

Från:**Ärende:****Datum:****Bilagor:**

Remiss av nya föreskrifter för mätning av gas, Ei:s ärendenummer 2021-103737
den 16 augusti 2022 13:07:38

[image001.jpg](#)
[Konsekvensutr mätföreskrifter gas 2021-103737 RR.docx](#)
[EIFS 2022.XX. naturgas.docx](#)

Hej,

Energimarknadsinspektionen (Ei) föreslår nya föreskrifter och allmänna råd om mätning, beräkning och rapportering av överförd naturgas samt anmälan om leverans och balansansvar (mätföreskrifter för gas).

Anledningen är att balanseringen för gas kommer att ändras då en ny balanseringsmodell ska införas på gasmarknaden.

Förslaget och konsekvensutredningen har varit ute på remiss mellan den 13 juni och den 11 juli 2022 och därefter har branschens synpunkter tagits omhand.

Ei ger nu möjlighet till Regelrådet att lämna synpunkter på förslaget och konsekvensutredningen (bifogas).

Synpunkter kan lämnas genom e-post (registrator@ei.se).

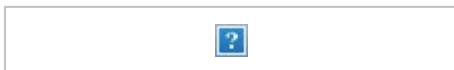
Ange vårt ärendenummer 2021-103737 i ert svar.

Remissvaret ska vara Ei till handa senast den 31 augusti 2022.

Har ni frågor är ni välkomna att kontakta Sara Carlbom 016-542 91 35 eller Lena Jaakonantti 016-16 27 74.

Med vänlig hälsning,

Lena Jaakonantti | Analytiker/ingenjör
016-16 27 74 | Växel 016-16 27 00
Postadress Box 155, 631 03 Eskilstuna
Besöksadress Libergsgatan 6, Eskilstuna | Drottninggatan 26, Stockholm
www.ei.se
[Läs om vår personuppgiftsbehandling i samband med mejl](#)



Energimarknaderna behöver spelregler – vi ser till att de följs.

Energimarknadsinspektionens författningssamling

Utgivare: Göran Morén (chefsjurist)
ISSN: 2000-592X

EIFS 2022:nr

Utkom från trycket den [Klicka på pilen och välj datum](#)

Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om mätning och rapportering av överförd naturgas samt anmälan om leverans och balansansvar;

beslutade den **31 augusti 2022**.

Energimarknadsinspektionen föreskriver¹ följande med stöd av 17 a, 23 och 25–26 §§ naturgasförordningen (2006:1043) och beslutar följande allmänna råd.

1 kap. Inledande bestämmelser och definitioner

Tillämpningsområde

1 § Dessa föreskrifter gäller för sådan mätning och rapportering som innehavare av naturgasledning utför enligt 3 kap. 7 § naturgaslagen (2005:403) samt för anmälningar och underrättelser som gasleverantör eller innehavare av naturgasledning sänder enligt 7 kap. 8 och 9 §§ naturgaslagen.

Definitioner

2 § I dessa föreskrifter avses med

Avräkning: Beräkning av en aktörs åtaganden avseende dels energimängd eller gasvolym, dels kostnader.

Balansansvarig: Den som med den systembalansansvarige ingått avtal om balansansvar.

EDIEL: Standard för elektroniskt informationsutbyte inom energibranschen.

Förbrukningsprofil: Summan av all den förbrukning inom ett nätavräkningsområde som inte timmats eller dygnsavläses och som därför ska schablonavräknas.

Förbrukningsprofil, preliminär: Förbrukningsprofil beräknad med preliminärt värmevärde.

Förbrukningsprofil, slutlig: Förbrukningsprofil beräknad med slutligt värmevärde.

Fördelningstal, preliminärt: En balansansvarigs eller gasleverantörs relativa andel av en förbrukningsprofil, som slutavräknas av ledningsinnehavaren för varje nätavräkningsområde.

Fördelningstal, slutligt: En balansansvarigs eller gasleverantörs relativa andel av en förbrukningsprofil, som slutavräknas av ledningsinnehavaren för varje nätavräkningsområde efter att månadsavlästa uttagspunkter har lästs av.

Gasanvändare: Fysisk eller juridisk person som tar ut gas i en uttagspunkt.

Gasdygn: Perioden kl. 06.00–06.00. Aktuell svensk tid tillämpas, varför gasdygnet vid omställningen till sommartid innehåller 23 timmar och vid omställningen till normalt看 innehåller 25 timmar.

Gasleverantör: Fysisk eller juridisk person som bedriver leveransverksamhet av gas.

Gasproducent: Fysisk eller juridisk person som i inmatningspunkt matar in gas i naturgassystemet som inte härrör från ett annat lands naturgassystem och där gasen omfattas av definitionen i 1 kap. 2 § naturgaslagen.

Gasår: Perioden från och med den 1 oktober kl. 06.00 till den 1 oktober kl. 06.00 året därpå.

Gränspunkt: Den punkt där nätavräkningsområden ansluter till varandra.

Inmatningspunkt: Den punkt där gas förs in i det svenska naturgassystemet från ett annat lands gassystem, en gasproduktionsanläggning eller en LNG-terminal.

Lagerpunkt: Den punkt där gas tas ut till eller matas in från en lagringsanläggning för naturgas.

Ledningsinnehavare: Innehavare av naturgasledning.

Mätpunkt: Gemensamt begrepp för de punkter i naturgasnätet vari ledningsinnehavaren är skyldig att utföra mätningar, dvs. i gränspunkt, inmatningspunkt, uttagspunkt och lagerpunkt.

Mätvärde: Det av gasmätare registrerade volymflödet per tidsperiod, som i samband med rapportering omvandlas till energiflöde per tidsperiod.

Normalkubikmeter (Nm3): 1 kubikmeter gas med trycket 1,01325 bar och temperaturen 0° C.

Nätavräkningsområde: Avgränsning av ledningsnätet avsedd för avräkning av överförd gas, huvudsakligen genom energimätning och beräkning av nätavstämningssdifferens. Ett nätavräkningsområde kan omfatta flera fysiskt åtskilda ledningsnät om dessa har samma innehavare.

¹ Jfr Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/73/EG av den 13 juli 2009 om gemensamma regler för den inre marknaden för naturgas och om upphävande av direktiv 2003/55/EG.

Nätavstämningssdifferens: Den mängd gas som måste tillföras alternativt uttas ur nätavräkningsområde för att det ska råda balans mellan fastställd inmatad mängd gas, fastställd uttagen mängd gas och skillnaden i den mängd som beräknats vara lagrad i nätavräkningsområdets naturgasledningar.

Spiskund: Kund med uttagspunkt som uteslutande använder gas för hushållsändamål.

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.

Vardag: Dag som inte är söndag, annan allmän helgdag, lördag, midsommarafton, julafton eller nyårsafton. Vilka dagar som utgör allmänna helgdagar anges i lagen (1989:253) om allmänna helgdagar.

Värmevärde, undre (kWh_u): Den värmemängd som utvecklas vid fullständig förbränning av 1 Nm^3 gas efter värmning eller kylning till temperaturen 25° C och under ett tryck om 1,01325 bar (a) och luftöverskott av samma temperatur och tryck som naturgasen, och med förbränningsprodukterna kylda till 25° C och med det vid förbränningen uppkomna vattnet i gasfas. Anges i kWh_u/Nm^3 .

Värmevärde, övre (kWh_o): Den värmemängd som utvecklas vid fullständig förbränning av 1 Nm^3 gas efter värmning eller kylning till temperaturen 25° C och under ett tryck om 1,01325 bar (a) och luftöverskott av samma temperatur och tryck som naturgasen, och med förbränningsprodukterna kylda till 25° C och med det vid förbränningen uppkomna vattnet kondenserat till flytande tillstånd. Anges i kWh_o/Nm^3 .

Värmevärdesområde: Ett geografiskt område med sammanhängande ledningsnät i vilket gasens värmevärde bestäms antingen genom mätning eller beräkning.

Registeruppgifter

3 § Ledningsinnehavaren ska hålla register för varje mätpunkt över:

- identifiering av mätpunkten (anläggnings-ID),
- anläggningens adress,
- identifiering av den eller de mätare som är installerade i mätpunkten (mätar-ID),
- gasanvändarens/gasproducentens identitet (organisationsnummer eller personnummer),
- gasanvändarens/gasproducentens namn och adress,
- angränsande ledningsinnehavares identitet i gränspunkter (aktörs-ID),
- gasleverantörens identitet (aktörs-ID),
- balansansvarigs identitet (aktörs-ID),
- nätavräkningsområdets identitet (områdes-ID),
- värmevärdesområde,
- avläsningsfrekvens,
- mätvärdesinsamlingsfrekvens, och
- rapporteringsfrekvens.

Ledningsinnehavaren ansvarar för att ändringar i registret meddelas samtliga aktörer som är berörda av förhållandena i vederbörande mätpunkt.

2 kap. Mätning och mätaravläsning

Mätning

1 § Mätning ska avse överförd gas i

1. inmatningspunkt,
2. gränspunkt,
3. lagerpunkt, och
4. uttagspunkt.

Mätning behöver inte ske i uttagspunkt hos spiskund. För dessa uttagspunkter får ett uppskattat mätvärde användas.

2 § Mätning av överförd gas ska utföras på ett sådant sätt att mätvärdena kan tjäna som underlag för debitering och balansavräkning.

Den som enligt föreskrifterna i detta kapitel ansvarar för att mätning utförs, ansvarar också för mätvärdernas kvalitet samt för att mätvärden lagras på ett sådant sätt att kraven i dessa föreskrifter kan uppfyllas. Mätvärden och beräkningsunderlag som utgör räkenskapsmaterial ska arkiveras enligt vad som anges i bokföringslagen (1999:1078).

Den som ansvarar för mätning enligt 3 § ansvarar även för avläsning, insamling och rapportering av mätvärden samt för beräkning och rapportering av avräkningsunderlag.

3 § I inmatningspunkt ansvarar innehavaren av den ledning till vilken inmatning sker för mätning, om inte endast innehavaren av den ledning från vilken inmatning sker har mätarutrustning.

I gränspunkt ansvarar innehavaren av den ledning varifrån gasflödet i huvudsak kommer för mätningen. Om endast innehavaren av ledningen på andra sidan om gränspunkten har mätarutrustning är denne ansvarig för mätningen.

I lagerpunkt ansvarar innehavaren av den ledning till vilket ett naturgaslager är anslutet för mätningen.

I uttagspunkt ansvarar innehavaren av den ledning till vilken uttagspunkten är ansluten för mätningen.

4 § I inmatningspunkt, gränspunkt, lagerpunkt samt i uttagpunkt med en årsförbrukning större än eller lika med 3,0 GWh_u alternativt med ett högsta månadsuttag större än 0,5 GWh_u ska timvisa mätvärden avläsas varje timme.

I uttagpunkt med en årsförbrukning större än eller lika med 0,3 GWh_u ska mätning och avläsning av mätvärden ske minst en gång per månad. Avläsning ska ske den första dagen i en kalendermånad.

I andra uttagpunkter än som avses i första och andra styckena ska mätning och avläsning av mätvärden avse överförd gas under högst ett år.

Första stycket gäller även för gas som överförs i enlighet med ett avtal om avbrytbar leverans.

5 § I uttagpunkter där avläsning inte sker varje timme, ska avläsning vid ny leverans utföras samma dag som leveransen påbörjas eller inom intervallet tidigast fem vardagar innan eller senast fem vardagar senare. Värdet ska omräknas så att det beräknas motsvara värdet för den dag leveransen påbörjades.

Allmänna råd

Ändring av avläsningsintervall bör ske senast nästkommande gasår efter att förändrade förhållanden inträtt. En mätpunkt där avläsningsfrekvensen ökat enligt bestämmelserna i 4 § behåller den högre avläsningsfrekvensen, om inte särskilda skäl finns för att återgå till tidigare avläsningsfrekvens.

Bestämning av värmevärde i värmevärdesområden

6 § Ledningsinnehavaren ska bestämma värmevärde i värmevärdesområden.

Ett volymviktat övre och undre värmevärde ska bestämmas per värmevärdesområde. Värmevärdena ska baseras på inmatade volymer och värmevärden per mätpunkt. Bestämning av värmevärde enligt första stycket ska utföras på ett sådant sätt att mätvärdena kan tjäna som underlag för debitering och för balansavräkning.

Bestämning av värmevärde ska utföras för varje kalendermånad. Värmevärdet gäller för hela månaden och ändras vid varje månadsskifte.

Beräkning och korrigering av mätvärden

7 § Uteblivet eller uppenbart felaktigt mätvärde ska ersättas genom att ledningsinnehavaren beräknar ett mätvärde. Ledningsinnehavaren ansvarar för att ett ersatt mätvärde snarast möjligt korrigeras. Det ska framgå av rapporteringen om ett mätvärde är beräknat och att mätvärdet kommer att korrigeras. Rapportering ska då göras på nytt från och med den senast utförda korrekta avläsningen eller beräkningen. Endast den mätserie i vilken ett korrigerat mätvärde ingår ska rapporteras om. Rapportering av ett korrigerat preliminärt mätvärde behöver inte göras till den systembalansansvarige efter kl. 10.30 nästföljande dag.

Uppgifter som beräknats enligt första stycket ska kunna läggas till grund för debitering och balansavräkning.

För timavlästa timvisa mätvärden ska föregående timmes mätvärde användas om inte bättre beräkningsgrund för ersättningsvärde finns.

8 § Ledningsinnehavaren ska korrigera ett felaktigt bestämt värmevärde för ett värmevärdesområde om värdet avviker från tidigare rapporterat värmevärde.

3 kap. Meddelanden i samband med påbörjande eller övertagande av gasleverans och om övertagande av balansansvar

Gasleverantörs anmälan vid påbörjande eller övertagande av gasleverans

1 § En leverantör av naturgas, som ska börja leverera gas i en uttagpunkt, ska lämna följande uppgifter vid anmälan till ledningsinnehavaren enligt 7 kap. 8 § första stycket naturgaslagen:

- ledningsinnehavarens identitet (aktörs-ID),
- anmälande gasleverantör (aktörs-ID),
- anledning till anmälan (påbörjande eller övertagande),
- anläggningens identitet (anläggnings-ID),
- anläggningens adress,
- hänvisning till ingånget avtal om gasleverans,
- startdatum för gasleverans,
- gasanvändarens/gasproducentens identitet,
- gasanvändarens/gasproducentens namn och adress,
- balansansvarigs identitet (aktörs-ID), och
- nätavräkningsområdets identitet (områdes-ID).

Vid inflyttning ska anmälan vara ledningsinnehavaren tillhanda senast inflyttningsdagen.

Som aktörs-ID ska användas EDIEL-ID, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Allmänna råd

Då anmälan om påbörjande eller övertagande av gasleverans avser en gasanvändare med skyddad identitet eller då gasanvändaren är en utländsk medborgare, som saknar personnummer eller dylikt, bör

företrädesvis den av ledningsinnehavaren registrerade kundidentiteten användas för att identifiera gasanvändaren. I annat fall kan gasanvändarens födelsedatum användas.

Gasleverantörs anmälan om byte av balansansvarig

2 § Gasleverantör som levererar gas till en uttagspunkt där balansansvaret ska övertas av ny balansansvarig, ska vid anmälan till ledningsinnehavaren enligt 7 kap. 9 § första stycket naturgaslagen lämna följande uppgifter:

- ledningsinnehavarens identitet (aktörs-ID),
- anmälade gasleverantör (aktörs-ID),
- anläggningens identitet (anläggnings-ID),
- ny balansansvarigs identitet (aktörs-ID),
- tidpunkt för övertagande av balansansvar, och
- nätavräkningsområdets identitet (områdes-ID).

Som aktörs-ID ska användas EDIEL-ID, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Kvittens vid mottagande av anmälan

3 § Ledningsinnehavaren ska efter kontroll av uppgifter i anmälan enligt 1 §:

- inom fem vardagar meddela gasleverantören om att anmälan är fullständig eller inte och
- om anmälan inte är fullständig ska ledningsinnehavaren inom fem vardagar meddela gasleverantören vad bristen avser.

Ledningsinnehavarens meddelande till ny gasleverantör vid påbörjande eller övertagande av gasleverans

4 § Ledningsinnehavaren ska efter mottagande av fullständig anmälan om påbörjande eller övertagande av en gasleverans enligt 1 §, om den inte resulterat i negativ kvittens enligt 3 §, inom fem vardagar skicka följande meddelanden till den nya gasleverantören:

- anledning till meddelandet (bekräftelse mottagen anmälan),
- bekräfta påbörjandet eller övertagandet genom att skicka samtliga uppgifter enligt 1 § i retur,
- ledningsinnehavarens egna uppgifter om anläggningens adress och gasanvändarens namn och adress,
- mätar-ID,
- beräknad årlig förbrukning i uttagspunkten, angiven i hela kWh,
- mätmetod (timvis mätning eller inte), och
- värmevärdesområde.

5 § Vid övertagande av gasleverans ska ledningsinnehavaren sända följande uppgifter till den nye gasleverantören inom tio vardagar efter det att leveransen övertogs:

- förbrukning vid datum för övertagande av gasleveransen, angiven till noll (0), och
- mätarställning vid tidpunkt för övertagande gasleverans.

