

EI R2008:16

Tillsynsmetod för överföring och lagring av naturgas i Sverige

Metod för att på förhand fastställa en skälig intäktsram för de
reglerade naturgasföretagen

Energimarknadsinspektionen
Box 155, 631 03 Eskilstuna

Energimarknadsinspektionen EI R2008:16

Författare: Michael Pellijeff

Copyright: Energimarknadsinspektionen
Rapporten är tillgänglig på www.ei.se

Tryckt i Eskilstuna 2008

Förord

Energimarknadsinspektionen (EI) är tillsynsmyndighet över marknaderna för el, naturgas och fjärrvärme. Detta innebär bland annat att EI granskar skäligheten i de tariffer som används för överföring av el samt överföring och lagring av naturgas. Denna granskning har hittills skett i efterhand.

Tillsynsmyndigheten ska enligt gällande gasmarknadsdirektiv, innan tarifferna träder i kraft, godkänna åtminstone metoderna som används för att beräkna eller fastställa villkoren för tariffer. I det kommande så kallade tredje energimarknads-paketet kommer det ställas högre krav på den förhandsprövning som ska ske.

Mot bakgrund av detta har EI sett över den nuvarande tillsynsmetoden för naturgas. Översynen har lett till en ny tillsynsmetod med syfte att skapa en långsiktigt hållbar reglering för en effektiv naturgasmarknad. Metoden innebär att EI på förhand fastställer en skälig intäktsram för en tillsynsperiod omfattande fyra år. Den första tillsynsperioden med den nya metoden kommer att omfatta åren 2011-2014.

Eskilstuna, december 2008

Yvonne Fredriksson

Generaldirektör

Michael Pellijeff

Projektledare

Metod för att på förhand fastställa skälig intäktsram för reglerade naturgasföretag

Energimarknadsinspektionen (EI) är tillsynsmyndighet för naturgas. Detta innebär att EI har som uppgift att granska skäligheten i de intäkter som tas ut för överföring och lagring av naturgas.

Bakgrund

EI beslutade i december 2005 att bedömningen av överförings- och lagringstariffer ska ske i enlighet med de överväganden som redovisas i promemorian "Energimarknadsinspektionens modell för tillsyn över skäliga tariffer för överföring och lagring av naturgas". Denna modell innebar att skäligheterna i tarifferna kontrollerades i efterhand (ex-post).

I Europaparlamentets och rådets direktiv 2003/55/EG (Naturgasmarknadsdirektivet) fastställs bland annat gemensamma regler för överföring, distribution och lagring. I direktivet uppställs krav på att tillsynsmyndigheten i förväg ska fastställa eller godkänna metoder som används för att beräkna eller fastställa villkoren för anslutning och tillträde till nationella nät, inklusive överförings- och distributionstariffer samt för tillhandahållande av balanstjänster.

Mot bakgrund av ovanstående samt att lagstiftningen avseende el kommer att ändras till en förhandsreglering (ex-ante) har EI beslutat att även övergå till en ex-ante reglering för överföring och lagring av naturgas.

Fastställande och omprövning av intäktsram

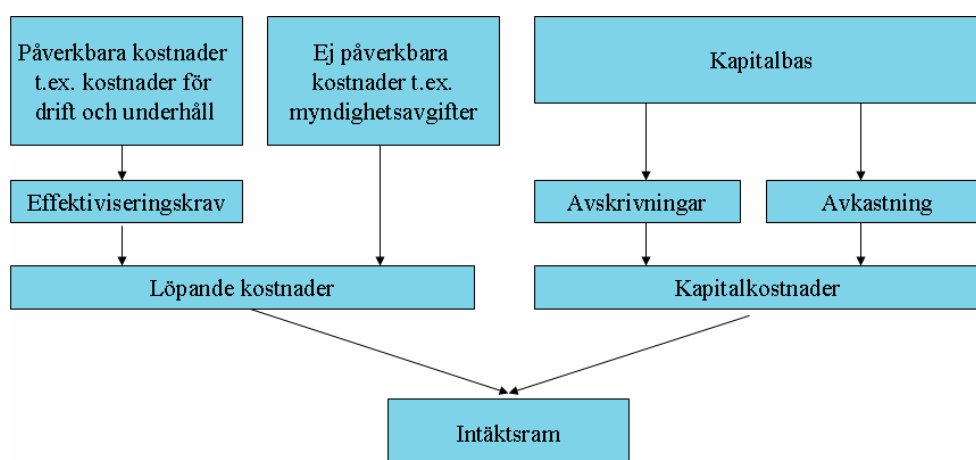
Den nya tillsynsmetoden innebär att EI i förväg kommer att fastställa en intäktsram för gasföretagens reglerade verksamheter avseende en tillsynsperiod på fyra kalenderår.

Inför varje tillsynsperiod ska företagen lämna in ett förslag till intäktsram tillsammans med de uppgifter som krävs för att EI ska kunna pröva förslaget. Beslut om fastställande av intäktsramen ska fattas senast två månader innan tillsynsperioden börjar.

Under tillsynsperioden kan EI ompröva den beslutade intäktsramen efter ansökan av de reglerade gasföretagen eller på eget initiativ om företagen har lämnat oriktiga eller bristfälliga uppgifter. Efter tillsynsperioden kommer EI att göra en slutlig avstämning av intäktsramen eftersom fastställelsebeslutet grundar sig på prognoser som inte fullt ut kommer att överensstämma med verkligt utfall.

Intäktsramens uppbyggnad

I följande figur visas principiellt hur intäktsramen byggs upp.



Beräkning av löpande kostnader kommer att ske på följande sätt:

- Vid fastställande av intäktsramen kommer företagen att få tillgodoräkna sig de löpande faktiska kostnader som är hänförliga till den reglerade gasverksamheten med korrigering för eventuella effektiviseringsincitament.

Beräkning av kapitalkostnader kommer att ske på följande sätt:

- En kapacitetsbevarande princip ska tillämpas vid beräkning av naturgasföretagens kapitalkostnader.
- Värdet på kapitalbasen ska ha sin utgångspunkt i de befintliga anläggningarnas nuanskaffningsvärde. EI kommer att lämna närmare anvisningar om hur dessa ska beräknas.
- Företagen ska kompenseras för kostnaden för kapitalbindningen som uppstår innan en anläggning tas i bruk.
- Kapitalkostnaderna ska fördelas över tiden med en real annuitet.
- WACC-metoden kommer att användas för att bestämma kalkylräntan som i sin tur används för att bedöma skälig avkastning på investerat kapital i den reglerade gasverksamheten. Kalkylräntan kommer inför varje tillsynsperiod att fastställas av EI och avse hela tillsynsperioden.

- Komponentindelning och reglermässiga avskrivningstider för naturgas-systemet är fastställd enligt nedan.

