

Gasmätningens anvisningar 2023



GMA 2023 – Gasmätningens anvisningar

Förord

Energigas Sverige är en medlemsfinansierad branschorganisation som representerar aktörer inom branschen för energigaserna biogas, fordonsgas, gasol, naturgas och vätgas. Medlemmar i organisationen är nätbolag, gashandelsbolag, installationsföretag, konsultföretag, tillverkare och leverantörer av gasutrustningar med flera.

En central del av Energigas Sveriges verksamhet är att verka för en säker användning av energigaserna i ett effektivt gassystem som ska främja övergången till ett hållbart samhälle. Detta görs framför allt genom att utarbeta normer och anvisningar för de olika energigaserna och teknisk utrustning för att mäta, lagra och transportera densamma. Dessa anvisningar har tillkommit för att öka tryggheten för både konsumenten samt gasnät- och gashandelsbolaget när det gäller att rätt gasmängd har registrerats, samt för att erhålla ett gemensamt system för statistikuppsamling.

Anvisningarna riktar sig till nätbolag och till kunder samt ekonomiska aktörer som omfattas av Naturgaslagen samt där mätning av andra energigaserna bedöms behövas enligt leverantör eller kund.

Anvisningarna har utarbetats av Energigas Sveriges Gasmätargrupp bestående av följande deltagare:

Bernt Nymark, Kraftringen Nät AB, ordförande
Sonny Colin, Nordion Energi AB
Jonas Dahlberg, Energigas Sverige
William Eugensson, Göteborg Energi AB
Paul Farrell, Stockholm Gas AB
Bengt Klevtorp, Öresundskraft AB
Roland Lundberg, One Nordic AB

Anvisningarna har skickats på remiss till branschaktörer, Energimyndigheten, Energimarknadsinspektionen och Swedac.

Den första utgåvan av dessa anvisningar publicerades år 2000. Denna utgåva ersätter Gasmätningens anvisningar från 2017.

Stockholm 2023-06-13

Mattias Hanson, chef Säkerhet och teknik,
Energigas Sverige

Innehållsförteckning

1. Inledning	4
2. Tillämpningsområde	4
3. Definitioner	6
3.1 Mätstorheter och fysikaliska definitioner	6
3.2 Branschaktörer och marknadsdefinitioner	8
4. Övergripande information om gasmätning	9
4.1 Mätning av levererad gasvolym	9
4.2 Mätning och beräkning av gasens värmvärde och gaskvalitet	9
4.3 Placering och installation av mätutrustning	9
4.4 Inköp av mätutrustning	11
4.5 Krav för att ta ny mätutrustning i drift	12
4.6 Allmänt om mätutrustning	12
5. Gasmätare	13
5.1 Val av gasmätare	13
5.2 Dimensionering efter önskat krav på effekt	14
5.3 Tekniska krav	14
5.4 Beskrivning av mätartyper	14
5.5 Felgränser och provpunkter	26
5.6 Pulsvärden och mätområden	27
6. Volymomvandlare	27
6.1 Tekniska krav	28
6.2 Densitet och kompressibilitet	28
6.3 Felgränser och provpunkter	28
6.4 Dokumentation	29
7. Temperaturgivare	29
7.1 Tekniska krav	29
8. Tryckgivare	29
8.1 Tekniska krav	29
9. Värmvärdesmätning	29
9.1 Tekniska krav	29
9.2 Quality tracker (QT)	30
10. Leveranskontroll	30
11. Återkommande kontroll och revision	30
11.1 Revision	31

11.2	Fortlöpande tillsyn och andra krav enligt AFS 2017:3	32
12.	Mätvärdesinsamling.....	33
12.1	Manuell avläsning	33
12.2	Fjärravläsning.....	33
12.3	Kundutgång på mätaren	34
13	Lagar och förordningar, EU-direktiv, föreskrifter, standarder, normer och anvisningar....	35
13.1	Lagar och förordningar.....	35
13.2	EU-Direktiv.....	35
13.3	Föreskrifter.....	35
13.4	Standarder	36
13.5	Normer och anvisningar.....	37
Bilagor		
Bilaga 1	Grundformel för gasmätning, densiteter	
Bilaga 2	Val av volymomvandlare	
Bilaga 3	Exempel på Intyg om utesittningstid	

1. Inledning

Avsikten med gasmätning är att fastställa den kvantitet (energi, volym eller massa) som under ett bestämt tidsintervall levereras i en given punkt. Mätningen ska utföras med godkänd utrustning och på ett sådant sätt att de uppmätta värdena kan tjäna som underlag för avräkning och debitering.

Mätningen utformas enligt gällande lagar och standarder. För områden som inte täcks av någon standard har tillämpad praxis och erfarenhet varit normgivande vid utformningen av anvisningarna. Mätningen drivs och underhålls på ett sådant sätt att riskerna för felvisning och felfunktion minimeras.

Mätutrustning omfattas av direktiv 2014/32/EU om mätinstrument (MID). Direktivet är implementerat i svensk lagstiftning genom Swedacs föreskrifter och allmänna råd (STAFS 2016:1) om mätinstrument och Swedacs föreskrifter och allmänna råd (STAFS 2016:3) om gasmätare och volymomvandlare. Kraven är begränsade till att omfatta mätutrustning för bostäder, butiks- och kontorslokaler samt lätta industrier. Föreskrifterna är tillämpliga då en tillverkare ska saluföra mätutrustning som denne avser märka med CE-märke och metrologisk tilläggsmärkning (M-märke) enligt STAFS 2016:1. I föreskrifterna finns endast bestämmelser vad gäller saluförande (3-5 §§ STAFS 2016:3) och idrifttagande (6-7 §§ STAFS 2016:3). Det finns däremot inga tvingande krav för ett nätbolag att använda utrustning som uppfyller kraven i STAFS 2016:1 respektive 2016:3.

I dessa anvisningar gäller däremot att mätare som uppfyller MID-direktivet ska användas för mätning av alla typer av förbrukare då sådan mätutrustning är möjlig att använda. Swedac är föreskrivande myndighet och tillsynsmyndighet inom det mättekniska området. I tillsynen ingår att bedriva marknads kontroll enligt mätinstrumentdirektivet. Det innebär att kontrollera att bland annat mätutrustning som saluförs i Sverige uppfyller ställda krav inom EU.

Anvisningarna följer EIFS 2022:6 som beskriver att gasmätning inte behöver ske hos spiskund som uteslutande använder gas för hushållsändamål. Regeringen har enligt 1 kap. 9 § naturgaslagen be- myndigats att utse ansvarig myndighet. Det är i 34 § naturgasförordningen som regeringen utsett Ei som tillsynsmyndighet: "Energimarknadsinspektionen är tillsynsmyndighet enligt 1 kap. 9 § naturgas- lagen (2005:403)."

Av förordning (1978:164) om vissa rörledningar framgår: "Energimarknadsinspektionen utövar tillsyn enligt 19 § lagen (1978:160) om vissa rörledningar."

Energimarknadsinspektionen prövar också ansökningar om koncession enligt naturgaslagen samt utövar tillsyn enligt bland annat naturgaslagen (2005:403), lagen om vissa rörledningar (1978:160) och lagen (2013:385) om ingripande mot marknadsmissbruk vid handel med grossistenergiprodukter.

Krav på mätning, insamling och rapportering av mätvärden samt fakturering ställs i Energigas Sveriges allmänna avtalsvillkor; Gas 2022 K¹, Gas 2022 N², Gasnät 2016 B³ och Gasnät 2022 K⁴, se Energigas Sveriges webbplats.

2. Tillämpningsområde

Dessa anvisningar gäller för energigas i gasfas. Anvisningarna gäller all mätutrustning för debitering och undermätning av ledningsbunden energigas i uttagspunkt och inmatningspunkt i både transmiss- ions- och distributionsnät.

Anvisningarna gäller även mätning av fordonsgas med ett högsta tryck på 250 bar samt för inbland- ning av upp till 5 % vätgas i naturgas.

¹ Allmänna avtalsvillkor för försäljning av gas till konsument

² Allmänna avtalsvillkor för försäljning av gas som används i näringsverksamhet eller annan likartad verksamhet

³ Allmänna avtalsvillkor för anslutning av produktionsanläggningar för biogas inklusive inmatning på gasnätet

⁴ Allmänna avtalsvillkor för anslutning av gasanläggningar och överföring av gas till sådana anläggningar (konsument)

Vidare gäller anvisningarna mätning av gasol i gasfas hos industrikunder som valt sådan mätning. Anvisningarna är branschregler som ska ge stöd att uppfylla gällande lagstiftning. Det är dock inte möjligt att täcka in alla författningskrav (lagar/förordningar/föreskrifter) och respektive författning har tolkningsföreträde.

3. Definitioner

Där så tillämpligt överensstämmer nedanstående definitioner med SIS-TS 75:2020.

Energigas	Brännbar gas (i dessa anvisningar naturgas, biogas och gasol i gasfas).
Gasmätare	Instrument utformat för att mäta, registrera och visa den ackumulerade volymen som passerat genom det.
Mätutrustning	All ingående utrustning för mätning av gas i mätpunkt exklusive bestämning av värmevärden. ¹

3.1 Mätstorheter och fysikaliska definitioner

ρ [kg/m ³] densitet	För energigas är det relevant att definiera följande: ρ_D : Massan i kg av 1 m ³ energigas vid drifttillstånd. ρ_N : Massan i kg av 1 m ³ vid "referenstillstånd".
P [kW] effekt	Effekten mäts ofta i W och är samma sak som, bland annat, J/s. Relevanta definitioner är: P_{max} : det högsta effektuttaget i punkten P_{min} : det lägsta effektuttaget i punkten Energi, effekten över tid, betecknas E och har ofta enheten kWh eller kJ. Energimängden beräknad med undre värmevärdet benämns kWh _u , används det övre värmevärdet så benämns det kWh _ö .
Massflöde	Storhet i strömningsmekanik, definierat som den massa, av en fluid, som passerar en gränsyta per tidsenhet. SI-enheten för massflöde är kg/s. Genom att dividera med densitet fås volymflöde, som ofta betecknas Q, se nedan för mer information.
Referens- och drifttillstånd	Drifttillståndet är det faktiska tillståndet vid mätaren i drift. Referenstillstånd används för beräkning av gasens volym. Exempel 1: "Normaltillstånd" avser i Sverige gas vid 1,01325 bar (a) och 0 °C. Exempel 2: "Standardtillstånd" avser i Sverige gas vid 1,01325 bar (a) och 15 °C.
Relativ densitet	Kvoten mellan massan av 1 m ³ energigas och massan av 1 m ³ luft, båda vid referenstillstånd. Dimensionslöst tal och kallas också specifik gravitation.
T [°C eller K (Kelvin)] temperatur	Temperatur vid drift- eller referenstillstånd.
p [kPa eller mbar] tryck	Tryck vid drift- eller referenstillstånd.
Q [m ³ /h] (volym) flöde	Det är relevant att definiera ett antal olika flöden: Q_{max} : Högsta flöde vid vilket gasmätaren inte överskrider största tillåtna fel

¹ Branschgemensamma metoder för bestämning av värmevärde (Energigas Sverige, 2017)

	<p>Q_{min}: Lägsta flöde vid vilket gasmätaren inte överskrider största tillåtna fel</p> <p>Q_r: Största flöde vid vilket mätaren fungerar under en kort tidsperiod utan att ta skada</p> <p>Q_t: Flödesvärde som ligger mellan det största och minsta flödet och som bildar gränsen mellan två flödesområden – "övre området" och "undre området". För varje område finns ett eget största tillåtet fel fastställt.</p>
V [m ³] volym	<p>Definitioner för volym som är relevanta:</p> <p>V_D: vid drifttillstånd (rådande tryck och temperatur) uppmätta volymer energigas (m³). Denna mätning kallas vanligen driftkubikmeter.</p> <p>Volym i m³ vid definierat referenstillstånd. Exempel 1: V_N = "Normalkubikmeter" (Nm³) avser Normaltillstånd. Exempel 2: V_S "Standardkubikmeter" (Sm³) avser Standardtillstånd.</p>
H [kWh/Nm ³] värmevärde (Värmevärde kan också anges i andra enheter så som kWh/kg, MJ/kg eller MJ/Nm ³ .)	<p>Det finns två varianter på värmevärdet som används:</p> <p>LHV (Lower Heating Value) - Undre värmevärde:</p> <p>Den värmemängd som utvecklas vid fullständig förbränning av 1 m³ gas efter värmning eller kylning till 25°C och under ett tryck om 1,01325 Bar (a) och luftöverskott av samma temperatur och tryck som gasen, och med förbränningsprodukterna kylda till 25°C och med det vid förbränningen uppkomna vattnet i gasfas liksom den vattenånga som finns i gasen och förbränningsluften före förbränningen.</p> <p>HHV (Higher Heating Value) - Övre värmevärde:</p> <p>Den värmemängd som utvecklas vid fullständig förbränning av gas efter värmning eller kylning till temperaturen 25°C och under ett tryck om 1,01325 Bar (a) och med förbränningsprodukterna kylda till 25°C och med det vid förbränningen uppkomna vattnet kondenserat till flytande tillstånd och med förbränningsprodukterna innehållande samma totala mängd vattenånga som gas och luft innan förbränningen.</p>
Wobbeindex	<p>Kvoten av det övre värmevärdet och kvadratroten av den relativa densiteten. Wobbeindex är ett mått på den energi som tillförs en brännare genom ett munstycke. (Ibland används undre värmevärdet för beräkning av ett undre Wobbeindex). Wobbeindex anges också ofta i kWh/Nm³ eller MJ/Nm³ beroende på enheten som värmevärdet har när wobbeindex beräknas.</p>