För rapporteringen ska gällande EDIEL-format användas om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Ledningsinnehavarens meddelande till avlämnande gasleverantör vid övertagande av gasleverans

6 § Ledningsinnehavaren ska inom fem vardagar efter mottagande av fullständig anmälan om övertagande enligt 1 § meddela den avlämnande gasleverantören:

- avlämnande gasleverantörs identitet (aktörs-ID),
- ledningsinnehavarens identitet (aktörs-ID),
- anledning till meddelandet (övertagande/gasanvändares utflyttning),
- anläggningens identitet (anläggnings-ID),
- sluttidpunkt för gasleverans,
- gasanvändarens/gasproducentens identitet (personnummer eller organisationsnummer),
- gasanvändarens/gasproducentens namn och adress,
- balansansvarigs identitet (aktörs-ID), och
- nätavräkningsområdets identitet (områdes-ID).

7 § Vid övertagande av gasleverans ska ledningsinnehavaren sända följande uppgifter till den avlämnande gasleverantören inom tio vardagar efter påbörjad leverans:

- förbrukning mellan det aktuella och närmast föregående avläsningstillfället, och
- mätarställning vid datum för avslut av gasleverans.

För rapporteringen ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Ledningsinnehavarens meddelande till gasanvändaren vid förändring av leveransåtagandet

8 § Ledningsinnehavaren ska efter mottagande av fullständig anmälan om påbörjande eller övertagande av gasleverans i en uttagpunkt meddela gasanvändaren följande:

- anledning till meddelandet (påbörjande eller övertagande av gasleverans),
- anläggningens identitet (anläggnings-ID),
- tidpunkten för påbörjande eller övertagande av gasleverans,
- nätavräkningsområdets identitet (områdes-ID), och
- värmevärdesområde.

Meddelandet ska vara gasanvändaren tillhanda senast den sista dagen i den kalendermånad som gasleveransen påbörjas.

Vid nyanslutning av en anläggning till nätet ska ledningsinnehavaren meddela anläggnings-ID och områdes-ID senast vid den tidpunkt då gasanvändaren erhåller drifttillstånd för anläggningen av ledningsinnehavaren.

9 § Vid övertagande av gasleverans ska ledningsinnehavaren sända följande uppgifter till gasanvändaren senast med nästkommande faktura efter påbörjad leverans:

- dag för övertagandet,
- uppgift om mätarställning vid datum för övertagande av gasleverans,
- datum för avläsning, och
- att anledningen till avläsning är övertagande av gasleverans.

Ledningsinnehavarens meddelanden vid gasanvändares flytt

10 § Vid inflyttning ska ledningsinnehavaren sända följande uppgifter till den nye gasleverantören inom tio vardagar efter påbörjad leverans:

- förbrukning vid datum för påbörjad gasleverans, angiven till noll (0), och
- mätarställning vid datum för påbörjad gasleverans.

För rapportering ska gällande EDIEL-format användas om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

11 § Vid inflyttning ska ledningsinnehavaren sända följande uppgifter till gasanvändaren senast med nästkommande faktura efter påbörjad leverans:

- datum för påbörjad leverans,
- mätarställning vid datum för påbörjad leverans, och
- datum för avläsning.

4 kap. Ledningsinnehavarens rapportering av mätvärden

Krav på rapporteringen

1 § Summerade mätvärden ska ha samma upplösning som de ingående ursprungliga värdena.

Mätvärden för inmatad gas från internationell inmatningspunkt, gränspunkt, produktionsanläggning eller gaslager ska rapporteras med plustecken.

Mätvärden för uttagen gas i uttagpunkt eller vid utmatning i gränspunkt eller gaslager, ska rapporteras med minustecken.

Enhet för redovisningen ska väljas så att upplösningen i rapporteringen inte förvanskas.

Mätpunkter som är anslutna till ett distributionsnät som inte är kopplade till transmissionsnätet är undantagna kravet att rapportera överförd naturgas till systembalansansvarig.

Nätavstämningsdifferens i distributionsnät

2 § Ledningsinnehavare ska årsvis i förväg, senast den 15 december året före leverans, till berörd gasleverantör och balansansvarig, rapportera beräknad nätavstämningsdifferens.

Beräkningen behöver inte ta hänsyn till skillnader i den mängd som beräknats vara lagrad i nätavräkningsområdets naturgasledning. Nätavstämningsdifferensen ska redovisas i kWh₀ enligt preliminärt värmevärde.

Vid rapportering ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Nätavstämningsdifferens i transmissionsnät

3 § Inför rapporteringen av preliminära timavlästa mätvärden får ledningsinnehavare schablonmässigt fastställa nätavstämningsdifferensen utifrån erfarenhetsvärden. Berörd gasleverantör och balansansvarig ska i förväg informeras om tillämpad fastställandepincip.

Vid ledningsinnehavarens fastställande av föregående månads nätavstämningsdifferens inför rapportering av slutliga timavlästa mätvärden ska hänsyn tas till skillnaden i den mängd som beräknats vara lagrad i nätavräkningsområdets naturgasledning vid början respektive slutet av månaden.

Preliminära fördelningstal

4 § Ledningsinnehavaren ska, senast den 24:e i månaden före leverans, rapportera preliminära fördelningstal till balansansvarig, gasleverantör och systembalansansvarig. Till balansansvarig och systembalansansvarig ska rapportering ske per gasleverantör och nätavräkningsområde. Till gasleverantör ska rapportering ske per nätavräkningsområde.

Preliminära fördelningstal redovisas i procent av nätavräkningsområdets förbrukningsprofil tillsammans med antalet uttagpunkter den aktuella månaden.

Vid rapportering enligt första stycket ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Preliminära mätvärden i gränspunkt

5 § Ledningsinnehavaren ska dygnsvis i efterhand, senast kl. 09.00 följande dag, rapportera preliminära timavlästa mätvärden i gränspunkt till ledningsinnehavaren i angränsande nätavräkningsområde. Preliminära timavlästa mätvärden i gränspunkt redovisas i kWh₀ enligt preliminärt värmevärde. Vid rapportering ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Preliminära timavlästa mätvärden

6 § Ledningsinnehavaren ska dygnsvis i efterhand, senast kl. 10.30 följande dag, rapportera timavlästa mätvärden för uttagpunkter inom nätavräkningsområdet till berörda gasleverantörer.

Mätvärden som rapporteras enligt första stycket ska redovisas i Nm³.

Vid rapportering ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Preliminär förbrukning timavlästa uttagpunkter

7 § Ledningsinnehavaren ska varje timme kl. XX.20 rapportera aggregerad preliminär förbrukning för timavlästa uttagpunkter till den systembalansansvarige för innevarande gasdygn. Med preliminär förbrukning för timavlästa uttagpunkter avses timvis summering av timvisa mätvärden för leveranser till timavlästa uttagpunkter per balansansvarig.

Varje gasdygn rapporteras för sig. Första rapporteringen under gasdygnet sker kl. 07.20 och avser mätvärdet för timme 06.00-07.00. Timmen efter, kl. 08.20, rapporteras två mätvärden, ett för timme 06.00-07.00 och ett för timme 07.00-08.00. Processen upprepas varje timme och rapporteringen utökas med ett mätvärde för varje timme fram till att mätvärdena för gasdygnets samtliga timmar har rapporterats. Nästa gasdygn börjar sedan om med att ett mätvärde rapporteras kl. 07.20.

Vid rapportering enligt andra stycket ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

8 § Nätavstämningsskillnaden ska ingå i rapporteringen av timavlästa uttagpunkter. Ledningsinnehavaren ska dygnsvis i efterhand, senast kl. 10.30 följande dag, rapportera aggregerad preliminär förbrukning för timavlästa uttagpunkter till den systembalansansvarige och till berörda balansansvariga. Med preliminär förbrukning timavlästa uttagpunkter avses timvis summering av timvisa mätvärden för leveranser till timavlästa uttagpunkter inklusive nätavstämningsskillnad per balansansvarig och per gasleverantör.

Till den systembalansansvarige ska rapporteringen ske per balansansvarig och nätavräkningsområde. Till balansansvariga ska rapporteringen ske per gasleverantör och nätavräkningsområde.

Preliminär förbrukning för timavlästa uttagpunkter redovisas i kWh₀ enligt preliminärt värmevärde.

Vid rapportering enligt andra stycket ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Preliminär produktion timavlästa inmatningspunkter

9 § Ledningsinnehavaren ska varje timme kl. XX.20 rapportera aggregerad preliminär inhemsk produktion för timavlästa inmatningspunkter till den systembalansansvarige för innevarande gasdygn. Med preliminär förbrukning för timavlästa inmatningspunkter avses timvis summering av timvisa mätvärden för leveranser till timavlästa inmatningspunkter per balansansvarig.

Varje gasdygn rapporteras för sig. Första rapporteringen under gasdygnet sker kl. 07.20 och avser mätvärdet för timme 06.00-07.00. Timmen efter, kl. 08.20, rapporteras två mätvärden, ett för timme 06.00-07.00 och ett för timme 07.00-08.00. Processen upprepas varje timme och rapporteringen utökas med ett mätvärde för varje timme fram till att mätvärdena för gasdygnets samtliga timmar har rapporterats. Nästa gasdygn börjar sedan om med att ett mätvärde rapporteras kl. 07.20.

Vid rapportering enligt andra stycket ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

10 § Ledningsinnehavaren ska dygnsvis senast kl. 10.30 följande dag, rapportera aggregerad preliminär inhemsk produktion för timavlästa inmatningspunkter till den systembalansansvarige och till berörda balansansvariga. Med preliminär produktion timavlästa inmatningspunkter avses timvis summering av timvisa mätvärden för leveranser från timavlästa inmatningspunkter per balansansvarig och per gasleverantör.

Till den systembalansansvarige ska rapporteringen ske per balansansvarig och nätavräkningsområde. Till balansansvariga ska rapporteringen ske per gasleverantör och nätavräkningsområde.

Preliminär produktion för timavlästa inmatningspunkter redovisas i kWh₀ enligt preliminärt värmevärde.

Vid rapportering enligt andra stycket ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Preliminär inmatning till lager

11 § Ledningsinnehavaren ska varje timme kl. XX.20 rapportera aggregerad preliminär inmatning till lager till den systembalansansvarige för innevarande gasdygn. Med preliminär inmatning till lager avses timvis summering av timvisa mätvärden för leveranser till lagret per balansansvarig.

Varje gasdygn rapporteras för sig. Första rapporteringen under gasdygnet sker kl. 07.20 och avser mätvärdet för timme 06.00-07.00. Timmen efter, kl. 08.20, rapporteras två mätvärden, ett för timme 06.00-07.00 och ett för timme 07.00-08.00. Processen upprepas varje timme och rapporteringen utökas med ett mätvärde för varje timme fram till att mätvärdena för gasdygnets samtliga timmar har rapporterats. Nästa gasdygn börjar sedan om med att ett mätvärde rapporteras kl. 07.20.

Vid rapportering enligt andra stycket ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

12 § Ledningsinnehavaren ska dygnsvis i efterhand, senast kl. 10.30 följande dag, rapportera aggregerad preliminär inmatning till lager till den systembalansansvarige och till berörda balansansvariga. Med preliminär inmatning till lager avses timvis summering av timvisa mätvärden för leveranser från timavlästa lagerpunkter per balansansvarig och per gasleverantör.

Till den systembalansansvarige ska rapporteringen ske per balansansvarig och nätavräkningsområde. Till balansansvariga ska rapporteringen ske per gasleverantör och nätavräkningsområde.

Preliminär inmatning till lager för timavlästa lagerpunkter redovisas i kWh₀ enligt preliminärt värmevärde.

Vid rapportering enligt andra stycket ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Preliminärt uttag från lager

13 § Ledningsinnehavaren ska varje timme kl. XX.20 rapportera aggregerat preliminärt uttag från lager till den systembalansansvarige för innevarande gasdygn. Med preliminärt uttag från lager avses timvis summering av timvisa mätvärden för leveranser från lagret per balansansvarig.

Varje gasdygn rapporteras för sig. Första rapporteringen under gasdygnet sker kl. 07.20 och avser mätvärdet för timme 06.00-07.00. Timmen efter, kl. 08.20, rapporteras två mätvärden, ett för timme 06.00-07.00 och ett för timme 07.00-08.00. Processen upprepas varje timme och rapporteringen utökas med ett mätvärde för varje timme fram till att mätvärdena för gasdygnets samtliga timmar har rapporterats. Nästa gasdygn börjar sedan om med att ett mätvärde rapporteras kl. 07.20.

Vid rapportering enligt andra stycket ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

14 § Ledningsinnehavaren ska dygnsvis i efterhand, senast kl. 10.30 följande dag, rapportera aggregerat preliminärt uttag från lager till den systembalansansvarige och till berörda balansansvariga. Med preliminärt uttag från lager avses timvis summering av timvisa mätvärden för leveranser från timavlästa lagerpunkter per balansansvarig och per gasleverantör.

Till den systembalansansvarige ska rapporteringen ske per balansansvarig och nätavräkningsområde. Till balansansvariga ska rapporteringen ske per gasleverantör och nätavräkningsområde.

Preliminärt uttag från lager för timavlästa lagerpunkter redovisas i kWh₀ enligt preliminärt värmevärde.

Vid rapportering enligt andra stycket ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Preliminär förbrukningsprofil

15 § Med preliminär förbrukningsprofil avses preliminära timvisa värden för total inmatning i nätavräkningsområdet med avdrag för timvisa leveranser till timavlästa gasanvändare och lagringsanläggning.

Ledningsinnehavaren ska dygnsvis i efterhand, senast kl. 10.30 följande dag, rapportera preliminär förbrukningsprofil till den systembalansansvarige och till berörda balansansvariga.

Preliminär förbrukningsprofil redovisas i kWh₀ enligt preliminärt värmevärde.

Vid rapportering enligt andra stycket ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Preliminär förbrukning för gasanvändare för vilka mätvärden schablonfastställs

16 § Med preliminär förbrukning för gasanvändare för vilka mätvärden schablonfastställs avses preliminärt fördelningstal multiplicerat med aktuell preliminär förbrukningsprofil angivet i timvisa värden inklusive nätavstämningssdifferens.

Ledningsinnehavaren ska dygnsvis i efterhand, senast kl. 10.30 följande dag, rapportera preliminär aggregerad förbrukning för gasanvändare som avses i första stycket till den systembalansansvarige, till berörda

balansansvariga och till berörda gasleverantörer. Till den systembalansansvarige ska rapporteringen ske per balansansvarig och nätavräkningsområde. Till balansansvariga och gasleverantörer ska rapporteringen ske per gasleverantör och nätavräkningsområde. Förbrukningen redovisas i kWh₀ enligt preliminärt värmevärde.

Vid rapportering enligt andra stycket ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Slutliga mätvärden i gränspunkt

17 § Ledningsinnehavaren ska, dygnsvis i efterhand och senast den femte vardagen i följande månad, rapportera kvalitetssäkrade mätvärden avseende föregående månads timserier för timavlästa mätpunkter till ledningsinnehavaren i angränsande nätavräkningsområde. Mätvärdena redovisas i kWh₀ enligt slutligt värmevärde.

Vid rapportering enligt första stycket ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Slutliga timavlästa mätvärden

18 § Ledningsinnehavaren ska månadsvis i efterhand, senast inom fem vardagar, rapportera timavlästa mätvärden för uttagpunkter inom nätavräkningsområdet till berörda gasleverantörer.

Mätvärden som rapporteras enligt första stycket ska redovisas i Nm³.

Om slutliga värden rapporteras vid tidpunkten för preliminära värdenas rapportering enligt 6 §, behöver inte ytterligare slutliga värden skickas.

Vid rapportering enligt första stycket ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Slutlig förbrukning timavlästa uttagpunkter

19 § Ledningsinnehavaren ska, månadsvis i efterhand, senast inom åtta vardagar i följande månad, rapportera slutlig aggregerad förbrukning av gas för timavlästa uttagpunkter till den systembalansansvarige, till berörda balansansvariga och till berörda gasleverantörer. Med slutlig förbrukning timavlästa uttagpunkter avses timvis summering av timvisa mätvärden för leveranser till timavlästa uttagpunkter per balansansvarig och per gasleverantör. Till den systembalansansvarige ska rapporteringen ske per balansansvarig och nätavräkningsområde. Till balansansvarig ska rapporteringen ske per gasleverantör och nätavräkningsområde. Till gasleverantör ska rapporteringen ske per nätavräkningsområde.

Mätvärdena redovisas i kWh₀ enligt slutligt värmevärde.

Vid rapportering enligt första stycket ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Slutlig inmatning timavläst produktion

20 § Ledningsinnehavaren ska, månadsvis i efterhand, senast inom åtta vardagar i följande månad, rapportera slutlig aggregerad produktion av gas för timavlästa inmatningspunkter till den systembalansansvarige, till berörda balansansvariga och till berörda gasleverantörer. Med slutlig inmatning timavläst produktion avses timvis summering av timvisa mätvärden för leveranser från timavläst produktion per balansansvarig och per gasleverantör. Till den systembalansansvarige ska rapporteringen ske per balansansvarig och nätavräkningsområde. Till balansansvarig ska rapporteringen ske per gasleverantör och nätavräkningsområde. Till gasleverantör ska rapporteringen ske per nätavräkningsområde.

Mätvärdena redovisas i kWh₀ enligt slutligt värmevärde.

Vid rapportering enligt första stycket ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Slutlig inmatning till lager

21 § Ledningsinnehavaren ska, månadsvis i efterhand, senast inom åtta vardagar i följande månad, rapportera slutlig inmatning till lager till den systembalansansvarige, till berörda balansansvariga och till berörda gasleverantörer. Med slutlig inmatning till lager avses timvis summering av timvisa mätvärden för leveranser från timavlästa lagerpunkter per balansansvarig och per gasleverantör. Till den systembalansansvarige ska rapporteringen ske per balansansvarig och nätavräkningsområde. Till balansansvarig ska rapporteringen ske per gasleverantör och nätavräkningsområde. Till gasleverantör ska rapporteringen ske per nätavräkningsområde.