Anläggningskomponenter	Reglermässiga avskrivningstider (år)
Transmissionsledningar	40
Distributionsledningar	40
M/R- stationer	20
Mätare	12
Stödsystem och system för övervakning	12
Lagerutrymme	40
Kompressor för lagret	25
Övriga maskiner och inventarier	Samma som bokföringsmässig avskrivningstid

Fortsatt metodutveckling

EI har identifierat ett antal områden som kräver ytterligare arbete inför den första tillsynsperioden:

- Utveckla anvisningar till företagen om hur nuanskningsvärdet för anläggningar ska bestämmas.
- Analys av vilka uppgifter som behövs för den framtida tillsynen och skapa tydliga instruktioner och ändamålsenliga rutiner för hur dessa ska rapporteras.
- Utveckla effektiviseringsincitament för påverkbara löpande kostnader.
- Utredda villkoren för periodisering av intäkter (buffertkonto) avseende tidshorisont och omfattning.
- Utveckla incitament för leverans kvalitet.
- Utredda eventuell påverkan på intäktsramen av kostnader för icke realiserade projekt.

Tillämpning av den nya metoden

Med den nya tillsynsmetoden kommer en intäktsram att bestämmas för de reglerade naturgasverksamheterna. Den första tillsynsperioden kommer att vara 2011-2014.

Innehåll

1	Inledning	9
1.1	Bakgrund	9
1.2	Syfte.....	10
1.3	Disposition	10
1.4	Arbetsätt.....	10
2	Rättsliga förutsättningar för tillsynen	12
3	Energimarknadsinspektionens mål med regleringen	14
4	Naturgasen i Sverige	16
4.1	Naturgasmarknaden i Sverige	16
4.2	Transport och lagring av naturgas.....	17
4.3	Ägare av naturgasnät och lager i Sverige	19
4.4	Transportens andel av kundens totala gaspris.....	21
5	Intäktsram för överföring och lagring av naturgas	23
5.1	Intäkterna måste vara skäliga i förhållande till den prestation företagen utför	23
5.2	Företagets totala kostnader kan delas in i löpande kostnader och kapitalkostnader.....	23
6	Förmögenhets- eller kapacitetsbevarande princip vid beräkning av kapitalkostnader	26
6.1	Förmögenhetsbevarande princip.....	26
6.2	Kapacitetsbevarande princip	27
6.3	Energimarknadsinspektionen kommer att tillämpa en kapacitetsbevarande princip.....	27
7	Fördelning av kapitalkostnader över tiden	28
7.1	Hur kapitalkostnaderna ska fördelas beror på kvaliteten på tjänsten samt på drift- och underhållskostnader.....	28
7.2	Energimarknadsinspektionen kommer att tillämpa en real annuitet.....	29

8	Reglermässiga avskrivningstider	30
8.1	Reglermässiga avskrivningar skiljer sig från skattemässiga och bokföringsmässiga avskrivningar	30
8.2	Naturgasens ekonomiska livslängd begränsas av konkurrensen från andra energislag.....	30
8.3	Reglermässiga avskrivningstider i Europa	31
8.4	Branschens förslag på reglermässiga avskrivningstider	32
8.5	Energimarknadsinspektionens tillämpade reglermässiga avskrivningstider	33
9	Kalkylränta.....	34
9.1	WACC:en är en sammanvägning av avkastningskravet på lånat och eget kapital.....	34
9.2	Metod för att bestämma WACC	35
10	Fastställande av kapitalbas (NUAK) för beräkning av kapitalkostnader	37
10.1	NUAK kan bestämmas på olika sätt.....	37
10.2	Översiktlig bestämning av NUAK	38
10.3	Pågående arbeten och investeringsprojekt som inte realiseras.....	39
10.4	Uppdatering av kapitalbasen inför tillsynsperioden.....	39
11	Löpande kostnader.....	41
11.1	Rapportering av löpande kostnader	41
11.2	Kostnad för överliggande nät.....	42
11.3	Drift- och underhållskostnader samt kostnader för mätning.....	43
11.4	Kostnader för verksamhetsutveckling, administration, leasing mm.....	45
11.5	Kvaliteten i den gjorda rapporteringen	46
11.6	Utveckling av rapportering av löpande kostnader	46
12	Tillsynsperiodens längd.....	48
13	Utjämning mellan tillsynsperioder	50
14	Tillsynen i praktiken	52
14.1	Processen innan fastställelsebeslutet	52
14.2	Omprövning och avstämning av intäktsramen	53
15	Fortsatt arbete.....	54

1 Inledning

1.1 Bakgrund

Avreglering av de ledningsburna energimarknaderna har ofta inneburit att produktion och försäljning till slutkund har konkurrensutsatts medan transporten, som har karaktären av ett naturligt monopol, har fortsatt att vara reglerat. I Sverige har naturgasmarknaden öppnats i flera steg och sedan 2007 har alla naturgaskunderna rätt att fritt välja gashandlare. Däremot är transporten av naturgas fortfarande ett naturligt monopol och ska därmed regleras.

Överföring av naturgas är ett naturligt monopol. Koncessioner för transmission av gas ges med ensamrätt vilket leder till att transmissionsverksamhet också blir ett legalt monopol. För distributionsverksamhet krävs ingen koncession vilket innebär att parallella nät som kan konkurrera är rättsligt möjligt, men sannolikt inte företagsekonomiskt motiverat.

Förekomsten av naturliga monopol kan leda till negativa samhällsekonomiska effekter. För det första innebär en bristande konkurrens att marknadsmekanismen, som ställer krav på att effektivisera verksamheten, saknas. Även för ett monopol finns incitament att bli mer effektiv eftersom det leder till att vinsten ökar, men det finns ingen "piska" i form av konkurrens som tvingar fram rationaliseringar. För det andra kan en bristande konkurrens leda till att priset blir oskäligt högt. Ett oskäligt högt pris leder till en omfördelning av värden från konsument till producent samt att konsumtionen blir för låg ur ett samhällsekonomiskt perspektiv. Dessa negativa effekter leder till att det behövs en reglering som skyddar kunderna från oskälig prissättning och samtidigt ger företagen incitament att driva verksamheten så effektivt som möjligt.

I budgetpropositionen¹ avseende 2009 anges att "Naturgasen, som är ett fossilt och ändligt bränsle med hög energieffektivitet, kan ha betydelse för energiförsörjningen under en omställningsperiod. Detta förutsätter dock att den används på ett sätt som leder till bättre utnyttjande av de samlade energiresurserna och minskad belastning på miljö och klimat." Vidare anges att "Något statligt stöd för naturgasutbyggnad kommer inte att kunna påräknas. Den samhälleliga bedömningen av ett naturgasprojekt ska göras i samband med tillståndsprövningen", dessutom sägs att "Där naturgastillämpningar utvecklas är det väsentligt att från början skapa så goda förutsättningar som möjligt för en framtida successiv övergång till biogas eller andra energigas framställda ur förnybara energikällor."