3.2 Branschaktörer och marknadsdefinitioner

Inmatningspunkt	Den punkt där gas injicerats in i ett energigasnät.
Kontrollmätning	Teknisk mätning i andra mätpunkter än vad EIFS 2022:6 föreskriver. Med andra namn på kontrollmätning är undermätning, motmätning, delmätning, fördelningsmätning.
Nätbolag	Det företag som ansvarar för distribution av gas genom distributionsnätet till kunderna. (Nätbolaget ansvarar för debiteringsgrundande mätning i inmatningspunkten och uttagspunkten).
Summamätning	Fiktiv mätpunkt för summerad debitering av större kunder med flera uttagspunkter.
Uttagspunkt	Den punkt där gas tas ut till en slutförbrukare. Till uttagspunkter hör även anläggningar som utgör en del av naturgasnätet och som har egen förbrukning.
Värmevärdesområde	Geografiskt område med sammanhängande ledningsnät i vilket gasens värmevärde bestäms via direkt mätning eller indirekt via beräkning på ett sådant sätt att värmevärdet i ingående enskilda uttags- och gränspunkter inte tillåts avvika från det fastställda värdet med mer än en i förväg fastlagd tolerans. Endast ett bestämt värmevärde gäller i värmevärdesområdet. ¹

¹ Branschgemensamma metoder för bestämning av värmevärde (Energigas Sverige, 2017)

4. Övergripande information om gasmätning

Debitering av gas baseras på levererad energimängd. För att bestämma levererad energimängd behövs mätvärden på levererad gasvolym och gasens värmevärde. Energimängden fås som produkten av dessa två storheter.

I mätutrustning ingår alltid en i dagligt tal benämnd gasmätare, egentligen en flödesmätare för ackumulerad, levererad gasvolym eller massa. Därutöver kan mätutrustning bestå av temperaturgivare, tryckgivare och volymomvandlare. Gasmätare, tryckgivare och temperaturgivare ska vara så konstruerade att de uppfyller funktions- och säkerhetskrav som ställs på komponenter i ett gassystem. Krav på komponenter i ett gassystem finns i föreskrifter från Myndigheten för samhällsskydd och beredskap (MSB), Arbetsmiljöverket (AV) och Elsäkerhetsverket, samt i Energigas Sveriges normer och anvisningar. I dessa föreskrifter och normer finns bland annat angivet hur elektrisk utrustning ska väljas i områden där explosiv gasblandning kan förekomma. Alla mätare ska vara CE- och M-märkta för att uppfylla MID-direktivet 2014/32/EU.

De västsvenska transmissions- och distributionsnäten följer de balanseringskrav som beskrivs i 2 kap. 4§ EIFS 2022:6. Dessa föreskrifter ställer högre krav på gasmätning vid en årsförbrukning över 3,0 GWhu eller en månadsförbrukning över 0,5 GWhu. Då krävs timvisa mätvärden som rapporteras varje heltimme. För årsförbrukning mellan 0,3–3,0 GWhu krävs månadsvis rapportering. För generell information om balanseringsmodellen se Gasmarknadshandboken.

Vid inmatning av vätgas i naturgas behöver kraven för gasmätning utrustning vara anpassad för denna vätgashalt.

4.1 Mätning av levererad gasvolym

Levererad gasvolym mäts vid drifttryck och drifttemperatur och räknas om till referensförhållande (se Bilaga 1). Omräkningen till referensförhållande sker antingen av en volymomvandlare som får signaler från gasmätare, temperaturgivare och eventuellt tryckgivare eller genom en beräkning som utförs med ett erfarenhetsvärde på gastemperaturen och det värde på gstrycket som fås från närmaste regulator.

4.2 Mätning och beräkning av gasens värmevärde och gaskvalitet

För mätning av gasens värmevärde används värmevärdesmätare, normalt en kromatografisk metod där halterna av huvudkomponenterna mäts, och värmevärdet beräknas utgående från de enskilda molekylernas värmevärden. Den kemiska sammansättningen benämns som gaskvalitet. Den svenska naturgasens kvalitet följer Nordion Energis specifikation, som finns tillgänglig på deras webbplats¹.

Mätning eller beräkning av värmevärde sker för varje värmevärdesområde och inte hos varje enskild kund.

Ytterligare information om mätning och beräkning av gasens värmevärde finns i kapitel 9 och *Branschgemensamma metoder för bestämning av värmevärde*.

4.3 Placering och installation av mätutrustning

Mätutrustning ska vara placerad och installerad enligt tillverkarens rekommendationer i ett låst utrymme eller mätarskåp som nätbolaget ska ha tillgång till. Avstängningsventil (AV) skall alltid finnas före mätarplatsen. AV ska även finnas efter mätarplatsen om drifttrycket är större eller lika med 4 bar samt om rörledningen är större än DN 50 eller längre än 5 meter. Vid debiteringsmätning ska mätutrustningen vara lättillgänglig för regelbunden avläsning och underhåll. Den som byter, installerar eller på annat sätt gör ingrepp i gasmätning utrustningen ska ha genomgått dokumenterad utbildning av nätbolaget.

Gasmätare som är installerade i anläggningar med tryck över 0,5 bar och ledningsdimension över DN25 ska följa krav i AFS 2016:1 om tryckbärande anordningar, exempelvis kan CE-märkningen enligt Europaparlamentets och rådets direktiv 2014/68/EU (framgår av gasmätarens försäkringsom överensstämmelse, eller produktdatablad) behöva ses över vid byte till annan mätarmodell eller storlek. Monteringen av ventiler eller andra komponenter ska göras på sådant avstånd från mätaren att de

¹ https://www.swedegas.se/-/media/Files/overforing/Bilaga-5-Kvalitetsspecifikationer-rev-18_.ashx?la=sv-SE

ej påverkar flödesprofil (mätningen). Raksträckor före och efter mätare ska utformas enligt mätarens tekniska anvisningar.

Gasmätare ska vara placerad enligt tillverkarens anvisningar, särskilt med tanke på följande:

- Lätt åtkomlig och avläsbar
- Med tillgång till el-anslutning, beroende av mätartyp
- Omgivningstemperatur och ventilation
- Vibrationer (tänk också på att mätare kan vara känsliga för vibrationer vid transport)
- Klassningsritning (zonklassade områden)
- EMC-förhållanden (elektromagnetisk kompatibilitet)

4.3.1 Driftsättning av mätare

Vid driftsättningen av mätaren ska det kontrolleras att alla kraven på en mätplats är uppfyllda och att allt material är rätt monterat. Först då får mätaren installeras och fjärravläsningen kopplas in.

- Åtdragningsmoment för flänsförbandsbultar får ej belastas med mer momentkraft än vad leverantören anvisar.
- Eventuell oljefyllning av vridkolvmätare ska ske före trycksättning.
- Mätare med rörliga delar får aldrig belastas med större tryckförändring än 300 mbar/sek.

4.3.2 Elsäkerhet och arbete i utrymmen med explosionsrisk (ATEX)

För nätanslutna mätare behöver mätarens ATEX-klassning överensstämma med den miljö som mätaren sitter placerad i, se exempel för bälgmätare i Bilaga 2. Överensstämmelse enligt Europaparlamentets och rådets direktiv 2014/34/EU framgår av gasmätarens försäkran om överensstämmelse, eller produktdatablad.

För varje gasanläggning ska det finnas en klassningsritning som visar de zonklassade områden som finns. Mätaren behöver uppfylla förutsättningarna för den zon som den sitter placerad i enligt Tabell 4.1.

På t.ex. en mätare kan det anges t ex **II 3G Ex h ic IIA T3 Gc**, där II anger utrustningsgrupp och betyder att utrustningen är lämplig för installationer andra än i kolgruvor. 3G anger att det är en kategori 3 utrustning för gas (och därmed lämplig för placering i zon 2), Ex h betyder skyddsmetod för icke elektriska komponenter, Ex ic betyder inneboende skyddsmetod för elektroniken i utrustningen, IIA betyder explosionsgrupp (t ex för metan och gasol) och T3 betyder att maximal yttemperatur inte överskrider 200 °C /dvs under den termiska tändpunkten för t ex metan och gasol).

På andra mätare kan det anges **II -/2G Ex h IIB T5** där utrustningskategori -/2 betyder att mätaren saknar kategori invändigt att den utvändigt klarar kategori 2 (den är därmed lämplig för placering i zon 1) samt T5 att maximal yttemperatur inte överskrider 100 °C (dvs under den termiska tändpunkten för t ex metan och gasol).

Utredning och bedömning av riskerna för explosiv atmosfär ska utföras enl. SRVFS 2004:7, §§ 4 - 7 och dokumenteras i en klassningsplan. Förfarandet beskrivs i EGN.

Vid framtagningen av klassningsplan ska följande beaktas:

- Pannrum, där förbränningsluften tas direkt ur rummet, behöver vanligen inte beaktas som klassat område, om enbart utrustningen för pannanläggningens drift finns i rummet.
- Området kring öppningsbara filter i panncentraler och industriinstallationer klassas som zon 1. Utsträckning och område bestäms av den gasvolym som frigörs då filtret öppnas.
- Flänsförband medför inget krav på klassat område.
- Rum med regler- eller tryckhöjningsstation klassas som zon 2.
- Mynning från avblåsningsrör klassas som zon 1, 1,5 m runt mynningen.

De områden inom anläggningen där risk finns för explosiv atmosfär delas in i zonklassade områden beroende på risken att förekomsten av explosiv atmosfär uppstår, enligt följande:

- Zon 0 – område där explosiv gasblandning förekommer ständigt, långvarigt eller ofta
- Zon 1 – område där explosiv gasblandning förväntas förekomma ibland vid normal hantering.
- Zon 2 – område där explosiv gasblandning inte förväntas förekomma vid normal hantering men om den ändå gör det, endast med kort varaktighet.

Mätare som förekommer inom gasmätning är ofta tillverkade för att placeras i zon 2.

Riskområdet ska skyltas med upplysning om att explosiv atmosfär kan uppstå.

Tabell 4.1 Utrustning i zon.

Zon	Utrustningsgrupp	Utrustningskate- gori	Explosionsgrupp	Temperaturklass
0	II	1G	IIA	T1 (T2 för gasol)
1	II	1G, 2G	IIA	T1 (T2 för gasol)
2	II	1G, 2G, 3G	IIA	T1 (T2 för gasol)

Se även SS-EN 1776 (mätstationer för naturgas) och Energigas Sveriges energigasnormer, EGN samt anvisningar för tankstationer TSA för utrustning i zon.

Ur elektrisk säkerhetssynpunkt ska eventuell risk för vagabonderande strömmar beaktas vid placering av mätutrustning och kommande framtida mätarbyte. I dagens el-belastningar förekommer en större mängd olinjära belastningar som frekvensomriktare, laddare, drivdon för LED och switchade nät-aggregat som ger upphov till större risk för vagabonderande HF-strömmar, som kan ta olika vägar och skapa spänningsskillnader i metalliska konstruktioner. Om risk föreligger vid mätarbyte bör de metalliska gasrören före och efter gasmätaren kortslutas (jordas) innan mätaren demonteras.

Elanläggningen ska utföras enligt Elsäkerhetsverkets starkströmsföreskrifter (ELSÄK-FS 2022:1), inklusive gällande, bemyndigande och ändringar. Installationen får dock inte utföras med lägre kapslingsklass än IP 21. Alla komponenter ska ha tätningshylsor av plast samt där så erfordras med dragavlastning.

