagar inom elmarknadsområdet.

Direktivet omfattar bland annat:

- nya regler för lokalnätsföretag
- nya regler för slutkundsmarknaden
- nya aktörer – aggregatorer och medborgarenergigemenskaper
- nya regler för grossistmarknaden.

Direktivet om energieffektivitet 2012/27/EU, kompletterat genom (EU) 2018/2002.

Syftet med direktivet är att fastställa en gemensam ram för att främja energieffektivisering inom EU.

Direktivet innehåller krav på individuell mätning.

EMC-direktivet 2014/30/EU om elektromagnetisk kompatibilitet.

MID-direktivet 2004/22/EG om mätinstrument (MID-004).

2.3 Svenska lagar

Ellagen (1997:857) är det grundläggande regelverk som styr anslutning och drift av elektriska produktionsanläggningar.

Exempel på bestämmelser i ellagen som är relevanta för elmätare:

- 6 kap. Mätning av överförd el.

Elsäkerhetslagen (2016:732) innehåller krav på hur elinstallationsarbete ska utföras, vilken kompetens företaget som utför installationen måste ha, hur kompetens hos de som utför arbetet säkerställs samt krav på egenkontrollprogram för verksamheten.

Exempel på bestämmelser i elsäkerhetslagen som är relevanta för elmätare:

- 6–15 §§ beskriver skyldigheter i fråga om elektriska anläggningar samt reglerar hur elektriska anläggningar ska vara beskaffade, uppbyggda och brukas för att ge betryggande säkerhet mot person- och sakskada eller driftstörning.
- 16–19 §§ beskriver skyldigheter i fråga om elektrisk utrustning samt reglerar hur elektrisk utrustning ska vara beskaffade, uppbyggda och brukas för att ge betryggande säkerhet mot person- och sakskada eller driftstörning.
- 28 § beskriver och reglerar ansvar för skada genom inverkan av el från starkströmsanläggning.
- 29–30 §§ beskriver och reglerar produktansvaret vid skada orsakad av säkerhetsbrist.

Brottsbalken (1962:700)

- 8 kap. 10 § beskriver olovlig energiavledning.

Lag (2022:333) om energimätning i byggnader.

- Lagen syftar till att energikostnader ska kunna fördelas efter faktisk energianvändning genom energimätning i enskilda lägenheter, vilket ökar incitamenten för slutanvändare att reducera energianvändningen i byggnader.

Lag (2011:1200) om elcertifikat.

- Lagen syftar till att främja produktion av förnybar el för att inom den gemensamma elcertifikatsmarknaden med Norge nå gemensamt uppsatta mål.

2.4 Svenska förordningar

Förordning (1999:716) om mätning, beräkning och rapportering av överförd el innehåller bestämmelser om hur mätning ska utföras samt de funktionskrav som gäller från den 1 januari 2025.

Elsäkerhetsförordning (2017:218) innehåller säkerhetsbestämmelser för elektrisk materiel samt de krav som gäller vid elinstallationsarbete som avser utförande, ändring eller reparation av en elektrisk starkströmsanläggning. Förordningen innehåller även de krav som gäller för innehavaren av en starkströmsanläggning, grundläggande skyldigheter rörande kontroll av anläggningen och innehavarens övergripande ansvar för arbete som utförs på eller i anslutning till anläggningen.

Förordning (2016:363) om elektromagnetisk kompatibilitet innehåller bestämmelser om elektromagnetisk kompatibilitet (EMC) för utrustning.

2.5 Svenska föreskrifter

2.5.1 Swedac

Swedacs regelverk omfattar alla mätare och mätsystem i in- och utmatningspunkter till koncessionspliktigt nät samt i gränspunkter mellan nät. I icke-koncessionspliktigt nät omfattar mätsystem för mätning av elcertifikatberättigad produktion samt fördelningsmätare för lägenheter.

Swedacs föreskrifter kan sammanfattas som i nedanstående tabell:

Författning	Beskrivning
STAFS 2016:1	Om mätinstrument
STAFS 2022:8	Swedacs föreskrifter om mätare för aktiv elenergi
STAFS 2022:9	Swedacs föreskrifter om mätsystem för mätning av överförd el

Tabell 2. Swedacs föreskrifter rörande elmätning.

STAFS 2016:1 och STAFS 2022:8 är författningar som är baserade på EU-direktivet och innehåller tekniska krav på elmätare. För att en ny elmätare ska få säljas och användas, exempelvis för debiteringsmätning av hushållsförbrukning, måste den uppfylla kraven i båda föreskrifterna. Kraven är gemensamma i hela EU och medlemsstaterna får inte ställa högre krav på mätarna än vad direktivet kräver.

STAFS 2022:9 kan ses som den övergripande författningen som omfattar alla mätsystem gällande mätvärdesregistrering. Den innehåller även bestämmelser om största tillåtna fel som en debiteringsmätare får ha i drift samt hur elnätsföretagen ska säkerställa att mätaren fortsättningsvis uppfyller föreskrivna krav. Därutöver finns även bestämmelser om mätsystem i kategori 2–5 avseende krav på delkomponenter, största tillåtna fel för mätsystemet, kontroll vid idrifttagande samt återkommande kontroll.

Bestämmelserna i 3 § STAFS 2009:8 gäller för mätsystem som används för mätning av överförd el i koncessionspliktigt nät för annans räkning enligt 6 kap. 2 § ellagen (1997:857), fram till den 1 januari 2025.

Samma krav som Swedac ställer på debiteringsmätare i koncessionspliktiga elnät ska även tillämpas för nät utan stöd av nätkoncession vid elproduktion enligt 2 kap. 3 § lagen (2011:1200) om elcertifikat. Det gäller även för lägenheter inom en byggnad om det finns en skyldighet att se till att mätning ska kunna ske enligt lagen (2022:333) om energimätning i byggnader.

Ackreditering för kontroll av mätare och mätsystem

Den som utför kontroll av mätsystem i samband med idrifttagande och återkommande kontroll ska vara ett ackrediterat kontrollorgan för dessa kontroller, av typ A, B eller C. Kontrollorganet ska uppfylla kvalitetsstandarden SS-EN ISO/IEC 17020 och rapporterna ska vara försedda med information om att kontrollen utförts i organisationens egen-skap av kontrollorgan.

2.5.2 Energimarknadsinspektionen (Ei)

Energimarknadsinspektionens föreskrifter hanterar hur mätvärden ska samlas in och hanteras samt vilka funktioner en elmätare ska ha.

EIFS 2023:1 är Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om mätning, beräkning och rapportering av överförd el.

2.5.3 Elsäkerhetsverket

Elsäkerhetsverkets föreskrifter innehåller inget som är specifikt för elmätare, utan hanterar övergripande allt som berör elsäkerhet och elektromagnetisk kompatibilitet (EMC).

Författning	Beskrivning
ELSÄK-FS 2022:1	Elsäkerhetsverkets föreskrifter och allmänna råd om hur elektriska starkströmsanläggningar ska vara utförda
ELSÄK-FS 2022:2	Elsäkerhetsverkets föreskrifter och allmänna råd om varsel-märkning vid elektriska starkströmsanläggningar
ELSÄK-FS 2022:3	Elsäkerhetsverkets föreskrifter och allmänna råd om innehavarens kontroll av elektriska starkströmsanläggningar och elektriska anordningar
ELSÄK-FS 2016:1	Elsäkerhetsverkets föreskrifter om elektrisk utrustning. Innehåller bestämmelser som ska tillämpas på lågspänningsutrustning
ELSÄK-FS 2016:3	Elsäkerhetsverkets föreskrifter om elektromagnetisk kompatibilitet
ELSÄK-FS 2016:4	Elsäkerhetsverkets föreskrifter om ändring i Elsäkerhetsverkets föreskrifter (2016:3) om elektromagnetisk kompatibilitet

Tabell 3. Författning och beskrivning av Elsäkerhetsverkets föreskrifter.

2.6 Standarder och branschpraxis

2.6.1 Allmänt om standarder

Standarder på elområdet kan behandla terminologi, dokumentation, klassificering och andra övergripande frågor, och kan innehålla fordringar på mått, säkerhet, prestanda eller andra egenskaper. I vissa fall beskriver standarder även ett utförande, en provning eller användning av olika slags elektriska produkter.

Inom det elektriska området är International Electrotechnical Commission (IEC) det internationella standardiseringsorganet, Comité Européen de Normalisation Électrotechnique (CENELEC) det europeiska och Svensk Elstandard (SEK) det nationella.

Inom CENELEC utnyttjas i först hand standarder som är framtagna inom IEC som överförs till europeisk standard. Näst intill alla IEC- och CENELEC-standarder fastställs som svenska standarder (betecknas SS-IEC respektive SS-EN).

Standardiseringsarbetet bedrivs i olika internationella och nationella tekniska kommittéer (TC respektive TK). De aktuella kommittéerna inom elektrisk effekt- och energimätning är TK 13 Elmätare och utrustning för belastningsstyrning och TK 38 Mättransformatorer. TK 38 arbetar således endast med mätare i kategori 2–5. Kommitté TK 64 Elinstallationer för lågspänning samt skydd mot elchock, ger bland annat ut standarder för utformning av mätplatsen.

För att uppfylla kraven i olika förordningar och direktiv inom EU tar CENELEC fram standarder som saknar internationell motsvarighet. Ett exempel är EU-direktivet MID (2004/22/EG) där standarderna för typgodkännande, SS-EN 50470-1, SS-EN 50470-2 och SS-EN 50470-3, inte är gemensamma med IEC.

2.6.2 Mätarstandarder

SS-EN 50470-1, SS-EN 50470-2 och SS-EN 50470-3 – Elmätare del 1–3 är harmoniserade standarder, vilket innebär att de är utpekade av EU-kommissionen och fyller en viktig funktion i förhållande till de föreskrifter som baseras på MID (STAFS 2006:7). I praktiken innebär standarderna att om en tillverkare säkerställer att mätare uppfyller kraven i standarderna, förutsätts den även uppfylla kraven i MID.

2.6.3 Installationsbestämmelser och tillhörande standard

Installation av måtanläggning vid lågspänning ska utföras av en yrkesman som är anställd och verksam i ett elinstallationsföretag, registrerat hos Elsäkerhetsverket, och har ett egenkontrollprogram som minst täcker in den typen av arbete. Arbetet ska följa aktuella föreskrifter inom elsäkerhetsområdet. Närmare information finns att tillgå på Elsäkerhetsverkets hemsida.

Utförandet ska följa SS 437 01 02, Elinstallationer för lågspänning – Vägledning för anslutning, mätning, placering och montage av el- och teleinstallationer, samt AMI-handboken (utges av Energiföretagen Sverige) som beskriver god branschpraxis. AMI-handboken innehåller bland annat information kring dokumentutväxlingen mellan elinstallatör och elnätsföretag. Vidare ställs det även krav på mätapparaters montering och placering, plintar, plomberingsmöjligheter, avsäkring med mera. Det ges anvisningar för mätledningars dimensionering samt för provning och idrifttagning.

2.6.4 Mätplatsens utformning

SS 430 01 01, Mätartavlor

Standarden gäller mätartavlor och måtarblock avsedda för elmätare med högst 400 V märkdriftspänning och max 63 A mätarsäkring.

SS 430 01 10, Mätarskåp

Standarden gäller fabrikstillverkade mätarskåp för kategori 1-mätare avseende:

- trefas växelspanning
- märkdriftspänning 230/400 V
- märkdriftström 25 A och 63 A.

SS 430 01 15, Mätarskåp och mätartavla för mättransformatormätning

Standarden gäller fabrikstillverkade mätarskåp och mätartavlor för mättransformatormätning i trefas växelspanningsanläggningar.

3. Allmänt om mätning av el

3.1 En elmätarens liv

Nedanstående bild är en inledande beskrivning av vad som är viktigt att tänka på under en elmätarens livstid. I huvudsak beskrivs mätning för kategori 2–5, men liknande tankesätt gäller även för elmätare kategori 1.

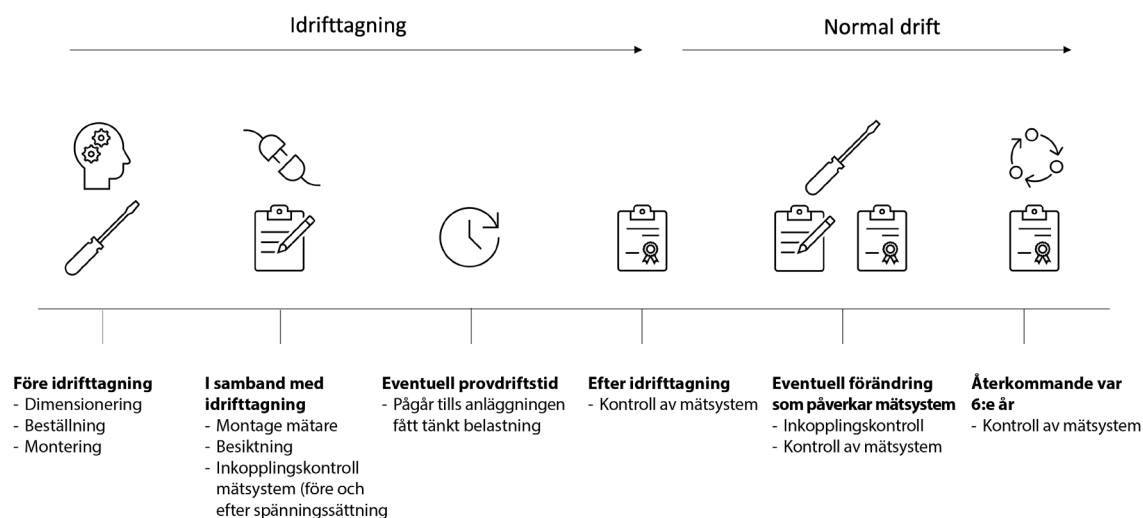


Bild 1. Viktiga komponenter i en elmätarens liv, från i idrifttagning till normal drift.