¹ Prop. 2008/09:1 s 45f

I Energimarknadsinspektionens (EI) regleringsbrev anges att målet för myndighetens verksamhet beträffande gasmarknaden är följande: "Målet för tillsynen är att förutsättningar för en fungerande konkurrens etableras på naturgasmarknaden och att överföringen av naturgas sker till skäliga priser."

Av EI:s tillsynsplan framgår att ett av EI:s övergripande mål är att bidra till att energikunderna ska ha tillgång till väl fungerande energimarknader med god insyn och där konkurrens bidrar till att hålla nere kostnaderna. Detta innebär att energimarknaderna ska fungera effektivt ur ett samhälls- och konkurrensperspektiv.

Enligt de gällande el- och gasmarknadsdirektiven ska åtminstone metoder för att fastställa tariffer godkännas på förhand av tillsynsmyndigheten. EI beslutade i december 2005 att bedömningen av överförings- och lagringstariffer ska ske i enlighet med de överväganden som redovisas i promemorian "Energimarknadsinspektionens modell för tillsyn över skäliga tariffer för överföring och lagring av naturgas". EI kommer att ompröva tidigare beslut med hänsyn till den anpassning till förhandsreglering (ex-ante) som ska göras.

1.2 Syfte

Syftet med detta projekt är att fastställa en metod för att bedöma skäligheten i naturgasföretagens intäkter för överföring och lagring av naturgas.

Naturgaslagens regelverk omfattar även förgasningsverksamhet² men eftersom det inte finns någon sådan verksamhet i Sverige för närvarande, har detta inte behandlats i detta projekt.

1.3 Disposition

Kapitel 2- 4 ger bakgrund och förutsättningar för det arbete som redovisas i denna rapport. Kapitel 5-11 visar hur intäktsramen ska fastställas med vald metod. Kapitel 12-14 behandlar frågor av mer praktisk karaktär. Slutligen behandlar kapitel 15 hur det framtida arbetet med tillsynen av naturgas kommer att fortskrida.

1.4 Arbetssätt

Denna rapport är framtagen av en projektgrupp inom EI. Projektet har letts av Michael Pellijeff och därutöver har Linda Werther, Lars Nilsson, Johan Roupe, Göran Ek samt konsulten Torbjörn Solver arbetat i projektet. Projektgruppen har tagit hjälp av en extern referensgrupp där samtliga företag som bedriver överföring och lagring av naturgas i Sverige medverkat. Därtill har företrädare för kundintressen och handelsaktörer varit representerade. Syftet med att bilda referensgruppen var att få del av expertkunskap inom området samt att i dialog utveckla tillsynsmetoden. Fem referensgruppsmöten har hållits. Referensgruppen har i viss

² Med förgasningsverksamhet avses förgasning av LNG (Liquified Natural Gas)

utsträckning haft varierande sammansättning bland annat beroende på mötets fokusområde. Följande personer har medverkat vid ett eller flera referensgruppsmöten:

Namn	Organisation	Namn	Organisation
Zarah Andersson	Affärsverket svenska kraftnät	Anders Larsson	Göteborg Energi AB
Jonas Andréen	Lunds Energikoncernen AB	Ulf Molén	E.ON Gas Sverige AB
Peter Blomberg	DONG Energy	Charlotta Mühlow	Öresundskraft AB
Magnus Bruno	Stockholm Gas AB	Henrik Nebrelus	E.ON Gas Sverige AB
Patrick Farran-Lee	Swedegas AB	Kaj Rydberg	Varberg Energi AB
Lars Frisk	Swedegas AB	Torsten Simonsson	Stora Enso AB
Nils Funke	E.ON Gas Sverige AB	Daniel Strömqvist	E.ON Gas Sverige AB
Lars Gustafsson	Swedegas AB	Bernt Svensson	Lunds Energi AB
Lars Göransson	Öresundskraft AB	Martin Valleskog	Svenska Gasföreningen
Magnus Hedgran	E.ON Gas Sverige AB	Magnus Widén	Varberg Energi AB
Peter G. Krusaa	DONG Energy	Hans Åkesson	Svenska Gasföreningen

Därutöver bildades en arbetsgrupp, bestående av representanter från företag som är medlemmar i Svenska Gasföreningen, som bidragit med faktaunderlag och expertkunskap. Gruppen har haft följande sammansättning: Peter Blomberg DONG Energy, Patrick Farran-Lee Swedegas, Magnus Hedgran E.ON Gas Sverige, Bernt Svensson Lunds Energi, Martin Valleskog Svenska Gasföreningen samt Hans Åkesson Svenska Gasföreningen.

EI har dessutom haft kontakt med enskilda företag för fördjupade diskussioner kring frågeställningar rörande tillsynen.

Konsultföretaget Ice Capital har använts för att ta fram metod för beräkning av kalkylränta. Därutöver har professor Jan Bergstrand vid Handelshögskolan i Stockholm konsulteras i vissa frågor av ekonomisk karaktär. Konsulter har även använts för att skapa en fördjupad naturgaskunskap i projektgruppen.

2 Rättsliga förutsättningar för tillsynen

Avsnittet behandlar den rättsliga bakgrunden till den nya tillsynsmetoden. Det gäller bland annat vad lagstiftningen säger om förhands- respektive efterhandsprövning (ex ante respektive ex post) av den totala intäktsramen.

Den 1 juli 2005 trädde naturgaslagen (2005:403) i kraft och ersatte den gamla naturgaslagen (2000:599). Bestämmelserna i den gamla naturgaslagen fördes i princip över till den nya lagen. Dessutom infördes ett stort antal nya bestämmelser för att genomföra Europaparlamentets och rådets direktiv 2003/55/EG om gemensamma regler för den inre marknaden för naturgas och om upphörande av direktiv 98/30/EG (naturgasmarknadsdirektivet).

Enligt naturgasmarknadsdirektivets artikel 25.2 ska tillsynsmyndigheten i förväg fastställa eller godkänna metoder som används för att beräkna eller fastställa villkoren för anslutning och tillträde till nationella nät, inklusive överförings- och distributionstariffer och för tillhandahållande av balanstjänster. Fastställandet eller godkännandet ska alltså ske innan villkoren träder i kraft.

Direktivets bestämmelser om tillsyn av överföringstariffer ger medlemsstaterna en möjlighet att välja mellan två olika tillsynssystem, antingen ett system där tillsynsmyndigheten fastställer eller godkänner tarifferna i förväg eller ett system där tillsynsmyndigheten i förväg endast fastställer eller godkänner de metoder som företaget använder för att beräkna eller fastställa tarifferna.