4.4 Inköp av mätutrustning

Före inköp av mätutrustning är det lämpligt att följande kontrolleras:

- För den mätutrustning där MID-direktivet är tillämpligt behöver utrustningen ha CE-märkning och M-märkning.
- Vilka delar av mätutrustningen som speciellt ska granskas vid revision samt lämplig utrustning och undersökningsmetod.

Mätutrustning inköpta före dessa anvisningars utgivningsdatum får användas om de uppfyller samma krav på mätnoggrannhet som nya mätare.

4.5 Krav för att ta ny mätutrustning i drift

Mätutrustning som tas i drift ska

- Uppfylla kraven i OIML R 137-1. Där dessa anvisningar avviker från OIML R 137-1 gäller anvisningarna. (Standarder som är anpassade för OIML R 137-1 är SS-EN 12480 för vridkolvsmätare, SS-EN 1359 för bälgmätare, SS-EN 12261 för turbinmätare, SS-EN 14236 för ultraljudsmätare, och SS-EN 12405-1 för volymomvandlare).
- Ha försäkran från tillverkare om överensstämmelse med föreskrivna krav (märkta med CE- och M-märke) då sådan mätutrustning finns tillgänglig.

4.6 Allmänt om mätutrustning

4.6.1 Lagring

Lagring av mätutrustning ska ske enligt tillverkarens instruktioner.

4.6.2 Märkning

Märkning ska vara beständig och tydligt läsbar på gasmätare, tryckgivare, temperaturgivare, volymomvandlare och gaskvalitetmätare. Se vidare respektive standard enligt kapitel 4.

4.6.3 Plombering

Gasmätare, tryckgivare, temperaturgivare, volymomvandlare och gaskvalitetmätare ska efter översyn, programmering och kalibrering plomberas. Därefter ska den kunna monteras och tas i drift utan att den inre plomberingen bryts.

By-passventil vid mätarplatsen och mätaren ska plomberas av personal som ansvarar för montering av mätare.

Programvara som är av betydelse för mätningen ska vara skyddad mot obehörig programmering.

4.6.4 Dokumentation

Följande uppgifter ska finnas i nätbolagets dokumentation (alla uppgifter behöver inte finnas i samma register):

- * ID-nummer för mätutrustningen (t.ex. tillverkarens serienummer) eller nätbolagets eget ID-nummer.
- * Mätutrustningens placering.
- * Tekniska data.
- * Funktionsprincip.
- * Fabrikat, typbeteckning och tillverkningsår.
- * EU-typintyg (certifikatnummer eller motsvarande).
- * Utsättningsdatum och datum för senast genomförda återkommande kontroll.
- * Resultaten från kontrollerna.
- * Notering om att mätutrustningen är plomberad.

Dokumentationen ska finnas tillgänglig så länge mätutrustningen är i drift samt tre år därefter. En kund har enligt konsumentköplagen (SFS 2022:260) rätt att ifrågasätta mätningen så länge som tre år efter det att mätutrustningen tagits ner.

5. Gasmätare

En gasmätare är en specialiserad flödesmätare som används för att mäta volymen av energigas. Gasmätare används i bostäder, kommersiella och industriella verksamheter som använder energigas. Energigas Sverige rekommenderar att gasmätare är CE-märkta med metrologiskt tilläggsmerke enligt MID, se STAFS 2016:3. Gaser är mer komplicerat att mäta än vätskor, eftersom uppmätta volymer i hög grad påverkas av temperatur och tryck. Gasmätare mäter en definierad volym eller massa, oavsett den trycksatta mängden eller kvaliteten på gasen som strömmar genom mätaren. Temperatur-, tryck- och värmvärdeskompensation måste göras för att beräkna den faktiska mängden energi som rör sig genom en mätare. Flera olika utformningar av gasmätare används ofta, beroende på den volumetriska flödes hastigheten för gasen som ska mätas, det förväntade flödesintervallet, typen av gas som mäts och andra faktorer. Leverantör av mätutrustning ska tillhandahålla dokumentation över dess delar, samt på begäran tillhandahålla underlag för dimensionering och underhåll.

5.1 Val av gasmätare

Valet av gasmätare beror på det aktuella leveransförhållandet som till exempel tryck, kapacitet, placering och lastvariationer. Följande parametrar ska beaktas:

- Flödesområdet, dvs. Q_{min} , Q_{max} , Q_t och Q_r som gasmätaren kommer att användas för, nu och i en förutsägbar framtid. Mätutrustningen dimensioneras så att den mäter inom den del av mätområdet där mätnoggrannheten är bäst.
- Rätt val av G-storlek baserat på önskat mätområde. G-storleken indikerar kapaciteten hos gasmätaren och är ett annat mått på den övre delen av flödesområdet. En tumregel är att man får Q_{max} om man multiplicerar G-storleken med 1,6.
- Antalet start och stopp för en turbinmätare får lämpligen högst vara 50 starter per dygn, annars kan den totala mätnoggrannheten försämrats.
- Högst tillåtna mätfel skiljer sig åt för olika mätartyper, se Tabell 5.6.

Utöver gasmätarens noggrannhet måste yttre betingelser också vägas in såsom tryck och temperaturförändringar. För att kompensera detta kompletteras gasmätaren med en volymomvandlare.

- Gasmätaren placeras lämpligast inomhus. Vid varierande temperaturförhållanden används lämpligen temperaturkompenserad mätning. Gasmätare som placeras utomhus ska vara konstruerade för att klara -30 °C i zon S och -40 °C i zon N enligt EGN (materialkrav).

Tabell 5.1 Val av gasmätare

Val av gasflödesmätare för tryck upp till 4 bars drifttryck, översikt		
Anslutningstryck (bar)	Gasmätare	Volymvärdesomvandling
1–4	Turbin-, ultraljuds- eller vridkolvmätare	T och p
Högst 0,1	Turbin-, ultraljuds- eller vridkolvmätare, minst G25	T och p
Högst 0,1	Ultraljuds- eller bälgmätare, högst G25	T inbyggd i mätaren
T=temperaturkompensering p=tryckkompensering		

5.2 Dimensionering efter önskat krav på effekt

Ibland behöver en mätare dimensioneras baserat på en önskad effekt, i detta fall kan nedanstående logik användas.

Vi har följande parametrar:

- T är temperaturen i Kelvin (K), p är trycket i mbar, Q är flödet i $\frac{m^3}{h}$
- T_N = är temperaturen vid "normaltillståndet" 0 °C eller 273,15 K
- $p_N = 1013,25 \text{ mBar}$ (101,25 Pa) är trycket vid "normaltillståndet"
- Q_N = flöde i $\frac{m^3}{h}$ vid T_N och p_N
- Q_D = flöde vid i det specifika driftfallet T_D och p_D
- P = effekt i kW
- LHV (Lower Heating Value) = undre värmevärde i $\frac{kWh}{m^3}$
- k = korrektionsfaktor för att värmevärdet kan variera med $\pm 5\%$. Denna är 1,02264
- Z_N = kompressibilitetsfaktorn vid normaltillståndet
- Z_D = kompressibilitetsfaktorn vid det specifika tillståndet

Dimensionering efter en maximal måleffekt:

$P = Q_N * LHV * k$ används för att beräkna fram ett värde på Q_N .

För att få den faktiska volymen används den ideella gaslagen omskriven till

$$\frac{p_D Q_D}{T_D Z_D} = \frac{p_N Q_N}{T_N Z_N} \text{ vilket ger } Q_D = Q_N * \frac{p_N T_D}{p_D T_N} * \frac{Z_D}{Z_N}$$

Kvoten för kompressibilitetsfaktorn Z för energigas kan anses vara 1 ur dimensioneringssyfte och kan därför bortses ifrån. Med tabeller från tillverkare kan nu optimal G-storlek på mätaren bestämmas utefter flödet som fås från ovanstående beräkning. Ett verktyg som kan vägleda vid dimensionering finns i bilaga 1.

En tumregel som kan användas är att om temperaturen 15 är °C samt trycket 20 mbar så kan Q_D grovt uppskattas genom att helt enkelt dividera effekten med 10. Det blir däremot stora skillnader om trycket förändras och då fungerar inte denna tumregel alls.

5.3 Tekniska krav

Gasmätare ska fungera då gasens temperatur varierar inom temperaturområdet -20°C till +50°C.

För att reducera felet vid beräkning av levererad energimängd, vid mätning utan tryckkompensering, får tryckfallet mellan regulator och gasmätare ej överstiga 5 mbar.

5.4 Beskrivning av mätartyper

Nedan följer kortfattad beskrivning av funktionsprinciper, användningsområden och flödesintervall samt för- och nackdelar med olika mätartyper.

Leverantörernas beskrivningar ger information om vilka rördimensioner, gängstorlekar, flödesintervall, byggmått och andra parametrar som mätarna är konstruerade för.

5.4.1 Bälgmätare

Bälgmätare är en volymmätare i vilken gasvolymen mäts i en mätkammare med flexibla väggar.



Figur 5.1 Exempel på bälgmätare. Källa: Elgas

Funktionsprincip

En bälgmätare (kallas på engelska diaphragm gas meter) mätprincip bygger på volymetrisk princip. Två kammare i mätaren är separerade av en deformerbar vägg, när ena kammaren fylls med gas kommer den efter ett tag trycka in flödet i nästa kammare. Därefter trycks gasen ut genom mätaren och vidare. Detta får en stång att vrida sig som på så sätt registrerar flödet genom att det är en konstant volym för att fylla upp varje kammare. Det kommer bara vara gas i en kammare i taget.

Användningsområden

Från 100 mbar ner till 20 mbar för kundanläggningar (villakunder, flerfamiljsfastigheter och mindre industrikunder). Då den har ett ackumulerande räkneverk lämpar den sig för debitering. Kan även fås med temperaturkompensering och med pulsutgång. Bälgmätaren kan ses som ett bra val vid mindre gasflöden och vid lägre tryck.

Flödesintervall

Det finns större storlekar än G25 som visas i Tabell 5.2 men då rekommenderas en annan mätartyp. Se övriga mätartyper. För flödes- och felgränser, se Tabell 5.6.

Tabell 5.2 Exempel på storlekar och mätområden hos bälgmätare.

Storlek	Qmin (m ³ /h)	Qmax (m ³ /h)
G1,6	0,016	2,5
G2,5	0,025	4
G4	0,04	6
G6	0,06	10
G10	0,1	16
G16	0,16	25
G25	0,25	40

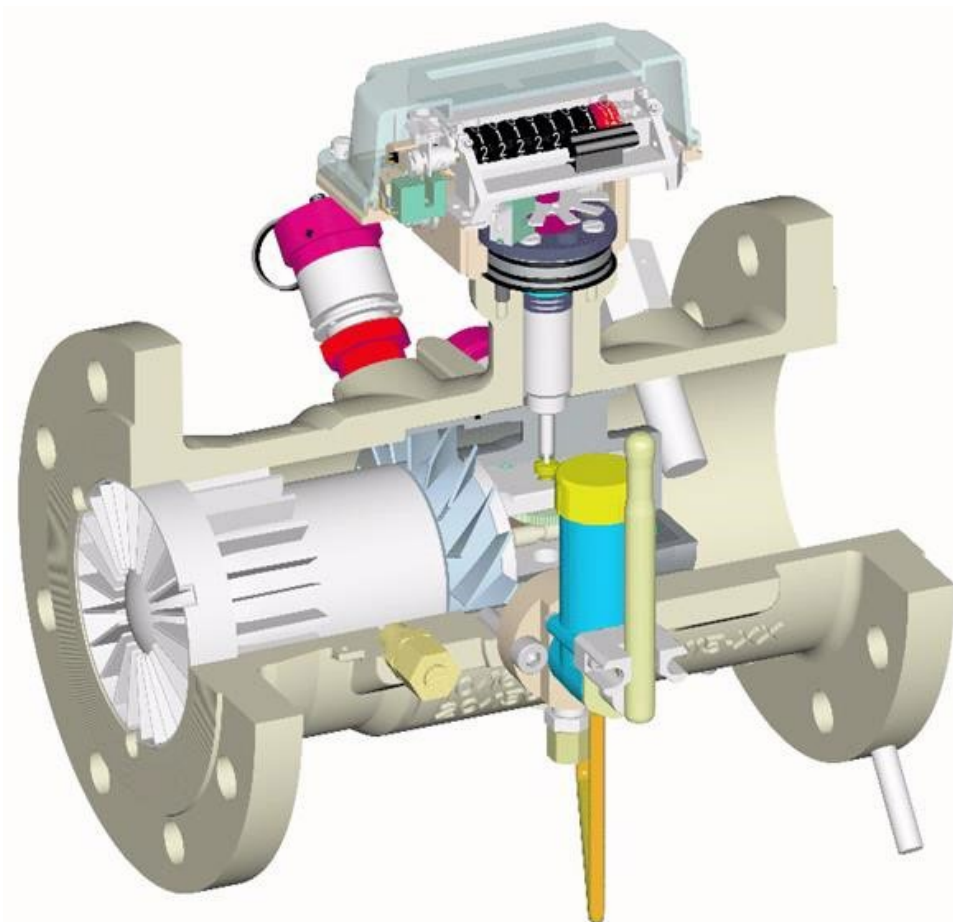
Fördelar

- Billiga
- Enkelt att göra mätarbyte
- Få delar som kan gå sönder
- Lång utesittningstid

Nackdelar

- 0,5 bar som maximal opererande tryck
- Skrymmande vid större mätare

5.4.2 Turbinmätare



Figur 5.2 Principskiss av turbinmätare.