3.2 Funktionskrav

I förordning (1999:716) om mätning, beräkning och rapportering av överförd el listas de funktioner som en elmätare i kategori 1 och 2 ska ha från 1 januari 2025.

3.2.1 Utökad mätdata

Mätutrustningen ska kunna:

1. mäta både uttag och inmatning i varje fas avseende:
 - a. ström
 - b. aktiv effekt
 - c. reaktiv effekt.
2. mäta spänning i varje fas
3. mäta och registrera den totala aktiva energin vid uttag och inmatning av el.

3.2.2 Registrering av aktiv energi och elavbrott

Mätutrustningen ska kunna registrera:

1. mängden överförd aktiv energi var femtonde minut
2. tidpunkt för början och slut av varje elavbrott som varar längre än tre minuter i en eller flera faser.

3.2.3 Öppet kundgränssnitt

Mätutrustningen ska ha ett kundgränssnitt som stöds av en öppen standard och är utformat på så sätt att det är möjligt att i nära realtid få information om:

1. både uttag och inmatning i varje fas avseende:
 - a. ström
 - b. aktiv effekt
 - c. reaktiv effekt.
2. spänning i varje fas
3. mätarställning för uttag och inmatning av aktiv energi.

Det ska inte vara möjligt att skicka information till mätutrustningen genom kundgränssnittet.

Kundgränssnittet ska endast vara aktiverat på begäran av kunden.

Förtydligande i EIFS 2023:1 13 kap.

1 § Nätföretaget ansvarar för att information i kundgränssnittet uppdateras och är tillgänglig för en elanvändare minst var tionde sekund, om elanvändaren har begärt att gränssnittet ska vara aktiverat.

2 § Nätföretaget ska hantera aktivering eller inaktivering av kundgränssnittet inom en arbetsdag från det att en elanvändare begär det.

En nationell rekommendation för den tekniska utformningen av kundgränssnittet har tagits fram av Energiföretagen Sverige, [Branschrekommendation för lokalt kundgränssnitt för elmätare](#).

3.2.4 Fjärravläsning

Mätsystemet och mätutrustningen ska möjliggöra för nätkoncessionshavaren att på distans avläsa följande uppgifter:

1. både uttag och inmatning i varje fas avseende:
 - a. ström
 - b. aktiv effekt
 - c. reaktiv effekt
2. spänning i varje fas
3. mätarställning för uttag och inmatning av aktiv energi
4. elavbrott.

3.2.5 Uppgradering, spänningssättning och fränkoppling på distans

Mätsystemet och mätutrustningen ska möjliggöra för nätkoncessionshavaren att på distans:

1. uppgradera programvara och ändra inställningar i mätutrustningen
2. spänningssätta och fränkoppla elanläggningar. Gäller inte för kategori 2.

3.3 Utformning av mätning hos elöverkänsliga

I vissa fall har elöverkänsliga uttryckt att de mår dåligt av den teknik som används för att kommunicera med elmätare. I Sverige är relativt få människor elöverkänsliga, cirka 150 personer per en miljon uttagspunkter. Det finns dock inget stöd i regelverket som beskriver om eller hur hänsyn kan visas till elöverkänsliga och Ei är tydliga med att inga undantag får göras från funktionskraven som gäller från den 1 januari 2025.

Ett alternativ är att i dialog med kunden se över hur kommunikationen är konfigurerad samt med vilka frekvenser som data samlas in.

En annan lösning är att placera ett markmätarskåp vid tomtgränsen. Den extra kostnaden som då uppstår står vanligtvis den elöverkänslige för.

Om en kund beviljas ett undantag från gällande föreskrifter är det viktigt att det dokumenteras samt att information om vad som gäller tydliggörs för kunden.

3.4 Anläggningar hos myndighet som har begärt undantag enligt mätförordningen

Undantag från vissa funktionskrav kan beviljas för mätning kategori 1 och 2 enligt SFS 1999:716, 32 §:

Mätsystem och mätutrustning i byggnader och andra anläggningar som ägs eller disponeras av en myndighet behöver inte uppfylla funktionskraven i 25–28, 30 och 31 §§, i den utsträckning myndigheten bedömer att ett undantag från funktionskravet är av vikt för rikets säkerhet och begär hos nätkoncessionshavaren att funktionskravet ska undantas.

3.5 Anslutning och mätning av produktionsanläggning

Den som avser att installera en produktionsanläggning ska via sin elinstallatör ta kontakt med sitt elnätsföretag och kontrollera vad som gäller för det egna elnätet. Det görs normalt med en föransökan.

För detaljerade anvisningar om hur anslutningen av produktionsanläggningar går till, se *Handbok för anslutning av elproduktion i elnätet* (HAP) som ges ut av Energiföretagen Sverige.

Eftersom produktion och konsumtion kan variera mellan faserna är det viktigt att alltid använda samma metod för att summera ihop energin. Enligt STAFS 2022:9 2 kap. 7 § ska det ske genom så kallad vektoriel summering:

I det fall ett mätsystem används för att mäta både in- och utmatning ska energin i samtliga faser summeras för att sedan ackumuleras i ett inmatnings- eller uttagsregister.

3.6 Mätning i icke-koncessionspliktiga nät

Samma krav som Swedac ställer på debiteringsmätare i koncessionspliktiga elnät ska enligt STAFS 2022:8 även tillämpas för:

- produktionsmätare i icke-koncessionspliktiga nät
- mätare för konsumtionsmätning av el i icke-koncessionspliktiga nät.

3.7 Olovlig energiavledning

Elstölder, eller olovlig energiavledning som är den officiella brottsrubriceringen, förekommer. Förutom stölden medför det risker både för kunderna och elnätsföretagets personal.

I AMI-handboken finns information om hur man upptäcker, utreder, dokumenterar och polisanmäler elstölder.

3.8 Frikraft

Frikraft är ett avtal mellan en fastighetsägare och en elproducent som innebär att fallrätt upplåts i utbyte mot fri elkraft. Avtalen kan se olika ut, men gemensamt är att de bygger på gamla avtal som har anpassats till dagens förhållanden.

Ett frikraftsavtal är bundet till anläggningen, vilket innebär att om en fastighet med frikraft säljs går avtalet över till den nya ägaren.

3.9 Mätning reaktiv energi (omfattas inte av Swedacs föreskifter)

Växelström skapar både aktiv och reaktiv effekt/energi. Det eftersträvas alltid att minimera den reaktiva delen eftersom den "tar plats" från den aktiva delen. Hur stor den reaktiva delen i ledningsnätet blir beror på ledningstypen. Luftledningar skapar induktiv reaktans och jordkabelnät skapar kapacitiv reaktans. För elanvändaren uppstår reaktiv effekt framför allt i elmotorer, lysrör, transformatorer, nätaggregat etcera. Elvärme och varmvattenberedare har vanligtvis ingen påverkan på det reaktiva uttaget.

Reaktiv effekt skapar en fasförskjutning mellan ström och spänning, vilket innebär att strömmen i ledningen inte kan nyttjas fullt ut för att driva exempelvis en elmotor. "Onödig ström", alltså ström som inte kan användas, kommer då att flyta i ledningsnätet som i sin tur skapar onödiga nätförluster. Hur stor nätförlusten blir beror på ledningsnätets area, material och längd. Nätägare vill motverka det reaktiva effektuttaget så mycket som möjligt genom att mäta och ta betalt för reaktiv effekt/energi.

För mätning av reaktiv energi rekommenderas noggrannhetsklass 2 eller bättre. Elektroniska mätare gör det möjligt att mäta energi i alla fyra kvadranterna och det rekommenderas att även mäta den reaktiva energin.

När anläggningsinnehavaren kompenserar för induktiv reaktiv effekt bör reglerbara kondensatorbatterier väljas. I annat fall kan det leda till överkompensering när det inte är normallast.

Om den reaktiva mätningen är debiteringsgrundande bör även den kontrolleras, med samma intervall som vid aktiv mätning. Det är dock inget krav i föreskriften. Största fel bör ligga inom $\pm 2\%$.

Den reaktiva mätningen ska följa SS-EN 62053-23 respektive SS-EN 62053-24, beroende på noggrannhetsklass.

3.10 Influensstorheter

Hänsyn ska tas till variationer i spänning, ström, omgivningstemperatur, obalanser, hjälpspänning eller andra influensstorheter eftersom de aktivt bidrar till mätsystemets felvisning och osäkerhet.

4. Kategori 1: direktmätning

4.1 Allmänt

Enligt SS 437 01 02 (Elinstallationer för lågspänning – Vägledning för anslutning, mätning, placering och montage av el- och teleinstallationer) ska anläggningar upp till och med 63 A utföras för direktmätning.

Av historiska skäl finns det även enstaka anläggningar som har mätarsäkring över 63 A med direktmätning. Vid ombyggnation ska det övervägas vilket som är mest kostnads-effektivt: att säkra ned anläggningarna eller bygga om till kategori 2-mätning.

4.2 Ansvarsfördelning

Anläggningsinnehavaren ansvarar för att ett mätarskåp eller en mätartavla enligt gällande standard finns på plats där elnätsföretaget kan montera sin mätare.

4.3 Teknisk utformning av mätsystemet

MID-godkända elmätare ska ha noggrannhetsklass klass A eller bättre. För övriga mätare gäller klass 2 eller bättre.

Mätare ska vara märkta enligt MID, SP eller P. Dessutom ska alla elmätare vara CE-märkta.

Enligt STAFS 2022:8 ska mätaren vara konstruerad för kondenserande fuktighet och klara av en övre temperaturgräns på 70 °C och en undre temperaturgräns på -40 °C.

Energiupplösningen regleras i STAFS 2022:9, 2 kap. 3 §.

För mätsystem som registrerar mätvärden en gång i timmen eller oftare gäller följande vid mätvärdesregistrering från 1 januari 2025:

- Mätvärdets energiupplösning ska, för mätsystem kategori 1, vara 1 Wh.
- Tidsangivelsen får, för alla kategorier, högst avvika från normalt看id med sju sekunder.

För timregistrerande mätsystem gäller (till och med 31 december 2024) att mätvärdets energiupplösning högst får vara 1 kWh och tidsangivelsen högst får avvika med 60 sekunder från normalt看id. Om mätaren har en högre upplösning än en hel kilowattimme internt kan man avstå att visa alla siffror. Avrundning får däremot inte förekomma i någon systemdel.

För månadsregistrerande mätsystem gäller (till och med 31 december 2024) att mätvärdets energiupplösning högst får vara 1 kWh, och tidsangivelsen högst får avvika med 30 minuter från normalt看id.

Insamlade mätvärden som registreras ska överensstämna med elmätarens mätarställning.

4.4 Kontroll av mätare kategori 1

4.4.1 Frivillig leveranskontroll

Leveranskontroll är inget som är reglerat i någon föreskrift, men det rekommenderas att göras. I de fall som kontroll utförts hos tillverkaren bör köparen kontrollera en andel mätare genom stickprov. En sådan stickprovsmässig kontroll ska utföras i samma mätpunkter som leveranskontrollen och i så nära anslutning till installationen som möjligt. De här kontrollerna ska inte förväxlas med de krav som framkommer i Swedacs föreskrifter, utan ska ses som en kvalitetssäkring för elnätsföretag vid uppsättning av nya mätare.

4.4.2 Allmänt om kvalitetskontroll av mätare

Swedacs föreskrifter (STAFS 2022:9) tillåter olika metoder för kvalitetssäkring av elmätare:

- För en elektronisk mätare ska den första kontrollen göras senast tre år efter tillverkningsåret och därefter senast vart sjätte år.
- För en elektromekanisk mätare ska den första kontrollen göras senast tre år efter tillverkningsåret. Den nästkommande kontrollen ska utföras senast efter 18 år och därefter vart sjätte år.

Kontrollen kan genomföras som periodisk allkontroll eller statistisk kontroll.

Alternativt får återkommande kontroll av mätare, oavsett funktionsprincip, utföras vart tionde år. Det gäller under förutsättning att:

- partiet består av mindre än 1 200 enheter
- den återkommande kontrollen utförs som allkontroll
- kontrollintervallet för en enskild mätare inte förändras tre år efter tillverkningsåret och under tiden som mätaren är i drift.

Endast godkända mätare eller mätare som tillhör ett mätarparti med godkänt resultat från den statistiska kontrollen får återinstalleras eller vara i drift ytterligare ett kontrollintervall.

Återkommande kontroll ska även ske efter underhåll eller reparation av mätare samt när det finns en misstanke att mätaren inte uppfyller de föreskrivna kraven (STAFS 2022:9).