Naturgaslagstiftningen från år 2000 byggde på en fri prissättning där naturgasföretagen själva satte sina tariffer efter vissa, i den då gällande naturgaslagen, generellt angivna riktlinjer. Varken tarifferna eller de metoder som användes för att beräkna tarifferna fastställdes av tillsynsmyndigheten i förväg. Tillsynsmyndigheten hade däremot en möjlighet, men inte skyldighet, att pröva tarifferna i efterhand.

Vid införlivandet av naturgasmarknadsdirektivet 2003/55/EG i den svenska naturgaslagstiftningen anförde regeringen (prop. 2004/06:62 s. 168) att det inte var praktiskt genomförbart att med den korta tid som stod till förfogande införa en modell där tillsynsmyndigheten fastställer eller godkänner överföringstarifferna i förväg. Det infördes därför en ordning där tillsynsmyndigheten på förhand ska godkänna de metoder som företagen använder för att bestämma sina tariffer. Samtidigt kompletterades naturgaslagens bestämmelse om transporttariffer

eftersom den bestämmelsen var mycket allmänt hållen och inte gav någon större vägledning i frågan om hur tarifferna skulle sättas, prop. 2004/05:62 s. 170.

Bestämmelserna om tariffer för överföring av naturgas återfinns nu i 6 kap. 2-5 §§ naturgaslagen. Enligt 6 kap. 2 § ska tariffer för överföring av naturgas vara skäliga, objektiva och icke diskriminerande. Av 6 kap. 3 § framgår att det vid utformandet av överföringstariffer särskilt ska beaktas antalet anslutna kunder, kundernas geografiska läge, mängden överförd energi och abonnerad effekt, kostnaderna för överliggande ledningar, leveranssäkerhet och trycket i ledningarna. Av 6 kap. 5 § följer vidare att nätföretagen inte får börja tillämpa en tariff förrän de metoder som använts för att utforma tariffen har godkänts av tillsynsmyndigheten samt att ett sådant godkännande ska lämnas om metoderna kan antas leda till att tariffen uppfyller kraven på att den ska vara objektiv och icke-diskriminerande.

Av regeringens prop. 2004/05:62 s. 228 framgår att kravet på skälighet hänför sig till de totala intäkterna från verksamheten och syftar till att förhindra att lednings- eller anläggningsinnehavarna utnyttjar sin monopolställning genom att ta ut oskäliga monopolvinster till förfång för kunderna. I begreppet skälig tariff ingår att nätföretagen dels får skälig avkastning på sitt anläggningskapital, dels får ersättning för skäliga rörelsekostnader. Av ovan anförda prop. s 231 framgår vidare att ett företag som bedriver överföring av naturgas inte får börja tillämpa sin överföringstariff förrän tillsynsmyndigheten har godkänt de metoder som har använts för att utforma avgiften eller tariffen. Kontrollen av dessa metoder syftar till ett säkerställande av att avgiften eller tariffen är objektiv och icke-diskriminerande. Däremot sker ingen kontroll av deras skälighet. Detta sker i stället i efterhand inom ramen för tillsynen.

Av förarbetena till naturgaslagen framgår således att det är tänkt att tariffernas skälighet ska kontrolleras i efterhand (ex post) samtidigt som metoderna som har använts för att utforma tariffen ska godkännas i förväg (ex ante). I naturgaslagen finns det också en bestämmelse i 6 kap 5 § som innebär att ett naturgasföretag inte får börja tillämpa sin överföringstariff förrän tillsynsmyndigheten har godkänt de metoder som har använts för att utforma tariffen. Någon bestämmelse som anger att tillsynen över tarifferna ska ske i efterhand finns däremot inte.

För att få in de uppgifter som behövs för tillsynen har tillsynsmyndigheten enligt 10 kap. 2 § naturgaslagen rätt att på begäran få de upplysningar och ta del av de handlingar som behövs för tillsynen. Om begärda uppgifter inte lämnas får tillsynsmyndigheten, enligt 10 kap. 3 § naturgaslagen, meddela de förelägganden som behövs för att trygga efterlevnaden av de föreskrifter och villkor som omfattas av tillsynen. Ett sådant föreläggande får förenas med vite.

EI bedömer att ordalydelsen i naturgaslagens 6 kap. medger att det införs ett system där även tariffernas skälighet granskas i förväg.

3 Energimarknadsinspektionens mål med regleringen

Enligt Energimarknadsinspektionens regleringsbrev är målet med regleringen av naturgas att förutsättningar för en fungerande konkurrens etableras på naturgasmarknaden och att överföring och lagring av naturgas sker till skäliga priser. Av naturgaslagen framgår vidare att regleringen ska ge ekonomiskt utrymme för att tillhandahålla ett säkert, tillförlitligt och effektivt ledningssystem.

Inför EI:s arbete med att ta fram en metod för tillsyn av naturgastarifferna har tre övergripande mål tagits fram:

- Regleringen ska säkerställa att överföring och lagring av naturgas sker till skäliga priser
- Regleringen ska ge ekonomiskt utrymme för att långsiktigt upprätthålla den kapacitet marknaden efterfrågar på ett säkert och tillförlitligt sätt
- Regleringen ska bidra till att marknaden för överföring och lagring av naturgas fungerar effektivt ur ett samhällsekonomiskt perspektiv

Som tidigare nämnts utgör transport av naturgas ett naturligt (och till viss del också legalt) monopol och ska därför regleras. Regleringen ska se till att naturgasföretagens tariffer är skäliga och ger väl avvägda incitament till effektivitet, kvalitet och investeringar. Med detta menas att naturgasföretagen successivt effektiviserar verksamheten och på lång sikt gör investeringar i rätt tid, med rätt kapacitet och rätt teknik.

Utifrån de övergripande målen är EI:s ambition att regleringen ska präglas av³:

- Enkelhet

Regleringen ska ge styrande effekter på ett övergripande plan istället för detaljstyrning. Att reglermetoden är enkel underlättar arbetet för företagen och EI samt vid kommunikation till allmänheten och eventuella rättsinstanser.

Utgångspunkten är att den administrativa bördan för både företag och EI ska minimeras.

³ Som grund för EI:s verksamhet finns bland annat en tillsynspolicy (Energimarknadsinspektionens tillsynspolicy 2008-2012)

- Förutsägbarhet och transparens

Regleringen ska utformas på ett sådant sätt att den är förutsägbar och transparent. Företagen och kunderna ska på ett enkelt sätt kunna bilda sig en uppfattning om vilken nivå på tarifferna som gäller inom ramen för regleringen.

- Trovärdighet och långsiktighet

Regleringen ska vara genomarbetad och förankrad för att skapa förtroende för dess långsiktiga funktion.

EI har även som ambition att tillsynen för de olika energislagen ska ske på ett likartat sätt. Detta innebär att regleringen av el och gas så långt som möjligt bör ske på liknande sätt.