Funktionsprincip

En Turbinmätare (kallas på engelska turbine gas meter) funktionsprincip är att den bygger på att mäta upp gasflödets hastighet i ett rör med en känd area. Funktionen är att gasinflödet ger upphov till en rotation (hastighet) på turbinen som detekteras med induktiva givare (LF-pulser, lågfrekvens och HF-pulser högfrekvens), den volym som passerar mätaren beräknas ur hastigheten (m/s) och den kända arean (m^2).

Användningsområden

Turbinmätare är driftsäkra och har bevisad mät noggrannhet och används både inom kontrollmätning och debiteringsmätning. Turbinmätare tål höga tryck upp till ca 400 bar men fungerar också på lägre tryck. Antalet start och stopp för en turbinmätare får lämpligen högst vara 50 starter per dygn annars

kan den totala mätnoggrannheten försämrans då turbinen kan ha en viss tröghet vid start och kan "frirulla" något efter snabb avstängning av flödet till noll.

Flödesintervall

Flödesintervallet som mätaren kan hantera varierar beroende på storlek. För flödes- och felgränser, se Tabell 5.6. Faktiska flödeshastigheter med en volym på upp till 25 000 m³/h över ett gastemperaturområde på minst 40 K och för ett klimattemperaturområde på minst 50 K.

Tabell 5.3 Exempel på storlekar och mätområden för turbinmätare.

Storlek	Storlek (DN)	Qmin (m ³ /h)	Qmax (m ³ /h)
G40	50	13	65
G65	50	10	100
G100	50	16	160
G100	80	8	160
G160	80	13	250
G250	80	20	400
G400	80	32	650
G160	100	13	250
G250	100	20	400
G400	100	32	650
G650	100	50	1000
G400	150	32	650
G650	150	50	1000
G1000	150	80	1600
G1600	150	130	2500
G650	200	50	1000
G1000	200	80	1600
G1600	200	130	2500
G2500	200	200	4000
G1000	250	80	1600
G1600	250	130	2500
G2500	250	200	4000
G1600	300	130	2500
G2500	300	200	4000
G4000	300	320	6500

Fördelar

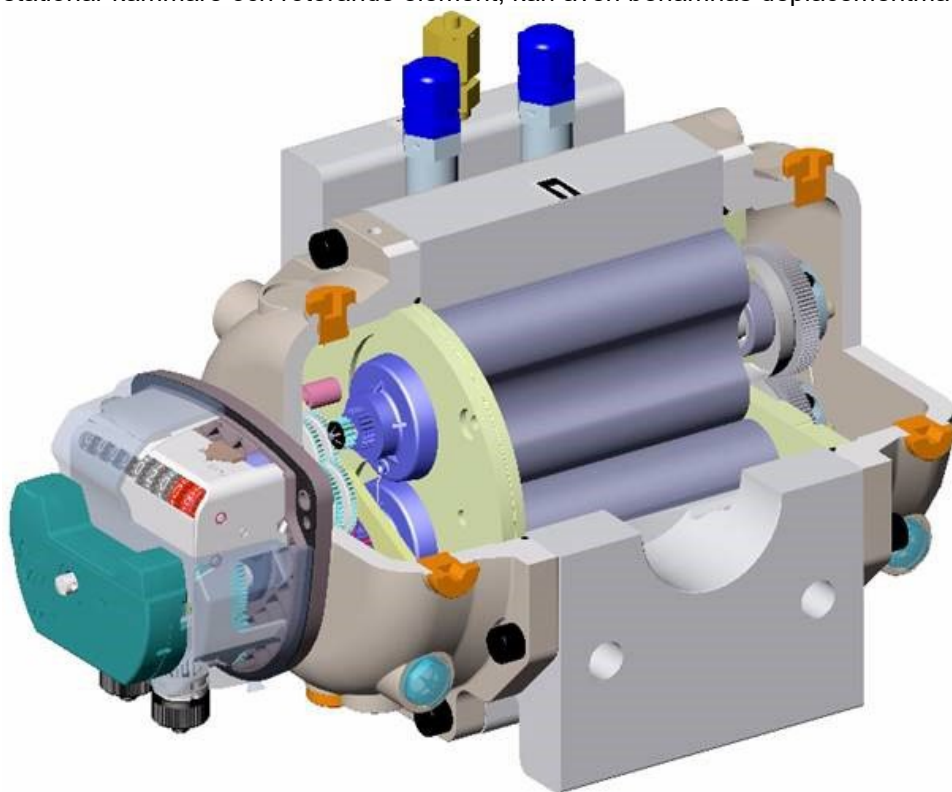
- Beprövad teknik
- Driftsäker
- Litet tryckfall
- Vid haveri stängs inte gasflödet av
- Lång utesittningstid

Nackdelar

- Behöver volymomvandlare då den använder sig av volymflödesmätning.
- Har rörliga delar som behöver smörjas och kan slitas ut.
- Mindre mätområde än en Vridkolvs-mätare

5.4.3 Vridkolvs-mätare

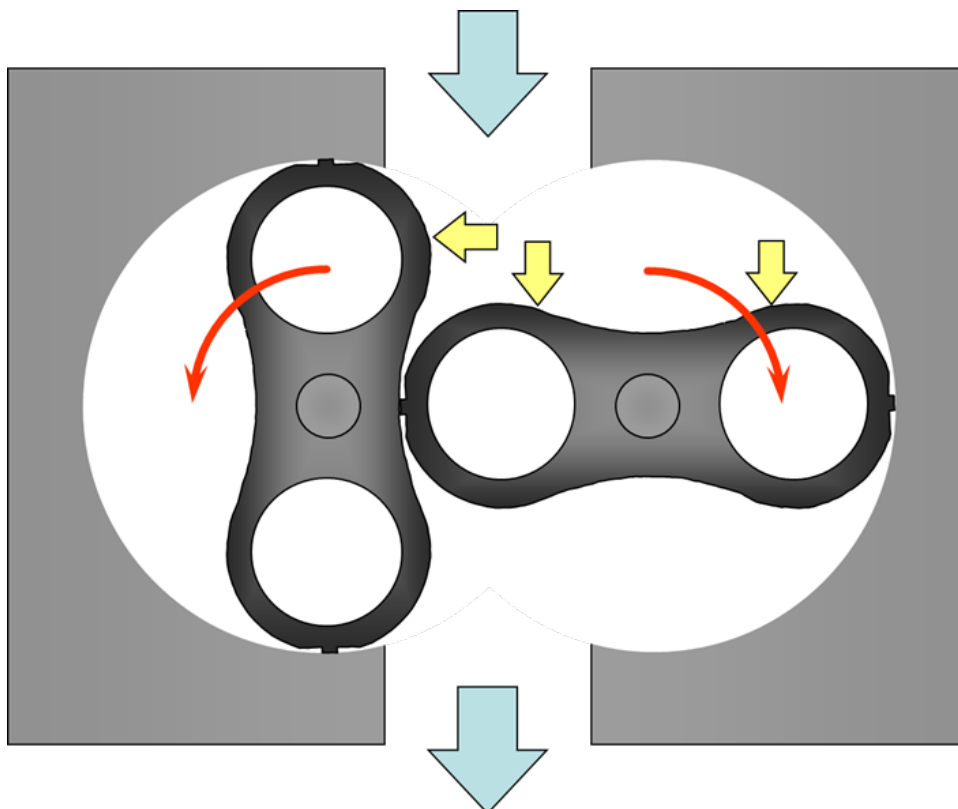
Vridkolvs-mätare är en gasvolymmätare i vilken ett fast mätrum bildas mellan väggarna hos en stationär kammare och roterande element, kan även benämnas displacementmätare av rotationstyp.



Figur 5.3 Principskiss av vridkolvs-mätare.

Funktionsprincip

Inuti en vridkolvs-mätare (kallas på engelska rotary gas meter) finns en mätkammare med ett in- och utflöde för gas och bygger precis som bälgmätaren på volymetrisk princip. I denna kammare finns två kolvar monterade som ser ut som en åtta i ett tvärsnitt. Gasflödet gör att kolvarna börjar rotera åt varsitt håll och släpper växelvis ut en precis definierad mängd gas på var sin sida om kolvarna. Gasen kan bara passera på ett ställe mellan kolvarna och mätarens yttervägg och då volymen för detta utrymme är känt fås den totala volymen som har passerat mätaren genom att ett räkneverk räknar antalet rotationer av kolvarna.



Figur 5.4 Funktionsprincip av vridkolvmätare.

Användningsområden

Vridkolvmätare är driftsäkra och har bevisad mätnoggrannhet och används både inom kontrollmätning och debiteringsmätningssyften. Vridkolvmätare tål höga tryck, maximalt 100 bar men fungerar också på lägre tryck, ner till 0,1 bar.

Flödesintervall

Flödesintervallet som mätaren kan hantera varierar beroende på storlek. För flödes- och felgränser, se Tabell 5.6 samt Tabell 5.4 för intervall för vridkolvmätarna.

Tabell 5.4 Exempel på storlekar och mätområden för vridkolvsmätare.

Storlek	Storlek (DN)	Qmin (m ³ /h)	Qmax (m ³ /h)
G10	Gänga/40/50	0,25	16
G16	Gänga/40/50	0,2/0,25	25
G25	Gänga/40/50	0,2/0,25/1	40
G40	40/50	0,2/0,25/0,4/1	65
G65	40/50/80/100	0,2/0,25/0,4/0,6/1	100
G100	50/80/100	0,4/0,6/1	160
G160	80/100	0,6/0,65/1/1,6	250
G250	80/100/150	1/1,6/2,5	400
G400	80/100/150	2,5/2,6	650
G650	100/150	6,25	1000

Fördelar

- Beprövad teknik
- Driftsäker
- Billig teknologi
- Kompakt mätare och därmed lättare att hantera för personal
- Man kan genomföra differentialtryckstestning i fält för att undersöka om mätaren behöver bytas eller ej utan att montera loss mätaren.
- Lång utesittningstid
- Större mätområde än en turbinmätare

Nackdelar

- Behöver volymomvandlare då den använder sig av volymflödesmätning.
- Har rörliga delar som behöver smörjas och kan slitas ut.
- Vid haveri kan mätaren helt stänga gasflöde

5.4.4 Coriolismätare

För att mäta ett massflöde kan en coriolismätare användas.