4.4.3 Statistisk kontroll – Det Nationella Stickprovet

Energiföretagen erbjuder sina medlemmar att delta i Det Nationella Stickprovet. Deltagandet i stickprovsundersökningarna är frivilligt, men nyttjas av samtliga medlemmar i Energiföretagen. Genom undersökningarna får elnätsföretagen möjlighet att optimera användningen av sina elmätare samt uppfattning om vilka felfunktioner som kan påverka mätningarnas korrekthet.

Arbetet utförs av en projektgrupp inom Energiföretagen – Stickprovgruppen – som består av specialister från elnätsföretagen.

Endast elmätare som elnätsföretaget rapporterat in till det gemensamma registret (ELSA, Elmätare Livslängd Statistik Analys) kan delta i stickprovsundersökningarna.

Stickprovsresultaten används för att visa att myndigheternas krav på högsta tillåtna mätfel är uppfyllt. Genom att delta i undersökningarna tar branschen ett initiativ som gör det möjligt för enskilda elnätsföretag att utnyttja resultaten gentemot både myndigheter och kunder.

Den grupp av mätare som blir föremål för en stickprovsundersökning kallas för *mätarparti* och ska vara så homogent som möjligt, det vill säga att sammansättningen ska bestå av liknande mätare så att mätresultaten kan anses representativa för gruppen. Det innebär att elmätare som ägs av olika elnätsföretag men är av samma fabrikat och typ och som har tillverkats under, som mest, en treårsperiod kan kontrolleras tillsammans. Startpunkten för ett mätarpartis kontrollintervall fastställs till mitten av aktuell period, det vill säga att ett mätarparti bestående av elmätare tillverkade år 2019, 2020 och 2021 senast ska kontrolleras första gången 2023.

Kontroll av elmätarens noggrannhet

Efter stickprovsuttaget ombeds ägarna (elnätsföretagen) av de för undersökningen uttagna elmätarna att kontrollera dess strömberoende enligt nedanstående *tabell 4*. För mätare som godkänts mot krav i äldre nationella bestämmelser gäller *tabell 5*. Beakta att samtliga kontroller ska utföras av ett ackrediterat kontrollorgan. Det betyder att det företag som utför kontrollen uppfyller vissa krav med avseende på kompetens och oberoende. För ytterligare information bör kontakt tas med Swedac.

Strömvärde vid symmetrisk belastning	PF (effektfaktor)	Största tillåtna fel [%]	
		Elektronisk	Elektromekanisk
$I_{\min}$	1	± 5	± 6
I_{tr}	1	$\pm 3,5$	± 5
I_{tr}	0,5 induktiv		
$10 I_{tr}$	1		
$25 I_{tr}$	1		

Tabell 4. Gäller kontroll av mätare som omfattas av STAFS 2022:8.

Strömvärde vid symmetrisk belastning och PF=1	Största tillåtna fel [%]
0,05 I_b	± 6
0,1 I_b	± 5
I_b	
2,5 I_b	

Tabell 5. Gäller kontroll av mätare som godkänts mot kraven i äldre nationella bestämmelser.

Mätresultatet ska rapporteras till databasen ELSA inom angivna tidsramar. Dessutom ska kontrollen som utförts av det ackrediterade kontrollorganet rapporteras och kunna återges i ELSA.

Kontroll av elmätarens funktioner

Påträffande av felaktig display, pulsutgång eller annan funktion i samband med kontroll ska noteras och rapporteras i mätprotokollet.

Godkänt eller underkänt resultat

Kriteriet för att godkänna en mätare som blivit uttagen vid en stickprovsundersökning innebär att den ska uppfylla lagstiftningens gränser för högsta tillåtna mätfel i mät-punkterna enligt *tabell 4 och 5*. Mätningarna ska även ha utförts av ett ackrediterat kontrollorgan.

En elmätare betraktas som felaktig om den i en eller flera kontrollpunkter, enligt *tabell 4 och 5*, ligger utanför lagstiftningens felgränser.

Ett godkänt resultat av en stickprovsundersökning innebär att mätartypen kan sitta kvar ytterligare ett kontrollintervall (fram till nästa kontroll). Ett underkänt resultat innebär däremot att samtliga berörda mätare måste bytas ut inom ett år efter det att resultatet av undersökningen meddelats. Emellertid, om det på ett tillförlitligt sätt går att lokalisera och avgränsa felet i ett mätparti är det tillåtet att enbart byta ut de felaktiga mätarna. De resterande mätarna i mätpartiet bör åter kunna tas i bruk. Ett sådant förfarande ska ske i samarbete mellan elnätsföretaget och Stickprovsgruppen hos Energiföretagen och rapporteras till Swedac.

Närmare information om Det Nationella Stickprovet finns på Energiföretagens hemsida, där det även finns information om kommande års Nationella Stickprov. Det finns dessutom en sammanställning över vilka årtal som elmätare har kontrollerats samt vilka elnätsföretag som varit inblandade i varje provgrupp. I publikationen *Anvisningar för Det Nationella Stickprovet* finns en detaljerad instruktion med tillvägagångssätten tillgängligt för deltagare i Det Nationella Stickprovet.

4.4.4 Hantering av mätare vid speciella förutsättningar

De flesta elnätsföretag har mindre serier med mätare som inte kan samordnas i stickprov. I samtliga av dessa fall bör allkontroll övervägas som kvalitetssäkringsmetod. Det kan handla om mätare:

- för mindre pilotprojekt
- som köps in som komplettering till befintligt system
- för frikraft
- hos myndighet som begärt undantag från funktionskrav.

Den metod som tillämpas måste dokumenteras och kunna visas upp på förfrågan från Swedac. Notera att föreskrifterna även kräver att samtliga nedtagna elmätare, oavsett bytesorsak, ska dokumenteras.

4.5 Dokumentation

Swedacs föreskrifter ställer en rad olika krav kring dokumentationen av elmätare. Dokumentationen ska finnas tillgänglig så länge en mätare är i drift samt tre år därefter. Informationen ska hållas tillgänglig för Swedac vid tillsyn av elnätsföretaget.

Elnätsföretagen har därmed en skyldighet att dokumentera sina elmätare enligt STAFS 2022:9, se nedanstående tabell.

Följande uppgifter ska finnas i elnätsföretagets dokumentation om en mätare:
Tillverkningsnummer (tillverkarens serienummer)
Funktionsprincip
I_{ref} ($I_{ref} = I_b = 10I_{tr}$)
Fabrikat
Typbeteckning
EG-typintyg, certifikatnummer eller motsvarande
Tillverkningsår
Planerat kontrollintervall (för mätare med allkontroll efter 10 år)
Datum för senast genomförda återkommande kontroll (om stickprovskontroll har utförts)
Kontrollrapport från senaste återkommande kontroll alternativt en sammanställning av de kontrollrapporter från de återkommande kontroller som utförts i partiet (om stickprovskontroll har utförts)

Tabell 6. Uppgifter från elnätsföretagen som ska dokumenteras om en elmätare.

Notera att förutom angivna uppgifter i *tabell 6* kräver Swedacs föreskrifter att samtliga nedtagna och kasserade elmätare ska dokumenteras. Dokumentationen ska som minst innehålla orsaken med ett kompletterande foto. Kasserade elmätare kan elnätsföretaget välja att dokumentera i egen regi. Deltagare i Det Nationella Stickprovet har möjlighet att dokumentera skrotade mätare i det gemensamma systemet ELSA. På så sätt kan alla uppgifter lagras och justeras i samband med inrapporteringen av mätstockfiler.

5. Kategori 2–5

5.1 Allmänt

Mätsystem kategori 2–5 ska vara utfört för transformatormätning. Elnätsföretaget tillhandahåller mätare, mättransformatorer och kortslutningsplintar om inte annat avtalats.

Det är elinstallatörens skyldighet att hålla sig ajour med de standardiserade konstruktioner som elnätsföretaget tillämpar. Närmare anvisningar finns i AMI-handboken.

Utrustning monteras enligt anvisningar i AMI-handboken.

Enligt STAFS 2022:9 ska elmätare och mättransformatorer i ett mätsystem vara spårbart utvärderade vad gäller mätfel med tillhörande mätosäkerhet för att få tas i drift. Utvärderingen ska vara dokumenterad i ett provningsprotokoll, kalibreringsbevis eller motsvarande handling.

5.2 Ansvarsfördelning

Montage och leverans av mätutrustning kategori 2 ska normalt ske enligt *tabell 7*. För kategori 3–5 hänvisas till avsnitt 4.1 i *IBH 21 Anslutning av kundanläggningar > 1–36 kV till elnätet*.

Anläggningsdel	Elnätsföretaget		Kund	
	arbete	materiel	arbete	materiel
Strömtransformator		x	x	
Mätarplint		x	x	
Mätare	x	x		
Mätarskåp			x	x

Tabell 7. Montage och leverans av mätutrustning.

5.3 Teknisk utformning av mätsystemet

5.3.1 Normalt driftförhållande

För normala driftförhållanden ska mätsystemets största fel bestämmas och jämföras med största tillåtna fel för hela intervallet. Resultatet ska dokumenteras i en kontrollrapport.

Enligt STAFS 2022:9, 4 kap. 5 § ska de normala driftförhållandena bestämmas till ett effektintervall med utgångspunkt i det normala överföringsmönstret i mätpunkten. Effektintervallet ska sträcka sig från den högsta uttagna effekten till den effekt som innebär att minst 80 % av det föregående årets energiöverföring innefattas.

Om effektintervallet inte kan bestämmas utifrån överföringsmönstret, ska normala driftförhållanden antas utgöra intervallet minst 20–100 % av den högsta effekt som planeras att förekomma i mätpunkten.

5.3.2 Mätanläggning

Mätanläggning är mätsystemet plus erforderliga apparatskåp och kapslingar.

Mätanläggningen ska utföras enligt gällande installationsbestämmelser.

Mätarsäkring

Som skydd för energimätaren bör 10 A snabba smältsäkringar monteras i mätledningarna för spänning.

Spänningsfallet över mätarsäkringen inklusive spänningsfallet i mätspänningsledningen bör inte överstiga värdet som anges för respektive kategori enligt *tabell 9*.

Impulsreläer

Impulsreläer (även kallade pulsdelare) bör inte användas för överföring av debiteringsgrundade mätvärden.

Hjälpreläer

För att minimera spänningsfallet ska hjälpreläer ha så låg kontaktresistans som möjligt. De bör kontrolleras vid 6-årskontrollen.

Mätapparater kund

Det är vanligt med förfrågningar om montering av andra typer av utrustningar och mätinstrument i mätsystemets sekundärkretsar. Det är generellt inte att rekommendera då systemet som helhet är en del av den legala mätning som genomförs inom ramen för STAFS 2022:9.

5.3.3 Mätare

Rekommenderade noggrannhetsklasser beskrivs i *bilaga 3*.

Insamlade mätvärden som registreras ska överensstämma med elmätarens mätarställning.

Om sekundärregistrerande mätare tillämpa, ska omsättningen tydligt framgå på mätplatsen.

5.3.4 Strömtransformatorer

Allmänt

Vid inköp av strömtransformatorer rekommenderas att mätnoggrannhetsklass 0,2S används genomgående. I *bilaga 3* finns en lathund för val av mätapparater. För att kunna anta att en strömtransformator ligger inom sin klassgräns måste ett provningsprotokoll med spårbarhet finnas. Bördan ska anpassas till anläggningens beskaftenhet och ändamål.

Leveransprov

Strömtransformatorer är normalt transporttåliga och förstagångskontrollen kan därför ofta utföras som en leveransprovning hos tillverkaren om denne uppfyller kraven enligt SS-EN ISO/IEC 17025. I de fall som kontroll utförts hos tillverkaren bör köparen kontrollera en andel mätare genom stickprov. En sådan stickprovsmässig kontroll ska utföras i samma mätpunkter som leveranskontrollen och i så nära anslutning till installationen som möjligt.

Strömkretsens börda

Bördan som belastar strömtransformatorn består normalt av mätledningar och anslutna mätare. Den anslutna bördan i VA per fas kan normalt beräknas som summan av:
(mätarnas strömbörda i VA per fas) + (mätledningens börda i VA per fas)

Mätarnas strömbörda är vanligen 0,1–0,2 VA per fas för elektroniska mätare och 1,0–1,5 VA per fas för elektromekaniska mätare.

En strömtransformator fungerar endast inom det område den är avsedd för, exempelvis 0,5–5 VA. Om bördan i mätkretsen är för låg eller för hög kommer mättransformatorn inte att innehålla sin mätnoggrannhetsklass och därmed inte fungera som den ska.

Mätledningar för strömtransformatorer ska dimensioneras på ett sådant sätt att den anslutna sammanlagda bördan (VA) av mätledningar, plintar och mätare är rätt anpassad till strömtransformatorernas märkbörda. Se *bilaga 2* beträffande rekommenderade areor och formler för beräkningar.

Vid korta mätledningar bör strömtransformatorer med 0,1 VA som undre gräns användas. Vid mätledningar över 2 meter kan strömtransformatorer med 1 VA som undre gräns användas.