Mätvärdena redovisas i kWh₀ enligt slutligt värmevärde.

Vid rapportering enligt första stycket ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Slutligt uttag från lager

22 § Ledningsinnehavaren ska, månadsvis i efterhand, senast inom åtta vardagar i följande månad, rapportera slutligt uttag från lager till den systembalansansvarige, till berörda balansansvariga och till berörda gasleverantörer. Med slutligt uttag från lager avses timvis summering av timvisa mätvärden för leveranser från

timavlästa lagerpunkter per balansansvarig och per gasleverantör. Till den systembalansansvarige ska rapporteringen ske per balansansvarig och nätavräkningsområde. Till balansansvarig ska rapporteringen ske per gasleverantör och nätavräkningsområde. Till gasleverantör ska rapporteringen ske per nätavräkningsområde.

Mätvärdena redovisas i kWh₆ enligt slutligt värmevärde.

Vid rapportering enligt första stycket ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Slutlig förbrukningsprofil

23 § Med slutlig förbrukningsprofil avses slutligt fastställda timvisa värden för total inmatning i nätavräkningsområdet med avdrag för timvisa leveranser till timavlästa gasanvändare och lagringsanläggning.

Ledningsinnehavaren ska månadsvis i efterhand, senast inom åtta vardagar i följande månad, rapportera slutlig förbrukningsprofil till den systembalansansvarige och till berörda balansansvariga. Till den systembalansansvarige ska rapporteringen ske per balansansvarig och nätavräkningsområde. Till balansansvarig ska rapporteringen ske per nätavräkningsområde. Slutlig förbrukningsprofil redovisas i kWh₆ enligt slutligt värmevärde.

Vid rapportering enligt andra stycket ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Rapportering av timavlästa uttagpunkter

24 § Ledningsinnehavaren ska månadsvis i efterhand senast fem vardagar efter månadsskifte, rapportera följande uppgifter för timavlästa uttagpunkter till gasanvändaren och på begäran till det företag som gasanvändaren utsett:

- anläggningens identitet (anläggnings-ID),
- mätarställningar,
- dels uppmätt förbrukning, dels beräknad förbrukning, redovisad i Nm³,
- tidpunkter för avläsning,
- förbrukning mellan aktuell och närmast föregående månad, och
- nätavräkningsområdets identitet (områdes-ID).

Rapportering enligt första stycket ska ske utan särskild kostnad för gasanvändaren.

Vid rapportering ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Allmänna råd

Ledningsinnehavarens rapportering bör ske via internetbaserad media.

Rapportering av månadsavlästa uttagpunkter

25 § Ledningsinnehavaren ska månadsvis i efterhand, senast tio vardagar efter månadsskifte, rapportera följande uppgifter för månadsavlästa uttagpunkter till gasleverantören:

- anläggningens identitet (anläggnings-ID),
- mätarställning,
- dels uppmätt förbrukning, dels beräknad förbrukning, redovisad i Nm³,
- tidpunkt för avläsning,
- förbrukning mellan aktuellt och närmast föregående avläsningstillfälle, och
- nätavräkningsområdets identitet (områdes-ID).

Ledningsinnehavaren ska till gasanvändaren och på begäran till det företag som gasanvändaren utsett senast vid nästföljande faktureringsstillfälle rapportera uppgifterna i första stycket, utan särskild kostnad för gasanvändaren. Förutom dessa uppgifter ska ledningsinnehavaren rapportera förbrukningsstatistik per månad i Nm³ för de senaste tretton månaderna eller innevarande leveranskontrakts löptid, om denna är kortare. I de fall det begärs ska ledningsinnehavaren lämna uppgifter om förbrukningsstatistik för en längre period om dessa finns tillgängliga.

Vid rapportering ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Rapportering av årsavlästa uttagpunkter

26 § Ledningsinnehavaren ska årsvis i efterhand, senast tio vardagar efter avläsning, till gasleverantör rapportera följande uppgifter för årsavlästa uttagpunkter:

- anläggningens identitet (anläggnings-ID),
- mätarställning,
- dels uppmätt förbrukning, dels förbrukning som beräknats i enlighet med 2 kap. 6 §, redovisad i Nm³,
- tidpunkt för avläsning,
- förbrukning mellan aktuellt och närmast föregående avläsningstillfälle, och
- nätavräkningsområdets identitet (områdes-ID).

Ledningsinnehavaren ska till gasanvändaren och på begäran till det företag som gasanvändaren utsett senast vid nästföljande faktureringsstillfälle rapportera uppgifterna i första stycket, utan särskild kostnad för gasanvändaren. Förutom dessa uppgifter ska ledningsinnehavaren rapportera förbrukningsstatistik i Nm³ för de senaste tretton månaderna eller innevarande leveranskontrakts löptid, om denna är kortare. I de fall det begärs ska ledningsinnehavaren lämna uppgifter om förbrukningsstatistik för en längre period om dessa finns tillgängliga.

Vid rapportering ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

27 § Ledningsinnehavaren ska utöver vad som framgår av 26 § kvartalsvis i efterhand, senast tio vardagar efter kvartalsskifte lämna följande uppgifter:

- anläggningens identitet (anläggnings-ID),
- avläst eller uppskattad mätarställning,
- tidpunkt för avläsning,
- avläst eller uppskattad förbrukning mellan aktuellt och närmast föregående rapporteringstillfälle, och
- nätavräkningsområdets identitet (områdes-ID).

Slutliga fördelningstal månadsavlästa uttagpunkter

28 § Med slutliga fördelningstal för månadsavlästa uttagpunkter avses månadsavlästa uttagpunkters andel av månadens förbrukningsprofil totalt.

Ledningsinnehavare ska månadsvis i efterhand, senast inom åtta vardagar i följande månad, rapportera slutliga fördelningstal för månadsavlästa uttagpunkter till berörda balansansvariga och berörda gasleverantörer. Till balansansvarig ska rapporteringen ske per gasleverantör och nätavräkningsområde. Till gasleverantör ska rapporteringen ske per nätavräkningsområde. Slutliga fördelningstal redovisas i procent tillsammans med antalet uttagpunkter.

Vid rapportering enligt andra stycket ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Slutliga fördelningstal årsavlästa uttagpunkter

29 § Med slutliga fördelningstal för årsavlästa uttagpunkter avses årsavlästa uttagpunkters andel av månadens förbrukningsprofil totalt.

Ledningsinnehavare ska månadsvis i efterhand, senast inom åtta vardagar i följande månad, rapportera slutliga fördelningstal för årsavlästa uttagpunkter till berörda balansansvariga och berörda gasleverantörer. Till balansansvarig ska rapporteringen ske per gasleverantör och nätavräkningsområde. Till gasleverantör ska rapporteringen ske per nätavräkningsområde. Slutliga fördelningstal redovisas i procent tillsammans med antalet uttagpunkter.

Vid rapportering enligt andra stycket ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Slutlig förbrukning månadsavlästa uttagpunkter

30 § Med slutlig förbrukning månadsavlästa uttagpunkter avses uppmätt förbrukning via slutlig förbrukningsprofil gällande de månadsavlästa uttagpunkterna.

Ledningsinnehavaren ska, månadsvis i efterhand, senast inom åtta vardagar i följande månad, rapportera slutlig aggregerad förbrukning för månadsavlästa uttagpunkter till den systembalansansvarige, till berörda balansansvariga och till berörda gasleverantörer. Till den systembalansansvarige ska rapporteringen ske per balansansvarig och nätavräkningsområde. Till balansansvarig ska rapporteringen ske per gasleverantör och nätavräkningsområde. Till gasleverantör ska rapporteringen ske per nätavräkningsområde. Mätvärdena redovisas i kWh₆ enligt slutligt värmevärde.

Vid rapportering enligt andra stycket ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Slutlig förbrukning årsavlästa uttagpunkter

31 § Med slutlig förbrukning årsavlästa uttagpunkter avses beräknad förbrukning via slutlig förbrukningsprofil gällande de årsavlästa uttagpunkterna inklusive nätavstämningssdifferens.

Ledningsinnehavaren ska senast inom åtta vardagar i månaden efter den månad då avläsning sker, rapportera slutlig aggregerad förbrukning för årsavlästa uttagpunkter till den systembalansansvarige, till berörda balansansvariga och till berörda gasleverantörer. Till den systembalansansvarige ska rapporteringen ske per balansansvarig och nätavräkningsområde. Till balansansvarig ska rapporteringen ske per gasleverantör och nätavräkningsområde. Till gasleverantör ska rapporteringen ske per nätavräkningsområde. Mätvärdena redovisas i kWh₆ enligt slutligt värmevärde.

Vid rapportering enligt andra stycket ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Rapportering av värmevärde

EIFS 2022:nr

32 § Ledningsinnehavaren ska månadsvis i efterhand, senast inom åtta vardagar efter månadsskifte, rapportera övre och undre värmevärdet för varje värmevärdesområde till berörda gasleverantörer.

Dessa föreskrifter träder i kraft den 1 oktober 2022.

På Energimarknadsinspektionens vägnar

ULRIKA HESSLOW

Sara Carlbom

UTKAST

Konsekvensutredning avseende Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om mätning, beräkning och rapportering av överförd naturgas samt anmälan om leverans och balansansvar

Energimarknadsinspektionen (Ei) föreslår nya föreskrifter och allmänna råd om mätning, beräkning och rapportering av överförd naturgas samt anmälan om leverans och balansansvar (mätföreskrifter för gas). Anledningen är att balanseringen för gas kommer att ändras då en ny balanseringsmodell ska införas på gasmarknaden. Senast Ei uppdaterade reglerna i mätföreskrifterna för gas var 2020 då värmevärdesområden infördes. Ei:s nu gällande föreskrifter och allmänna råd (EIFS 2014:8)¹ upphävs och ersätts av de nya föreskrifterna.

De nya föreskrifterna föreslås träda i kraft den 1 oktober 2022.

Bakgrund

Den 1 oktober 2022 planeras den gemensamma balanseringszonen för den svensk-danska gasmarknaden (Joint Balancing Zone, JBZ) att integreras med Baltic Pipe. Baltic Pipe är en naturgasledning som kommer att möjliggöra transport av gas från Norge till Danmark och Polen, samt vidare till slutanvändare i Central- och Östeuropa. Baltic Pipe medför en tredubbling av gasvolymen genom balanseringszonen för den svensk-danska gasmarknaden. Ledningen kommer att kunna transportera 10 miljarder m³ gas per år från Norge till Danmark och Polen, och 3 miljarder m³ gas från Polen till Danmark. Som jämförelse uppgick gasanvändningen till 2,5 miljarder m³ i Danmark och till 16 miljarder m³ i Polen under 2016.²

För att kunna hantera den ökade mängden gas i systemet behöver balanseringsmodellen för gas i Sverige och Danmark revideras. Den största förändringen i balanseringsmodellen är att balansavstämningar kommer att ske varje timme under gasdygnet (klockan 06.00 – 06.00 nästföljande dag). Idag sker

¹ Ändrade genom EIFS 2020:3.

² Hämtat från <https://www.baltic-pipe.eu/your-questions/#investment> juli 2022.

balansavstämningar varje dygn. Ei föreslår därför utökade skyldigheter för distributionsföretagen att avläsa timvisa mätvärden varje timme och rapportera mätvärdena mer frekvent. Föreskrifterna anpassas därigenom till den nya balanseringsmodellen.

Terminologi

Ledningsinnehavare definieras i Ei:s mätföreskrifter för naturgas som "innehavare av naturgasledning". I konsekvensutredningen används begreppet distributionsföretag. Distributionsföretag är innehavare av distributionsledningar. Med distribution avses överföring av naturgas genom lokala eller regionala rörledningsnät till kunder. Inom EU-rätten benämns distributionsföretagen som systemansvariga för distributionssystem.

Begreppet transmissionsnät används i mätföreskrifterna. Med transmission avses i det svenska regelverket överföring av naturgas i högtrycksledning. Inom EU-rätten används begreppet överföring (t.ex överföringsledning) för att beskriva överföring av naturgas i högtrycksledning.

Begreppet gasleverantör används i mätföreskrifterna och avser företag som bedriver handel med naturgas. Inom EU-rätten används begreppen gashandelsföretag eller gashandlare för att beskriva samma aktör.

Gasanvändning anges i föreskrifterna i enheterna kWh och GWh, samt kWh_o och GWh_u (de två senare begreppen definieras i mätföreskrifterna för gas).

Om naturgas i Sverige

I Sverige är handel med naturgas konkurrensutsatt sedan 2007. Nätverksamheten är ett reglerat monopol. I syfte att förhindra korssubventionering mellan företag som bedriver olika typer av naturgasverksamhet ställs krav på så kallad funktionell åtskillnad mellan företagen. Det innebär att företag som bedriver överföring, förgasning eller lagring av naturgas inte får bedriva handel med gas.

Det västsvenska naturgassystemet sträcker sig från Trelleborg i söder till Stenungssund i norr och österut mot Jönköping. Nätet består av cirka 60 mil transmissionsledning och cirka 330 mil distributionsledning. Dessa ledningar har kapacitet att överföra mycket stora mängder gas. I Sverige ägs och drivs transmissionsnätet av Swedegas AB som även har systembalansansvaret. Ett fåtal stora användare är anslutna direkt till transmissionsnätet. Transmissionsnätet överför naturgasen till distributionsnäten som är anslutna till transmissionsnätet

genom mät- och reglerstationer där gasflödet mäts och trycket sänks. Distributionsnäten transporterar gasen från transmissionsnätet till mindre industrier och till reglerstationer. I en reglerstation sänks gasens tryck ytterligare innan den distribueras till slutkunder (till exempel spiskunder eller till gaspannor för uppvärmning).

I det västsvenska naturgasnätet finns cirka 34 000 hushållskunder och 4 800 företagskunder. Dessutom finns det en systemansvarig för transmissionsnätet (Swedegas AB), fem distributionsföretag, nio balansansvariga och tretton gashandelsföretag.³ Det finns även ett naturgaslager som är kopplat till det västsvenska gasnätet. Lagret heter Skallen och drivs av Swedegas som också ansvarar för avräkningen för lageranläggningen.

Förutom det västsvenska naturgasnätet finns det också ett stads- och fordonsgasnät i Stockholmsområdet som ägs av Gasnätet Stockholm AB⁴. Utöver detta finns några små lokala gasnät. Gemensamt för gasnätet i Stockholm och de små lokala gasnäten är att de inte är kopplade till något transmissionsnät. Dessa nät berörs inte av kraven avseende rapportering till den systembalansansvarige.

De distributionsföretag som berörs av föreskrifterna har mellan drygt 200 och 21 000 uttagspunkter. Det finns 58 gränspunkter varav åtta finns i distributionsnäten. Nettoomsättningen varierar från ett par miljoner kronor till drygt 424 miljoner kronor per företag.⁵

Naturgas handlas på European Energy Exchange (EEX). På denna plattform kan en aktör handla gas samma dag som leveransen, dagen före, inför helg och inför nästkommande månad, samt futures-kontrakt med leverans upp till sex år framåt i tiden.⁶

Balansering av naturgas

Kommissionens förordning (EU) nr 312/2014 av den 26 mars 2014 om fastställandet av nätföreskrifter för balansering av överföringsnät för gas (BAL) syftar till att

³ Uppgifter lämnade till Ei av Nordion, maj 2022.

⁴ Gasnätet Stockholm AB har ansvar för att balansen kortsiktigt upprätthålls mellan inmatning och uttag av gas. (Hämtat från webben, Gasnätet Stockholm AB, 27 januari 2022).

⁵ Samtliga uppgifter från sammanställningen av de uppgifter som gasnätföretagen lämnar till Ei enligt STEMFS 2006:3, de sk. Årsrapporterna, år 2020. Tillgänglig här <https://www.ei.se/om-oss/statistik-och-oppna-data/tekniska-uppgifter---naturgas> och här <https://www.ei.se/om-oss/statistik-och-oppna-data/ekonomiska-uppgifter---naturgas>.

⁶ Uppgifterna är hämtade från Ei:s rapport "Sveriges el- och naturgasmarknad 2020" (Ei R2021:08), s. 67.

skapa mer enhetliga regler för balanshållning av gas. Kraven som ställs i BAL innebär att balansansvariga ska vara i balans inom dagen. BAL innehåller också regler för utformning av avgifter för dagliga obalanser.

Enligt BAL har systemansvariga för överföringssystem (transmissionsnät) rätt att tillämpa så kallade inom dygns-skyldigheter för att ge nätanvändare incitament att förvalta sina inom dygns-positioner för att minimera behovet av att vidta balanseringsåtgärder. I artikel 25 i BAL beskrivs tre typer av inom dygns-skyldigheter. I den nya balanseringsmodellen för den svensk-danska gasmarknaden är det en så kallad *systemomfattande inom dygns-skyldighet* som införs.

I egenskap av systembalansansvarig ansvarar Swedegas för att kortsiktigt balansera inmatning och uttag av gas i det västsvenska naturgasnätet. För att säkerställa balanseringen tecknar Swedegas balansavtal med aktörer på gasmarknaden, så kallade balansansvariga. De balansansvariga åtar sig att ansvara ekonomiskt för att slutanvändarnas energianvändning motsvaras av tillförseln. Den systembalansansvarige får inte teckna balansansvarsavtal med enskilda balansansvariga förrän avtalsvillkoren har godkänts av Ei.