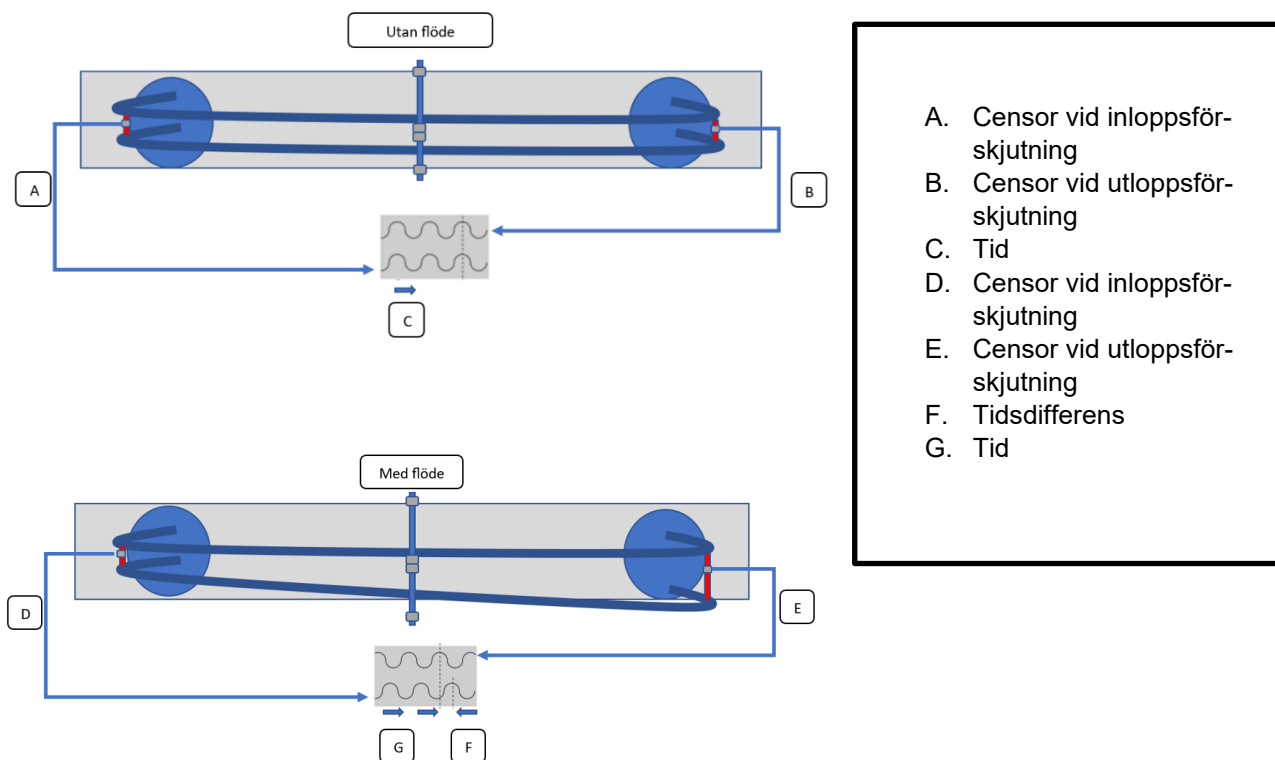
Figur 5.5 Exempel på coriolis massflödesmätare

Källa: Euromekanik

Funktionsprincip

En coriolismätare (kallas på engelska coriolis gas meter) är vanligtvis ett eller flera rör med längsgående eller axiellt förskjutna sektion(er) som exciteras för att vibrera vid resonansfrekvens. Mätroren tvingas oscillera och producerar en sinusvåg. Vid nollflöde vibrerar de två rören i fas med varandra. När flöde införs får corioliskrafterna rören att vridas lite vilket resulterar i en fasförskjutning. Tidsskillnaden mellan vågor mäts och är direkt proportionell mot massflödet. Volymflödet beräknas från massflödet och densitetsmätning.

Coriolismätare används med vätskor och gaser. När mediet i den förskjutna sektionen är i vila, kommer både uppströms- och nedströmsdelen av den förskjutna sektionen att vibrera i fas med varandra. Frekvensen av denna vibration bestäms av rörets totala densitet (inklusive dess innehåll). Detta gör att mätaren kan mäta mediets flödestäthet i realtid. När mediet börjar strömma påverkas röret av corioliseffekten. Denna effekt innebär ett förhållande mellan fasskillnaden i vibrationen i uppströms- och nedströmssektionerna och massflödes hastigheten för mediet som röret innehåller.



- A. Sensor vid inloppsförskjutning
- B. Sensor vid utloppsförskjutning
- C. Tid
- D. Sensor vid inloppsförskjutning
- E. Sensor vid utloppsförskjutning
- F. Tidsdifferens
- G. Tid

Figur 5.6 Funktionsprincip av Coriolismätare

Källa Energigas Sverige

Användningsområden

Coriolismätare används ofta i samband med anläggningar för fordonsgas, där upp till 250 bars tryck kan förekomma.

Flödesintervall

Coriolismätare kan hantera ett brett spektrum av flödes hastigheter.

American Gas Association rapport nr 11 ger riktlinjer för att få bra resultat vid mätning av naturgas med en coriolismätare. För flödes- och felgränser, se Tabell 5.6.

Fördelar

- Coriolismätare har den unika förmågan att mäta storheten i massflöde. Detta ger den högsta noggrannheten för flödesmätning som för närvarande finns tillgänglig för massflödesmätning.
- Eftersom de mäter flödestätheten kan coriolismätare också härleda gasflödes hastigheten vid flödesförhållanden.

Nackdelar

- Till skillnad mot andra gasmätartyper saknas det en produktstandard och mätartypen är inte godkänd enligt MID.
- Känslig för pulserande flöden.
-

5.4.5 Ultraljudsmätare

Ultraljudsmätare är en gasmätare som använder ultraljud och som är konstruerad för att mäta gasvolymen som har passerat genom den.

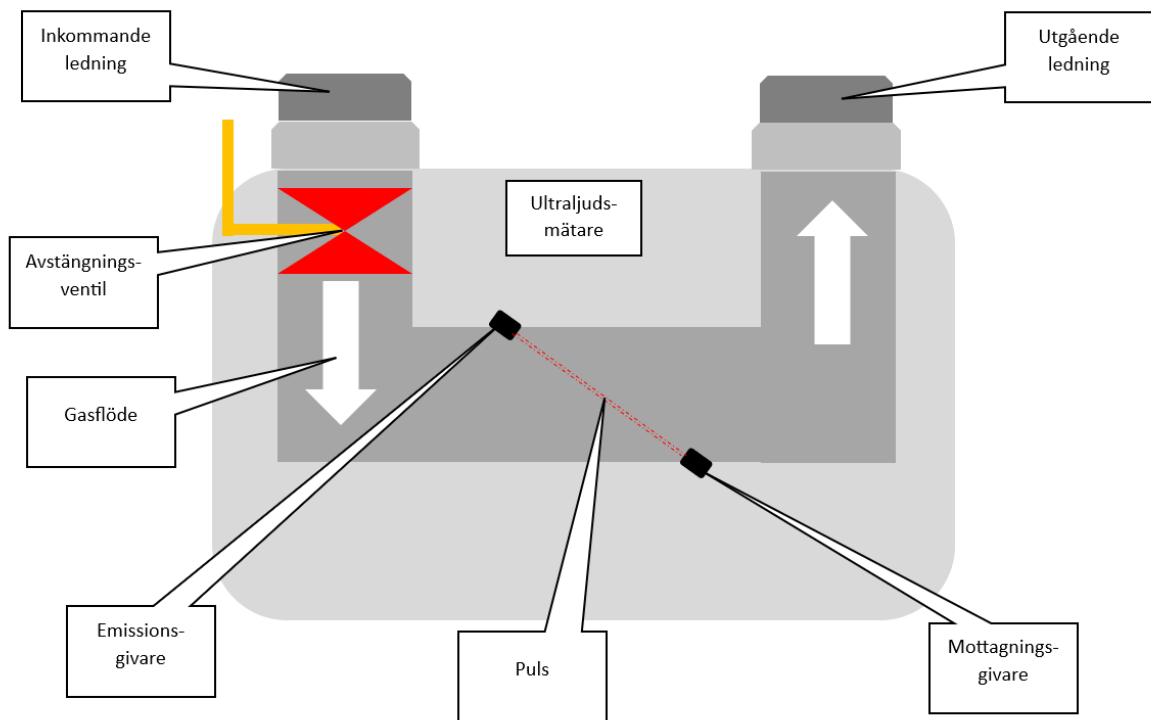


Figur 5.7 Exempel på ultraljudsmätare Källa: Euromekanik

Funktionsprincip

Ultraljudsmätning (kallas på engelska ultrasonic gas meter) sker med hjälp av en transittidsskillnad. Det skickas ut en puls som mäts mellan två givare (eller flera) uppströms och nedströms. Dessa ljudvågor som skickats ut ser tidsskillnaden mellan givarna som också då kan se flödesriktning och hastighet.

Ultraljudstekniken gör det möjligt att ersätta den mekaniska mätmekanismen med en statisk kärna. Ultraljudsteknik har inga rörliga mekaniska delar inuti mätaren, vilket minskar ljudnivån, antalet komponenter, storlek och vikt. Ultraljudsgasmätare beräknar gasens volymflöde genom att mäta transittiderna för högfrekventa ljudvågor. En temperatursensor är installerad på omvandlarmodulen för att korrigera volymen.



Figur 5.8 Funktionsprincip av ultraljudsmätare

/ Källa: Energigas Sverige

Användningsområden

- Vid Natur- och biogasdistribution i mät- och reglerstationer för kommunala och regionala gasleverantörer
- Där kontinuerlig gastillförsel måste säkerställas
- Mätstationer för industriella och kommersiella tillämpningar

Flödesintervall

Finns i DN 50, DN 80, DN 100 och DN 150. Men även större än så både i DN och storlek.

För flödes- och felgränser, se Tabell 5.6.

Tabell 5.5 Exempel på storlekar och mätområden för ultraljudsmätare.

Storlek	Qmin (m ³ /h)	Qmax (m ³ /h)
G40	1,3	65
G65	2	100
G100	1	160
G160	2,5	250
G250	2,5	400
G400	4	650
G650	4	1000

Fördelar

- Hög mätnoggrannhet
- EX-klassad
- Batteri eller elförsörjning
- Tål överbelastning
- Brett mätområde
- Kan fås med "självkalibrering" (ultraljud Diagnos och permanent funktionskontroll).
- Ej skrymmande
- Kan ha tryck- och temperaturkompensering internt.
- Seriekopplade ultraljudsmätare utan rörliga inre delar möjliggör obegränsad utesittningstid, så länge de visar samma mätvärden. Detta kan vara relevant för stora förbrukare.

Nackdelar

- Dyr i inköp

5.4.6 Mikrotermisk mätare

Funktionsprincip

En mikrotermiskmätare (kallas på engelska microthermal gas meter) funktionsprincip är att den bygger på att mäta upp gasflödets hastighet genom avkylningseffekten i ett rör med en känd area. Funktionen är att gasinflödet ger upphov till en avkylning på grund av hastigheten på gasen som detekteras som avkylningen på en temperaturgivare som värms upp lite. Avkylningseffekten ger en mätstorhet för hastigheten, egentligen också beroende av gasens massa, den volym (massa) som passerar mätaren beräknas sedan ur hastigheten (m/s) och den kända arean (m^2). Volymen kan sedan beräkningsmässigt räknas om till referensförhållanden då ofta tryck och temperatur mäts vid mätplatsen.

Mätarna benämns ibland även för termiska massflödesmätare och det förekommer även att en bypasskanal används där mätsensorn placeras.

Användningsområden

Mikrotermiska mätare har ett dynamiskt mätområde som ofta uppvisar stor mätnoggrannhet enligt STAFS 2016:3. Mikrotermiska mätare är möjliga för både höga och låga tryck då det bara är de mekaniska förutsättningarna som begränsar.

Flödesintervall

Flödesintervallet som mätare kan hantera varierar beroende på storlek och uppbyggnad med bypasskanal. För flödes- och felgränser, se Tabell 5.6.

Fördelar

- Litet tryckfall
- Driftsäker
- Har inga rörliga delar
- Flödet stängs inte av vid felfunktion.

Nackdelar

- Behöver volymomvandlare då den använder sig av volymflödesmätning.
- Begränsad erfarenhet inom gasmätning för debiteringsmätning.

5.5 Felgränser och provpunkter

Felvisningen hos gasmätare får inte överstiga de värden som anges i Tabell 5.6.

Tabell 5.6 Största tillåtna fel för olika mätartyper.

Mätartyp	Största tillåtna fel (i procent av mätvärdet)			
	Vid idrifttagning (ny/efter revision enligt STAFS 2016:3)		I drift (intagsprov enligt i huvudsak OIML R 137)	
	$Q_{\min} \leq Q < Q_t$	$Q_t \leq Q \leq Q_{\max}$	$Q_{\min} \leq Q < Q_t$	$Q_t \leq Q \leq Q_{\max}$
Bälgmätare, klass 1,5	±3 %	±1,5 %	-6 % - +3 %	±3 %
Bälgmätare, klass 1,5 med inbyggd temperaturkompensering (gäller för intervallet $T_b \pm 15 \text{ °C}$)	±3,5 %	±2 %	-7 % - +4 %	±4 %
Turbinmätare ¹ , klass 1	±2 %	±1 %	±4 %	±2 %
Vridkolvs-mätare, klass 1	±2 %	±1 %	±4 %	±2 %
Coriolismätare ²	±2 %	±1 %	*	*
Ultraljudsmätare	±2 %	±1 %	±4 %	±2 %
Mikrotermisk mätare klass 1,5	±3 %	±1,5 %	-6 % - +4%	±3 %

Q_{\min} = lägsta flöde vid vilket gasmätare inte överskrider största tillåtna fel

Q_{\max} = högsta flöde vid vilket gasmätare inte överskrider största tillåtna fel

Q_t = Flödesvärde fastställt av mätartillverkaren som ligger mellan det största och det minsta flödet och som bildar gränsen mellan två flödesområden - "övre området" och "undre området". För vardera området finns ett största tillåtet fel fastställt. Då tillverkaren inte angivit denna gräns anses $0,2 \cdot Q_{\max}$ = övergångsflöde.