Tillsatsbördor för strömkretsar

Om strömtransformatorn är underbördad kan förbättring ske antingen genom att anpassa kabellängden eller kabelarean för mätledningarna, alternativt med separata tillsatsbördor (resistiva). Tillsatsbördor är dock en felkälla och en kontroll bör ske med rimligt intervall. I de fall kontrollen inte kan göras måste klassgränsen vid beräkning av största tillåtna felet utökas.

Märköverströmstal

Strömtransformatorkärnor för energimätning bör normalt ha ett märköverströmstal $FS < 5$. För strömtransformatorer med speciellt låga eller höga primärströmmar kan märköverströmstalet $FS < 5$ av tillverkningstekniska skäl vara svårt att uppfylla. I undantagsfall kan därför ett märköverströmstal FS , som är något större än 5, tillåtas.

5.3.5 Spänningstransformatörer (kategori 3–5)

Allmänt

Spänningstransformatörer av både kapacitiv och induktiv typ förekommer. Induktiva spänningstransformatörer är att föredra eftersom kapacitiva är känsliga för yttre påverkan. Induktiva spänningstransformatörer har standard SS-EN 61869-3.

Kapacitiva spänningstransformatörer har samma uppdelning i noggrannhetsklasser och märkbördor som de induktiva spänningstransformatörerna. Kondensatorspänningstransformatorer har standard SS-EN 61869-5.

Vid inköp av spänningstransformatörer rekommenderas genomgående mätnoggrannhetsklass 0,2 enligt SS-EN 61869-1. För att med kunna anta att en spänningstransformator ligger inom sin klassgräns måste det finnas ett provningsprotokoll som visar transformatorns mätfel. Dessutom måste transformatorn arbeta inom det arbetsområde som täcks av protokollet.

Spänningstransformatörer ska hålla sin mätnoggrannhetsklass för belastningar inom intervallet från 1 VA till märkbörda. Belastande börda består av anslutna mätare, eventuella hjälputrustningar och instrument. Mätledningar påverkar normalt inte bördan.

Spänningsfall och börda

Placering	Märkbörda
Spänningstransformatörer inomhus	1–10 VA alternativt 1–15 VA
Spänningstransformatörer utomhus	1–30 VA

Tabell 8. Rekommenderade märkbördor för spänningstransformatörer.

Mätspänningsledningar bör dimensioneras på ett sådant sätt att spänningsfallet inte överstiger de värden som anges i *tabell 9*.

Kategori	Maximalt spänningsfall	Anmärkning
3	0,10 %	Krav enligt IBH 21
4	0,05 %	Krav enligt IBH 21
5	0,05 %	Krav enligt IBH 21

Tabell 9. Spänningsfall för mätledningar mätare kategori 3–5.

Se *bilaga 2* beträffande rekommenderade areor och formler för beräkningar.

Anmärkning. Ett enkelt sätt att göra mätningen är med en vanlig digital multimeter.

Tillsatsbördor för spänningskretsar

Om spänningstransformatorn är underbördad kan förbättring exempelvis ske med hjälp av speciella tillsatsbördor som placeras så nära spänningstransformatorn som möjligt. Det är dock en felkälla och en kontroll bör ske med rimligt intervall. I de fall kontrollen inte kan göras måste klassgränsen vid beräkning av största tillåtna felet utökas.

5.3.6 Hjälpsspänning

Vid separatmonterad terminal bör hjälpspänningen från den plomberade säkringen tas bort. Hjälpsspänning till mätterminal och andra tillsatsutrustningar, såsom utrustning för övrig mätinsamling, ska separeras från mätspänningen i möjligaste mån och bör väljas med separat matning från lokalkraft.

5.3.7 Impulsöverföring

Energimätvärden för avräkringsändamål i form av mätpulser bör endast överföras inom elanläggning.

5.3.8 Två- eller tresystemig mätning (kategori 3–5)

Vid nyinstallation ska tresystemig mätning tillämpas och i samband med ombyggnad ska mätning med endast två system, om det är möjligt, byggas bort.

5.3.9 Kontrollmätning (motmätning)

För kategori 5 bör ett dubblerat mätsystem installeras som reserv om debiteringsmätningen av något skäl skulle falla. Både elnätsföretagets och kundens mätare bör vara anslutna till skilda strömtransformatorer, alternativt vara anslutna till separata kärnor i samma strömtransformator.

På spänningstransformatorn kan båda mätarna vara anslutna till samma lindning över skilda sekundärsäkringar.

5.3.10 Summakontrollmätning

I vissa fall kan det vara mer ekonomiskt att ha kontrollmätaren på en överliggande mätpunkt i stället för att ha kontrollmätning på samtliga utgående ledningar, exempelvis från en station. I ett sådant fall genomförs kontrollen genom att jämföra summan av underliggande mätare mot den överliggande mätaren för att fastställa differensen. Övervakning med ett larm om differensen överstiger ett visst värde kan med fördel göras i mätvärdessystemet. Observera att detta är en kontrollmätning och inte ska betraktas som en debiteringsmätning.

5.3.11 Summamätning

Lokal summamätning med summaströmtransformatorer (2:1) ska inte förekomma eftersom kraven på noggrannhet då inte uppfylls.

Mekanisk summamätning ska inte förväxlas med summering av mätvärden i exempelvis mätinsamlings-, avräknings- eller debiteringssystem, vilket är tillåtet.

5.4 Kontroll

5.4.1 Allmänt

Ett mätsystem ska genomgå kontroll vid idrifttagande och ska därefter återkommande kontrolleras senast vart sjätte år, samt vid förändringar i mätsystemet. Kontrollen ska utföras av ett ackrediterat kontrollorgan.

Elnätsföretaget ska fortlöpande se till att ett mätsystems funktion och mätnoggrannhet uppfyller gällande krav.

Efter utbyte av komponenter ska en ny kontroll göras.

5.4.2 Inkopplingskontroll

Innan idrifttagning bör en första rimlighetskontroll genomföras för att säkerställa och dokumentera kopplingslägen, anslutning av mättransformatorer samt för konfiguration av elmätaren.

Kontrollerna, samt dokumentation av dem, avser:

- sekundärkretsar
- strömtransformatorernas strömriktning
- transformatorernas jordning
- märkning avseende:
 - färgmärkningar
 - mätsystemets omsättning
 - transformatorers märkdata
 - mätpunktens littera.
- dragna spänningssäkringar
- slutna spänningsbleck
- borttagna/öppnade kortslutningar i
- energiriktning i varje enskild fas
- att ström och spänning samstämmer per fas.

Om det finns last vid tillfället kan en jämförelse, om möjligt, göras med exempelvis underliggande mätningar.

Dokumentationen av inkopplingskontrollen ligger inte inom den ackrediterade verksamheten. För detaljerad information om hur besiktningsprotokoll kan utformas, se AMI-handboken.

5.4.3 Provdrift av ett mätsystem

Tiden mellan spänningssättning av kundanläggning och idrifttagning av mätsystem kallas i detta dokument för *provdrift*. Provdriften krävs för att möjliggöra anpassning av mätsystem till kundanläggningen, till exempel avseende strömtransformatorers storlek och att kunden hunnit uppnå normala driftsförhållanden. Tiden för provdrift ska hållas så kort som möjligt.

Om mätsystemet vid tidpunkten för idrifttagandet inte används under de förhållanden för vilket mätsystemet är dimensionerat, ska kontrollen genomföras snarast efter det att förhållandena blivit sådana att de motsvarar dem för vilka mätsystemet är dimensionerat (STAFS 2022:9).

5.5 Dokumentation

Till ett mätsystem ska det finnas en journal där åtgärder och händelser som berör mätsystemet dokumenteras.

Journalen ska förvaras så länge mätsystemet är i drift och tre år därefter samt vara tillgänglig för Swedac.

Föreskrivet innehåll i dokumentationen för ett mätsystem:

- Provningsprotokoll, kalibreringsbevis eller motsvarande handling avseende elmätare och mättransformatorer.
- Kontrollrapporter.
- Journal som innehåller en förteckning över åtgärder och händelser som berör mätsystemet.

I större anläggningar där flera mätpunkter samverkar, exempelvis i större stationer, bör de också beskrivas, med anledning att det tydligt ska framgå vad varje enskild mätpunkt har för funktion samt att relationen mellan mätpunkter i nätet redogörs. Det kan till exempel vara olika funktioner där flera mätpunkter summeras eller subtraheras, kontrollmätning etcetera.

Se även avsnitt 4.5 Dokumentation (kategori 1).

5.6 Drift och underhåll av mätsystem

Periodiskt underhåll av mätanläggning ska ske fortlöpande. Underhållet kan med fördel göras i samband med en ackrediterad kontroll.

Åtgärder som ingår i driften och underhållet av en mätanläggning *):

- Kontrollavläsning, felutredning och felsökning.
- Införande av ny teknik, till exempel kommunikation eller lokalt kundgränssnitt.
- Idrifttagning i samband med utbyte av mättekniska komponenter vid fel, nya mätpunkter, förbättring av mätnoggrannhet med mera.

- Idrifttagning i samband med förändring eller modernisering av mätanläggning.
- Mätningar i samband med underhåll (sker i regel ute på plats i anläggning).

**) Notera att alla utom den första punkten innebär att kontroll måste utföras av ett ackrediterat kontrollorgan.*

Referensutrustning för att fastställa mätfel bör ha en noggrannhet som är fem gånger bättre än mätobjektet.

Efter genomfört underhåll ska de enheter som har betydelse för mätnoggrannheten förseglas, vilket ska göras av ett ackrediterat kontrollorgan (STAFS 2022:9, 4 kap. 8§).

Vid drift och underhåll av en anläggning som berör mätningens kvalitet ska berörda parter ges möjlighet att närvara. Andra berörda parter än nätägaren som normalt ansvarar för mätningen har rätt att på egen bekostnad utföra provning för att verifiera noggrannheten hos ett mätsystem.

Kund eller elleverantör kan, vid misstanke om felaktig mätning, beställa kontroll och provning av nätägaren. Om mätningen visar sig ligga innanför fastlagda gränser bekostas kontroll och provning av beställaren (annan ekonomisk uppgörelse kan avtalas mellan berörda parter). Detta beskrivs närmare i de allmänna avtalsvillkoren.

5.6.1 Mättransformatorer och mätledning

Underhåll av mättransformatorer utförs för att kontrollera:

- isolationen
- eventuella skador och åtgärderna av dem
- anslutningar (okulärt eller med termografering)
- mätningens kvalitet (ström- respektive spänningsfel samt vinkelfel)
- förorening i mätack.

Som en följd av en kontroll eller efter ett funktionsfel kan mättransformatorer bytas ut. Utbyte av mättransformatorer kan också ske i samband med ändring av abonnemang, ombyggnad av mätanläggning med mera.

Strömtransformatorer där strömkretsar har varit öppna bör kontrolleras omgående, så de inte har tagit skada.

För att mätningens kvalitet ska vara inom gränsvärdena ska ansluten börda i ström- och spänningstransformatorers sekundärkretsar samt spänningsfallet mätas upp.

Det ska ske:

- vid förändring av anslutna mätapparater, till exempel mätare
- vid förändring av mätledning
- minst vart sjätte år eller i samband med underhållsprov vid återkommande kontroll av mätare.

Utesittningstiden för induktiva transformatorer bedöms vara åtminstone 25 år. Strömtransformatorer där strömkretsar varit öppna bör provas omgående, så de inte har tagit skada.

I de fall tillsatsbördor har installerats på mättransformatorerna ska de kontrolleras.

5.7 Kategori 2

5.7.1 Mätanläggning

Mätsystem kategori 2 ska vara utfört för strömtransformatormätning enligt SS 437 01 02.

I mätsystemet ingår normalt följande utrustning:

- Tre strömtransformatorer inklusive provningsprotokoll med spårbarhet.
- Mätare som uppfyller funktionskraven (se avsnitt 2.8).
- Mätarplint.
- Mätarskåp utformat enligt SS 430 01 15.
- Kommunikationsutrustning. *)

**) Vid behov är kunden skyldig att ombesörja kanalisation från mätarskåp till antenn på yttervägg samt upplåta plats för antenn på yttervägg.*

5.7.2 Krav på mätnoggrannhet för mätsystem kategori 2

Mätningen ska utföras med sådan mätnoggrannhet att största fel vid mätningen ligger inom de gränser som framgår i *tabell 10*. Kontroll vid idrifttagning och återkommande kontroll ska utföras av ackrediterade kontrollorgan.

Med mätnoggrannhet avses mätsystemets totala mätnoggrannhet. Det innefattar alla, med mätningen tillhörande, felkällor såsom mätfel, beroende på mätsystemets ingående komponenter, installationen samt driftsförhållanden (så kallade influensstorheter, se avsnitt 3.10 Influensstorheter).

Mätsystemet ska vara dimensionerat för att kunna mäta de energiflöden som kan beräknas förekomma i mätpunkten. Den effekt för vilken mätsystemet är dimensionerat benämns som *märkeffekt*.

Tabell 10 anger största tillåtna fel. Kravet i tabellen ska uppfyllas av ett mätsystem i drift under normala driftsförhållanden och märkeffekten ska vara anpassad till uttagen effekt.

I tabellen anges största tillåtna fel under normala driftsförhållanden i procent och vid mätsystemeffekt i antal pulser per timme.