Det västsvenska naturgasnätet erbjuder stora möjligheter att lagra gas i ledningarna, så kallad linepack, vilket underlättar balanseringen. Kortvariga obalanser kan utgöra så mycket som 25 procent av energianvändningen en vinterdag utan att nätets tekniska funktion äventyras.

I samband med att den gemensamma balanseringszonen för det västsvenska gasnätet och det danska gasnätet integreras med Baltic Pipe ändras den nuvarande balanseringsmodellen. Detta är nödvändigt för att kunna hantera en ökad mängd gas i systemet. Den största förändringen i balanseringsmodellen är att balansavstämningar kommer att ske varje timme under gasdygnet, i stället för varje dygn. Behovet av ändringar i balanseringsmodellen har medfört att ett nytt balansansvarsavtal har tagits fram gemensamt av Swedegas AB och Energinet Gas TSO A/S, som är systemansvarig för överföringssystemet i Danmark. Ei hade under 2021 löpande diskussioner med sin danska motsvarighet Forsyningstilsynet,

samråd med marknadsaktörerna för gas samt granskade avtalsvillkoren. Ei godkände därefter balansansvarsvillkoren.⁷

Mätning, debitering och avräkning av naturgas

Distributionsföretagen är enligt 3 kap. 7 och 7 a §§ naturgaslagen (2005:403) skyldiga att mäta mängden överförd gas och att rapportera resultaten av mätningarna. Företagen samlar in mätvärden från gräns-, uttags- och inmatningspunkter och rapporterar dessa till gasleverantör, gasanvändare, balansansvariga och till den systembalansansvarige. Mätvärdena ligger till grund för avräkning av inmatade och uttagna energimängder. Debitering baseras på levererad energi.

Både energimängd och volym mäts och anges per tidsenhet. I inmatningspunkt, gränspunkt, lagerpunkt samt i uttagspunkt med en användning per år större än eller lika med 3,0 GWh_a är kravet att redovisa värden per timme. För detta krävs mätning av både levererad gasvolym och gasens värmevärde.

Mätning och rapportering regleras på övergripande nivå i naturgaslagen och i naturgasförordningen (2006:1043). Mer detaljerade regler om mätning och rapportering finns i Ei:s mätföreskrifter för gas.

Problem- och målformulering

Förändrad balanseringsmodell medför ändringar i mätföreskrifterna för gas

Syftet med de nya mätföreskrifterna för gas är att anpassa mätföreskrifterna till den nya balanseringsmodellen som införs mot bakgrund av att den svensk-danska gasmarknaden integreras med Baltic Pipe.

Baltic Pipe beräknas vara integrerad med den svensk-danska gasmarknaden den 1 oktober 2022 och möjliggör transport av gas från Norge till Danmark och Polen, samt vidare till slutanvändare i Central- och Östeuropa. Projektet har erkänts av EU-kommissionen som ett projekt av gemensamt intresse.⁸

Gasflödet i den gemensamma balanseringszonen för den svensk-danska gasmarknaden förväntas öka avsevärt när Baltic Pipe tas i drift och ledtiderna för

⁷ Ei godkänner föreslagna ändringar i balansansvarsavtal för den svensk-danska gasmarknaden, 6 december 2021, ärendenummer 2021-102371. <https://www.ei.se/om-oss/nyheter/2021/2021-12-06-ei-godkanner-foreslagna-andringar-i-balansansvarsavtal-for-den-svensk-danska-gasmarknaden>

⁸ Uppgifterna i stycket hämtade från <https://www.baltic-pipe.eu/se/> i april 2022.

de balansansvariga att reagera vid förändringar blir därför kortare. För att balansansvariga ska kunna agera snabbt för att motverka obalanser behöver marknaden få information oftare.

Den nya balanseringsmodellen innebär att mätföreskrifterna för gas behöver ändras. För de svenska distributionsföretagen innebär detta ett antal förändringar i hur rapporteringen av mätvärden och mätdata kommer att fungera. Om de nu gällande föreskrifterna fortsätter att tillämpas kommer den nuvarande balanseringsmodellen riskera att skapa osäkerhet i gasflödet. Reglerna behöver genomföras för att balanseringen av gas ska fungera.

Ändring av den systemomfattande inom dygns-skyldigheten

Swedegas har tillsammans med Energinet i enlighet med BAL lämnat in en metoanmälan till Ei avseende införande av systemomfattande inom dygns-skyldigheter i balanseringsmodellen för den svensk-danska gasmarknaden. I BAL definieras att en inom dygns-skyldighet är en uppsättning regler rörande nätanvändarnas inmatningar och uttag inom gasdygnet som den systemansvariga för överföringssystemet ålägger nätanvändare.⁹ Ei ska i enlighet med artikel 27 i BAL fatta ett beslut avseende Swedegas och Energinets förslag att införa inom dygns-skyldigheter. Ei avser att fatta beslut om detta under hösten 2022.

Som en följd av ändringarna i balanseringsmodellen lämnade Swedegas även in förslag på ändringar i mätföreskrifterna för gas till Ei. Ei har utgått från Swedegas förslag när vi tagit fram de nya mätföreskrifterna.

Det här är vad som ändras i mätföreskrifterna för gas

Nedan redogör vi för de områden där den nya balanseringsmodellen medför förändringar i mätföreskrifterna för gas.

Avläsningsfrekvens

I inmatningspunkt, gränspunkt och lagerpunkt samt i uttagspunkt med en årlig användning av gas större än eller lika med 3,0 GWh_u, alternativt med ett högsta månadsuttag större än 0,5 GWh_u, ska timvisa mätvärden avläsas varje timme. Enligt hittillsvarande regler ska timvisa mätvärden avläsas varje dygn för dessa mätpunkter. Begreppet dygnsavlästa mätvärden ändras genomgående till timavlästa mätvärden.

⁹ Artikel 3.18.

De månadsavlästa uttagpunkterna berörs inte av ändringsförslaget.

Rapportering till systembalansansvarig

Ledningsinnehavaren ska varje timme klockan XX.20 rapportera aggregerad preliminär energianvändning för timavlästa uttagpunkter, inmatningspunkter, gränspunkter och lagerpunkter till den systembalansansvarige för innevarande gasdygn.

- Med preliminär energianvändning för timavlästa uttagpunkter avses timvis summering av timvisa mätvärden för leveranser till timavlästa uttagpunkter per balansansvarig.
- Varje gasdygn rapporteras för sig. Rapporteringen startar klockan 07.20 och innehåller ett mätvärde, det vill säga mätvärdet för timme 06.00–07.00. Klockan 08.20 rapporteras två värden, det vill säga mätvärdet för timme 06.00–07.00 och för timme 07.00–08.00. Processen upprepas varje timme fram till att mätvärden för gasdygnets samtliga timmar har rapporterats. Nästa gasdygn börjar sedan om med att ett mätvärde skickas klockan 07.20.
- Gällande EDIEL-format ska användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Preliminära fördelningstal som skickas från ledningsinnehavare till balansansvariga och leverantörer ska även skickas till systembalansansvarig. Preliminära fördelningstal har enligt hittillsvarande regler inte skickats till den systembalansansvarige.

Enligt hittillsvarande regler rapporteras mätvärdena per dygn. EDIEL används idag och läggs till även för dessa rapporteringar, som ett förtydligande.

Övriga ändringar

Tiden för slutlig avräkning föreslås förkortas. Förslaget innebär att slutlig avräkning ska skickas inom åtta vardagar i följande månad. Enligt hittillsvarande regler har distributionsföretagen till den 15:e dagen i månaden på sig att rapportera.

Avsnittet om maximala månadsmedeleffekter¹⁰ föreslås tas bort från mätföreskrifterna för gas eftersom detta inte längre används inom branschen.

¹⁰ 4 kap. 5 § EIFS 2014:8

Nollalternativet

Nollalternativet innebär att Ei inte nyttjar de bemyndiganden som anges i naturgasförordningen och att mätföreskrifterna för gas inte anpassas till den nya balanseringsmodellen som införs mot bakgrund av att den svensk-danska gasmarknaden integreras med Baltic Pipe.

Balanseringsmodellen måste ändras i och med att den svensk-danska gasmarknaden integreras med Baltic Pipe. Syftet med den nya balanseringsmodellen är att ge marknaden rätt incitament att hålla balans varje timme under hela gasdygnet. Om de nuvarande mätföreskrifterna för gas fortsätter att tillämpas kommer den nuvarande balanseringsmodellen med daglig balansering vara fortsatt rättsligt tillämplig.

Konsekvenser som uppstår om ändringarna inte genomförs till den 1 oktober 2022 är att kvaliteten i den data som distributionsföretagen skickar till den systembalansansvarige riskerar att vara bristfällig. Om datakvaliteten är bristfällig skapar detta i sin tur obalanser för balansansvariga, eftersom den systembalansansvarige inte kan tillgodose balansansvariga med nödvändiga uppgifter för att de balansansvariga ska veta sin balans. Balansansvariga måste då handla gas baserat på uppskattade värden. Eftersom värdena uppskattas kan det i ett senare skede visa sig att mängden uppskattad tillförd och uttagen gas inte överensstämmer med det faktiska in- och uttaget av gas i mätpunkterna, vilket medför ökade kostnader på balansansvariga för att upprätthålla balanseringen. Dåligt underlag för handel skapar i sin tur ökade kostnader för samtliga aktörer. Om datakvaliteten är mycket bristfällig kan det gå så långt att det får effekter på det fysiska gasnätet vilket kan påverka försörjningstryggheten. Mätföreskrifterna för gas behöver därför ändras för att skapa rättsliga incitament för aktörerna att uppfylla den nya balanseringsmodellen.

Alternativa lösningar

Den nya balanseringsmodellen hade kunnat införas genom att branschen tar fram en detaljerad branschpraxis för hur mätning och rapportering för balansering ska ske, till exempel genom att uppdatera Gasmarknadshandboken.¹¹ Gasmarknadshandboken är ett verktyg för gasbranschen som beskriver

¹¹ Energigas Sverige, Gasmarknadshandboken – Rutiner och informationsstruktur för handel och avräkning i det västsvenska gassystemet, 2021,

<https://www.energigas.se/media/hm3jertc/gasmarknadshandboken-2021-aug.pdf>

rekommenderade rutiner i syfte att underlätta för aktörerna, och kompletterar krav som gäller enligt lag, förordning och föreskrifter.

Gasmarknadshandboken är inte rättsligt bindande. Ei kan inte heller utöva tillsyn över de rekommendationer som finns i en sådan branschpraxis. Även om det är en sedvana att branschen följer de rekommendationer som beskrivs i handboken finns risk att vissa aktörer frångår rekommendationerna, till exempel med hänvisning till ökade kostnader eller omfattade ändringar i IT-systemen eller på andra grunder. Om föreskrifterna och Gasmarknadshandboken inte överensstämmer kan det också skapa oklarhet för aktörerna på marknaden om vad som gäller avseende den reviderade balanseringmodellen. Ei bedömer därför att Gasmarknadshandboken ensamt inte är ett fullgott alternativ.

Ett annat alternativ vore att reglera att samtliga kunder ska omfattas av kravet på timvis avläsning av mätvärden. Detta skulle dock innebära ökade kostnader för distributionsföretagen avseende mätning. Ei bedömer att detta skulle skapa marginell nytta för balansansvariga eftersom det rör sig om små volymer.

Beskrivning av förslaget

I detta avsnitt presenteras Ei:s förslag på nya föreskrifter och allmänna råd om mätning och rapportering av överförd naturgas samt anmälan om leverans och balansansvar. För varje bestämmelse redogörs för om förslaget får någon konsekvens för de berörda aktörerna jämfört med hittillsvarande mätföreskrifter för gas (EIFS 2014:8). Kostnaderna redovisas i avsnittet Ekonomiska konsekvenser.

Bestämmelser och definitioner som är oförändrade jämfört med EIFS 2014:8 presenteras inte. Bestämmelser och definitioner som utgår nämns inte heller. Ändringar jämfört med EIFS 2014:8 är markerade med kursiv stil.

Föreskrifterna består av fyra kapitel. De största ändringarna genomförs i andra kapitlet och fjärde kapitlet. Endast redaktionella ändringar har genomförts i första och tredje kapitlet.

1 kap. Inledande bestämmelser och definitioner

Kapitelrubriken har ändrats till att inkludera definitioner i syfte att förtydliga innehållet och för att överensstämja med övriga föreskrifter inom Ei. Den hittillsvarande lydelsen var endast "inledande bestämmelser".

2 § Vardag: Dag som inte är söndag, annan allmän helgdag, lördag, midsommarafton, julafton eller nyårsafton. Vilka dagar som utgör allmänna helgdagar anges i lagen (1989:253) om allmänna helgdagar.

En hänvisning till lagen om allmänna helgdagar har införts för att tydliggöra vilka dagar som utgör allmänna helgdagar och för att efterlikna övriga föreskrifter inom Ei.

2 kap. Mätning och mätaravläsning

Andra kapitlet baseras på Ei:s bemyndigande att föreskriva om mätning och rapportering enligt 17 a § i naturgasförordningen. Ei föreslår följande:

Mätning

1 § Mätning ska avse överförd gas i

- 1. inmatningspunkt,*
- 2. gränspunkt,*
- 3. lagerpunkt, och*
- 4. uttagspunkt.*

Mätning behöver inte ske i uttagspunkt hos spiskund. För dessa uttagspunkter får ett uppskattat mätvärde användas.

1 § innehåller endast mindre språkliga ändringar, då varje led har avslutats med kommatecken och före det sista ledet har ordet "och" införts.

3 § I lagerpunkt ansvarar innehavaren av den ledning till vilket ett naturgaslager är anslutet för mätningen.

En mindre språklig justering har gjorts i tredje stycket, då den hittillsvarande lydelsen angett "naturgas-lager". Ordet "naturgas-lager" har sammansatts för att efterlikna lydelsen i 1 kap. 1 § i naturgaslagen.



Avläsningsfrekvens

4 § I inmatningspunkt, gränspunkt, lagerpunkt samt i uttagspunkt med en årsförbrukning större än eller lika med 3,0 GWh_u alternativt med ett högsta månadsuttag större än 0,5 GWh_u ska timvisa mätvärden avläsas varje timme.

I uttagspunkt med en årsförbrukning större än eller lika med 0,3 GWh_u ska mätning och avläsning av mätvärden ske minst en gång per månad. Avläsning ska ske den första dagen i en kalendermånad.

I andra uttagspunkter än som avses i första och andra styckena ska mätning och avläsning av mätvärden avse överförd gas under högst ett år.

Första stycket gäller även för gas som överförs i enlighet med ett avtal om avbrytbar leverans.

Bestämmelsen anger att avläsningsfrekvensen i samtliga mätpunkter ska ske varje timme i stället för varje dygn. Kravet omfattar endast mätpunkter med en årsförbrukning större än eller lika med 3,0 GWh_u eller mätpunkter med ett högsta månadsuttag större än 0,5 GWh_u. Kravet påverkar ledningsinnehavare som utför mätning i dessa mätpunkter och därav distributionsföretag som ska utföra mätning med utökad frekvens i dessa mätpunkter, det vill säga gränspunkter med stort gasflöde och uttagspunkter med hög energianvändning.

Endast en mindre språklig ändring har genomförts i tredje stycket.

5 § I uttagspunkter där avläsning inte sker varje timme, ska avläsning vid ny leverans utföras samma dag som leveransen påbörjas eller inom intervallet tidigast fem vardagar innan eller senast fem vardagar senare. Värdet ska omräknas så att det beräknas motsvara värdet för den dag leveransen påbörjades.

Allmänna råd

Ändring av avläsningsintervall bör ske senast nästkommande gasår efter att förändrade förhållanden inträtt. En mätpunkt där avläsningsfrekvensen ökat enligt bestämmelserna i 4 § behåller den högre avläsningsfrekvensen, om inte särskilda skäl finns för att återgå till tidigare avläsningsfrekvens.

Ändringen består i att dygn har ersatts med timme. Endast anläggningar som hanterar en större mängd gas och kunder med större energianvändning omfattas

av kravet. Det rör sig i dagsläget om drygt 215 anläggningar där det redan idag är inom dygns-mätning, dock inte med ett lika frekvent intervall.¹² Kravet innebär att fler distributionsföretag kommer behöva utföra mätning med tätare tidsintervall.

Beräkning och korrigering av mätvärden

7 § Uteblivet eller uppenbart felaktigt mätvärde ska ersättas genom att ledningsinnehavaren beräknar ett mätvärde. Ledningsinnehavaren ansvarar för att ett ersatt mätvärde snarast möjligt korrigeras. Det ska framgå av rapporteringen om ett mätvärde är beräknat och att mätvärdet kommer att korrigeras. Rapportering ska då göras på nytt från och med den senast utförda korrekta avläsningen eller beräkningen. Endast den mätserie i vilken ett korrigerat mätvärde ingår ska rapporteras om. Rapportering av ett korrigerat preliminärt mätvärde behöver inte göras till den systembalansansvarige efter kl. 10.30 nästföljande dag.

Uppgifter som beräknats enligt första stycket ska kunna läggas till grund för debitering och balansavräkning. För timavlästa timvisa mätvärden ska föregående timmes mätvärde användas om inte bättre beräkningsgrund för ersättningsvärde finns.