4 Naturgasen i Sverige

Sedan naturgasen introducerades i Sverige har ledningsnätet successivt byggts ut och försörjer för närvarande gasförbrukare i ett trettio-tal kommuner i landets sydvästra delar.

4.1 Naturgasmarknaden i Sverige

Naturgas är en brännbar blandning av gasformiga kolväten och består huvudsakligen av metan. Naturgas är ett fossilt bränsle som har bildats genom bakteriell nedbrytning av organiskt material från växter och djur för hundratals miljoner år sedan och har sedan inneslutits i jordskorpan och utsatts för högt tryck. Koldioxidutsläppen som sker vid förbränning av naturgas är fyrtio respektive tjugo procent lägre än vid förbränning av kol och olja.

Naturgas har använts i Sverige sedan 1985 då den introducerades genom en utbyggnad av det danska systemet till södra Sverige. Sverige har ingen egen utvinning av naturgas och all tillförsel sker från Danmark genom sjöledningen från Dragör i Danmark till Klagshamn utanför Malmö. I Sveriges närhet finns förutom naturgaskällor i Danmark, betydande tillgångar i Norge och Ryssland. Användningen av naturgas stod 2007 för två procent av Sveriges totala energianvändning men i de kommuner som har ett utbyggt naturgasnät står naturgasen för 20 procent av energianvändningen vilket är en lika stor andel som i övriga Europa.

Slutförbrukarna av naturgas består av allt från enskilda hushåll till industrier som använder naturgasen till såväl bränsle som råvara i sina processer. Naturgas används även i fjärrvärmeverk och i kraftvärmeproduktion och som drivmedel för fordon. Som energialternativ är naturgasen utsatt för konkurrens från värmepumpar, fjärrvärme, biobränslen och i viss mån även från andra fossila bränslen. Karaktäristiskt för den svenska naturgasmarknaden är att en liten andel slutförbrukare står för en stor andel av den samlade förbrukningen. År 2007 uppgick tillförseln av naturgas till Sverige till 974 miljoner normalkubikmeter⁴. Omräknat till energi motsvarar detta knappt 10,7 TWh.

Figur 1 visar det svenska naturgassystemet. Ledningsnätet sträcker sig från Trelleborg i söder till Stenungsund i norr, med en förgrening till Småland.

⁴ Gasens volym vid 0°C och vid ett tryck på 1,01325 bar

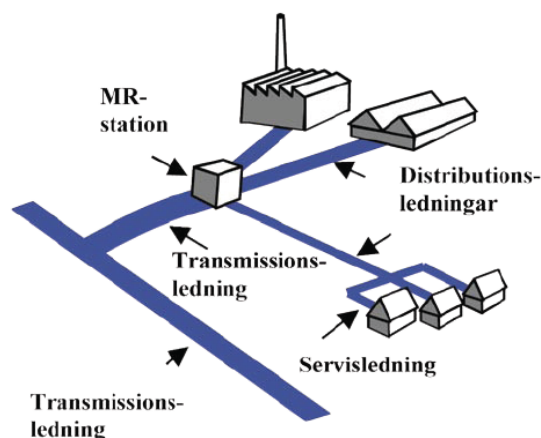
Figur 1 Naturgasnätets utbredning i Sverige



4.2 Transport och lagring av naturgas

Det svenska naturgasnätet kan delas in i transmissions- och distributionsledningar. År 2007 bestod det svenska naturgassystemet av cirka 620 kilometer transmissionsledning och cirka 2 600 kilometer distributionsledning. I transmissionsledningarna sker transporterna under högt tryck, normalt mellan 50 och 65 bar. Därefter sker en tryckreducering i så kallade mät- och reglerstationer (M/R-stationer) innan distributions- och servisleddningar överför naturgas till slutkunder. Distributionssystemet har olika trycknivåer anpassade till olika kundgrupper. Distributionsledningarna till mindre kunder är ofta utförda i plast (polyeten) och dimensionerade för 4 bars tryck, medan större kunder som behöver ett högre tryck är anslutna via stålrör. I Figur 2 visas en schematisk bild över naturgassystemet.

Figur 2 Principskiss av naturgassystemet



Det svenska naturgassystemet har även börjat användas för distribution av biogas. Än så länge är andelen biogas i naturgassystemet blygsam (någon enstaka procent) men en expansion pågår. Biogas matas för närvarande in i distributionssystemen i bland annat Malmö, Göteborg och Helsingborg. Naturgas ska börja användas i Stockholms stadsgassystem och då kombinerat med biogas.

Naturgas överförs huvudsakligen i rörledningar och kan, till skillnad från andra ledningsburna energiformer, överföras långa sträckor med små energiförluster. Vid tryckreducering av gasen i M/R-stationer sjunker gasens temperatur och högre kolväten riskerar att fällas ut. För att undvika detta värms gasen i särskilda pannor som drivs av gas.

Efterfrågan på naturgas varierar över dygnet, veckan och året. Den säsongsmässiga variationen beror främst på varierande uppvärmningsbehov då en betydande del av den naturgas som förbrukas i Sverige används i det svenska fjärrvärmesystemet inklusive användning i kraftvärmeverk. Transportsystemet har i huvudsak fasta kostnader och för att få ett så optimalt kapacitetsutnyttjande som möjligt av nätet är det därför fördelaktigt att utjämna säsongsvariationerna genom att ha ett lager i närheten av marknaden. Främst hanteras den svenska säsongsvariationen av lager som finns i Danmark. I Sverige finns ett mindre demonstrationslager i närheten av Halmstad. Lagret har en karaktär som gör att det lämpar sig som korttidslager och hantera tillfälliga toppar i efterfrågan, så kallad "peak shaving".

Eftersom gas kan komprimeras finns även en möjlighet till korttidslagring i transmissionssystemet, så kallad "line pack". Principen för att kunna utnyttja detta går ut på att höja och sänka trycket i transmissionssystemet och på så sätt ändra mängden gas i systemet. Denna egenskap gör att gassystemet är mer förlåtande än ett elnät där momentan balans alltid är nödvändig.

4.3 Ägare av naturgasnät och lager i Sverige

Den svenska naturgasmarknaden är begränsad till sin storlek. Vid sidan av ett antal handelsaktörer finns 8 företag som äger olika delar av infrastrukturer för naturgas. För närvarande finns 10 redovisningsenheter det vill säga enheter som rapporterar in olika ekonomiska och tekniska data till EI. Skälet till att 8 företag rapporterar för 10 redovisningsenheter är att två av företagen har flera verksamheter. Redovisningen i det följande bygger på den rapportering som gjorts av företagen avseende deras reglerade verksamhet. I Tabell 1 visas redovisningsenheterna och deras olika verksamheter.