Kategori	Beskrivning	Största tillåtna fel [%]	Antal pulser per timme	Energiupplösning
2	Strömtransformatormätning	± 2	≥ 500	1/10 av 2 % vid mätsystemeffekt *)

Tabell 10. Kategorisering för kategori 2 med avseende på mätsystemeffekt samt krav på mätnoggrannhet och pulsupplösning.

*) Behöver inte vara mindre än 0,1 kWh.

Felet vid mätning ska för kategori 2 ligga inom gränserna för största tillåtna fel när energiflödet ligger inom intervallet för normal drift. Det innebär att påverkan från effektfaktor, obalans, temperatur med mera, ska ingå i största tillåtna fel.

Mätsystemet ska vara dimensionerat för att mäta normalt förekommande energiflöden (se avsnitt 4.4). Mätvärdets energiupplösning vid mätsystemeffekt ska vara bättre än 1/10 av det största tillåtna felet, men behöver inte vara mindre än 0,1 kWh.

Tidsangivelsen får maximalt avvika från svensk normaltid med ± 7 sekunder (gäller samtliga delar av mätsystemet). Det innebär att vid pulsgivare ska antalet pulser under en timme vid mätsystemeffekt minst uppgå till det antal som anges i *tabell 10*.

Vid förändringar i effektuttaget måste det säkerställas att mätsystemet kan hantera det nya mätområdet.

5.7.3 Kontroll

Märkeffekten beräknas utifrån strömtransformatorernas märkström.

Strömtransformatorns primära omsättning ska anpassas till effektuttag eller huvudsäkringens storlek. Anpassningen ska göras utifrån nedanstående *tabell 11* som är direkt hämtad från tillverkningsstandarderna.

Vid kontroll måste normaldriftförhållandet fastställas – en uppgift som generellt bara elnätsföretaget kan ta fram. Den bör finnas redovisad till kontrollrapporten före kontrollen, annars kan kontrollen utformas på så sätt att det godkända lastintervallet (strömintervallet) för mätsystemet redovisas för senare jämförelse med faktisk normal drift. I det här sammanhanget är det viktigt att jämförelsen utförs inom ramen av kontrollen, innebärande att bedömningen om mätsystemet uppfyller kraven inte kan göras förrän jämförelsen är utförd. Bedömningen ska utföras av ett kontrollorgan med efterföljande skriftlig kontrollrapport.

I vissa fall går det inte att ta fram normal drift, till exempel vid ett nytt system där kommande last inte går att beräkna på ett säkert sätt. Då tillåter föreskriften att kontroller sker inom 20–100 % av mätsystemeffekten. Observera att föreskriften definierar mätsystemeffekten som största effekt vid normal drift och inte som märkeffekt.

Gällande och tidigare standarder för strömtransformatorer	Mätområde i % av märkström	Utgivningsår
SEN 2703 klass 0,3-0,6-1,2	10–100	1957
SEN 270811 klass 0,1-0,2-0,5-1,0	10–120	1970
SEN 270811 klass 0,2S-0,5S	5–120	1970
SS 4270811 klass 0,1-0,2-0,5-1,0	5–120	1993
SS 4270811 klass 0,1-0,2-0,5-1,0	5–120	1993
SS 4270811 klass 0,2S-0,5S	1–120	1993
SS-EN 60044-1	5–120	2000
SS-EN 60044-1; 0,2S-0,5S	1–120	2000
SS-EN 61869-2; 0,1-1,0, 0,2S-0,5S	1–120	2013

Tabell 11. Gällande och tidigare standarder för strömtransformatorer, dess mätområde och utgivningsår. Observera att de tidigare standarderna endast gäller befintliga anläggningar.

Mätsystemet ska som helhet kontrolleras gällande tillhörande delkomponenter, såsom elmätare och strömtransformatorer. Mätapparaters mätfel med tillhörande mätosäkerhet ska vara kontrollerade med provningsprotokoll innan de installeras i ett mätsystem.

Kontrollen ska omfatta en bestämning av mätnoggrannheten vid normalt driftförhållande. Vid provningen ska hela kedjan provas samtidigt, det vill säga strömtransformatorer, mätare, ledningar, säkringar och impulsvärden. Om det vid återkommande kontroll kan uppvisas att det är troligt att strömtransformatorerna uppfyller sin klass, ska prov på mätledning, säkringar, mätare samt impulser utföras. Protokoll över strömtransformatorerna får därmed användas och totala största tillåtna felet beräknas enligt *bilaga 5*.

Kontrollmätning av hela eller delar av ett mätsystem får begränsas till:

- aktuell temperatur, om den inte avsevärt avviker från normal temperatur
- resistiv, symmetrisk belastning vid nominell spänning och frekvens
- typisk belastning vid normala driftförhållanden samt aktuell spänning och frekvens.

Ett mätsystems största fel får fastställas genom att till den uppmätta felvisningen addera den beräknade totala mätosäkerheten för uppmätta värden och mätosäkerheten för systemet i övrigt. Den beräknade mätosäkerheten ska motsvara de tillkommande osäkerheter som kan förväntas uppkomma från de begränsningar som gjorts i kontrollmätningen, jämfört med förhållanden vid normal drift, inklusive osäkerheter för icke uppmätta mättransformatorer. Jämförelsen mot krav ska göras för hela det antagna intervallet för normala driftförhållanden. I de fall inget bättre antagande kan göras får normala driftförhållanden antas vara 20–100 % av mätsystemeffekten.

Vid kontroll ska resultatet anges på så sätt att täckningssannolikheten är minst 95 % och uppmätta värden högst får vara 1/5 av aktuellt största tillåtna fel.

Kontrollen ska dokumenteras med kontrollrapport. För att kontrollrapporten inte ska vara missvisande gällande vilka kontroller som omfattas av ackrediteringen, får endast uppgifter som härrör till kontroller som entreprenören är ackrediterad för (ackrediteringens omfattning) finnas i rapporten. Övriga uppgifter kan återfinnas i en bilaga.

Kontrollrapporten ska minst innehålla uppgifter om:

- Det utfärdande organets identitet.
- Unik identifikation och datum för utfärdande.
- Datum då kontrollen utfördes.
- Kontrollerade föremåls identifikation, det vill säga transformatorer och elmätare.
- Signatur eller annat belägg för godkännande från bemyndigad personal.
- Ett uttalande om överensstämmelse där så är tillämpligt.
- Mätsystemets största fel.
- Mätmetod.

Följande får finnas med om de härrör till en kontroll som finns i ackrediteringens omfattning:

- Identitet hos utrustning använd för mätning/provning av uppdragsgivaren. *)
- Information om var kontrollen utfördes.
- Ett uttalande att kontrollrapporten inte bör reproduceras annat än i fullständigt skick.
- Uppgift om protokoll på transformatorer finns eller inte.

**) Ägaren till det kontrollerade föremålet kan anges i rapport eller intyg om ägaren är en annan än uppdragsgivaren.*

Följande, ej obligatoriska, uppgifter förekommer ofta som bilaga i kontrollrapporter:

- Information om vad som uteslutits från det ursprungliga uppdraget.
- Identifiering, eller kort beskrivning, av använda metoder och rutiner för kontroll, med notering om avvikelser från, tillägg till eller uteslutningar av överenskomna metoder och rutiner.
- En hänvisning till eller beskrivning av provmetoden och information om var, när, hur och av vem proven togs, där så är tillämpligt och om det inte specificerats i kontrollmetoden eller rutinen.
- Information, om det är relevant, om miljöförhållanden under kontrollen.
- Ett uttalande att kontrollresultaten enbart hänför sig till det beställda arbetet eller till det eller de föremål eller det parti som kontrollerats.
- Märke eller sigill från den person som utfört kontrollen.

- Uppmätta fas- och huvudspänningar samt kontrollerad fasföljd, alternativt vektordiagram.
- Om ansluten börda (mätledning plus mätare) är rätt i förhållande till strömtransformatorernas bördaområde.
- Samtliga mätarställningar, avläsa.

Ovan uppgifter kan vara väsentliga vid bedömning av utförd kontroll.

Mätare

Elmätaren ska ha tillräckligt god klass för ändamålet. Rekommendationen är minst klass B-C (1) för kategori 2.

I anläggningar med höga omsättningar är det viktigt att mätaren klarar hela det förekommande strömområdet, vilket är speciellt viktigt vid 0,2S-mätare med 5A basström ($I_{\min}$ 0,1A).

I de fall då reaktiv effekt används för debitering bör mätaren också kontrolleras vid $\cos \Phi$ 0,5.

Strömtransformatorer

Strömtransformatorerna ska ha tillräckligt god klass för ändamålet. Rekommendationen är minst klass 0,2S för kategori 2.

I befintliga anläggningar kan det finnas strömtransformatorer av antingen klass 0,2 eller 0,5 enligt SEN 27 08 11, eller klass 0,3 eller 0,6 enligt SEN 2703. Dessa transformatorer har sämre mätnoggrannhet vid låga mätområden och har ofta stor märkbörda.

Mätapparater med sämre angiven mätklass kan godkännas om mätsystemets totala mätnoggrannhet, med hänsyn till effektkategorier, kan uppnås, exempelvis genom att kombinera med apparater som har bättre mätklass.

Strömtransformatorernas protokoll ska vara spårbart, det vill säga att den instans som utfört mätningen ska kunna visa på spårbarhet på sin mätutrustning samt kunna ange med vilken mätosäkerhet som provningen av mättransformatorn har gjorts.

Finns inga spårbara protokoll måste nätkoncessionshavaren uppvisa att det är troligt att strömtransformatorerna uppfyller sina respektive noggrannhetsklasser, till exempel med statistiska metoder. I annat fall måste mätosäkerheten utökas med lämplig faktor. *)

En mättransformator som tagits ned från en anläggning bör provas av exempelvis ett ackrediterat laboratorium innan den återinstalleras i en ny anläggning.

*) En sådan faktor kan vara 1,5 om transformatorn arbetar inom sitt område. Det är baserat på branschfarenheter om strömtransformatorers stabilitet.

Instrument och provningsutrustning

Instrument och provutrustning som används för ackrediterad kontroll vid idrifttagning och återkommande kontroll ska ha en dokumenterad spårbarhet samt ett system för att säkerställa mätningens kvaliteten enligt ISO 17020:2012.

- Kalibreringsintervall för elektroniska instrument, till exempel multimetrar, referenselmätare och mätbryggor, är normalt 1 år.
- Kalibreringsintervall för passiva instrument, till exempel referenstransformatörer, är normalt 3 år, eller längre beroende på känd stabilitet.

I de fall då någon förändring av instrumentens noggrannhet kan befaras, eller då de ofta används vid mätningar i fält, kan kalibreringsintervallen ovan behöva vara avsevärt kortare.

Instrument och provutrustning ska vara dokumenterade i ett instrument- och kalibreringsregister som ger en möjlighet att följa upp instrumentens noggrannhet över tid.

Om ett instrument i samband med en kalibrering visar sig vara defekt och ligga utanför sin specifikation ska dokumentationen kunna användas för att identifiera och åtgärda mätningar som gjorts sedan föregående kalibreringstillfälle (alternativt senaste egenkontrollen), då instrumentet hade en korrekt funktion.

För att kunna utföra meningsfulla mätningar rekommenderas att instrument och provutrustning alltid har en noggrannhet som är minst fem gånger bättre än det aktuella provobjektets noggrannhet.

Egenkontroll bör genomföras regelbundet för att kvalitetssäkra stabiliteten i använda instrument. Det är upp till de ackrediterade kontrollorganen att ange periodiciteten, där apparaternas egenskaper bör var styrande. En grundtanke kan vara en periodicitet på 1–2 månader. Det är även viktigt att regelbundet följa upp varje instrument.

Normala driftförhållanden

Mätanläggningen dimensioneras utifrån den huvudsakliga energiriktningen i anläggningen. Ett exempel är en lantbrukare med en produktionsanläggning som körs 12 timmar per dygn och har en större effekt vid produktion än vid konsumtion, kommer främst att betraktas som en produktionsanläggning och det normala driftfallet kommer fastställas utifrån det.

Enligt STAFS 2022:9, 4 kap. 5 § ska mätsystemets största fel för normala driftförhållanden bestämmas och jämföras med största tillåtna fel för hela intervallet. Resultatet ska dokumenteras i en kontrollrapport. De normala driftförhållandena ska bestämmas till ett effektintervall med utgångspunkt i det normala överföringsmönstret i mätpunkten. Effektintervallet ska sträcka sig från den högsta uttagna effekten till den effekt som innebär att minst 80 % av det föregående årets energiöverföring innefattas. Om effektintervallet inte kan bestämmas utifrån överföringsmönstret ska normala driftförhållanden antas utgöra intervallet vid minst 20–100 % av den högsta effekt som planeras att förekomma i mätpunkten. Vid jämförelsen ska ett värde på största fel anses ge ett godkänt resultat, om värdet är mindre än eller lika med största tillåtna fel och kraven i 9 § fjärde stycket är uppfyllda.

Provpunkter

Provpunkt/er ska ligga inom normala driftförhållanden, oavsett om man matar upp eller om man provar vid befintlig last.