Andra stycket ändras genom att dygnsavlästa timvisa mätvärden ersätts med timavlästa timvisa mätvärden. I övrigt är bestämmelsen oförändrad. Bestämmelsen innebär att mätvärden ska beräknas och korrigeras precis som tidigare. Bestämmelsen bedöms inte påverka aktörerna i stor utsträckning eftersom beräkningen sker på samma sätt som tidigare. Skillnaden består i att mätvärdena är timavlästa, vilket redan fastslagits ovan.

3 kap. Meddelanden i samband med påbörjande eller övertagande av gasleverans och om övertagande av balansansvar

Ledningsinnehavarens meddelande till ny gasleverantör vid påbörjande eller övertagande av gasleverans

4 § Ledningsinnehavaren ska efter mottagande av fullständig anmälan om påbörjande eller övertagande av en gasleverans enligt 1 §, om den inte resulterat i negativ kvittens enligt 3 §, inom fem vardagar skicka följande meddelanden till den nya gasleverantören:

- *anledning till meddelandet (bekräftelse mottagen anmälan),*

¹² Uppgifter lämnade till Ei av Nordion 2022-02-24.



- *bekräfta påbörjandet eller övertagandet genom att skicka samtliga uppgifter enligt 1 § i retur,*
- *ledningsinnehavarens egna uppgifter om anläggningens adress och gasanvändarens namn och adress,*
- *mätar-ID,*
- *beräknad årlig förbrukning i uttagspunkten, angiven i hela kWh,*
- *mätmetod (timvis mätning eller inte), och*
- *värmevärdesområde.*

En språklig justering har gjorts som inte medför några ändringar i sak. Enligt den hittillsvarande lydelsen har punktuppställningarna följts av ett sista stycke där det framgått att "Meddelande enligt första stycket ska lämnas inom fem vardagar efter att den fullständiga anmälan kommit ledningsinnehavaren tillhanda." Enligt Gröna boken - Riktlinjer för författningsskrivning framgår att "En punktuppställning som består av en enda mening bör inte utformas på så sätt att man efter sista ledet gör ett indrag och lägger till något som är avsett att gälla för alla tidigare led, s.k. påhäng. Sådana uppställningar är otydliga."¹³ Det sista stycket har därför flyttats upp till första stycket för att förtydliga bestämmelsen, men informationen är densamma.

Ledningsinnehavarens meddelande till avlämnande gasleverantör vid övertagande av gasleverans

6 § Ledningsinnehavaren ska inom fem vardagar efter mottagande av fullständig anmälan om övertagande enligt 1 § meddela den avlämnande gasleverantören:

- *avlämnande gasleverantörs identitet (aktörs-ID),*
- *ledningsinnehavarens identitet (aktörs-ID),*
- *anledning till meddelandet (övertagande/gasanvändares utflyttning),*
- *anläggningens identitet (anläggnings-ID),*
- *sluttidpunkt för gasleverans,*

¹³ Regeringskansliet, Gröna boken - Riktlinjer för författningsskrivning, Ds 2014:1, s. 41.



- gasanvändarens/gasproducentens identitet (personnummer eller organisationsnummer),
- gasanvändarens/gasproducentens namn och adress,
- balansansvarigs identitet (aktörs-ID), och
- nätavräkningsområdets identitet (områdes-ID).

Samma språkliga justering som i 3 kap. 4 § har gjorts även här. Ändringen medför inga ändringar i sak.

4 kap. Ledningsinnehavarens rapportering av mätvärden

Fjärde kapitlet baseras på Ei:s bemyndigande att föreskriva om mätning och rapportering enligt 17 a § naturgasförordningen och om underrättelser till den systembalansansvarige enligt 23 § naturgasförordningen. Ei föreslår följande.

Krav på rapporteringen

1 § Summerade mätvärden ska ha samma upplösning som de ingående ursprungliga värdena.

Mätvärden för inmatad gas från internationell inmatningspunkt, gränspunkt, produktionsanläggning eller gaslager ska rapporteras med plustecken.

Mätvärden för uttagen gas i uttagspunkt eller vid utmatning i gränspunkt eller gaslager, ska rapporteras med minustecken.

Enhet för redovisningen ska väljas så att upplösningen i rapporteringen inte förvanskas.

Mätpunkter som är anslutna till ett distributionsnät som inte är kopplade till transmissionsnätet är undantagna kravet att rapportera överförd naturgas till systembalansansvarig.

Det sista stycket är nytt, i övrigt är bestämmelsen oförändrad. Det nya stycket anger att de mätpunkter som inte är anslutna till transmissionsnätet inte omfattas av kravet att rapportera överförd naturgas till Swedegas. Bestämmelsen innebär att Stockholms gasnät och andra nät som inte är sammankopplade med det västsvenska transmissionsnätet undantas från kravet att rapportera överförd naturgas till systembalansansvarig.

Nätavstämningssdifferens i transmissionsnät

3 § Inför rapporteringen av preliminära timavlästa mätvärden får ledningsinnehavare schablonmässigt fastställa nätavstämningssdifferensen utifrån erfarenhetsvärden. Berörd gasleverantör och balansansvarig ska i förväg informeras om tillämpad fastställandepincip.

Vid ledningsinnehavarens fastställande av föregående månads nätavstämningssdifferens inför rapportering av slutliga timavlästa mätvärden ska hänsyn tas till skillnaden i den mängd som beräknats vara lagrad i nätavräkningsområdets naturgasledningar vid början respektive slutet av månaden.

Bestämmelsen innebär att ledningsinnehavaren får beräkna nätavstämningssdifferensen schablonmässigt med värden som baseras på erfarenhet. Skillnaden består i att timavlästa mätvärden ersätter dygnsavlästa mätvärden. Bestämmelsen påverkar samtliga ledningsinnehavare. Till en början kommer det dock inte att finnas några värden att ta erfarenhet ifrån, då mätvärdena är timvisa i stället för dygnsavlästa. Detta är dock ett övergående problem.

Preliminära fördelningstal

4 § Ledningsinnehavaren ska, senast den 24:e i månaden före leverans, rapportera preliminära fördelningstal till balansansvarig, gasleverantör och systembalansansvarig. Till balansansvarig och systembalansansvarig ska rapportering ske per gasleverantör och nätavräkningsområde. Till gasleverantör ska rapportering ske per nätavräkningsområde.

Preliminära fördelningstal redovisas i procent av nätavräkningsområdets förbrukningsprofil tillsammans med antalet uttagpunkter den aktuella månaden.

Vid rapportering enligt första stycket ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Bestämmelsen innehåller krav på att preliminära fördelningstal även ska rapporteras till den systembalansansvarige. I övrigt är bestämmelsen oförändrad. Detta kommer få påverkan för distributionsföretagen som får rapportera preliminära fördelningstal till ytterligare en mottagare. Preliminära fördelningstal skickas redan idag till balansansvariga och gasleverantörer och bedöms därför inte medföra stora konsekvenser för berörda. Vissa IT-system kan komma att behöva ändras för att uppfylla funktionen.

Preliminära mätvärden i gränspunkt

5 § Ledningsinnehavaren ska dygnsvis i efterhand, senast kl. 09.00 följande dag, rapportera preliminära timavlästa mätvärden i gränspunkt till ledningsinnehavaren i angränsande nätavräkningsområde. Preliminära timavlästa mätvärden i gränspunkt redovisas i kWh_s enligt preliminärt värmevärde. Vid rapportering ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Bestämmelsen har samma lydelse som idag med skillnaden att de mätvärden som ska rapporteras är timavlästa i stället för dygnsavlästa. Rapporteringen kommer i övrigt att ske som tidigare, det vill säga dygnsvis i efterhand, och bedöms därför inte medföra ytterligare konsekvenser för ledningsinnehavarna.

Preliminära timavlästa mätvärden

6 § Ledningsinnehavaren ska dygnsvis i efterhand, senast kl. 10.30 följande dag, rapportera timavlästa mätvärden för uttagpunkter inom nätavräkningsområdet till berörda gasleverantörer.

Mätvärden som rapporteras enligt första stycket ska redovisas i Nm³.

Vid rapportering ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Bestämmelsen har samma lydelse som idag med skillnaden att de mätvärden som ska rapporteras är timavlästa i stället för dygnsavlästa. Rapporteringen kommer i övrigt att ske som tidigare, det vill säga dygnsvis i efterhand och bedöms därför inte medföra ytterligare konsekvenser för ledningsinnehavarna. Rubriken har ändrats till att mätvärdena är timavlästa.

Preliminär förbrukning timavlästa uttagpunkter

7 § Ledningsinnehavaren ska varje timme kl. XX.20 rapportera aggregerad preliminär förbrukning för timavlästa uttagpunkter till den systembalansansvarige för innevarande gasdygn. Med preliminär förbrukning för timavlästa uttagpunkter avses timvis summering av timvisa mätvärden för leveranser till timavlästa uttagpunkter per balansansvarig.

Varje gasdygn rapporteras för sig. Första rapporteringen under gasdygnet sker kl. 07.20 och avser mätvärdet för timme 06.00-07.00. Timmen efter, kl. 08.20, rapporteras två

mätvärden, ett för timme 06.00–07.00 och ett för timme 07.00–08.00. Processen upprepas varje timme och rapporteringen utökas med ett mätvärde för varje timme fram till att mätvärdena för gasdygnets samtliga timmar har rapporterats. Nästa gasdygn börjar sedan om med att ett mätvärde rapporteras kl. 07.20.

Vid rapportering enligt andra stycket ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Bestämmelsen i 7 § är ny och medför nya krav. Rubriken har ändrats till timavlästa uttagpunkter, då den hittillsvarande lydelsen i 4 kap. 8 § angett dygnsavlästa uttagpunkter. Bestämmelsen innebär att ledningsinnehavaren timvis ska rapportera aggregerad preliminär förbrukning för timavlästa uttagpunkter. Rapporteringen ska ske för innevarande gasdygn till den systembalansansvarige. Första timmen på gasdygnet är klockan 06.00–07.00 och den första rapporteringen ska ske klockan 07.20.

Kravet får konsekvenser för distributionsföretagen som behöver öka rapporteringen av timavlästa uttagpunkter. Kravet bedöms inte påverka alla distributionsföretag eftersom vissa distributionsföretag redan idag har kapacitet att tillämpa den nya balanseringsmodellen. Andra distributionsföretag kommer att behöva anpassa eller byta ut mätare och tillhörande IT-system för att uppfylla de nya kraven. Detta kan vara tekniskt komplext och kräver tester innan den nya utrustningen kan tas i drift. Därutöver ska bland annat planering av resurser och äskande av budget utföras, vilket också kan vara tidskrävande. Vissa aktörer delar på installationskostnaderna och samarbetar avseende IT-utvecklingen. Enligt Swedegas tidplan beräknas testperioden för IT-systemen vara klar under kvartal tre och systemen kan tas i drift i september 2022.¹⁴

8 § Nätaavstämningdifferensen ska ingå i rapporteringen av timavlästa uttagpunkter. Ledningsinnehavaren ska dygnsvis i efterhand, senast kl. 10.30 följande dag, rapportera aggregerad preliminär förbrukning för timavlästa uttagpunkter till den systembalansansvarige och till berörda balansansvariga. Med preliminär förbrukning timavlästa uttagpunkter avses timvis summering av timvisa mätvärden för leveranser till timavlästa uttagpunkter inklusive nätaavstämningdifferens per balansansvarig och per gasleverantör.

¹⁴ Uppgifter lämnade till Ei av Nordion 2022-07-11.

Till den systembalansansvarige ska rapporteringen ske per balansansvarig och nätavräkningsområde. Till balansansvariga ska rapporteringen ske per gasleverantör och nätavräkningsområde.

Preliminär förbrukning för timavlästa uttagpunkter redovisas i kWh_h enligt preliminärt värmevärde.

Vid rapportering enligt andra stycket ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Bestämmelsen är till stor del oförändrad, men innebär att nätavstämningsskillnaden ska ingå i rapporteringen av timavlästa uttagpunkter och att ledningsinnehavaren dygnsvis nästkommande dag ska rapportera aggregerad preliminär förbrukning för timavlästa uttagpunkter till den systembalansansvarige och till berörda balansansvariga. Skillnaden består i att uttagpunkterna tidigare avlästes dygnsvis, medan de nu ska avläsas timvis. Bestämmelsen medför inga ändringar för distributionsföretagen eftersom rapporteringen fortsättningsvis sker med samma frekvens som tidigare, i samma enhet och till samma aktörer.

Preliminär produktion timavlästa inmatningspunkter

9 § Ledningsinnehavaren ska varje timme kl. XX.20 rapportera aggregerad preliminär inhemsk produktion för timavlästa inmatningspunkter till den systembalansansvarige för innevarande gasdygn. Med preliminär förbrukning för timavlästa inmatningspunkter avses timvis summering av timvisa mätvärden för leveranser till timavlästa inmatningspunkter per balansansvarig.

Varje gasdygn rapporteras för sig. Första rapporteringen under gasdygnet sker kl. 07.20 och avser mätvärdet för timme 06.00-07.00. Timmen efter, kl. 08.20, rapporteras två mätvärden, ett för timme 06.00-07.00 och ett för timme 07.00-08.00. Processen upprepas varje timme och rapporteringen utökas med ett mätvärde för varje timme fram till att mätvärdena för gasdygnets samtliga timmar har rapporterats. Nästa gasdygn börjar sedan om med att ett mätvärde rapporteras kl. 07.20.

Vid rapportering enligt andra stycket ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Bestämmelsen i 9 § är ny och medför nya krav. Rubriken har ändrats till timavlästa inmatningspunkter, då den hittillsvarande lydelsen angett dygnsavlästa

inmatningspunkter och tillhört hittillsvarande 4 kap. 9 §. Bestämmelsen får till följd att ledningsinnehavare timvis ska rapportera aggregerad preliminär inhemsk produktion för timavlästa inmatningspunkter. Rapporteringen ska ske för innevarande gasdygn till den systembalansansvarige. Första timmen på gasdygnet är klockan 06.00–07.00 och den första rapporteringen ska ske klockan 07.20.

Kravet får konsekvenser för distributionsföretagen som behöver öka rapporteringen av timavlästa uttagpunkter. Kravet bedöms inte påverka alla distributionsföretag eftersom vissa distributionsföretag redan idag har kapacitet att tillämpa den nya balanseringsmodellen. Andra distributionsföretag kommer att behöva anpassa eller byta ut mätare och tillhörande IT-system för att uppfylla de nya kraven. Detta kan vara tekniskt komplext och kräver tester innan den nya utrustningen kan tas i drift. Därutöver ska bland annat planering av resurser och äskande av budget utföras, vilket också kan vara tidskrävande. Vissa aktörer delar på installationskostnaderna och samarbetar avseende IT-utvecklingen. Enligt Swedegas tidplan beräknas testperioden för IT-systemen vara klar under kvartal tre och systemen kan tas i drift i september 2022.¹⁵

10 § Ledningsinnehavaren ska dygnsvis senast kl. 10.30 följande dag, rapportera aggregerad preliminär inhemsk produktion för timavlästa inmatningspunkter till den systembalansansvarige och till berörda balansansvariga. Med preliminär produktion timavlästa inmatningspunkter avses timvis summering av timvisa mätvärden för leveranser från timavlästa inmatningspunkter per balansansvarig och per gasleverantör.

Till den systembalansansvarige ska rapporteringen ske per balansansvarig och nätavräkningsområde. Till balansansvariga ska rapporteringen ske per gasleverantör och nätavräkningsområde.

Preliminär produktion för timavlästa inmatningspunkter redovisas i kWh₅ enligt preliminärt värmevärde.

Vid rapportering enligt andra stycket ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Bestämmelsen är till stor del oförändrad, men innebär att ledningsinnehavaren dygnsvis nästkommande dag ska rapportera aggregerad preliminär inhemsk produktion för timavlästa inmatningspunkter till den systembalansansvarige och till berörda balansansvariga. Skillnaden består i att inmatningspunkterna tidigare

¹⁵ Uppgifter lämnade till Ei av Nordion 2022-07-11.

avlästes dygnsvis, medan de nu ska avläsas timvis. Bestämmelsen innebär inga ändringar för distributionsföretagen eftersom rapporteringen fortsättningsvis sker med samma frekvens som tidigare, i samma måtenhet och till samma aktörer.

Preliminär inmatning till lager

11 § Ledningsinnehavaren ska varje timme kl. XX.20 rapportera aggregerad preliminär inmatning till lager till den systembalansansvarige för innevarande gasdygn. Med preliminär inmatning till lager avses timvis summering av timvisa mätvärden för leveranser till lagret per balansansvarig.

Varje gasdygn rapporteras för sig. Första rapporteringen under gasdygnet sker kl. 07.20 och avser mätvärdet för timme 06.00-07.00. Timmen efter, kl. 08.20, rapporteras två mätvärden, ett för timme 06.00-07.00 och ett för timme 07.00-08.00. Processen upprepas varje timme och rapporteringen utökas med ett mätvärde för varje timme fram till att mätvärdena för gasdygnets samtliga timmar har rapporterats. Nästa gasdygn börjar sedan om med att ett mätvärde rapporteras kl. 07.20.

Vid rapportering enligt andra stycket ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Bestämmelsen i 11 § är ny och medför nya krav. Rubriken, som tillhört hittillsvarande 4 kap. 10 §, har flyttats hit. Bestämmelsen får till följd att ledningsinnehavaren timvis ska rapportera aggregerad preliminär inmatning till lager för timavlästa lagerpunkter. Rapporteringen ska ske för innevarande gasdygn till den systembalansansvarige. Första timmen på gasdygnet är klockan 06.00–07.00 och den första rapporteringen ska ske klockan 07.20.