T_b = bastemperatur som anges av tillverkaren och ska vara mellan 15–25°C

Klass 1 och klass 1,5 beskrivs i STAFS 2016:3, Bilaga DEL I, punkt 1.1

* Coriolismätare ± 1,5 % för en tankning med en minsta massa om 10 kg.

Vid kontroll av gasmätare ska minst följande provpunkter finnas med: Q_{\min} , $0,1 \cdot Q_{\max}$ - $0,25 \cdot Q_{\max}$, $0,4 \cdot Q_{\max}$ - $0,5 \cdot Q_{\max}$ och Q_{\max} .

För bälgmätare med temperaturkompensering får det tillåtna felet ökas med 0,5 % inom varje intervall om 10°C utanför intervallet $T_b \pm 15 \text{ °C}$ (se även STAFS 2016:3).

¹ Turbinmätare är känsliga för pulsationer. Pulsationernas påverkan på funktion och mätresultat kan bli omfattande i anslutning till kompressorer

² Omfattas inte av STAFS 2016:3

Mätutrustning får inte utnyttja de största tillåtna felen eller systematiskt gynna någon part (STAFS 2016:3).

Gasmätarens felmarginal får enligt tillverkningsstandarderna vara högst 1 % för klass 1,5 och 0,5 % för klass 1,0 när de fel som uppstår i flöden mellan Q_t och Q_{max} alla har samma tecken för samtliga mätare. Detta gäller enbart nya gasmätare och inte reviderade mätare.

5.6 Pulsvärden och mätområden

Nominell anslutning, pulsvärden, inställd volym per puls och mätområdesgränser ska framgå av märkskylten på gasmätaren. Om pulsvärdet är valbart ska inställt värde kunna kontrolleras under pågående mätning.

Utsignal från gasmätare till volymomvandlare ska vara entydigt definierad med alla förutsättningar och ska utan svårighet fungera inom mätarens hela mätområde.

6. Volymomvandlare

Volymomvandlare finns av två typer:

1. Komplet system: Omvandlingsutrustning med specifika givare för tryck och temperatur eller endast för temperatur.
2. Separata komponenter: Omvandlingsutrustning med externa separata givare för tryck och temperatur eller endast för temperatur och för separat räkneverk, som kan godkännas var för sig.

Volymomvandlare kan också kallas kompensationsverk, kompverk, omvandlare eller gasomvandlare.

Volymomvandlare (på engelska gas volume converter) omvandlar uppmätta driftkubikmeter till kubikmeter vid referenstillstånd, "normalkubikmeter" dvs. volymen vid 1,01325 bar och 0 °C. Volymomvandlaren erhåller signaler från flödesmätaren, temperaturgivare och i förekommande fall från tryckgivare, och beräknar med utgångspunkt från dessa värden den förbrukade gasvolymen i normalkubikmeter. Volymomvandlaren avläser tryck och temperatur vid det tillfälle då pulsvärdet sänds från flödesmätaren, men kan även fås med tidsbaserad avkänning av temperatur och tryck. Beroende på typ av volymomvandlare så kan den leverera utsignal till exempel i form av tryck, temp, m³ och Nm³ samt olika typer av larm.

Volymomvandlare används vid större förbrukning, eller där tryck och temperatur kan ha stora variationer. De flesta mindre mätare har en fast korrektionsfaktor, denna konfigureras direkt i mätaren eller alternativt anges i MDM-systemet¹. För exempel på hur bedömningen kan göras, se Bilaga 2.

Tabell 6.1 nedan visar vilken typ av volymomvandlingsutrustning som rekommenderas beroende på anslutningstryck och abonnerad effekt vid en energiförbrukning större än 800 MWh/år. Vid förbrukning mindre än 800 MWh/år installeras normalt inte volymomvandlingsutrustning.

¹ Meter Data Management (MDM) är ett system som samlar in och aggregerar mätvärden från en eller flera mätsystem och skickar mätvärden vidare till andra system för vidare användning.

Tabell 6.1 Rekommenderad volymomvandlingsutrustning.

Anslutningstryck	Effektområde	Volymomvandling Tryckkompensering; P Temp. Kompensering: T
20 mbar	högst 250 kW	-
20 mbar	över 250 kW	T
100 mbar	över 100 kW	P ¹ , T
1–4 bar	över 100 kW	P, T

¹ Temperaturkompensering är tillräcklig om tryckfallet mellan regulator och mätutrustning är mindre än 5 mbar.

6.1 Tekniska krav

Volymomvandlaren med tillbehör ska vara avsedd för temperaturområdet (gas och omgivning) från -25 °C till +55 °C.

Volymomvandlaren ska visa gasmängd i normalkubikmeter och driftkubikmeter.

Volymomvandlarens registrerade värden får inte gå förlorade vid till exempel spänningsbortfall. Används elektroniska teckenfönster till annan information än gasförbrukning ska instrumentet automatiskt återgå till att visa normalkubikmeter.

Volymomvandlare ska vara försedd med pulsutgång för normalkubik. Det är önskvärt att det även finns en pulsutgång för driftkubik. Pulsutgång kan ersättas med datautgång. Anordningar för kontroll ska finnas. Anslutningar får inte påverka mätnoggrannheten. Fjärrkommunikation får inte påverkas av yttre störningar (t ex yttre ledningsbundna störningar eller annan EMC) så att insamlingsfrekvensen för mätvärden störs.

6.2 Densitet och kompressibilitet

AGA 8 och SGERG är metoder som finner densiteten, kompressibiliteten, superkompressibiliteten och metodosäkerheten hos en gassammansättning med hjälp av detaljkaraktäriseringsmetoden. Metoderna är endast aktuella för naturgas, biogas av fordonsgaskvalitet samt flytande metan. Användaren kan välja antingen mellan metoden AGA 8 och SGERG

Då AGA 8 har en mycket noggrann beräkning bör denna användas till flödesdatorer medan i volymomvandlarna är det fullt tillräckligt att nyttja SGERG metoden.

6.3 Felgränser och provpunkter

Felvisningen hos volymomvandlare får inte överstiga de värden som anges i Tabell 6.2.

Tabell 6.2 Största tillåtna fel för olika volymomvandlare (inklusive givare).

Typ av volymomvandlare	Största tillåtna fel (i procent av mätvärdet) enligt STAFS 2016:3	
	Vid drifttagning (ny/efter revision)	I drift (intagsprov)
Temperaturkompensering	±0,7 %	±1,4 %
Temperatur- och tryckkompensering	±1 %	±2 %
Temperaturkompensering eller temperatur- och tryckkompensering ¹	±0,5 %	-

¹ Gäller endast nya volymomvandlare och lufttemperatur, luftfuktighet och kraftförsörjning enligt STAFS 2016:3, bilaga DEL II, kap. 8.

Vid kontroll av volymomvandlare ska enligt SS-EN 12405-1 minst följande provpunkter finnas med vid typprov: p_{\min} , p_{\max} , T_{\min} och T_{\max} . Vid andra prov ska "normala driftförhållanden" för minst två provpunkter gälla.

Volymomvandlaren får inte utnyttja de största tillåtna felen eller systematiskt gynna någon part.

6.4 Dokumentation

Dokumentation till volymomvandlare ska omfatta:

- * Beskrivning av hur volymomvandlaren bearbetar värden från gasmätare, temperatur- och tryckgivare.
- * Redovisning av volymomvandlarens mätnoggrannhet vid testade provpunkter.
- * Uppgifter om hur registrerade och inprogrammerade värden sparas.

7. Temperaturgivare

7.1 Tekniska krav

- Temperaturgivares mätområde ska minst vara från -25 °C till $+55\text{ °C}$.
- Anslutningskabel ska vara av sådan kvalitet att överföring av signaler kan ske utan påverkan av störningar från omgivningen.
- För givare med dyrör ska dyrören ha invändiga mått som medför god passning till avsedd givare.
- Temperaturgivarens kopplingsplint och montage­läge ska kunna plomberas.
- Det ska framgå om kontaktpasta behövs för att uppnå god kontakt mellan dyrör och givare.
- Utsignal från temperaturgivare till volymomvandlare ska vara entydigt definierad och gå att efterlikna utan svårighet inom givarens hela mätområde.
- Egenuppvärmningen får inte överstiga 10 mW.
- Temperaturgivarens felvisning ska inkluderas i volymomvandlarens högsta tillåtna felvisning.

8. Tryckgivare

8.1 Tekniska krav

- Anslutningskabel ska vara av sådan kvalitet att överföring av signaler kan ske utan påverkan av störningar från omgivningen.
- Tryckgivarens kopplingsplint och montage­läge ska kunna plomberas.
- Utsignal från tryckgivare till volymomvandlare ska vara entydigt definierad och gå att efterlikna utan svårighet inom givarens hela mätområde.
- Tryckgivarens felvisning ska inkluderas i volymomvandlarens högsta tillåtna felvisning.
- Tryckgivaren ska vara av typen absoluttrycksgivare och mätområdet ska vara avpassat för rådande tryck.

9. Värmevärdesmätning

Mätanordning med vilken gasens värmevärde(n) direkt kan bestämmas. Ofta används en gaskromatograf som bestämmer den kemiska sammansättningen av gasen, från detta räknas värmevärdet ut. Den kemiska sammansättningen benämns som gaskvalitet

9.1 Tekniska krav

I SS-EN ISO 15112, beskrivs hur mätning, beräkning och datahantering av värmevärden och volymvärden tillämpas i samband med bland annat upphandling av utrustning för att kunna bestämma volymviktade värmevärden som matas in till ett värmevärdesområde. I dokumentet *Branschgemensamma metoder för bestämning av värmevärde* anges olika metoder för bestämning av värmevärdet vid olika lösningar på ledningsnätet.

I SS-EN ISO 15971, beskrivs olika möjliga metoder för bestämning av värmevärden. Standarden är ingen produktstandard, men kan ändå ligga till grund i samband med upphandling av värmevärdesmätare. I standarden anges olika noggrannhetsklasser som är viktiga att ange i samband med införandet av värmevärdesmätningar. Standarden beskriver också hur leverantörerna kan redovisa utlovad prestanda och hur detta kan kontrolleras i samband med acceptanskontroller. Leverantören ska också kunna redovisa hur avhjälpande och förebyggande underhåll utförs och att dessa sedan utförs i nätbolagets regi eller i ett underhållsavtal. Om utrustningen ägs av en annan part än nätägaren ska ett underhållsavtal tecknas. Utrustningen ska ha en kalibreringsfunktion som garanterar den specificerade noggrannheten vid kontinuerlig drift över hela mätområdet.

I standarderna anges också riktlinjer kring kvalitetskontroll och kalibrering. Vid eventuell inmatning av upp till 5 % vätgas i naturgas behöver dessa riktlinjer anpassas för aktuell vätgashalt.

Motsvarande krav för gaskromatografiska metoden anges i standarden SS-EN ISO 6975.

Utrustningen ska också möjliggöra att tidsserier för både övre och undre värmevärde exporteras dagligen till insamlingssystem/avräkningssystem med minst timupplösning. Värmevärdet ska enligt metodbeskrivningarna volymviktas med uppmätta timvisa volymer från en gasmätare. Det är också lämpligt att Wobbeindex kan erhållas med samma upplösning och rapporteringsfrekvens.

9.2 Quality tracker (QT)

Quality tracker (QT) är en beräkningsmetodik för att i gränspunkt eller uttagpunkt beräkna och fastställa värmevärde för den gas som levereras inom ett värmevärdesområde. Beräkningen ska baseras på faktiska mätningar av värmevärden samt mass-/volymflöden i ett antal punkter/gränssnitt som valts så att en rättvisande beräkning är möjlig. Även programvara som utför beräkning enligt en sådan metodik kan benämnas Quality tracker.

Validering av ett QT system är beskrivet i *Branschgemensamma metoder för bestämning av värmevärde punkt 8*.