Tabell 1 Redovisningsenheter och deras verksamhet

Redovisningsenhet	Verksamhet
E.ON Gas Sverige AB Transmission	Transmission
E.ON Gas Sverige AB Distribution	Distribution
Göteborgs Energi Gasnät AB	Distribution
LRC Demo AB Lagring	Lager
Lund Energi AB	Distribution
Swedegas AB Transmission	Transmission
Swedegas AB Lagring	Lager
Varberg Energi AB	Distribution
Öresundskraft AB	Distribution
Öresundskraft Ängelholm AB	Distribution

Distributionsverksamhet bedrivs av 6 företag och de är sinsemellan mycket olika. I Tabell 2 visas distributionsnätens längd samt hur mycket gas som transporteras i dem.

Tabell 2 Rapporterad ledningslängd och överförd mängd gas 2007, distribution

Företag	Ledningslängd (km)	Överförd mängd gas (GWh)
E.ON Gas Sverige AB	1 860	4 530
Göteborgs Energi Gasnät AB	210	3 280
Lund Energi AB	170	550
Varberg Energi AB	70	50
Öresundskraft AB	270	840
Öresundskraft Ängelholm AB	20	17
Summa	2 600	9 267

E.ON Gas Sverige AB har den klart största distributionsverksamheten som också har relativt stor geografisk utbredning. Företaget har cirka 100 gånger längre distributionsnät än det minsta företaget Öresundskraft Ängelholm AB och skillnaderna i mängd överförd gas är ännu större.

Endast två företag bedriver transmissionsverksamhet, E.ON Gas Sverige AB samt Swedegas AB. Swedegas äger och driver stamledningen och vissa grenledningar och E.ON Gas Sverige äger och driver grenledningar. I Tabell 3 visas de respektive företagens totala ledningslängd för transmission samt volymen gas som transporteras.

Tabell 3 Ledningslängd och överförd mängd gas 2007, transmission

Företag	Ledningslängd (km)	Överförd mängd gas (GWh)
E.ON Gas Sverige AB	230	5 900
Swedegas AB	390	10 480
Summa	620	-

Swedegas innehar cirka 60 procent av det svenska transmissionssystemet och E.ON Gas 40 procent. Eftersom Swedegas innehar stamledningen transporteras all naturgas som förbrukas i Sverige genom deras ledningssystem och därmed även den volym som går genom E.ON Gas grenledningar. Det är därför inte meningsfullt att summera den överförda mängden gas.

LRC Demo och Swedegas bedriver lagringsverksamhet. LRC Demo ägs av E.ON Gas Sverige AB. Det lager som LRC Demo innehar är en anläggning där ny teknik för lagring av gas demonstreras. Det innebär bland annat att lagret inte har kommersiell storlek. Swedegas lager utgår från den line pack som finns i transmissionsledningar. Båda lagren kan betraktas som korttidslager och kan hantera kortvariga förbrukningstoppar. Den begränsade storleken gör att de inte kan användas för att utjämna belastningen över längre perioder.

I Tabell 4 visas de två företagens lagringskapacitet angivet i miljoner normal-kubikmeter.

Tabell 4 Lagringskapacitet 2007

Företag	Lagringskapacitet (Mm³)
LRC Demo AB	8,8
Swedegas AB	6,0
Summa	14,8

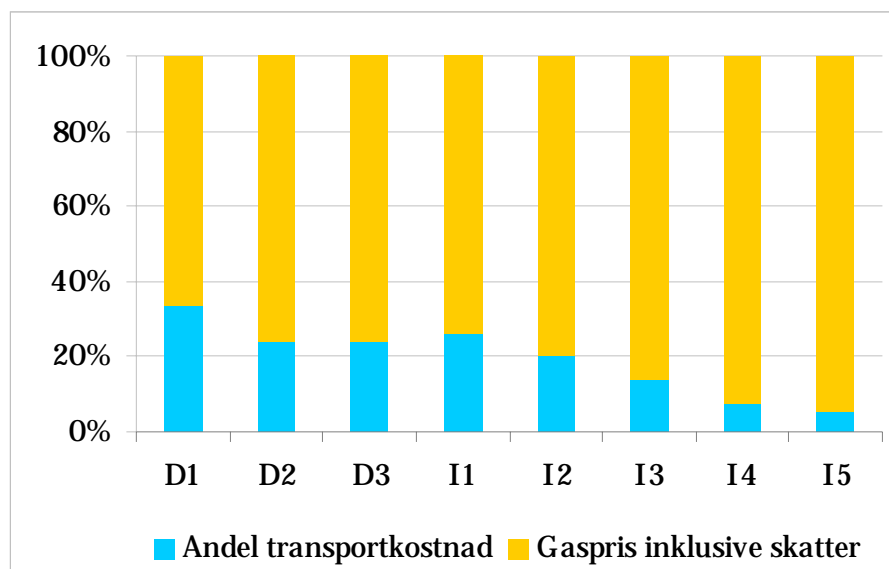
Lagringskapaciteten är, som sagts tidigare, begränsad och det lagerbehov som den svenska gasmarknaden har tillfredställs framförallt genom de lager som finns i Danmark. Lagerkapaciteten i Danmark är knappt 1 000 Mm³ och utnyttjas främst för den svenska och danska gasmarknaden.

4.4 Transportens andel av kundens totala gaspris

Slutförbrukaren tecknar ett anslutnings- och överföringsavtal med den nätägare till vilken slutförbrukaren är ansluten. Nätägaren tecknar i sin tur ett nät/nätavtal med överliggande nätägare. Kedjan av nät/nätavtal mellan under- och överliggande nätägare löper ända fram till gränsstationen i Dragör, Danmark där Swedegas transmissionsystem börjar. Genom kedjan av nät/nätavtal betalar slutförbrukaren endast en överföringstariff, till den nätägare vilken slutförbrukaren är ansluten till. Tariffen innehåller härigenom även nätägarens kostnad för överföring i överliggande nätägares nät.

Transportens del av totala kostnaderna för gas för olika typkunder framgår av Figur 3.

Figur 3 Transportens andel av det totala gaspriset för olika typkunder, januari –juni 2008



KÄLLA: BEARBETADE UPPGIFTER FRÅN SCB

Typkunder D1,D2 och D3 är hushållskunder och I1,I2,I3,I4 och I5 är industrikunder. I Tabell 5 anges typkundernas årliga förbrukning. För hushållskunder utgör transportkostnaden mellan 25-35% av det totala gaspriset och för industrikunder varierar det mellan 5-25% beroende på förbrukningen.