Det finns för närvarande endast en lagringsanläggning och den är ansluten till transmissionsnätet. Lagringsanläggningen drivs av Swedegas som också ansvarar för att avräkna mätvärdena. Swedegas har kapacitet att tillämpa den nya balanseringsmodellen.¹⁶

12 § Ledningsinnehavaren ska dygnsvis i efterhand, senast kl. 10.30 följande dag, rapportera aggregerad preliminär inmatning till lager till den systembalansansvarige och till berörda balansansvariga. Med preliminär inmatning till lager avses timvis summering

¹⁶ Uppgifter lämnade till Ei av Nordion 2022-07-21.

av timvisa mätvärden för leveranser från timavlästa lagerpunkter per balansansvarig och per gasleverantör.

Till den systembalansansvarige ska rapporteringen ske per balansansvarig och nätavräkningsområde. Till balansansvariga ska rapporteringen ske per gasleverantör och nätavräkningsområde.

Preliminär inmatning till lager för timavlästa lagerpunkter redovisas i kWh_s enligt preliminärt värmevärde.

Vid rapportering enligt andra stycket ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Bestämmelsen är till stor del oförändrad, men innebär att ledningsinnehavaren dygnsvis nästkommande dag ska rapportera aggregerad preliminär inmatning till lager för timavlästa lagerpunkter till den systembalansansvarige och till berörda balansansvariga. Skillnaden består i att lagerpunkterna tidigare avlästes dygnsvis, medan de nu ska avläsas timvis.

Det finns endast en lagringsanläggning och den är ansluten till transmissionsnätet. Lagringsanläggningen drivs av Swedegas som också ansvarar för att avräkna mätvärdena. Swedegas har kapacitet att tillämpa den nya balanseringsmodellen.¹⁷

Preliminärt uttag från lager

13 § Ledningsinnehavaren ska varje timme kl. XX.20 rapportera aggregerat preliminärt uttag från lager till den systembalansansvarige för innevarande gasdygn. Med preliminärt uttag från lager avses timvis summering av timvisa mätvärden för leveranser från lagret per balansansvarig.

Varje gasdygn rapporteras för sig. Första rapporteringen under gasdygnet sker kl. 07.20 och avser mätvärdet för timme 06.00-07.00. Timmen efter, kl. 08.20, rapporteras två mätvärden, ett för timme 06.00-07.00 och ett för timme 07.00-08.00. Processen upprepas varje timme och rapporteringen utökas med ett mätvärde för varje timme fram till att mätvärdena för gasdygnets samtliga timmar har rapporterats. Nästa gasdygn börjar sedan om med att ett mätvärde rapporteras kl. 07.20.

¹⁷ Uppgifter lämnade till Ei av Nordion 2022-07-21.

Vid rapportering enligt andra stycket ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Bestämmelsen i 13 § är ny och medför nya krav. Rubriken, som tillhört hittillsvarande 4 kap 11 §, har flyttats hit. Bestämmelsen får till följd att ledningsinnehavaren timvis ska rapportera aggregerat preliminärt uttag från lager för timavlästa lagerpunkter. Rapporteringen ska ske till den systembalansansvarige för innevarande gasdygn. Första timmen på gasdygnet är klockan 06.00–07.00 och den första rapporteringen ska ske klockan 07.20.

Det finns endast en lagringsanläggning och den är ansluten till transmissionsnätet. Lagringsanläggningen drivs av Swedegas som också ansvarar för att avräkna måtvärdena. Swedegas har kapacitet att tillämpa den nya balanseringsmodellen.¹⁸

14 § Ledningsinnehavaren ska dygnsvis i efterhand, senast kl. 10.30 följande dag, rapportera aggregerat preliminärt uttag från lager till den systembalansansvarige och till berörda balansansvariga. Med preliminärt uttag från lager avses timvis summering av timvisa måtvärden för leveranser från timavlästa lagerpunkter per balansansvarig och per gasleverantör.

Till den systembalansansvarige ska rapporteringen ske per balansansvarig och nätavräkningsområde. Till balansansvariga ska rapporteringen ske per gasleverantör och nätavräkningsområde.

Preliminärt uttag från lager för timavlästa lagerpunkter redovisas i kWh_s enligt preliminärt värmevärde.

Vid rapportering enligt andra stycket ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Bestämmelsen är till stor del oförändrad, men innebär att ledningsinnehavaren dygnsvis nästkommande dag ska rapportera aggregerat preliminärt uttag från lager för timavlästa lagerpunkter till den systembalansansvarige och till berörda balansansvariga. Skillnaden består i att lagerpunkterna tidigare avlästes dygnsvis, medan de nu ska avläsas timvis.

¹⁸ Uppgifter lämnade till Ei av Nordion 2022-07-21.

Det finns endast en lagringsanläggning och den är ansluten till transmissionsnätet. Lagringsanläggningen drivs av Swedegas som också ansvarar för att avräkna mätvärdena. Swedegas har kapacitet att tillämpa den nya balanseringsmodellen.¹⁹

Preliminär förbrukningsprofil

15 § Med preliminär förbrukningsprofil avses preliminära timvisa värden för total inmatning i nätavräkningsområdet med avdrag för timvisa leveranser till timavlästa gasanvändare och lagringsanläggning.

Ledningsinnehavaren ska dygnsvis i efterhand, senast kl. 10.30 följande dag, rapportera preliminär förbrukningsprofil till den systembalansansvarige och till berörda balansansvariga.

Preliminär förbrukningsprofil redovisas i kWh₈ enligt preliminärt värmevärde.

Vid rapportering enligt andra stycket ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Bestämmelsen definierar preliminär förbrukningsprofil och har samma lydelse som tidigare, med enda skillnaden att gasanvändare nu är timavlästa i stället för dygnsavlästa. Bestämmelsen medför inga konsekvenser.

Preliminär förbrukning för gasanvändare för vilka mätvärden schablonfastställs

16 § Med preliminär förbrukning för gasanvändare för vilka mätvärden schablonfastställs avses preliminärt fördelningstal multiplicerat med aktuell preliminär förbrukningsprofil angivet i timvisa värden inklusive nätavstämningssdifferens.

Ledningsinnehavaren ska dygnsvis i efterhand, senast kl. 10.30 följande dag, rapportera preliminär aggregerad förbrukning för gasanvändare som avses i första stycket till den systembalansansvarige, till berörda balansansvariga och till berörda gasleverantörer. Till den systembalansansvarige ska rapporteringen ske per balansansvarig och nätavräkningsområde. Till balansansvariga och gasleverantörer ska rapporteringen ske per gasleverantör och nätavräkningsområde. Förbrukningen redovisas i kWh₈ enligt preliminärt värmevärde.

¹⁹ Uppgifter lämnade till Ei av Nordion 2022-07-21.

Vid rapportering enligt andra stycket ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Bestämmelsen regleras på samma sätt som tidigare men har ändrats till att utöka rapporteringen till ytterligare en aktör. Bestämmelsen innebär att ledningsinnehavaren ska rapportera preliminär aggregerad förbrukning för gasanvändare, för vilka mätvärden schablonfastställts, även till berörda gasleverantörer. Denna ändring grundas på synpunkter från branschen. Syftet är att gasleverantören under pågående leveransmånad ska veta den preliminära användningen för sina kunder. I nuläget är det endast den systembalansansvarige och berörda balansansvariga som får informationen. Bestämmelsen bedöms inte medföra omfattade ändringar i IT-systemen, eftersom informationen redan är framtagen. Vissa distributionsföretag delar redan idag informationen med gasleverantörer, detta gäller framför allt distributionsföretag där det finns en gasleverantör inom samma koncern. I och med denna ändring kommer alla gasleverantörer ges samma förutsättningar oavsett storlek och omsättning eftersom samtliga berörda gasleverantörer får ta del av rapporteringen. Bestämmelsen bedöms medföra kostnader då det kan krävas ändringar i IT-systemen, men det bör rimligen inte röra sig om höga kostnader för att även rapportera till gasleverantörer.

Slutliga mätvärden i gränspunkt

17 § Ledningsinnehavaren ska, dygnsvis i efterhand och senast den femte vardagen i följande månad, rapportera kvalitetssäkrade mätvärden avseende föregående månads timserier för timavlästa mätpunkter till ledningsinnehavaren i angränsande nätavräkningsområde. Mätvärdena redovisas i kWh₀ enligt slutligt värmevärde.

Vid rapportering enligt första stycket ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Bestämmelsen regleras på samma sätt som tidigare. Skillnaden består i att de slutliga mätvärdena i gränspunkterna tidigare avlästes dygnsvis, medan de nu ska avläsas timvis. Bestämmelsen bedöms inte medföra konsekvenser för distributionsföretagen eftersom rapporteringen fortsättningsvis sker med samma frekvens som tidigare, avser samma mätvärden i samma måtenhet och till samma aktörer.

Slutliga timavlästa mätvärden

18 § Ledningsinnehavaren ska månadsvis i efterhand, senast inom fem vardagar, rapportera timavlästa mätvärden för uttagpunkter inom nätavräkningsområdet till berörda gasleverantörer.

Mätvärden som rapporteras enligt första stycket ska redovisas i Nm³.

Om slutliga värden rapporteras vid tidpunkten för preliminära värdens rapportering enligt 6 §, behöver inte ytterligare slutliga värden skickas.

Vid rapportering enligt första stycket ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Bestämmelsen regleras på samma sätt som tidigare. Skillnaden består i att mätvärden för uttagpunkter inom nätavräkningsområdet tidigare avlästes dygnsvis, medan de nu ska avläsas timvis. Bestämmelsen bedöms inte medföra konsekvenser för distributionsföretagen eftersom rapporteringen fortsättningsvis sker med samma frekvens som tidigare och i samma volymenhet. Paragrafrubriken har ändrats till att mätvärdena är timavlästa.

Slutlig förbrukning timavlästa uttagpunkter

19 § Ledningsinnehavaren ska, månadsvis i efterhand, senast inom åtta vardagar i följande månad, rapportera slutlig aggregerad förbrukning av gas för timavlästa uttagpunkter till den systembalansansvarige, till berörda balansansvariga och till berörda gasleverantörer. Med slutlig förbrukning timavlästa uttagpunkter avses timvis summering av timvisa mätvärden för leveranser till timavlästa uttagpunkter per balansansvarig och per gasleverantör. Till den systembalansansvarige ska rapporteringen ske per balansansvarig och nätavräkningsområde. Till balansansvarig ska rapporteringen ske per gasleverantör och nätavräkningsområde. Till gasleverantör ska rapporteringen ske per nätavräkningsområde.

Mätvärdena redovisas i kWh₅ enligt slutligt värmevärde.

Vid rapportering enligt första stycket ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Bestämmelsen har ändrats för att avspegla att den slutliga aggregerade förbrukningen av gas ska avläsas timvis i stället för dygnsvis. Rubriken har också ändrats till att slutlig aggregerad förbrukning av gas är timavläst.

Bestämmelsen har även ändrats så att rapporteringen av slutlig aggregerad förbrukning för timavlästa uttagspunkter ska ske inom åtta vardagar i följande månad, jämfört med idag då rapporteringen ska ske senast den 15:e i följande månad. En förkortad tidpunkt för slutlig avräkning ställer högre krav på distributionsföretag att skicka in mätvärden snabbare, vilket kan underlättas om gasmätarna är fjärravlästa. Distributionsföretagen kan även behöva justera sina system och rutiner.²⁰ Den slutliga rapporteringen ligger till grund för debiteringen på fakturan och för balansavräkningen och innebär att balansansvariga får fakturan från systembalansansvarig eller dess ombud (Energinet) tidigare i månaden, vilket balansansvariga vill ha så tidigt som möjligt efter månadsskiftet. Fördelen är att avräkningen blir klar tidigare, vilket även är bra för kunderna. Som jämförelse kan nämnas att Danmarks distributionsföretag skickar in sina slutavräkningar cirka den 5:e arbetsdagen.²¹

Enligt Ei:s remitterade förslag skulle rapporteringen ske senast den 10:e i följande månad, men efter att ha beaktat synpunkter i remissvaren har detta ändrats till att rapporteringen ska ske inom åtta vardagar i följande månad. Detta innebär i praktiken att aktörerna får lite längre tid på sig att rapportera jämfört med det remitterade förslaget.

Swedegas har informerat om de kommande ändringarna i balanseringsmodellen sedan en tid tillbaka.

I övrigt kommer rapporteringen att ske till samma aktörer och i samma enhet som tidigare.

Slutlig inmatning timavläst produktion

20 § Ledningsinnehavaren ska, månadsvis i efterhand, senast inom åtta vardagar i följande månad, rapportera slutlig aggregerad produktion av gas för timavlästa inmatningspunkter till den systembalansansvarige, till berörda balansansvariga och till berörda gasleverantörer. Med slutlig inmatning timavläst produktion avses timvis summering av timvisa mätvärden för leveranser från timavläst produktion per balansansvarig och per gasleverantör. Till den systembalansansvarige ska rapporteringen ske per balansansvarig och nätavräkningsområde. Till balansansvarig ska rapporteringen ske per gasleverantör och nätavräkningsområde. Till gasleverantör ska rapporteringen ske per nätavräkningsområde.

²⁰ Till exempel krävs tid för justering av system, interna tester och tester mellan aktörer.

²¹ Uppgifter lämnade till Ei av Nordion 2022-06-08.

Mätvärdena redovisas i kWh₀ enligt slutligt värmevärde.

Vid rapportering enligt första stycket ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Bestämmelsen har ändrats för att avspegla att den slutliga aggregerade produktionen av gas ska avläsas timvis i stället för dygnsvis. Rubriken har också ändrats till att slutlig aggregerad produktion är timavläst.

Bestämmelsen har även ändrats så att rapporteringen av slutlig aggregerad produktion för timavlästa inmatningspunkter ska ske inom åtta vardagar i följande månad, jämfört med idag då rapporteringen ska ske senast den 15:e i följande månad, dvs. på samma sätt som förslaget i 4 kap. 19 §.

Swedegas har informerat om de kommande ändringarna i balanseringsmodellen sedan en tid tillbaka.

I övrigt kommer rapporteringen att ske till samma aktörer och i samma enhet som tidigare.

Slutlig inmatning till lager

21 § Ledningsinnehavaren ska, månadsvis i efterhand, senast inom åtta vardagar i följande månad, rapportera slutlig inmatning till lager till den systembalansansvarige, till berörda balansansvariga och till berörda gasleverantörer. Med slutlig inmatning till lager avses timvis summering av timvisa mätvärden för leveranser från timavlästa lagerpunkter per balansansvarig och per gasleverantör. Till den systembalansansvarige ska rapporteringen ske per balansansvarig och nätavräkningsområde. Till balansansvarig ska rapporteringen ske per gasleverantör och nätavräkningsområde. Till gasleverantör ska rapporteringen ske per nätavräkningsområde.

Mätvärdena redovisas i kWh₀ enligt slutligt värmevärde.

Vid rapportering enligt första stycket ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Bestämmelsen har ändrats för att avspegla att slutlig inmatning till lager tidigare avlästes dygnsvis medan det nu sker timvis.

Bestämmelsen har även ändrats så att rapporteringen av slutlig inmatning till lager ska ske inom åtta vardagar i följande månad, jämfört med idag då rapporteringen

ska ske senast den 15:e i följande månad, dvs. på samma sätt som förslaget i 4 kap. 19 §.

Det finns endast en lagringsanläggning och den är ansluten till transmissionsnätet. Lagringsanläggningen drivs av Swedegas som också ansvarar för att avräkna måtvärdena. Swedegas har kapacitet att tillämpa den nya balanseringsmodellen.²²

Slutligt uttag från lager

22 § Ledningsinnehavaren ska, månadsvis i efterhand, senast inom åtta vardagar i följande månad, rapportera slutligt uttag från lager till den systembalansansvarige, till berörda balansansvariga och till berörda gasleverantörer. Med slutligt uttag från lager avses timvis summering av timvisa måtvärden för leveranser från timavlästa lagerpunkter per balansansvarig och per gasleverantör. Till den systembalansansvarige ska rapporteringen ske per balansansvarig och nätavräkningsområde. Till balansansvarig ska rapporteringen ske per gasleverantör och nätavräkningsområde. Till gasleverantör ska rapporteringen ske per nätavräkningsområde.

Måtvärdena redovisas i kWh₈ enligt slutligt värmevärde.

Vid rapportering enligt första stycket ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Bestämmelsen har ändrats för att avspegla att slutligt uttag från lager tidigare avlästes dygnsvis medan det nu sker timvis.

Bestämmelsen har även ändrats så att rapporteringen av slutligt uttag från lager ska ske inom åtta vardagar i följande månad, jämfört med idag då rapporteringen ska ske senast den 15:e i följande månad, dvs. på samma sätt som förslaget i 4 kap. 19 §.

Det finns endast en lagringsanläggning och den är ansluten till transmissionsnätet. Lagringsanläggningen drivs av Swedegas som också ansvarar för att avräkna måtvärdena. Swedegas har kapacitet att tillämpa den nya balanseringsmodellen.²³

²² Uppgifter lämnade till Ei av Nordion 2022-07-21.

²³ Uppgifter lämnade till Ei av Nordion 2022-07-21.

Slutlig förbrukningsprofil

23 § Med slutlig förbrukningsprofil avses slutligt fastställda timvisa värden för total inmatning i nätavräkningsområdet med avdrag för timvisa leveranser till timavlästa gasanvändare och lagringsanläggning.