Metoden och indelning av statistiska eller dynamiska värmevärdesområden kan bli aktuellt. Det ska då finnas möjlighet att säkerhetsställa att värmevärdet inte avviker med mer än 2 % på månadsbasis mellan uttagpunkterna i ett definierat värmevärdesområde. I samband med införandet av denna metod bör den valda lösningen verifieras av en tredje part. Vid införandet av inmatning av biogas som följer SS-EN 16723–1 kan denna metod tillämpas.

Vid eventuell inmatning av upp till 5 % vätgas i naturgas behöver QT anpassas för aktuell vätgashalt.

I projektdokumentet Quality tracker til distributionsnet – publicerat av DGC - Danish Gas Technology Centre - ISBN 978-87-7795-351-4 beskrivs en dansk metod för beräkning av värmevärdet i ett helt distributionsnät.

10. Leveranskontroll

Mätarkontroll ska utföras med provutrustning som är spårbar till nationella eller internationella normaler. Mätresultatet ska anges med en mätosäkerhet. Mätutrustning som är kalibrerade av ackrediterade laboratorier eller riksmätplatser garanterar spårbarhet. Sådan mätutrustning ska vara CE-märkt.

11. Återkommande kontroll och revision

Mätutrustning ska kontrolleras med intervall som inte får vara längre än längsta tillåtna utesittningstid. Innan erfarenhet införskaffats genom återkommande mätarkontroll anger Tabell 11.1. längsta tillåtna utesittningstid. Varje gasmätare som uppnått sin längsta tillåtna utesittningstid ska tas ned. Minst 10 % av gasmätarbeståndet som har uppnått utesittningstiden ska kontrolleras via ett intagsprov, även om de ska kasseras efteråt. Energigas Sverige anser att de som kontrollerar gasmätare ska följa SS-EN ISO/IEC 17020 (kontroll) eller SS-EN ISO/IEC 17025 (kalibrering). Praxis är att felgränserna för intagsprov är det dubbla jämfört med en godkänd mätare för sin noggrannhetsklass enligt STAFS 2016:3, bilaga 1. Revisionsprov är det prov som genomförs efter att en revision har genomförts. Felgränserna är de som gäller för idrifttagning se Tabell 5.6. Resultaten från den återkommande kontrollen sammanställs årsvis per fabrikat och typ. Beroende på utfallet av sammanställningen kan de

längsta tillåtna utesittningstiderna förkortas eller förlängas för en viss typ av mätutrustning. Om andelen felaktiga mätutrustningar av en viss typ provade mätare överstiger 6,5 % minskas utesittningstiden med minst ett år i taget. Om andelen felaktiga mätutrustningar understiger 3 % ökas utesittningstiden med längst ett år i taget. Som felaktig mätutrustning räknas sådana där felvisningen vid kontroll överstiger felgränserna för mätutrustning i drift. Mätutrustning som tagits ned på grund av funktionsstörningar räknas inte med i statistiken. Antal funktionsstörningar och orsaker till dessa ska dokumenteras.

Utesittningstiden börjar räknas från uppsättningstillfället utan påverkan av lagerhållningstid, så länge som tillverkarens anvisningar om lagerhållning följts (se bilaga 3 "Exempel på Intyg om utesittningstid").

Kunden kan begära kontroll vid annat tillfälle än vad som anges i dessa anvisningar. Villkoren för sådan extra kontroll regleras i *Allmänna avtalsvillkor gasnät* eller annan överenskommelse mellan nätbolag och kund.

Tabell 11.1 Längsta utesittningstid för mätutrustning.

Mätartyp	Längsta utesittningstid ¹
Bälgmätare G1,6-G10	12 år
Bälgmätare >G10	16 år
Bälgmätare med inbyggd temperaturkompensering	12 år
Mikrotermisk mätare	8 år
Ultraljudsmätare	8 år ²
Turbinmätare utan smörjanordning	8 år
Turbinmätare med smörjanordning G40-G2500	12 år
Turbinmätare med smörjanordning G4000-G7000	16 år
Vridkolvsmätare	16 år
Volymomvandlare, tryck- och temperaturkompensering	8 år
Volymomvandlare, temperaturkompensering	8 år

Massflödesmätare avsedd för fordonsgas, ska kontrolleras enligt TSA.

11.1 Revision

Om en mätutrustning ska återanvändas måste den vid felvisning utom tillåten gräns för drifttagning genomgå revision. Revision innebär att åtgärder vidtas som gör det sannolikt att mätutrustningen mäter inom tillåtna gränser ytterligare en driftperiod. Exempel på åtgärder vid revision kan vara byte av förslitningsdetaljer eller tätningar. Samtliga mätutrustningar som används på nytt måste kontrolleras och ska uppfylla samma noggrannhetskrav som gäller för ny mätutrustning.

¹ Exklusive föregående lagringstid (s k "hylltid"), som inte påverkar mätutrustningens mätfel, jämför praxis enligt 2 § i STAFS 2007:2 för termiska energimätare.

² Om de är seriekopplade kan obegränsad utesittningstid vara aktuellt, se avsnitt 5.4.5.

11.2 Fortlöpande tillsyn och andra krav enligt AFS 2017:3

Enligt AFS 2017:3 behöver aktörer som äger anordningar som är trycksatta uppfylla kraven i föreskrifterna i gasnät, som inte är en del av installation hos förbrukaren, av bestämmelserna om sammanfogning i 4 kap. 20-22 §§ samt kontroll i 5 kap. Reglerstationer omfattas dock inte av detta undantag, utan berörs av hela AFS:en. Enligt 1 kap, 4 § undantas rörledningar mellan anordningar, detta innebär att AFS:en inte gäller för gasnätet. Beroende på om en anordning är klass A, B eller oklassad krävs det olika kontroller. Enligt 4 kap, 3 § klassas natur- och biogas som en gas av klass 1a. Mätaren anses vara en rörledning och därmed bör tabellen i 4 kap, 11 § (se *Figur 11.1, sid 35*) konsulteras för att bedöma om den är av klass A eller B.

Innehåll		Nominell diameter i mm, DN	Trycket i bar, p	Klasser				
Gas	1a	25 < DN ≤ 100	p > 0,5	B	A			
		DN > 100		A				
	2a	100 < DN ≤ 250				B		
		DN > 250			B	A		
				12,5	1000	2000	3500	5000
				Trycket gånger nominelldiameter				

Figur 11.1 Indelning av rörledningar enl. AFS 2017:3 4 kap, 11 §.

Fortlöpande tillsyn (FLT) ska genomföras enligt AFS 2017:3, 2 kap, 6 §.

Det ska finnas dokumenterade rutiner för hur FLT ska genomföras.

Den fortlöpande tillsynen ska minst omfatta tillsyn av att:

- anordningen fungerar tillfredsställande,
- inga otätheter har uppkommit,
- anordningen eller säkerhetsutrustningen inte har utsatts för skadlig yttre eller inre påverkan,
- inga andra fel eller avvikelser har uppstått,
- trycksatta anordningar, ventiler och nödstopp är korrekt märkta,
- eventuell föreskriven kontroll enligt 3 kap., 5 kap. eller sådan kontroll som avses i 1 kap. 4 § 1–2 har utförts.

Demontering, montering och isärtagning av trycksatta anordningar enligt AFS 2017:3, 2 Kap, 7 §. Innan en trycksatt anordning monteras till annan anordning, demonteras eller tas isär ska den göras trycklös och tömmas på ett säkert sätt. En rörledning får dock monteras eller infogas på en annan anordning som är trycksatt om det finns riskbedömda rutiner för hur monteringen ska utföras säkert. Sådana rutiner ska minst beskriva:

- den metod som monteringen utförs enligt,
- vilka fysiska personer som får utföra monteringen,
- hur en kontrollplan ska upprättas vid varje enskild montering och
- hur stort riskområde som riskbedömningen visar att monteringen ger upphov till och hur detta område ska avgränsas så att endast de som utför monteringen kan röra sig inom riskområdet

Krav på trycksatta anordningar faller på den som äger anläggningen oavsett om gasmätaren sitter i kundanläggningen.

12. Mätvärdesinsamling

I dagsläget används i princip bara fjärravlästa mätare och därför rekommenderar branschen att alla nya mätare som köps in från och med 1 januari 2023 ska vara fjärravlästa. Alla bolag har olika sätt att hantera insamlingen av mätvärden men generellt för alla och viktigt att tänka på är att kontrollera så att insamlingssystemet stödjer kommunikation med eventuell ny mätutrustning. En uppgradering/ändring av insamlingssystem kräver en genomgående analys för att säkerställa att alla aktiva mätartyper stöds av det nya systemet. Vid inköp av mätare behöver kraven för fjärrkommunikation beaktas. Vid fjärrkommunikation gäller det att kontrollera praktiskt att nyinköpta mätare fungerar i insamlings-systemet. Vid uppgradering av fjärrkommunikationssystem är det också viktigt att försäkra sig om att systemet fungerar mot samtliga befintliga fabrikat och versioner av mätare. Kommunikationsmoduler och de olika versioner av program som kan finns i dessa behöver också verifieras mot insamlings-systemet.

I de fall som en kund har flera mätare som går till samma anläggning kan summamätning appliceras. Summamätning är när två eller flera fysiska mätare summeras till en fiktiv mätpunkt för kunden/leveransplatsen som kunden sedan debiteras efter utan redovisning av respektive mätares inmätning. Detta kan ske i t ex distributörens insamlingssystem.

I vissa fall är det intressant att säkerställa mätkvaliteten på en specifik punkt, i dessa fall kan kontrollmätning appliceras. Kontrollmätning benämns mätutrustning som installeras för att kunna göra en jämförande mätning mot den mätutrustning som används för debiteringsmätning. Normalt är det samma mätartyp för "kontrollmätaren" som "debiteringsmätaren". Det är viktigt att alla installationskrav även är uppfyllda för kontrollmätaren till exempel krav på raksträckor före mätaren.

Det finns många parametrar som är relevanta att samla in, men detta kan bero på flödet i uttagspunkten. De parametrar som kan vara intressanta är värmevärde, tryck, temperatur, flöde i driftkubikmeter, flöde i normalkubikmeter, mätarställning och energiförbrukning. Att utrustningen kan mäta och samla in dessa parametrar är viktigt och behöver kontrolleras vid inköp av utrustning. Exempel då värmevärden blir aktuellt att samla in är då olika värmevärdesområden med varierande värmevärde förekommer för olika uttagspunkter.

För att säkerställa en god mätvärdeskvalitet krävs det att systemen validerar och "efterarbetar" mätvärdena i vissa fall. Till exempel om det fattas mätvärden behöver det finnas ett system för att estimera mätvärden, hur detta ska göras beskrivs i gasmarknadshandboken.

I de flesta fall finns det möjlighet att samla in larm, detta är att rekommendera då information om till exempel klockfel, bruten plombering och tekniska fel är viktigt att få reda på snabbt.

12.1 Manuell avläsning

Den tidigare traditionella kommunikationen med mätutrustningen har varit att nätbolagets personal med jämna mellanrum besökt anläggningarna och läst av manuellt för att efteråt införa avläsningsvärdena i en databas. Kunderna kan också själva utföra avläsningen genom att skicka in avläsningen via avläsningkort, telesvar, Internet el. dyl. Generellt gäller att mätare ska kunna avläsas på mätarens display och det är detta värde som gäller vid debitering.

Manuell avläsning kan också vara ett komplement till fjärravläsningen om kommunikationen tillfälligt är ur funktion.

12.2 Fjärravläsning

Det finns olika teknologier för överföring och kommunikation. 2G (GSM/GPRS) och 3G håller på att fasas ut/stängas ner senast 2025 och bör därför undvikas helt. Olika typer av kommunikationssätt kan innebära komplikationer, exempelvis behov av externa antenner, livslängd på batterier, insamlingsfrekvens, överföringshastighet etcetra. Teknologier som är framtidssäkrade (år 2022) är: LTE Cat-1, LTE-M (Cat-M1), NB IoT, LoRa, Sigfox med flera. För små datamängder och ett insamlingsintervall på max 1 gång i timmen rekommenderas NB IoT eller LTE-M på grund av sin goda penetrationsförmåga och låga elförbrukning. För högfrekvent insamling rekommenderas LTE Cat-1.

12.3 Kundutgång på mätaren

Många kunder vill numera ha möjligheten att själva kommunicera med mätaren. Med hjälp av "momentanvärden" (eller medelvärden för korta tidsperioder) är det möjligt att göra en bättre energiföljning eller en egen reglering beroende på aktuellt effektuttag.

Olika möjligheter för kommunikationsöverföring av mätvärden till slutkundens SCADA-system, alternativt signaler till detta system kan erbjudas.