Krav på kontrollorgan

Den som utför kontroll av mätsystem i samband med återkommande kontroll ska vara ett ackrediterat kontrollorgan för dessa kontroller, av typ A, B eller C. De ska därvid uppfylla kvalitetsstandarden SS-EN ISO/IEC 17020:2012, och rapporterna ska vara försedda med information att kontrollerna utförts i organisationens egenskap av kontrollorgan.

*5.7.4 Kontroll av mätsystem i tillfälliga anläggningar***Mätsystem**

Mätsystemet ska enligt mätföreskriften kontrolleras på samma sätt som för nya anläggningar, se avsnitt 5.4.1. Samma problematik uppstår för tillfälliga anläggningar som vid provdrift av ny anläggning, se även inledning i avsnitt 5.4.

Anmärkning. Mättransformatorer ska vara kortslutna och plomberade från byggsåpsleverantör och provningsprotokoll ska medföra byggsåpsåp.

Mätapparater

Strömtransformatorer ska ha klass 0,2S. Mätapparater som faller utanför sin klass bör bytas ut. Vid byte gäller samma rekommendationer som vid nyinstallation.

5.8 Kategori 3–5*5.8.1 Mätanläggning*

Mätsystem kategori 3–5 är utfört med ström- och spänningstransformatorer. Se vidare i kapitel 4, IBH 21.

Mätsystemeffekt	
Kategori 3	Mätsystemeffekt < 2 MW
Kategori 4	Mätsystemeffekt 2–10 MW
Kategori 5	Mätsystemeffekt > 10 MW

Tabell 12. Mätsystemeffekt för respektive kategori.

Mätpunkten i högspänningsanläggning ska vara placerad att den energi som uppmäts motsvarar vad som avräknas och rapporteras. Det är till exempel inte tillåtet att justera mätvärdet för att kompensera eventuella nätförluster om mätpunkten inte är placerad i ägogränsen. Sådan reglering ska göras upp ekonomisk mellan parterna.

För mätpunkter i större stationer kan det vara nödvändigt att summera flera fysiska mätpunkter mot ett nätavtal eller mot ett annat nätområde.

Att mätningen byggs upp på så vis att olika summeringar bildar en restpost som sedan används för ett nätutbyte eller bildar en uttagspunkt är inte att rekommendera. Eventuella mätfel i de olika summeringarna kommer då att hamna i restposten.

5.8.2 *Krav på mätnoggrannhet för mätsystem kategori 3-5*

Mätnoggrannhet, eller mätfel, består av ett visningsfel med tillhörande mätosäkerhet.

Vid fastställandet av mätfelet ska mätosäkerheten bestämmas enligt EA-4/02

Utvärdering av mätosäkerhet vid kalibrering. Svensk version: Swedac Doc 04:1

ISSN 1400-6138, finns tillgänglig via myndighetens hemsida.

Med mätnoggrannhet avses mätsystemets totala mätnoggrannhet. Det innefattar alla, med mätningen tillhörande, felkällor såsom mätfel, beroende på i mätsystemet ingående komponenter, installationen samt driftsförhållanden (så kallade influensstorheter, se avsnitt 5.4).

Mätningen ska utföras med sådan mätnoggrannhet att största fel vid mätningen ligger inom de gränser som framgår av nedanstående *tabell 13*. Kontroll vid idrifttagning och vid återkommande kontroll ska utföras av kontrollorgan ackrediterade av Swedac eller motsvarande.

Mätsystemet ska vara dimensionerat för att kunna mäta de energiflöden som kan beräknas förekomma i mätpunkten. Den effekt för vilken mätsystemet är dimensionerat benämns som märkeffekt. I *tabell 13* anges de största tillåtna felen för mätsystem för respektive kategori. Kraven i tabellen ska uppfyllas av ett mätsystem i drift under normala driftsförhållanden och märkeffekten ska vara anpassad till uttagen effekt.

I tabellen anges mätnoggrannheter (största tillåtna fel) under normala driftsförhållanden i procent och vid mätsystemeffekt i antal pulser per timme.

Kategori	Beskrivning	Största tillåtna fel [%]	Antal pulser per timme	Energiupplösning
3	Mätning med ström- och spänningstransformatörer med mätsystemeffekt < 2 MW	± 2	≥ 500	1/10 av 2 % vid mätsystemeffekt *)
4	Mätning med ström- och spänningstransformatörer med mätsystemeffekt 2–10 MW	± 1	≥ 1000	1/10 av 2 % vid mätsystemeffekt *)
5	Mätning med ström- och spänningstransformatörer med mätsystemeffekt > 10 MW	$\pm 0,5$	≥ 2000	1/10 av 2 % vid mätsystemeffekt *)

Tabell 13. Kategorisering med avseende på mätsystemeffekt samt krav på mätnoggrannhet och pulsupplösning.

*) Behöver inte vara mindre än 0,1 kWh.

Felet vid mätning ska för kategori 3–5 ligga inom gränserna för största tillåtna fel när energiflödet ligger inom intervallet för normal drift. Det innebär att påverkan från effektfaktor, obalans, temperatur med mera, ska ingå i största tillåtna fel.

Mätare och mättransformatorer tillhörande kategori 3–5 som tas i drift ska vara provade och ha tillhörande provningsprotokoll innan de installeras i ett mätsystem. Provningsprotokoll ska vara utfärdade med spårbarhet och angivande av mätosäkerhet av ett ackrediterat laboratorium.

Mätvärdets energiupplösning vid mätsystemeffekt ska vara bättre än 1/10 av det största tillåtna felet för respektive kategori. Det innebär att vid pulsgivare ska antalet pulser under en timme vid mätsystemeffekt minst uppgå till det antal som anges i *tabell 13*. Tidsangivelsen får högst avvika med sju sekunder för kategori 3–5.

Mätsystemets anpassning till uttagen effekt

Mätsystemet ska vara dimensionerat för att mäta normalt förekommande energiflöden (se avsnitt 4.4). Märkeffekten beräknas normalt utifrån spännings- respektive strömtransformatorernas märkspänning och märkström.

Strömtransformatorns primära omsättning ska anpassas till ansluten effekt. Anpassningen ska göras utifrån nedanstående *tabell 14* som är direkt hämtad från tillverkningsstandarderna. Primärt omkopplingsbara strömtransformatorer kan med fördel väljas för att underlätta framtida förändringar.

Vid kontroll måste normal drift fastställas – en uppgift som generellt bara elnätsföretaget kan ta fram. Normal drift kan variera även för ett korrekt dimensionerat system. Den bör finnas redovisad till kontrollrapporten före kontrollen, annars kan kontrollen utformas på ett sätt att det godkända lastintervallet (strömintervallet) för mätsystemet redovisas för senare jämförelse med faktisk normal drift.

Det är viktigt att jämförelsen utförs inom ramen av kontrollen, innebärande att bedömningen om mätsystemet uppfyller kraven inte kan göras förrän jämförelsen är gjord. Bedömningen ska utföras av ett kontrollorgan med efterföljande skriftlig kontrollrapport.

Se även *bilaga 3* för ytterligare råd om dimensionering.

Gällande och tidigare standarder för strömtransformatorer	Mätområde i % av märkström	Utgivningsår
SEN 2703 klass 0,3-0,6-1,2	10–100	1957
SEN 270811 klass 0,1-0,2-0,5-1,0	10–120	1970
SEN 270811 klass 0,2S-0,5S	5–120	1970
SS 4270811 klass 0,1-0,2-0,5-1,0	5–120	1993
SS 4270811 klass 0,1-0,2-0,5-1,0	5–120	1993
SS 4270811 klass 0,2S-0,5S	1–120	1993
SS-EN 60044-1; 0,1-0,2-0,5-1,0	5–120	2000
SS-EN 60044-1; 0,2S-0,5S	1–120	2000
SS-EN 61869-1; Mättransformatorer	alla	2009
SS-EN 61869-2; Tilläggsfordringar för strömtransformatorer	alla	2013

Tabell 14. Gällande och tidigare standarder för strömtransformatorer, dess mätområde och utgivningsår. Observera att de tidigare standarderna endast gäller befintliga anläggningar.

Gällande och tidigare standarder för strömtransformatorer	Mätområde i % av märkström	Utgivningsår
SS-EN 61869-1; Mättransformatorer	alla	2009
SS-EN 61869-3; Tilläggsfordringar för induktiva spänningstransformatorer	alla	2012
SS-EN 61869-5; Tilläggsfordringar för kapacitiva spänningstransformatorer	alla	2012

Tabell 15. Gällande standard för spänningstransformatorer och utgivningsår.

Mätare

Rekommenderade noggrannhetsklasser för aktiva mätare framgår i *tabell 16*.

Kategori	Mätnoggrannhetsklass
Kategori 3	Mätarna bör ha en noggrannhetsklass som är klass 1, B eller bättre *)
Kategori 4	Mätarna bör ha en noggrannhetsklass som är klass 0,5S, C eller bättre *)
Kategori 5	Mätarna bör ha en noggrannhetsklass som är klass 0,2S eller bättre *)

Tabell 16. Mätnoggrannhetsklass för kategori 3–5 mätare.

*) Vid nyinköp hänvisas till standard enligt bilaga 5.

För mätare som är av högre noggrannhetsklass kan det vara en liten skillnad mellan mätare klassade enligt MID SS-EN 50470-1/3 (klass C) och mätare klassade enligt SS-EN 62053-21/22 (0,5S gällande strömområde och noggrannhet). Klass 0,2S har ingen motsvarighet enligt MID i dagsläget.

Mätare utan integrerad mätterminal bör vara försedda med pulsutgång eller seriellt gränssnitt.

Mätvärdets energiupplösning ska vid mätssystemeffekt motsvara högst 1/10 av största tillåtna fel, men behöver inte vara mindre än 0,1 kWh. Tidsangivelsen får högst avvika med sju sekunder.

Insamlade mätvärden som registreras ska överensstämma med elmätarens mätarställning. Det innebär dock inte att elmätaren måste visa tim- eller kvartsvärden, men summan av de avlästa värdena för en period ska överensstämma med skillnaden av mätarens mätarställningar för samma period. Hänsyn till omräkningskonstanten (strömomsättning x spänningsomsättning) kan behöva tas.

Hänsyn till omräkningskonstant ska tas om mätaren är sekundärregistrerande. Om mätaren är sekundärregistrerande ska anläggningen märkas med omräkningskonstant och transformatorkonstanter.

5.8.3 Kontroll

Ett mätsystem ska genomgå kontroll vid idrifttagande och återkommande kontroll, vilka ska utföras av ett ackrediterat kontrollorgan. Elnätsföretagen ska fortlöpande se till att ett mätsystems funktion och mätnoggrannhet uppfyller gällande krav.

Återkommande kontroll ska utföras senast vart sjätte år, varvid protokoll ska upprättas. Med återkommande kontroll menas en kontroll för att säkerställa att föreskrivna krav beträffande mätnoggrannhet och funktion är uppfyllda. Om så inte är fallet ska åtgärder vidtas så att kraven uppfylls. Efter genomförd åtgärd ska ny kontroll utföras och ett nytt protokoll upprättas.

Swedacs krav och allmänna råd

Vid fastställandet av mätnoggrannhet och funktion enligt *tabell 13* ska mätsystemet i sin helhet provas. Om det vid återkommande kontroll kan uppvisas att mättransformatorer fortfarande uppfyller sin klass, kan det godtas att största fel fastställs genom att mätsystemet, exklusive mättransformatorer, provas.

Provdrift av ett mätsystem vid befintlig last

Tiden mellan spänningssättning och den tidpunkt när anläggningen belastas kallas vid normala driftförhållanden för provdrift. Tiden för provdrift ska hållas så kort som möjligt, men anläggningen ska ha en sådan last att den är mätbar när kontrollen i fält genomförs. Ett exempel är en vindkraftpark där det inte räcker med att något enstaka vindkraftverk är i drift. En avsevärd del av parken måste vara idrifttagen för att produktionen ska vara mätbar.

Provdriften krävs för att möjliggöra anpassning av mätsystem till kundanläggningen, till exempel avseende strömtransformatorers storlek och att anläggningen uppnått normala driftförhållanden. Mätningen under provdriften är att betrakta som preliminär.

Swedacs föreskrifter, STAFS 2022:9, är inte praktiskt genomförbart vid idrifttagning av en kundanläggning. I samband med idrifttagningen genomförs en kontroll för att säkerställa funktionen hos mätningen.

Totalkontroll

Det finns en metod där hela mätsystemets fel mäts upp, vilken kallas för *totalkontroll*. Vid användandet tas avsett mätfack ur drift och görs spänningslöst, varvid mätutrustningens primäruppmätningar för ström och högspänning kopplas in. Vid mätningen används ström och högspänningsnormaler tillsammans med en energimätarnormal som får fram ett totalfel för hela mätsystemet. Metoden är avsedd att användas på de anläggningar som inte blivit eller som antas att inte bli godkända vid en förenklad kontroll, då främst på 40–150 kV mätsystem.

Om det är möjligt att genomföra en primärmätning är det att föredra då hela mätsystemet är med under kontrollen.

Saknas protokoll på mätaren är det lämpligt att genomföra en kontroll där mätaren matas upp och kontrolleras.