Ledningsinnehavaren ska månadsvis i efterhand, senast inom åtta vardagar i följande månad, rapportera slutlig förbrukningsprofil till den systembalansansvarige och till berörda balansansvariga. Till den systembalansansvarige ska rapporteringen ske per balansansvarig och nätavräkningsområde. Till balansansvarig ska rapporteringen ske per nätavräkningsområde. Slutlig förbrukningsprofil redovisas i kWh_o enligt slutligt värmevärde.

Vid rapportering enligt andra stycket ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Bestämmelsen har ändrats för att avspegla att avläsning av slutlig förbrukning nu sker timvis.

Bestämmelsen har även ändrats så att rapporteringen av slutlig förbrukningsprofil ska ske inom åtta vardagar i följande månad, jämfört med idag då rapporteringen ska ske senast den 15:e i följande månad, dvs. på samma sätt som förslaget i 4 kap. 19 §.

Swedegas har informerat om de kommande ändringarna i balanseringsmodellen sedan en tid tillbaka.

I övrigt kommer rapporteringen att ske till samma aktörer och i samma enhet som tidigare.

Rapportering av timavlästa uttagpunkter

24 § Ledningsinnehavaren ska månadsvis i efterhand senast fem vardagar efter månadsskifte, rapportera följande uppgifter för timavlästa uttagpunkter till gasanvändaren och på begäran till det företag som gasanvändaren utsett:

- anläggningens identitet (anläggnings-ID),
- mätarställningar,
- dels uppmätt förbrukning, dels beräknad förbrukning, redovisad i Nm³,



- *tidpunkter för avläsning,*
- *förbrukning mellan aktuell och närmast föregående månad, och*
- *nätavräkningsområdets identitet (områdes-ID).*

Rapportering enligt första stycket ska ske utan särskild kostnad för gasanvändaren.

Vid rapportering ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Allmänna råd

Ledningsinnehavarens rapportering bör ske via internetbaserad media.

Bestämmelsen har samma lydelse som innan med skillnaden att ledningsinnehavaren ska rapportera för timavlästa uttagspunkter. I den hittillsvarande bestämmelsen framgår att rapportering ska ske för dygnsavlästa uttagspunkter. Rubriken har också ändrats från dygnsavlästa till timavlästa uttagspunkter. Rapporteringen sker i övrigt enligt samma förfarande som innan. Vidare har endast en mindre språklig justering gjorts då internetbaserade media har ersatts med internetbaserad media. Bestämmelsen medför inga konsekvenser för aktörerna.

27 § Ledningsinnehavaren ska utöver vad som framgår av 26 § kvartalsvis i efterhand, senast tio vardagar efter kvartalsskifte lämna följande uppgifter:

- *anläggningens identitet (anläggnings-ID),*
- *avläst eller uppskattad mätarställning,*
- *tidpunkt för avläsning,*
- *avläst eller uppskattad förbrukning mellan aktuellt och närmast föregående rapporteringstillfälle, och*
- *nätavräkningsområdets identitet (områdes-ID).*

Bestämmelsen har samma lydelse som tidigare, med enda skillnaden att hänvisningen till 26 § i föreskrifterna är ny. Tidigare hänvisades till 23 §. Bestämmelsen medför inga konsekvenser för aktörerna.

Slutliga fördelningstal månadsavlästa uttagpunkter

28 § Med slutliga fördelningstal för månadsavlästa uttagpunkter avses månadsavlästa uttagpunkters andel av månadens förbrukningsprofil totalt.

Ledningsinnehavare ska månadsvis i efterhand, senast inom åtta vardagar i följande månad, rapportera slutliga fördelningstal för månadsavlästa uttagpunkter till berörda balansansvariga och berörda gasleverantörer. Till balansansvarig ska rapporteringen ske per gasleverantör och nätavräkningsområde. Till gasleverantör ska rapporteringen ske per nätavräkningsområde. Slutliga fördelningstal redovisas i procent tillsammans med antalet uttagpunkter.

Vid rapportering enligt andra stycket ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Bestämmelsen har även ändrats så att rapporteringen av slutliga fördelningstal för månadsavlästa uttagpunkter ska ske inom åtta vardagar i följande månad, jämfört med idag då rapporteringen ska ske senast den 15:e i följande månad, dvs. på samma sätt som förslaget i 4 kap. 19 §.

Swedegas har informerat om de kommande ändringarna i balanseringsmodellen sedan en tid tillbaka.

I övrigt kommer rapporteringen att ske till samma aktörer och i samma enhet som tidigare.

Slutliga fördelningstal årsavlästa uttagpunkter

29 § Med slutliga fördelningstal för årsavlästa uttagpunkter avses årsavlästa uttagpunkters andel av månadens förbrukningsprofil totalt.

Ledningsinnehavare ska månadsvis i efterhand, senast inom åtta vardagar i följande månad, rapportera slutliga fördelningstal för årsavlästa uttagpunkter till berörda balansansvariga och berörda gasleverantörer. Till balansansvarig ska rapporteringen ske per gasleverantör och nätavräkningsområde. Till gasleverantör ska rapporteringen ske per nätavräkningsområde. Slutliga fördelningstal redovisas i procent tillsammans med antalet uttagpunkter.

Vid rapportering enligt andra stycket ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Bestämmelsen har även ändrats så att rapporteringen av slutliga fördelningstal för årsavlästa uttagpunkter ska ske inom åtta vardagar i följande månad, jämfört med idag då rapporteringen ska ske senast den 15:e i följande månad, dvs. på samma sätt som förslaget i 4 kap. 19 §.

Swedegas har informerat om de kommande ändringarna i balanseringsmodellen sedan en tid tillbaka.

I övrigt kommer rapporteringen att ske till samma aktörer och i samma enhet som tidigare.

Slutlig förbrukning månadsavlästa uttagpunkter

30 § Med slutlig förbrukning månadsavlästa uttagpunkter avses uppmätt förbrukning via slutlig förbrukningsprofil gällande de månadsavlästa uttagpunkterna.

Ledningsinnehavaren ska, månadsvis i efterhand, senast inom åtta vardagar i följande månad, rapportera slutlig aggregerad förbrukning för månadsavlästa uttagpunkter till den systembalansansvarige, till berörda balansansvariga och till berörda gasleverantörer. Till den systembalansansvarige ska rapporteringen ske per balansansvarig och nätavräkningsområde. Till balansansvarig ska rapporteringen ske per gasleverantör och nätavräkningsområde. Till gasleverantör ska rapporteringen ske per nätavräkningsområde. Mätvärdena redovisas i kWh₀ enligt slutligt värmevärde.

Vid rapportering enligt andra stycket ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Bestämmelsen har även ändrats så att rapporteringen av slutlig aggregerad förbrukning för månadsavlästa uttagpunkter ska ske inom åtta vardagar i följande månad, jämfört med idag då rapporteringen ska ske senast den 15:e i följande månad, dvs. på samma sätt som förslaget i 4 kap. 19 §.

Swedegas har informerat om de kommande ändringarna i balanseringsmodellen sedan en tid tillbaka.

I övrigt kommer rapporteringen att ske till samma aktörer och i samma enhet som tidigare.

Slutlig förbrukning årsavlästa uttagpunkter

31 § Med slutlig förbrukning årsavlästa uttagpunkter avses beräknad förbrukning via slutlig förbrukningsprofil gällande de årsavlästa uttagpunkterna inklusive nätavstämningsdifferens.

Ledningsinnehavaren ska senast inom åtta vardagar i månaden efter den månad då avläsning sker, rapportera slutlig aggregerad förbrukning för årsavlästa uttagpunkter till den systembalansansvarige, till berörda balansansvariga och till berörda gasleverantörer. Till den systembalansansvarige ska rapporteringen ske per balansansvarig och nätavräkningsområde. Till balansansvarig ska rapporteringen ske per gasleverantör och nätavräkningsområde. Till gasleverantör ska rapporteringen ske per nätavräkningsområde. Mätvärdena redovisas i kWh_o enligt slutligt värmevärde.

Vid rapportering enligt andra stycket ska gällande EDIEL-format användas, om inte annat följer av överenskommelse mellan parterna.

Bestämmelsen har även ändrats så att rapporteringen av slutlig aggregerad förbrukning för årsavlästa uttagpunkter ska ske inom åtta vardagar i följande månad, jämfört med idag då rapporteringen ska ske senast den 15:e i följande månad, dvs. på samma sätt som förslaget i 4 kap. 19 §.

Swedegas har informerat om de kommande ändringarna i balanseringsmodellen sedan en tid tillbaka.

I övrigt kommer rapporteringen att ske till samma aktörer och i samma enhet som tidigare.

Finansiering

Förslaget till ändring bedöms medföra vissa kostnader för de berörda aktörerna. Finansiering kommer att ske genom nättarifferna och genom priset som kunderna betalar till gasleverantörerna, det vill säga genom att alla kunder är med och betalar.

De kostnader som kan uppstå i samband med genomförandet av ändringen beskrivs nedan i avsnittet om ekonomiska konsekvenser.

Rättsliga förutsättningar

Bemyndiganden som myndighetens beslutanderätt grundar sig på

Föreskrifterna meddelas med stöd av 17 a och 23 §§ naturgasförordningen (2006:1043).

Mätning och rapportering av överförd naturgas regleras på övergripande lagnivå och i naturgaslagen fastslås att regeringen eller, efter regeringens bemyndigande, tillsynsmyndigheten får meddela närmare föreskrifter om hur mätning och rapportering av resultaten ska utföras. Av naturgaslagen framgår även att regeringen eller, efter regeringens bemyndigande, tillsynsmyndigheten får meddela föreskrifter om skyldighet för dem som bedriver överföring av naturgas att till den systembalansansvarige lämna de uppgifter som behövs för utövandet av systembalansansvaret.

Regeringen har i 17 § naturgasförordningen bemyndigat Ei att meddela ytterligare föreskrifter om mätning av överförd naturgas och rapportering av resultatet av mätningarna. Av 23 § naturgasförordningen framgår att Ei får meddela närmare föreskrifter om underrättelser enligt 22 §. Ledningsinnehavaren ska enligt 22 § underrätta Swedegas kontinuerligt om temperatur, tryck, flöde och ventillägen i mät- och reglerstationer och om sådana driftsstörningar som kan påverka driften av det västsvenska naturgassystemet. Vidare ska Swedegas underrättas om volymen naturgas i ledningarna och ledningsinnehavaren ska utan dröjsmål underrätta Swedegas om planerade åtgärder på de egna ledningarna som kan påverka driften av det västsvenska naturgassystemet.

Baltic Pipe medför en tredubbling volym av gas och ett högre tryck i ledningarna. Den förändrade balanseringsmodellen är en förutsättning för att kunna hantera stora transitvolymmer i den svensk-danska balanseringszonen och därmed är distributionsföretagens underrättelser till Swedegas nödvändiga avseende insamling och rapportering.

Överensstämmelse med EU-regler

EU-förordningar är direkt tillämpliga och behöver därför inte införlivas i svensk rätt. Medlemsstaterna ska se till att förordningar tillämpas korrekt och Ei kan inte föreskriva om skyldigheter som bryter mot EU-rätten.

Den reviderade balanseringsmodellen som inför inom dygns-skyldigheter genomförs i enlighet med kommissionens förordning (EU) nr 312/2014 av den 26

mars 2014 om fastställandet av nätföreskrifter för balansering av överföringsnät för gas (BAL). BAL har antagits med beaktande av fördraget om Europeiska unionens funktionssätt och med beaktande av Europaparlamentets och rådets förordning (EG) nr 715/2009 av den 13 juli 2009 om villkor för tillträde till naturgasöverföringsnäten. Hur förslaget till föreskrifterna förhåller sig till EU-rätten redogörs för nedan.

I Europaparlamentets och rådets förordning (EG) Nr 715/2009 av den 13 juli 2009 om villkor för tillträde till naturgasöverföringsnäten och om upphävande av förordning (EG) nr 1775/2005 (gasmarknadsförordningen) fastställs icke-diskriminerande regler när det gäller villkoren för tillträde till överföringssystem för naturgas för att säkerställa att den inre gasmarknaden fungerar väl. Marknadsbaserade balansregler ger nätanvändarna ekonomiska incitament att balansera sina sammanslagna inmatningar och uttag via obalansavgifter som avspeglar kostnaderna.

Av artikel 21.1 i gasmarknadsförordningen följer att balansreglerna ska vara rättvisa, icke-diskriminerande, transparenta och bygga på objektiva kriterier. Balansreglerna ska återspegla verkliga systembehov med hänsyn till de resurser som den systemansvariga för överföringssystemet förfogar över. Balansreglerna ska vara marknadsbaserade. Den nya balanseringsmodellen medför ändrade balansavtal som Swedegas och Energinet tagit fram. Ei har också godkänt ändringarna i balansansvarsavtalet för den svensk-danska gasmarknaden. Ei bedömde att avtalsvillkoren uppfyller kriterierna om objektivitet och icke-diskriminering.²⁴

I artikel 6.11 i gasmarknadsförordningen framgår att kommissionen får anta en eller flera nätföreskrifter på de områden som omfattas av artikel 8.6 i samma förordning. Enligt artikel 8.6 j ska nätföreskrifterna omfatta balansregler. Det är på grundval av detta som kommissionen antagit förordningen om fastställandet av nätföreskrifter för balansering av överföringsnät för gas (BAL).

Ei bedömer att den föreslagna regleringen överensstämmer med de skyldigheter som följer av Sveriges medlemskap i Europeiska unionen. Ändringen står inte i konflikt med gällande bestämmelser i EU-direktiv och EU-förordningar på gasområdet.

²⁴ Se ärendenummer 2021-102371.

Förslaget till föreskrifterna innehåller inga sådana tekniska regler som behöver notifieras till EU-kommissionen enligt Europaparlamentets och rådets direktiv 98/34/EG av den 22 juni 1998 om ett informationsförfarande beträffande tekniska standarder och föreskrifter och beträffande föreskrifter för informationssamhällets tjänster.

Ekonomiska konsekvenser

I detta avsnitt redogörs för vilka som berörs av föreskrifterna och konsekvenserna av dessa.

Konsekvenser för hushåll/konsumenter

Distributionsföretagens och Swedegas ökade kostnader som följer av de nya bestämmelserna i föreskrifterna kommer att finansieras genom nättarifferna. Alla berörda kunder kommer på så sätt att vara med och betala för ändringarna. Ökade kostnader för gasleverantörer och balansansvariga kommer att finansieras genom priset som kunderna betalar till dessa aktörer.

Enligt Ei:s beräkningar kan gasanvändarna få ökade kostnader motsvarande mellan 0,0723 och 0,185 öre/kWh det första året och därefter mellan 0,0116 och 0,0232 öre/kWh per år (se beräkningar nedan).

Det finns enligt Ei:s bedömning inga alternativa sätt att finansiera de ökade kostnader som ändringarna medför. Sedan 2015 tillämpas förhandsreglering av gasnätstarifferna. Det innebär att en ram som reglerar hur stora avgifter företaget får ta ut av sina kunder beslutas i förväg för varje naturgasföretag. Regleringen ska säkerställa att företagen får skälig täckning för sina kostnader och rimlig avkastning på det kapital som krävs för att driva verksamheten samtidigt som kunderna betalar ett skäligt pris för de tjänster som omfattas av regleringen. Vidare ska regleringen bidra till att ge kunderna en långsiktig leveranskvalitet och trygga den svenska naturgasförsörjningen.

Den nya balanseringsmodellen och de nya mätföreskrifterna bidrar till ökad försörjningstrygghet för svenska gaskunder, vilket har en direkt positiv påverkan på svenska gaskunder. Eventuellt lägre kostnader för balansansvariga kommer i slutändan också att gynna kunderna.²⁵

²⁵ Uppgifter lämnade till Ei av Nordion 2022-07-11.

Konsekvenser för företag***Berörda företag***

Det är ett begränsat antal företag som berörs av den föreslagna ändringen av föreskrifterna. Uppgifter om de berörda företagen, antal uttagspunkter, gränspunkter med mera finns beskrivet, inklusive källhänvisningar, i avsnittet ovan, Om naturgas i Sverige. De som berörs är fem distributionsföretag i det västsvenska gasnätet (stats- och fordonsnätet i Stockholmsområdet berörs inte), vilka vardera har mellan drygt 200 och 21 000 uttagspunkter. Sammanlagt har distributionsföretagen cirka 32 500 uttagspunkter, och dessutom finns det 58 gränspunkter varav 8 finns i distributionsnäten. Nettoomsättningen hos distributionsföretagen varierar från ett par miljoner kronor till drygt 424 miljoner kronor per företag. Dessutom berörs cirka nio gashandelsföretag och cirka tretton balansansvariga. Därutöver berörs Swedegas som är systembalansansvarig för det svenska gasnätet. Övriga företag som kan beröras av ändringen är mätartillverkare och företag som levererar IT-system för mätning och rapportering eller affärssystem till gasföretag. Inga kommunala förvaltningar berörs.

Påverkan på företagens kostnader och verksamhet samt administrativa kostnader

Kostnaderna som uppstår med anledning av de nya mätföreskrifterna för gas handlar bland annat om kostnader för IT-system, mätarbyten och administration. Eftersom det har varit svårt att få fram exakta kostnadsestimat har Ei behövt göra ett antal uppskattningar och antaganden. Uppskattningarna och antagandena baseras på svar från aktörer, diskussioner med Swedegas samt Ei:s erfarenheter från arbetet med liknande föreskrifter. Det fanns möjligheter att lämna in uppgifter om kostnader i samband med att förslaget till föreskrifter remitterades. Ei har i remissen fått en synpunkt om att den ekonomiska redovisningen kunde vara bättre. Vi har dock inte fått in fler detaljerade uppgifter om kostnader.