Tabell 5 De olika typkundernas förbrukning

Typkund	Förbrukning (MWh)
Hushållskund D1	<5,5
Hushållskund D2	5,5-55
Hushållskund D3	>55
Industrikund I1	<300
Industrikund I2	300-3 000
Industrikund I3	3 000-30 000
Industrikund I4	30 000-300 000
Industrikund I5	300 000-1 100 000

5 Intäktsram för överföring och lagring av naturgas

Den nya reglering för det svenska naturgasnätet är en så kallad intäktstaksreglering. Regleringen innebär att företagen föreslår en intäktsram för den kommande tillsynsperioden som efter granskning fastställs eller ändras av Energimarknadsinspektionen.

5.1 Intäkterna måste vara skäliga i förhållande till den prestation företagen utför

EI granskar skäligheten i företagets totala intäkter men gör ingen bedömning huruvida en enskild kunds tariff är skälig eller ej. Däremot måste enskilda tariffer, som tidigare nämnts, enligt naturgaslagen (2005:403) vara objektiva och icke-diskriminerande.

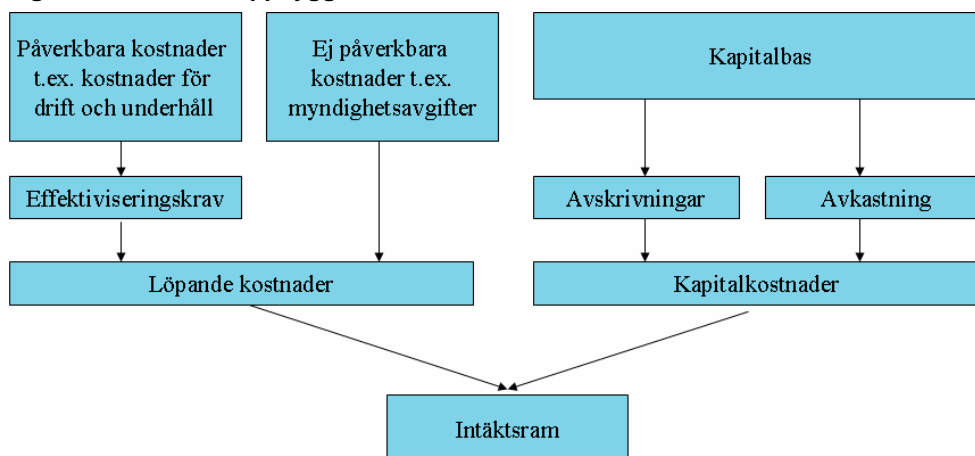
För att kunna granska skäligheten i ett gasnätsföretags totala intäkter måste EI göra en värdering av den tjänst som företaget utför. Att värdera den tjänst som företagen utför är komplicerat när den har karaktären av ett naturligt monopol. På konkurrensutsatta marknader bestäms värdet av tjänsten genom det pris som marknaden sätter. Ett företag som sätter för höga priser kommer att konkurreras ut av billigare alternativ. På marknader som utgörs av naturliga monopol fungerar inte denna mekanism och därför måste ett annat sätt att värdera tjänsten användas. Värderingen av den tjänst som utförs av naturliga monopol utgår ofta från de relevanta kostnader ett företag har för att leverera tjänsten. Är de totala intäkterna högre än de relevanta kostnader som identifierats av EI bedöms intäkterna vara oskäliga. Centralt är att fastställa vad som avses med relevanta kostnader.

5.2 Företagets totala kostnader kan delas in i löpande kostnader och kapitalkostnader

Ett företags totala kostnader kan delas in i löpande kostnader och kapitalkostnader. För överföring av naturgas utgör kapitalkostnaderna en betydande del av de totala kostnaderna på grund av att investeringarna i själva infrastrukturen (stålrör, MR-stationer, plaströr m.m.) är mycket stora. De löpande kostnaderna för ett företag som transporterar naturgas utgörs av kostnader för överliggande nät, underhåll, drift och administration etc.

Intäktsramen byggs upp genom att relevanta löpande kostnader och kapitalkostnader adderas. I Figur 4 visas schematiskt hur en intäktsram kan bestämmas.

Figur 4 Schematisk uppbyggnad av en intäktsram



Löpande kostnader kan delas upp i påverkbara och ej påverkbara. Anledningen till denna uppdelning är att EI kommer att införa någon form av effektiviseringsincitament för de löpande kostnader som är påverkbara. EI ska i det fortsatta arbetet utreda hur ett sådant incitament för löpande kostnader ska utformas.

Kapitalkostnader är kostnader för investerat kapital och består av två delar, kostnaden för förbrukningen av kapitalet och kostnaden för kapitalbindningen. Förbrukningen av kapitalet beaktas genom avskrivningar och kostnaden för kapitalbindningen är kopplad till den alternativa förräntning en investerare kunnat få på det kapital som är bundet. Kostnaden för kapitalbindningen benämns avkastning.

Innan EI kan fastställa kapitalkostnaderna måste den kapitalbas som kostnaderna ska baseras på bestämmas. Det finns olika metoder för att fastställa en relevant kapitalbas och utgångspunkten kan vara historiska anskaffningsvärden eller nuanskaffningsvärde. Nuanskaffningsvärdet kan fastställas på olika sätt. I den nuvarande regleringen av distributionsnäten för el tar EI sin utgångspunkt i ett referensnät för att fastställa kapitalbasen.

Det är alltså inte självklart på vilket sätt tillsynsmyndigheten ska ta fram ett företags kostnader som ger underlag till intäktsramen. För ineffektiva verksamheter bör kostnaderna inte accepteras i sin helhet. I följande kapitel (6-10) beskrivs de överväganden som måste göras för att kunna fastställa relevanta kapitalkostnader.

Det kan också finnas skäl att ha en komponent i regleringen som hanterar nivån på leveranskvaliteten. Med leveranskvalitet avses både frekvens och tidsutsträckning för avbrott i leveransen och kvaliteten på gasen dvs. gasens sammansättning. Detta blir extra viktigt om det i regleringen finns krav på kostnadseffektivitet eftersom det annars finns en risk för att företagen bara fokuserar på detta utan hänsyn till leveranskvalitet. Leveranskvalitetsfrågan är idag ingen stor fråga i naturgas-

verksamheten i Sverige. Risken för avbrott i leveranserna är små och gasens kvalitet är stabil. Med ökad andel biogas och med ny tillförsel av gas från Norge, med en annan sammansättning än den danska gasen, blir dock gaskvalitetsfrågan högst aktuell. Eftersom det för närvarande inte är något problem med leveranskvaliteten har EI inte analyserat frågan närmare, men frågan kommer att finnas med i det fortsatta arbetet.

6 Förmögenhets- eller kapacitetsbevarande princip vid beräkning av kapitalkostnader

Vid reglering av överföring och lagring av naturgas måste ett val göras om en förmögenhets- eller kapacitetsbevarande princip ska tillämpas vid beräkning av kapitalkostnader.