Förenklad kontroll

Förenklad kontroll baseras på att elmätaren kontrolleras med antingen sekundär uppmätning av elmätaren eller med befintlig last. Metoden med sekundär uppmätning

vid prov av elmätaren kan alltid användas, om kontrollorganet har metoden med i sin ackreditering. Mätaren kopplas ur och en tresystemig uppmätningssenheter kopplas in i en serie med elmätaren och normalmätaren. Det ger möjlighet att prova elmätaren vid olika strömmar och effektfaktorer. Innan metoden med befintlig last kan användas måste vissa kriterier säkerställas, bland annat att lasten inte fluktuerar för mycket och att den befintliga effektfaktorn samt ström ligger inom mätområde för normalmätarens strömtänger.

Vid uppmätning av elmätaren ska den energi och effekt som doseras under provningen av mätanläggningen räknas av från elförbrukarens förbrukningsmönster.

I dag är det skillnad mellan de olika kontrollorganen som är verksamma i Sverige. Det är viktigt att de som beställer tjänster från kontrollorgan är medvetna om skillnaderna. Det är alltid upp till beställaren att ta reda på vilken provningsmetodik som ska användas och anpassa sina beställningar utifrån det.

Kontrollorganen har olika möjligheter att tillgå omfattande statistik från provning av mätutrustning, exempelvis ett protokoll från en mätartillverkare. Statistiken kan användas för beräkning av största felet vid kontrollen.

Om statistik saknas på mätutrustningen används i stället klassgränsen som ingående parameter vid beräkningen av största felet. Det kan göra att största felet kan bli större än vid användning av statistik.

Det går att bygga upp en statistikdatabas genom att prova ett antal objekt (mellan 30–50) av en viss typ. Den som utför provningen ska ha spårbarhet till nationella storheter. I vissa fall har beställare redan provningsprotokoll på mätutrustning, vilket kan användas av kontrollorganet.

Swedacs allmänna råd

Vid fastställandet av mätnoggrannhet och funktion ska mätsystemet i sin helhet provas. Om det kan uppvisas att mättransformatorer fortfarande uppfyller sin klass, kan det godtas att största fel fastställs genom att mätsystemet, exklusive mättransformatorer, provas. Största fel får då beräknas med hjälp av den uppmätta felvisningen med tillhörande mätosäkerhet, tillsammans med de senaste protokollförda uppgifterna om felvisning och mätosäkerhet för mättransformatorerna, *se även tabell 13 och 14*. Kontroll måste alltid göras så att mättransformatorerna används enligt de förutsättningar (klass, omsättning, börda med mera) som de är konstruerade och anpassade för. Återkommande kontroll av mätsystemet ska genomföras så snart skäl för misstänkta brister i funktion eller mätnoggrannhet finns.

Den som utför kontroll av mätsystem i samband med idrifttagningar, revisioner eller återkommande kontroll ska vara ett ackrediterat kontrollorgan för dessa kontroller, av typ A, B eller C. De ska uppfylla kvalitetsstandarden SS-EN ISO/IEC 17020, och rapporterna ska vara försedda med information om att kontrollen utförts i organisationens egenskap av kontrollorgan.

Kontroll av anläggningar

För mätsystem ska tillhörande delkomponenter såsom elmätare och ström- och spänningstransformatorer kontrolleras. Mätapparaters mätfel med tillhörande

mätosäkerhet ska vara kontrollerade med provningsprotokoll innan de installeras i ett mätsystem.

Kontrollen ska omfatta en bestämning av mätnoggrannheten vid normallast. Vid provningen ska hela kedjan provas samtidigt, det vill säga ström- och spänningstransformatorer, mätare, ledningar, säkringar och eventuella impulsvärden. Om det kan uppvisas att det är troligt att transformatorerna uppfyller sin klass, eller annan ingående statistik, ska prov på mätledningar, säkringar, mätare samt impulser utföras.

Kontrollmätning av hela eller delar av ett mätsystem får begränsas till:

- aktuell temperatur om den inte avsevärt avviker från normal temperatur
- resistiv, symmetrisk belastning vid nominell spänning och frekvens
- typisk belastning vid normala driftförhållanden samt aktuell spänning och frekvens.

Ett mätsystems största fel får fastställas genom att till den uppmätta felvisningen addera den beräknade totala mätosäkerheten för uppmätta värden och mätosäkerheten för systemet i övrigt. Den beräknade mätosäkerheten ska motsvara de tillkommande osäkerheter som kan förväntas uppkomma från de begränsningar som gjorts i kontrollmätningen, jämfört med förhållanden vid normal drift, inklusive osäkerheter för icke uppmätta mättransformatorer. Jämförelsen mot krav ska göras för hela det antagna intervallet för normala driftförhållanden. I de fall inget bättre antagande kan göras får normala driftförhållanden antas vara 20–100 % av mätsystemeffekten.

Vid kontroll ska ingående mätosäkerhet multipliceras med en faktor $k = 2$ för att få ett konfidsensintervall (täckningsgrad) på minst 95 %.

Mätsystemets största fel blir då det största uppmätta felet plus mätosäkerheten.

Vad som ingår i kontrollrapporten bör kontrolleras då det varierar mellan de olika kontrollorganen.

Kontrollen ska dokumenteras i en kontrollrapport och ska minst innehålla uppgifter om:

- Det utfärdande organets identitet.
- Unik identifikation och datum för utfärdande.
- Datum då kontrollen utfördes.
- Kontrollerade föremåls identifikation, det vill säga på transformatorer och elmätare.
- Signatur eller annat belägg för godkännande från bemyndigad personal.
- Ett uttalande om överensstämmelse där så är tillämpligt.
- Mätsystemets största fel.
- Mätmetod.

Följande får finnas med om de härrör till en kontroll som finns i ackrediteringens omfattning:

- Identitet hos utrustning använd för mätning/provning.
- Uppdragsgivarens identitet.
- Information om var kontrollen utfördes.
- Ett uttalande att kontrollrapporten inte bör reproduceras annat än i fullständigt skick.
- Uppgift om protokoll på transformatorer finns eller inte.

Följande, ej obligatoriska, uppgifter förekommer ofta i bilaga till kontrollrapporter:

- Information om vad som utesluts från det ursprungliga uppdraget.
- Identifiering, eller kort beskrivning, av använda metoder och rutiner för kontroll, med notering om avvikelser från, tillägg till eller uteslutningar av överenskomna metoder och rutiner.
- En hänvisning till eller beskrivning av provtagningsmetoden och information om var, när, hur och av vem proven togs, där så är tillämpligt och om det inte specificerats i kontrollmetoden eller rutinen.
- Information, om det är relevant, om miljöförhållanden under kontrollen.
- Ett uttalande att kontrollresultaten enbart hänför sig till det beställda arbetet eller till det eller de föremål eller det parti som kontrollerats.
- Märke eller sigill från den person som utfört kontrollen.
- Uppmätta fas- och huvudspänningar samt kontrollerad fasföljd, alternativt vektordiagram.
- Om ansluten börda (mätledningar plus mätare) är rätt i förhållande till strömtransformatorernas bördaområde.
- Mätarens räkneverksställning, avlästa.

Ovan uppgifter kan vara väsentliga vid bedömning av åtgärder när en anläggning blivit underkänd.

Strömtransformatorer

I befintliga anläggningar kan det finnas strömtransformatorer av antingen klass 0,2 eller klass 0,5 enligt SEN 27 08 11, eller klass 0,3 eller klass 0,6 enligt SEN 2703. Dessa transformatorer har sämre mätnoggrannhet vid låga mätområden än klass 0,2S-transformatorer enligt senare standard och har ofta stor märkbörda.

Strömtransformatorernas protokoll ska vara spårbart, det vill säga att den instans som utfört mätningen ska kunna visa på spårbarhet på sin mätutrustning samt kunna ange med vilken mätosäkerhet som provningen av mättransformatorn har gjorts. Finns inga spårbara protokoll måste mätosäkerheten utökas med lämplig faktor.

Anmärkning. En sådan faktor kan vara 1,5 om transformatorn arbetar inom sitt område.

Strömtransformatorer som monterats ned från anläggning ska provas innan de återinstalleras då de kan ha påverkats under transport.

Spänningstransformatorer

Många spänningstransformatorer är antingen av klass 0,2 eller klass 0,5 enligt SEN 27 08 21-22, eller klass 0,3 eller klass 0,6 enligt SEN 2703. Särskilt de äldre av sådana transformatorer har stor märkbörda.

Tillsammans med dagens elektroniska mätare fordrar sådana mättransformatorer ofta tillsatsbörda.

Spänningstransformatorernas protokoll ska vara spårbart, det vill säga att den instans som utfört mätningen ska kunna visa på spårbarhet på sin mätutrustning samt kunna ange med vilken mätosäkerhet som provningen av mättransformatorn har gjorts. Finns inga spårbara protokoll måste mätosäkerheten utökas med lämplig faktor.

Anmärkning. En sådan faktor kan vara 1,5 om transformatorn arbetar inom sitt område.

Instrument- och provningsutrustning

Instrument och provutrustning som används för ackrediterad kontroll vid idrifttagning och återkommande kontroll ska ha en dokumenterad spårbarhet samt ett system för att säkerställa mätningens kvaliteten enligt ISO 17020:2012.

- Kalibreringsintervall för elektroniska instrument, till exempel multimetrar, referensmätare och mätbryggor, är normalt 1 år.
- Kalibreringsintervall för passiva instrument, till exempel referenstransformatorer, är normalt 3 år, eller längre beroende på känd stabilitet.

I de fall då någon förändring av instrumentens noggrannhet kan befaras eller då de ofta används vid mätningar i fält kan kalibreringsintervallen ovan behöva vara avsevärt kortare.

Instrument och provutrustning ska vara dokumenterad i ett instrument och kalibreringsregister som ger en möjlighet att följa upp instrumentens noggrannhet över tiden.

Om ett instrument i samband med en kalibrering visar sig vara defekt och ligga utanför sin specifikation ska dokumentationen kunna användas för att identifiera och åtgärda mätningar som gjorts sedan föregående kalibreringstillfälle (alternativt senaste egenkontroll), då instrumentet hade en korrekt funktion.

För att kunna utföra meningsfulla mätningar rekommenderas att instrument och provutrustning alltid har en noggrannhet som är minst fem gånger större än det aktuella provobjektets noggrannhet.

Egenkontroll bör genomföras regelbundet för att kvalitetssäkra stabiliteten i använda instrument. Det är upp till de ackrediterade kontrollorganen att ange periodiciteten, där apparaternas egenskaper bör vara det styrande. En grundtanke kan vara en periodicitet på 1–2 månader. Det är även viktigt att regelbundet följa upp varje instrument.

Provpunkter

Provpunkt/er ska ligga inom normala driftförhållanden, oavsett om man matar upp eller provar vid befintlig last.

Anmärkning. Om provpunkt vid befintlig last ligger utanför normala driftförhållanden, måste en uppmätning göras.

Krav på kontrollorgan

Den som utför kontroll av mätsystem i samband med återkommande kontroll ska vara ett ackrediterat kontrollorgan för dessa kontroller, av typ A, B eller C. De ska därvid uppfylla kvalitetsstandarden SS-EN ISO/IEC 17020, och rapporterna ska vara försedda med information att kontrollen utförts i organisationens egenskap av kontrollorgan.

6. Bilagor

Bilaga 1 – Ordlista

Bilaga 2 – Rekommenderade areor och formler för beräkningar

Bilaga 3 – Lathund för val av mätsystem

Bilaga 1 – Ordlista

Ord	Beskrivning
Allkontroll	Alla mätare kontrolleras.
Anmält organ	Anmälda organ (Notified Bodies) är oberoende organisationer med kompetens att bistå och övervaka tillverkarnas arbete i att verifiera att produkter som sätts ut på marknaden uppfyller de regler som gäller inom EU.
CE-märkning	CE-märket får sättas på produkter som uppfyller kraven enligt ett eller flera EU-direktiv. Med märkningen intygar tillverkaren att produkten uppfyller grundläggande säkerhets- och hälsokrav.
CENELEC	Comité Européen de Normalisation Électrotechnique – det europeiska standardiseringsorganet.
EA-4/02	European Accreditation - Angivande av mätosäkerhet vid kalibrering.
Ei	Energimarknadsinspektionen.
ELSA	Elmätare Livslängd Statistik Analys är en databas för nationell stickprovshantering.
Funktionsprincip	En förklaring om mätaren är av elektronisk eller elektro-mekanisk typ.
Förstagångskontroll	Kontroll vid idrifttagning.
I_b	Basström. Den referenspunkt som man utgår från när man beskriver vilket mätområde en elmätare mäter bra. Anges för mätare som är typgodkända enligt de gamla reglerna.
IBH 21	Installationsbestämmelser för högspänningsanläggningar, utgiven 2021.
IEC	International Electrotechnical Commission.
I_{min}	Det värde på strömmen över vilket felet ligger inom gränsen för största tillåtna fel.