Det finns idag ett antal mätarleverantörer som i sina mätare har möjlighet att installera extra kommunikationskort. Anslutningsplinten/kontakten ska för detta kommunikationsgränssnitt monteras utanför den plomberade delen av mätaren, så att kunden själv kan koppla in sig utan att behöva komma in i mätaren.

Några mätare ger även möjlighet till att ansluta en analogutgång (4-20 mA) från mätutrustningen som kan visa flöde, effekt eller temperaturer. Det kan dock vara på sin plats med en varning: Vanligtvis så är det kunden som spänningsmatar denna signal, utanför nätbolagets kontroll. Det är lämpligt att använda utgångar med galvanisk isolation.

13. Lagar och förordningar, EU-direktiv, föreskrifter, standarder, normer och anvisningar

För närvarande finns följande regelverk för gasmätning:

13.1 Lagar och förordningar

SFS 1978:160	Lagen om vissa rörledningar
SFS 1978:164	Förordning om vissa rörledningar
SFS 1990:932	Konsumentköplagen
SFS 2005:403	Naturgaslagen
SFS 2006:1043	Naturgasförordning
SFS 2013:385	Lagen om ingripande mot marknadsmissbruk vid handel med grossist-energi produkter

13.2 EU-Direktiv

2014/32/EU (Tillhandahållande på marknaden av mätinstrument)	Europaparlamentets och rådets direktiv om harmonisering av medlemsstaternas lagstiftning om tillhandahållande på marknaden av mätinstrument
2014/34/EU (ATEXprodukt direktiv)	Europaparlamentets och rådets direktiv om harmonisering av medlemsstaternas lagstiftning om utrustning och säkerhetssystem som är anordnade för användning i explosionsfarliga omgivningar
2014/68/EU (Tryckkärlsdirektivet)	Europaparlamentets och rådets direktiv om harmonisering av medlemsstaternas lagstiftning om tillhandahållande på marknaden av tryckbärande anordningar

13.3 Föreskrifter

AFS 2017:3	Arbetsmiljöverkets föreskrifter om användning och kontroll av trycksatta anordningar
AFS 2016:1	Arbetsmiljöverkets föreskrifter om tryckbärande anordningar
EIFS 2022:6	Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om mätning och rapportering av överförd naturgas samt anmälan om leverans- och balansansvar
STAFS 2007:2	Swedacs föreskrifter om återkommande kontroll av vatten- och värmemätare
STAFS 2016:1	Swedacs föreskrifter om mätinstrument
STAFS 2016:3	Swedacs föreskrifter om gasmätare och volymomvandlare

13.4 Standarder

CEN/TR 50 572	Functional reference architecture for communications in smart metering systems
ISBN 978-87-7795-351-4	Quality tracker til distributionsnet – publicerat av DGC - Danish Gas Technology Centre
ISO 10790	Measurement of fluid flow in closed conduits -- Guidance to the selection, installation and use of Coriolis meters (mass flow, density and volume flow measurements) (massflödesmätare)
OIML R 137	Gas meters
SIS-TS 75:2020	Gasmätare – Termer och definitioner
SS-EN ISO 12213	Naturgas – beräkning av kompressionsfaktor
SS-EN 12261	Gasmätare – Turbinmätare
SS-EN 12405-1	Gasmätare - Omvandlingsutrustning - Del 1: Omvandling av volym
SS-EN 12480	Gasmätare - Displacementmätare av rotationstyp (vridkolvsmätare)
SS-EN 1359	Gasmätare – Membrangasmätare (Bälgmätare)
SS-EN 13757-2	System för fjärrkommunikation med debiteringsmätare. Del 2; fysiskt lager och datalänklager. Vanligen kallad M-Bus
SS-EN 13757-3	System för fjärrkommunikation med debiteringsmätare. Del 3; speciellt applikationslager. Vanligen kallad M-Bus
SS-EN 14236	Gasmätare med ultraljud för hushåll
SS-EN 16723-1	Naturgas och biometan för transporttillämpningar och biometan för injektion i naturgasnätet – Del 1: Specifikationer för biometan för injektion i naturgasnät
SS-EN 16723-2	Naturgas och biometan för transporttillämpningar och biometan för injektion i naturgasnätet – Del 2: Motorbränslespecifikationer
SS-EN 1776	Gasinfrastruktur - Mätstationer för naturgas – Funktionskrav
SS-EN ISO 10715	Naturgas – Utvidgad analys – Gaskromatografisk metod
SS-EN ISO 15112	Naturgas – Energibestämning
SS-EN ISO 15971	Naturgas – Mätning av egenskaper – Värmevärde och Wobbetal
SS-EN ISO/IEC 17020	Bedömning av överensstämmelse – Krav på verksamhet inom olika typer av kontrollorgan
SS-EN ISO/IEC 17025	Allmänna kompetenskrav för provnings- och kalibreringslaboratorier
SS-EN ISO 6974-1,-2 och -4	Naturgas - Bestämning av sammansättning med definierad osäkerhet genom gaskromatografi
SS-EN ISO 6975	Naturgas - Utvidgad analys - Gaskromatografisk metod (ISO 6975:1997)
SS-EN ISO 6976	Naturgas Beräkning av värmevärde, densitet, relativ densitet och Wobbe index baserat på gassammansättningen

13.5 Normer och anvisningar

Branschgemensamma metoder för bestämning av värmevärde	Energigas Sveriges anvisningar om branschgemensamma metoder för bestämning av värmevärde
EGN	Energigas Sveriges Energigasnormer
Gasmarknadshandboken	Energigas Sveriges handbok för gasmarknaden med rutiner och informationsstruktur för handel och avräkning i det västsvenska gassystemet. Finns att ladda ner på https://www.energigas.se/publikationer/gasmarknadshandboken/
TSA	Energigas Sveriges Anvisningar – tankstationer för metangasdrivna fordon

TSO och DSO kan dessutom ha lokala anvisningar och det är viktigt att kontrollera detta innan arbete /beställningar utförs.

Bilaga 1

Grundformel för omräkning effekt och energi för gasmätning

E	=	$V_N * H$ vilket är levererad energi (kWh eller MWh)
P	=	$Q_N * H$ vilket är effekt (kW eller MW)
V_N	=	uppmätt gasmängd vid referensförhållanden (normaltillstånd) (Nm ³)
Q_N	=	gasflöde vid referensförhållanden (normaltillstånd) (Nm ³ /h)
H	=	gasens värmeverde vid referensförhållanden (normaltillstånd) (kWh/Nm ³)

Omräkning från drifttillstånd till normaltillstånd sker enligt formlerna nedan:

$$V_N = V_D * \frac{p_D}{p_N} * \frac{T_N}{T_D} * \frac{Z_N}{Z_D} \text{ och } Q_N = Q_D * \frac{p_D}{p_N} * \frac{T_N}{T_D} * \frac{Z_N}{Z_D}$$

där

V	=	volym (m ³ , Nm ³) N = normaltillstånd och D = drifttillstånd
Q	=	volymflöde (m ³ /h, Nm ³ /h) N = normaltillstånd och D = drifttillstånd
p	=	tryck (kPa, mbar)
T	=	temperatur (°C, K)
Z	=	kompresibilitetsfaktorn
N	=	villkoren vid referensförhållanden (normaltillstånd)
D	=	villkoren vid drifttillstånd

Anm. För energigas med tryck upp till 100 mbar är $Z_N/Z_D \approx 1$

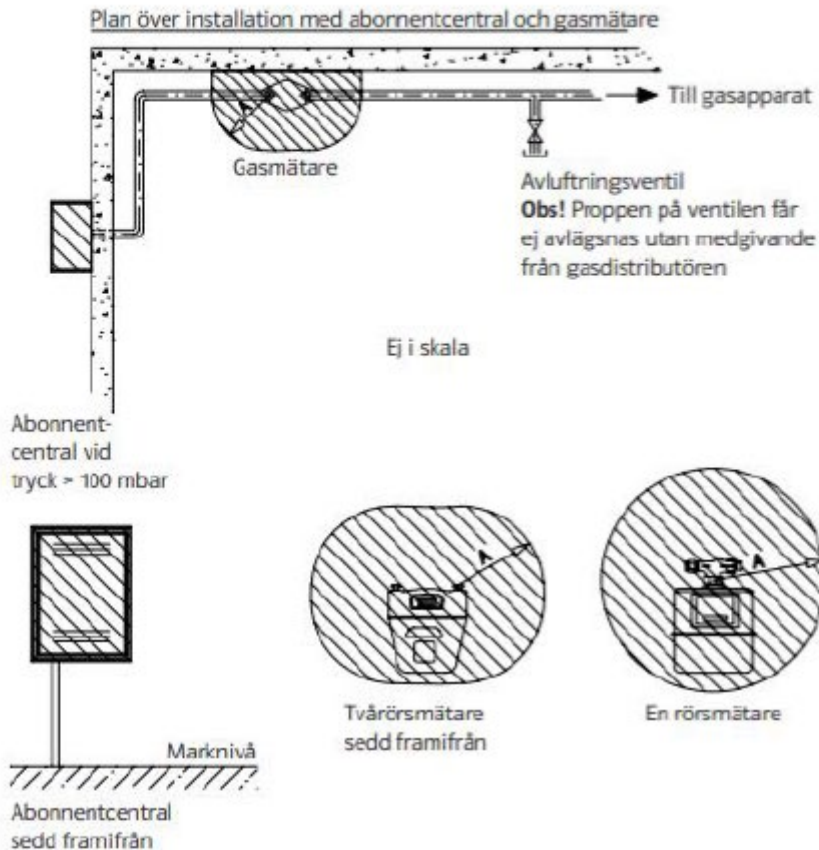
Densitet

Densiteten är ca 0,82 kg/Nm³ för naturgas och 0,74 kg/Nm³ för biogas men varierar med gaskvaliteten. Densiteten för ren metan är 0,717 kg/Nm³. Se även Swedegas webbplats www.swedegas.se.


SS-EN 16723-2 anger vilka krav som ställs på biogas när den ska användas som bränsle för fordon.

Bilaga 2 Exempel på zonklassning av bälgmätare

Abbonnentcentral, klassning av explosionsfarligt område



Zon 2

 Område inom vilket brännbar gasblandning inte väntas förekomma under normal drift och om det likväl förekommer, i så fall sannolikt endast sällan och kortvarigt.

Riskämne Naturgas

Temperaturklass T1

Explosionsgrupp IIA

Inom zonmarkerat område ställs speciella krav på andra installationer. Vidare får öppen eld eller andra tändkällor ej installeras eller införas. Ventilationsöppningar får ej finnas inom zonmarkerat område. För ytterligare information kontakta E.ON Gas Sverige AB.

Skylt: "Förbud mot öppen eld" på skåp.

Mätare	Mått A ¹⁾
G2,5	0,0 m ²⁾
G4	0,0 m ²⁾
G6	0,0 m ²⁾
G10	0,5 m
G16	0,5 m
G25	0,6 m

¹⁾ Mått från anslutning(ar) på gasmätaren.

²⁾ Dock får el-uttag, brytare och liknande inte placeras inom 0,3 meter från mätare.

Bilaga 3 Exempel på Intyg om utesittningstid

Detta intyg är ett tillägg för de mätare som har lagerhållits kalibrerade och ej varit i bruk efter kalibrering.

Differenstiden mellan uppsättningsdatum och kalibreringsdatum justeras till rådande utesittningstid enligt Tabell 11.1 för mätartyper i Gasmätaranvisningarna 2023.

Utesittningstid är den tid som förflutit från det att mätaren börjar användas, efter bedömning av överensstämmelse eller efter mätarrevison m.m., till nästa återkommande kontroll, se exempel i STAFS 2007:2.

Datum uppsättning:

.....

Datum kalibrering:

.....

Utesittningstid:

Antal år.....

Nästa revision:

.....

Underskrift utförare:

.....

Dessa anvisningar gäller för energigas i gasfas. Anvisningarna gäller all mätutrustning för debitering av ledningsbunden energigas i uttagspunkt och inmatningspunkt. Anvisningarna omfattar EIFS 2014:8. Enligt EIFS 2014:8 behöver gasmätning inte ske hos spiskund med uttagspunkt som uteslutande använder gas för hushållsändamål.

Anvisningarna gäller även mätning för debitering av fordonsgas med ett högsta tryck på 250 bar.

Anvisningarna visar exempel på lösningar som uppfyller lagstiftningarnas krav och är att betrakta som branschregler, de är dock inte att jämföra med tvingande myndighetsföreskrifter.