Enligt de uppgifter som Ei tagit del av rör det sig om allt ifrån minimala kostnader till en uppgift om 3 miljoner kronor för Nordions kostnader (det vill säga den totala kostnaden för Swedegas och Weum Gas AB som inkluderar samtliga kostnader, dvs IT-system, mätare och annat).

Några berörda distributionsföretag har angett att tiden för genomförande är ett problem. Några distributionsföretag har uppgett att de kan behöva påskynda mätarbyten och/eller uppgradering av gasmätare och att tester behöver genomföras. Andra uppger att ändringen är minimal för dem.

Vid beräkning av kostnader nedan utgår vi från en årlig användning av gas om 7 323 000 MWh.²⁶

Enligt de uppgifter branschen lämnat till Ei medför de nya bestämmelserna i föreskrifterna vissa kostnader för att anpassa IT-system och genomföra interna tester. Några distributionsföretag deltar i en användarförening där IT-utveckling hanteras gemensamt. Företagen betalar en summa varje år och därmed bekostar samtliga företag inom föreningen nödvändig IT-utveckling för IT-systemen. Arbete med detta pågår för de ändringar som här föreslås. Detta gör att kostnaderna för företagen som deltar i föreningen delvis blir begränsade och delvis redan är tagna, och/eller blir utspridda under en längre tid. De föreslagna ändringarna i mätföreskrifterna innebär att det för ett vissa mätpunkter blir ett ökat flöde av mätvärden som ska administreras och skickas, även om detta till stor del är automatiserat.

Ei uppskattar därför IT-kostnaderna till mellan 50 000 kronor och 200 000 kronor per distributionsföretag och för Swedegas²⁷. Se tabell 1. Det motsvarar en total kostnad om mellan 0,0041 och 0,0164 öre/kWh det första året.

Tabell 1 Estimerade kostnader för IT-system för distributionsföretag och Swedegas

Kostnader	Min (kr)	Max (kr)	Total kostnad, spann (kr)
IT-system distributionsföretag och Swedegas	50 000	200 000	300 000 – 1 200 000

Vissa befintliga mätare i distributionsnätet kan behöva kompletteras med ny utrustning, alternativt att mätaren byts ut eller att mjukvara uppdateras. Det kan innebära en kostnad för uppgradering och en kostnad för installation. En ny gasmätare för distributionsnätet kostar cirka 30 000 kr.²⁸ Utöver detta tillkommer installationskostnader. Tid för byte och installation av gasmätare uppskattas till två

²⁶ Uppgifter från Ei:s sammanställning av de s.k. särskilda rapporterna för 2020, ett år med låg användning, skulle användningen öka slås kostnaderna ut på fler MWh. Se post NTN171 och raden för Swedegas AB (REN00898).

²⁷ Uppgift lämnad till Ei av Nordion 2022-08-16.

²⁸ Uppgift lämnad till Ei av Nordion 2022-05-06.

timmar och uppskattad kostnad till cirka 800 kronor per mätare.²⁹ Gasmätare i transmissionsnätet påverkas inte.

De distributionsföretag som har inkommit med uppgifter till Ei har följande antal uttagpunkter som direkt berörs av ändringarna i föreskrifterna (det vill säga mätpunkter med kunder som använder över 3,0 GWh_a per år): 5, 6, 17, 37 respektive 148. Sammanlagt summerar det till 213 uttagpunkter.

Ei beräknar utifrån dessa uppgifter och antaganden, se tabell 2, en engångskostnad för mätarbyte motsvarande mellan 0,042 och 0,116 öre/kWh för det första året.

Tabell 2 Estimerade kostnader för mätarbyten för distributionsföretagen

Kostnad för mätare inklusive arbete (kr)	Antal, min (st)	Antal, max (st)	Total kostnad, spann (kr)
30 800	100	270	3 080 000 - 8 470 000

Vissa administrativa kostnader kan uppstå som en följd av de nya bestämmelserna. De administrativa kostnaderna kan vara kostnader för att hantera fler mätvärden, mer avancerade system samt att utbilda och informera. Ei uppskattar att dessa kostnader är begränsade. Ei har hittills inte fått in några indikationer på administrativa kostnader från branschen men har i beräkningarna nedan räknat med vissa personalkostnader.

Ei uppskattar de årliga administrativa kostnaderna totalt till mellan 300 000 och 600 000 för distributionsföretagen och för Swedegas.³⁰ Se tabell 3. Det motsvarar en total kostnad om mellan 0,0041 och 0,0082 öre/kWh om året.

Tabell 3 Estimering av administrativa kostnader för distributionsföretagen och Swedegas

Kostnader	Min (kr)	Max (kr)
Distributionsföretagen	250 000	500 000
Swedegas	50 000	100 000

De sammanlagda kostnadsökningarna för distributionsföretagen och Swedegas

²⁹ Månadslön drifttekniker 34 500 kr * semesterpåslag 12 % * arbetsgivaravgifter 31,4 % * overheadkostnader 25 % = Månadskostnad 63 466 kr. Kostnad för 2 timmars arbete: 63 466 kr/månad/160 timmar/månad * 2 timmar = 793 kr.

³⁰ Personalkostnad för 0,5 timmar i veckan för distributionsföretagen och 1 timme i veckan för Swedegas, timkostnad 1000 kr/h och 50 veckor om året.

redovisas i tabell 4. För en användare av gas med 5 000 kWh per år blir det mellan 2,51 och 7,01 kronor det första året och därefter mellan 0,205 och 0,41 kronor per år. Distributionsföretagens och Swedegas ökade kostnader finansieras via nättariffen.

Tabell 4 Estimerad total kostnad för distributionsföretagen och Swedegas första året

Kostnad	Min (öre/kWh)	Max (öre/kWh)
Totalt första året	0,05	0,14
Totalt åren efter	0,004	0,0082

Även gashandelsföretagen och de balansansvariga kan få ökade personalkostnader och ökade IT-kostnader som en följd av de nya reglerna. Det finns idag cirka tretton gashandelsföretag och nio balansansvariga (benämns nedan övriga aktörer).

Ei uppskattar investeringskostnaderna för IT-system för dessa övriga aktörer till mellan 50 000 och 100 000 kronor per aktör. En aktör har uppgett något ökade personalkostnader. Ei uppskattar ökningen i personalkostnaderna till mellan 25 000 och 50 000 kronor per aktör.³¹ En estimering av kostnader för övriga aktörer redovisas i tabell 5. För en gasanvändare med en årlig gasförbrukning om 5 000 kWh motsvarar det mellan 1,13 och 2,25 kronor det första året och därefter mellan 0,38 och 0,75 kronor per år.

Tabell 5 Estimering av kostnader för övriga aktörer

Typ av kostnad	Min (kr)	Max (kr)	Kostnad (öre/kWh)
IT-system övriga aktörer	1 100 000	2 200 000	0,015 – 0,030
Personalkostnader, övriga aktörer	550 000	1 100 000	0,0075 – 0,015
Totalt första året			0,0225 – 0,0451
Totalt åren därefter			0,0075 – 0,015

Gasanvändare betalar både för överföring, balansering och handel med gas. De totala kostnaderna för allt detta redovisas i tabell 6. För en liten användare med en användning om cirka 5 000 kWh gas per år blir den ökade kostnaden därmed totalt mellan 3,64 och 9,27 kronor för användningen av gas det första året och därefter mellan 0,58 och 1,16 kronor per år. För en genomsnittlig användare, som använder

³¹ Personalkostnad motsvarande en halvtimme till en timme i veckan under 50 veckor till en kostnad av 1000 kr i timmen.

ca 160 000 kWh per år, blir det därmed mellan 116,5 och 296,5 kronor det första året och därefter mellan 18,6 och 37,1 kronor per år.

Tabell 6 Summa totala kostnader

Total kostnad	Min (öre/kWh)	Max (öre/kWh)
Första året	0,0723	0,185
Ären därefter	0,0116	0,0232

Dessutom kan mätartillverkare och IT-företag påverkas (eller kan ha påverkats) positivt genom att de får sälja eller utveckla fler mätare eller mjukvara.

Påverkan på konkurrensförhållanden

Distributionsföretagen som ansvarar för mätning och rapportering av mätvärden är monopolföretag och påverkas därmed inte av någon konkurrens dem emellan. Ei bedömer att konkurrensförhållandena mellan de andra företagen i branschen inte påverkas av förslaget till ändringar i mätföreskrifterna. Reglerna i föreskrifterna gäller lika för alla.

Ei föreslår i föreskriften att gasleverantörer läggs till i rapporteringen av gasanvändares preliminära aggregerade förbrukning. Detta bidrar till att alla gasleverantörer oavsett omsättning och storlek får tillgång till samma information, vilket främjar konkurrensen.

Annan påverkan på företag

Ei bedömer att det inte finns annan påverkan på företag än den som redan beskrivits.

Särskild hänsyn till små företag

Särskild hänsyn har inte tagits till små företag. Föreskrifterna gäller för alla distributionsföretag som har mätpunkter som berörs.

Regler om mätning är viktiga för att marknaden ska fungera. Reglerna behöver genomföras för att balanseringen av gas ska fungera. Distributionsföretagen verkar på en monopolmarknad där alla företag förväntas uppfylla alla regler.

Det är storleken på kundernas användning som styr i vilken omfattning distributionsföretagen påverkas. Både små och stora företag kan ha mätpunkter som berörs av ändringarna i föreskrifterna och därmed påverkas.

Distributionsföretagen samarbetar i en användarförening där IT-utveckling hanteras gemensamt. Företagen betalar en summa varje år och därmed tas kostnaderna för den utveckling av IT-system som behövs gemensamt. Därmed kan små företag minska sina kostnader, eller sprida ut dem på flera år.

Vad gäller balansansvariga och gashandelsföretag saknar vi uppgifter om storlek, så som antal kunder, omsättning och antal anställda.

Ei bedömer sammantaget att det inte är nödvändigt att ta särskild hänsyn till små företag vid ändringen i mätföreskrifterna för gas.

Konsekvenser för offentlig sektor

Ei kommer i egenskap av tillsynsmyndighet att få vissa tillkommande arbetsuppgifter genom de nya föreskrifterna. I huvudsak är det tillsyn och uppföljning av hur reglerna fungerar och hur reglerna efterlevs. För Ei uppstår direkta kostnader i samband med arbetet att ta fram föreskrifter och tillhörande konsekvensutredning. Arbetet med föreslagna ändringsföreskrifter kommer att medföra cirka 250 timmar och kostnaderna för Ei har sammanlagt uppgått till cirka 250 000 kronor till följd av detta.³² Ei kommer även att informera om de nya reglerna och detta uppskattas innebära cirka femtio arbetstimmar till en kostnad av 50 000 kronor³³.

Ei:s beslut i tillsynsärenden kan komma att bli ärenden i förvaltningsdomstolarna på grund av överklagade beslut eller vid ansökningar om utdömande av vite, vilket medför att dessa kan komma att påverkas av föreskrifterna. Ei har idag ett fåtal ärenden som berör frågor om regler i dessa föreskrifter och vår bedömning är att de nya föreskrifterna inte nämnvärt kommer att bidra till ytterligare ärenden.

Miljömässiga konsekvenser

Användning av naturgas har miljöpåverkan. Det nya sättet att balansera naturgas i det svenska systemet möjliggör att systemet kan hantera en ökad mängd gas (och ökad volatilitet) på ett bättre sätt. Den nya balanseringsmodellen kan skapa bättre flöden och mindre förluster. De nya mätföreskrifterna stödjer den nya balanseringsmodellen.

³² Timkostnad för en analytiker 1 000 kronor.

³³ Information på webben 10 timmar samt ytterligare arbete 40 timmar för att svara på frågor.
Timkostnad för en analytiker 1000 kronor.

En eventuell negativ miljömässig konsekvens som kan uppstå till följd av de föreslagna föreskrifterna är forcerade mätarbyten. Det betyder att fungerande mätare kan komma att behöva bytas ut i förtid. Vi bedömer att det inte är en större mängd gasmätare som berörs, maximalt 270 gasmätare enligt vår uppskattning. Ei bedömer därför de miljömässiga konsekvenserna som ett mycket små, dels på grund av att det är ett fåtal anläggningar som berörs, dels eftersom ett mätarbyte i förtid i sig är en marginell miljöpåverkan.

Sociala konsekvenser

Ei:s bedömning är att människors hälsa, levnadsförhållanden och bostadsförhållanden inte påverkas av reglerna. Arbetsmarknaden påverkas ytterst begränsat (något/några extra arbetstillfällen). Reglerna kan medföra en ökad försörjningstrygghet och tillförlitlighet hos kunder vad gäller gasförsörjningen.

Ikraftträdande och informationsinsatser

Mätföreskrifterna föreslås träda i kraft den 1 oktober 2022. Datumet sammanfaller med datumet då den gemensamma balanseringszonen för den svensk-danska gasmarknaden integreras med Baltic Pipe och den nya balanseringsmodellen börjar tillämpas.

Aktörerna som är verksamma inom gasbranschen behöver tid på sig för att genomföra de nya bestämmelserna, framförallt för att anpassa mätsystem och affärssystem. En alltför kort framförhållning kan medföra onödigt kostnadsdrivande investeringar i affärssystem som riskerar att drabba slutkunderna i form av högre kostnader. I detta fall kommer aktörerna inte att få lång tid på sig för att genomföra ändringarna utifrån den omständigheten att Ei påbörjade arbetet med föreskrifterna under våren 2022. Kommande ändringar avseende balanseringsmodellen har dock stått klart en längre tid då ändringar varit aktuella sedan cirka två år tillbaka.

Swedegas och Energinet har arbetat med den nya balanseringsmodellen sedan 2020 och tagit fram ett nytt balansansvarsavtal med anledning av en reviderad balanseringsmodell. Ei har under 2021 granskat avtalsvillkoren och kom fram till att de uppfyller kriterierna om objektivitet och icke-diskriminering. Ei godkände

därför Swedegas ansökan i december 2021.³⁴ Inför godkännandet hade Ei haft samråd med aktörerna i november 2021.³⁵

Ei informerar alltid på webbplatsen (ei.se) om nya föreskrifter och ändringar i föreskrifter, samt vid remiss av föreskrifter. Vi uppmanar alltid aktörer, intressenter och konsumenter att prenumerera på våra nyheter via vår webbplats. Vid behov kan Ei gå ut med riktade ytterligare informationsinsatser. Det bedöms inte nödvändigt i detta fall eftersom antalet aktörer som berörs av föreskrifterna är litet och redan har god kännedom om de nya reglerna.

Samråd

Ei har löpande samrått med Swedegas under arbetets gång. Ei har även kommunicerat med aktörerna inom branschen genom att skicka ut en skriftlig förfrågan via brev där vi efterfrågade information för att få underlag kring vilka aktörer som kommer att påverkas av föreslagna ändringar, deras synpunkter och uppskattade kostnader. Brevet skickades i april 2022 till ett 20-tal aktörer, bland annat till gasföretag, gashandelsföretag och balansansvariga. Sju aktörer inkom med synpunkter.

Swedegas lämnade under 2021 in en metoanmälan för den nya balanseringsmodellen där det framgår att Swedegas och Energinet haft samråd med branschen mellan den 12 april och den 10 maj 2021. Därutöver förde Swedegas extensiva dialoger med aktörerna bland annat i form av Shippers forum, Gasmarknadsrådet arrangerat av Swedegas, bilaterala möten med marknadsaktörer och publicering av svar på frågor på Energinets webbplats.³⁶

Ei har även uppmärksammat arbetet med föreskrifterna genom en nyhet som publicerades på Ei:s webbplats den 2 maj 2022.³⁷ I samband med denna nyhet uppmanade Ei branschen och andra intressenter att inkomma med synpunkter. Ei har tagit hänsyn till inkomna synpunkter vid utformningen av förslaget till mätföreskrifter och i konsekvensutredningen, där det varit möjligt.

³⁴ Ärendenummer 2021-102371.

³⁵ <https://www.ei.se/om-oss/nyheter/2021/2021-04-19-remiss-av-reviderad-balansmodell-pa-den-dansk-svenska-grossistmarknaden-for-gas>

³⁶ Energigas och Swedegas, *Submission of methodology approval of adjusted commercial balance model*, 11 juni 2021, s. 22 f.

³⁷ <https://ei.se/om-oss/nyheter/2022/2022-05-02-foreskrifter-for-matning-av-gas-uppdateras--nu-inleds-arbetet>



Ei remitterade ett förslag till föreskrifter mellan den 13 juni och den 11 juli 2022. Remissen genomfördes som remiss av ändringsföreskrifter. Ei har under arbetet ändrat till att göra en ny grundföreskrift i stället, i syfte att underlätta för läsaren. Detta påverkar inte innehållet i föreskrifterna. Vi har tagit hänsyn till inkomna synpunkter i den slutliga versionen av föreskrifterna och konsekvensutredningen. Det finns en remissammanställning av de inkomna svaren på remissen.

Uppföljning

Efter det att föreskrifterna trätt i kraft avser Ei att följa upp med tillsyn inom de närmaste åren. Ei avser även att under kommande år se över reglerna i föreskrifterna för att se om de har haft önskad verkan.

Kontaktpersoner

Lena Jaakonantti, lena.jaakonantti@ei.se, 016-16 27 74

Sara Carlbom, sara.carlbom@ei.se, 016-542 91 35