Ord	Beskrivning
Inkopplingskontroll	Kontroll före provdrift.
I_{ref}	Referensström. Den referenspunkt som man utgår från när man beskriver vilket mätområde en elmätare mäter bra.
I_{st}	Startström. Minsta angivna värde på strömmen där mätaren vid effektfaktor 1 registrerar aktiv elenergi.
I_{tr}	Värdet på strömmen över vilket felet ligger inom gränsen för minsta av de största tillåtna felen inom respektive klass. Anges för mätare som är typgodkända enligt MID. $I_{tr} = 1/10 I_b$.
Journal	En förd logg, antingen på papper eller digitalt, där händelser och tillstånd som rör elmätaren skrivs ned.
Journalföra	Att skriftligt dokumentera en händelse, ett tillstånd, eller ett fel hos en elmätare med information om tidpunkt för noteringen.
Kontroll	Verifiering. (Swedacs föreskrifter använder ordet kontroll där branschen tidigare använt verifiering).
Kontroll före idrifttagning	Förstagångsverifiering.
Kontrollrapport	Resultatet av en kontroll av ett mätsystem.
MID	Mätinstrumentdirektivet.
Märkbörda	Bördan är lastimpedansen omräknad till VA (anslutna sammanlagda börda). Transformatorn har ingen egen börda.
Märkeffekt	Den effekt som anges eller som kan beräknas med data som finns tillgänglig.
Märköverströmstal	Överbelastningssiffra på karakteristiken på mätkärna.
Mätsystemeffekt	Den högsta effekt som förekommer i mätsystemet under normala driftförhållanden.
Periodisk allkontroll	En kontroll där alla mätare ska verifieras. Resultatet får endast konsekvenser för den mätaren som kontrolleras.

Ord	Beskrivning
Provdrift	Tiden mellan spänningssättning av kundanläggning och idrifttagning av mätsystem.
Revision	Förändringar i mätsystem.
SEK	Svensk Elstandard.
Stickprovskontroll	Statistisk kontroll. Mätresultaten för några enheter kan anses representativa för en större grupp mätare.
Swedac	Styrelsen för ackreditering och teknisk kontroll.
Återkommande kontroll	Kontroll som vanligtvis genomförs med sexårsintervall, eller så snart brister upptäckts i en anläggning.

Bilaga 2 – Rekommenderade areor och formler för beräkningar

Lågspänningsinstallationer

Mätledningar för strömtransformatorer ska dimensioneras på ett sådant sätt att den anslutna sammanlagda bördan (VA) av mätledningar och mätare är rätt anpassad till mättransformatorernas märkbörda, enligt *tabell 1*. Vid andra ledningslängder än i tabellen, eller i de fall anslutna mätare har hög egenbelastning i VA, kan annan ledararea än i tabellen erfordras.

För att anpassa ansluten börda till märkbörda på strömtransformatorn bör förändring av ledararea och ledarlängd användas. Om det inte är möjligt att anpassa ledararea och ledarlängd används speciella tillsatsbördor. (Enligt SS 437 01 40 krävs minst 2,5 mm² ledararea för lågspänningsinstallationer).

För att klara av eventuella mekaniska påfrestningar ska ledare av typ RK med area 2,5 mm² eller större användas. Om mindre ledararea används, vilket kan vara befogat i vissa fall, bör ändhylsor monteras. Kabeltyp EKK eller liknande ska inte användas på grund av dess oelasticitet vid mätapparater.

I *tabell 1* nedan redovisas rekommenderade areor i mm² vid olika ledningslängder (m). Beräknad börda redovisas i VA.

Avstånd mätare- transfor- matorer [m]	Total ledarlängd [m]	Ström- ledares area [mm ²]	Spännings- ledares area [mm ²]	Neutral- ledares area [mm ²]	Beräknad börda vid 5A sekundär- ström
0,5–5	0–10	2,5	1,5	1,5	0,2–1,8
5–10	10–20	4	1,5	1,5	1,1–2,2
10–15	20–30	6	1,5	1,5	1,5–2,2
15–25	30–50	10	1,5	1,5	1,3–2,2

Tabell 1. Rekommenderade areor vid olika ledningslängder (SS 437 01 02).

Spänningsledarens area = 1,5 mm²

Neutralledarens area = 1,5 mm²

Högspänningsinstallationer (se även IBH 21)

Vid dimensionering av mätledningar ska hänsyn tas till ledningslängd mellan mättransformatorer och mätare och den sammanlagda belastningen som de utgör.

I *tabell 2 och 3* anges lämpliga areor för olika ledningslängder och beräknade bördor i VA som mätledningarna utgör. Vid andra ledningslängder eller vid hög, alternativt mycket låg, egenbelastning hos anslutna mätare, kan annan ledararea än i tabellerna erfordras.

Inför varje nyinstallation eller ombyggnad som påverkar dimensionering av mätledningar bör beräkningar av ledningsareor göras.

För att anpassa ansluten börda till märkbörda på mättransformatorn bör förändring av ledararea och ledarlängd användas. Om det inte är möjligt att anpassa ledararea och ledarlängd används speciella tillsatsbördor.

Mätledningar för ström

Mätledningar för ström ska dimensioneras på så vis att den anslutna sammanlagda bördan som ledningarna och mätare utgör är anpassad till strömtransformatorernas märkbörda. I *tabell 2* anges lämpliga ledarareor för olika ledningslängder vid 5-, 2- respektive 1A sekundära märkströmmar.

5A sekundärström		
Total ledarlängd [m]	Area [mm ²]	Beräknad ledningsbörda (VA)
0–10	2,5	< 1,8
10–20	4	1,1–2,2
20–30	6	1,5–2,2
30–50	10	1,3–2,2
50–80	16	1,4–2,2
2A sekundärström		
Total ledarlängd [m]	Area [mm ²]	Beräknad ledningsbörda (VA)
0–100	2,5	< 2,8
100–150	4	1,8–2,6
150–250	6	1,8–2,9
1A sekundärström		
Total ledarlängd [m]	Area [mm ²]	Beräknad ledningsbörda (VA)
0–100	2,5	< 0,714
0–100	4	< 0,446
0–100	6	< 0,298
100–150	6	0,298–0,446
150–250	6	0,446–0,744
150–250	10	0,268–0,446

Tabell 2. Rekommenderade areor för mätledningar för ström.

Vid tvåsystemsmätning ska antalet strömledare vara fyra och vid tresystemsmätning ska antalet strömledare vara sex. Det vill säga två ledare per fas, fram- och återledare i båda fallen.

Mätledningen har en resistiv belastning som kan beräknas enligt formeln:

$$R = \frac{0,0175 \times l}{a}$$

l = total ledarlängd (fram- och återledare (strömledaren), avstånd mellan mätare och transformator x 2)

a = ledararea i mm²

Beräkning av börda per fas för mätledning görs enligt formeln $S = I^2 \times R$, där I är sekundär märkström (5A eller 2A).

Mätledningar för mätspänning

I *tabell 3* anges lämplig ledningsdimension vid olika ledningslängder med givna belastningar. Ledningslängden avser längd mellan spänningstransformator och mätare.

Elektroniska mätare med separat hjälpspänning belastar spänningstransformatorerna minimalt, varför avsevärt mindre areor än de angivna i tabellen kan väljas i de flesta fall.

Total ledarlängd [m]	Area [mm ²]	Beräknad börda (VA) vid 63,5 V sekundärspänning
0–20	1,5	< 14,8
20–40	2,5	8,9–17,8
40–60	4	11,1–16,7
60–80	6	11,1–14,8
80–100	10	8,9–11,1

Tabell 3. Dimensionering av ledningar för mätspänning.

Spänningsfall i mätledningar

Spänningsfall i mätledningar innebär alltid för liten registrering hos anslutna elmätare. Dimensionering av mätspänningsledningar ska ske på ett sådant sätt att spänningsfallet inte får överstiga de värden som anges i *tabell 4*.

Kategori	Maximalt spänningsfall
2	0,10 %
3	0,10 %
4	0,05 %
5	0,05 %

Tabell 4. Högst tillåtna spänningsfall i ledningar för mätspänning.

Spänningsfallet mäts från spänningstransformatorernas sekundäruttag till mätarplinten.

Observera att även säkringar i mätspänningskretsen, inklusive bottenkontakter och mätarplintar, ger upphov till spänningsfall. I tabellen har resistansen i mätspännings-säkringar beaktats.

För att bestämma spänningsfallet i mätledningar kan resistansen i ledningen mätas upp och beräknas med utgångspunkt från känd börda.

$$\text{Spänningsfallet i \%} = \frac{R \times S}{U^2} \times 100$$

R = Resistans i ohm

S = Belastning (börda) i VA

U = Mätspänning i V

I idriftsatt anläggning för kategori 3–5 uppmäts spänningsfallet i transformatorns kopplingslåda. Dock ska hänsyn tas till spänningsfallet mellan transformatorns sekundäruttag och kopplingslåda.

I nya anläggningar och vid ombyggnad ska det alltid finnas en separat lindning i spänningstransformatorn för energimätningen, vilken inte får användas för annat ändamål än till elmätaren.

I en äldre anläggning där det endast finns en lindning i spänningstransformatorn som används till flera ändamål, exempelvis för energimätning och övervakning med mera, kan spänningsfallet i mätledningen minska genom att dra separata matningsledningar – en för energimätningen (elmätaren) och en för övrigt enligt bild nedan. Fördelen med den här sortens inkoppling är att avsevärt minska spänningsfallet i mätledningen till elmätaren eftersom belastningen oftast är betydligt större i den övriga utrustningen.

Bilaga 3 – Lathund för val av mätapparater

Nedanstående tabeller kan användas som lathund för att undersöka om apparaterna i ett mätsystem är godkända för respektive kategori. Observera att resultatet bygger på att övriga faktorer såsom börda, spänningsfall, normal drift med mera ligger inom de nivåer som finns stämplade på respektive apparat.

Det är dock viktigt att beakta att det krävs kontroll av hela mätsystemet för att godkänna ett mätsystem vid kontroll.

Kategori 2-5 Strömtransformator

Ström- transformator klass 0,2S	Säkring (A)											
	80	100	125	160	200	315	400	500	600	800	1000	1200
100/5	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
150/5	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
200/5	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
300/5	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
400/5	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
500/5	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
600/5	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
800/5	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
1000/5	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
1200/5	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

Inom mätområde	■	Osäkert	■	Utanför mätområde	■
----------------	---	---------	---	-------------------	---

Kategori 3 – Spänningstransformatörer

Elmätare Klass 1 eller B		Spänningstransformatörer			
		Klass 0,2	Klass 0,3	Klass 0,5	Klass 0,6
Strömtransformator	Klass 0,2S	Godkänd	Godkänd	Godkänd	Godkänd
	Klass 0,2	Godkänd	Godkänd	Godkänd	Godkänd
	Klass 0,3	Godkänd	Godkänd	Godkänd	Ej Godkänd
	Klass 0,5	Godkänd	Godkänd	Ej Godkänd	Ej Godkänd
	Klass 0,6	Ej Godkänd	Ej Godkänd	Ej Godkänd	Ej Godkänd

Elmätare Klass 0,5S, 0,2S eller C		Spänningstransformatörer			
		Klass 0,2	Klass 0,3	Klass 0,5	Klass 0,6
Strömtransformator	Klass 0,2S	Godkänd	Godkänd	Godkänd	Godkänd
	Klass 0,2	Godkänd	Godkänd	Godkänd	Godkänd
	Klass 0,3	Godkänd	Godkänd	Godkänd	Godkänd
	Klass 0,5	Godkänd	Godkänd	Godkänd	Godkänd
	Klass 0,6	Godkänd	Godkänd	Godkänd	Godkänd

Kategori 4 – Spänningstransformatörer

Elmätare Klass 0,5S eller C		Spänningstransformatörer			
		Klass 0,2	Klass 0,3	Klass 0,5	Klass 0,6
Strömtransformator	Klass 0,2S	Godkänd	Godkänd	Godkänd	Godkänd
	Klass 0,2	Godkänd	Godkänd	Godkänd	Godkänd
	Klass 0,3	Godkänd	Godkänd	Godkänd	Ej Godkänd
	Klass 0,5	Ej Godkänd	Ej Godkänd	Ej Godkänd	Ej Godkänd
	Klass 0,6	Ej Godkänd	Ej Godkänd	Ej Godkänd	Ej Godkänd

Elmätare Klass 0,2S		Spänningstransformatörer			
		Klass 0,2	Klass 0,3	Klass 0,5	Klass 0,6
Strömtransformator	Klass 0,2S	Godkänd	Godkänd	Godkänd	Godkänd
	Klass 0,2	Godkänd	Godkänd	Godkänd	Godkänd
	Klass 0,3	Godkänd	Godkänd	Godkänd	Godkänd
	Klass 0,5	Godkänd	Godkänd	Godkänd	Godkänd
	Klass 0,6	Godkänd	Ej Godkänd	Ej Godkänd	Ej Godkänd

Kategori 5 – Spänningstransformatörer

Elmätare Klass 0,2S		Spänningstransformatörer			
		Klass 0,2	Klass 0,3	Klass 0,5	Klass 0,6
Strömtransformator	Klass 0,2S	Godkänd	Godkänd	Ej Godkänd	Ej Godkänd
	Klass 0,2	Godkänd	Godkänd	Ej Godkänd	Ej Godkänd
	Klass 0,3	Ej Godkänd	Ej Godkänd	Ej Godkänd	Ej Godkänd
	Klass 0,5	Ej Godkänd	Ej Godkänd	Ej Godkänd	Ej Godkänd
	Klass 0,6	Ej Godkänd	Ej Godkänd	Ej Godkänd	Ej Godkänd