6.1 Förmögenhetsbevarande princip

Den förmögenhetsbevarande principen innebär att nuvärdessumman av kapitalkostnaderna är lika med grundinvesteringen. Detta innebär att investeraren, via kundernas tariffer, erhåller kostnadstäckning för sina investeringar. Principen kräver kunskap om anläggningstillgångarnas ekonomiska historia i form av anskaffningsvärdet, ålder, avskrivningstid, tidigare tillämpad kapitalkostnadsprincip och kalkylränta. Anläggningstillgångens värde utgår från anskaffningsvärdet och är därför oberoende av den reala prisutvecklingen för naturgasanläggningar.

En konsekvens av att använda en förmögenhetsbevarande princip är att en anläggningstillgång som används men är avskriven inte genererar någon kapitalkostnad. Detta leder till felaktiga prissignaler eftersom intäktsramen då enbart baseras på de löpande kostnader som företaget har för anläggningen trots att den levererar samma tjänst som en icke avskriven anläggning. Detta innebär att anläggningens värde för samhället inte reflekteras i intäktsramen och tarifferna riskerar att, utifrån ett samhällsekonomiskt perspektiv, bli för låga.

En ytterligare konsekvens med en förmögenhetsbevarande princip, där avskrivet kapital inte ger avkastning, är att det finns incitament för en ägare av naturgasnät att ersätta avskrivna, men fullt fungerande, anläggningar i syfte att höja den tillåtna intäktsramen. Ur ett samhällsekonomiskt perspektiv är det negativt om anläggningstillgångar som fortfarande kan prestera en tjänst med samma kvalitet som tidigare ersätts. Risker för överinvesteringar i det svenska naturgasnätet kan dock betraktas som relativt låga då naturgas i jämförelse med el i betydligt större utsträckning är utsatt för konkurrens från alternativ såsom fjärrvärme, värmepumpar och pellets. Marknaden kan därmed sätta ett pristak som kan vara lägre än den fastställda intäktsramen.

6.2 Kapacitetsbevarande princip

Den kapacitetsbevarande principen garanterar inte att nuvärdessumman av intäktsströmmarna överensstämmer med grundinvesteringen. Det värde som åsätts en anläggningstillgång bestäms av det bedömda prisläget vid en nuanskaffning (NUAK) av en liknande anläggningstillgång. Kapitalkostnaden speglar kostnaden för att upprätthålla tillgångens förmåga att generera tjänster och ingen hänsyn tas till anläggningens ålder.

Den kapacitetsbevarande principen har två huvudsakliga fördelar ur ett samhällsekonomiskt perspektiv. Den ena är att så länge en anläggningstillgång, oavsett ålder, har en förmåga att leverera en tjänst till konsumenten åsätts den en kapitalkostnad som avspeglas i intäktsramen och därmed resulterar i en korrekt prissignal (tariff). Den andra är att den kapacitetsbevarande principen ger incitament för företagen att nyttja anläggningar så länge som de klarar av att leverera en tjänst med tillräckligt god kvalitet.

Den kapacitetsbevarande principen är, ur gasnätsföretagets synvinkel, förknippad med högre risk än den förmögenhetsbevarande principen. Detta beror på att utvecklingen av nuanskaffningsvärdet för naturgasnätsanläggningar kan avvika från inflationen och därmed riskera att nuvärdessumman av kapitalkostnaderna blir lägre än grundinvesteringen.

6.3 Energimarknadsinspektionen kommer att tillämpa en kapacitetsbevarande princip

Den kapacitetsbevarande principen är ur ett samhällsekonomiskt perspektiv mer effektiv än den förmögenhetsbevarande principen. Den kapacitetsbevarande principen leder till såväl bättre prissignaler som effektivt utnyttjande av anläggningstillgångarna.

Beträffande det praktiska genomförandet av regleringen innebär en kapacitetsbevarande princip förmodligen en större arbetsinsats för tillsynsmyndigheten och de reglerade företagen. Detta beror på att den kapacitetsbevarande principen kräver ett mer omfattande arbete för att fastställa nuanskaffningsvärden inför varje tillsynsperiod. Att utveckla en metod för att fastställa nuanskaffningsvärden innebär en särskild arbetsinsats som dock är av engångskaraktär. I det förmögenhetsbevarande perspektivet används företagens historiska anskaffningsvärden vilka är förhållandevis enkla att ta fram för den svenska naturgasmarknaden som är relativt ung.

EI kommer att använda den kapacitetsbevarande principen vid tillsyn av överföring och lagring av naturgas eftersom den bedöms som mest samhällsekonomiskt effektiv.

7 Fördelning av kapitalkostnader över tiden

En central fråga vid reglering av överföring och lagring av naturgas är hur fördelningen av kapitalkostnaderna ska ske över tiden. Avgörande för denna fördelning är dels hur kvaliteten på tjänsten påverkas av nätets ålder, dels hur drift- och underhållskostnader fördelar sig över tiden.

7.1 Hur kapitalkostnaderna ska fördelas beror på kvaliteten på tjänsten samt på drift- och underhållskostnader

De finns olika metoder för att fördela kapitalkostnader. De mest vedertagna kapitalkostnadsmetoderna i Sverige är nominell linjär, real linjär, nominell annuitet och real annuitet. Som en följd av att EI valt att använda en kapacitetsbevarande princip måste en real metod tillämpas. Detta beror på att kapitalbasen med en kapacitetsbevarande princip redan är inflationsjusterad varför kalkylräntan ska vara real.

De två vanligaste reala metoderna är real linjär och real annuitet. Real linjär innebär en kapitalkostnad som beräknas genom ett bedömt återanskaffningsvärde som skrivs av linjärt under avskrivningstiden plus en real ränta på kapitalbasen som motsvarar ett åldersomräknat återanskaffningsvärde. För en enskild anläggningstillgång innebär detta att kapitalkostnaden sjunker reallt över investeringens ekonomiska livslängd. Real annuitet innebär att kapitalkostnaderna är reallt konstanta över tiden. Detta uppnås genom att återanskaffningsvärdet multipliceras med en annuitetsfaktor, beräknad utifrån antagna värden på realränta och avskrivningstid.

För att tarifferna ska ge rätt prissignaler till kunderna bör tarifferna så långt som möjligt motsvara värdet av prestationen. Om kvaliteten på den levererade tjänsten är oberoende av naturgasnätets ålder, är detta ett argument för att priset en naturgaskund betalar för tjänsten ska vara reallt konstant över tiden. Om däremot kvaliteten försämras med tiden borde detta resultera i att en kund som är ansluten till ett gammalt nät betalar ett lägre pris än en kund som är ansluten till ett nytt nät.

För att kunna fördela kapitalkostnaderna på rätt sätt med hänsyn till kvaliteten på den levererade tjänsten krävs också information om hur löpande kostnader, framförallt drift- och underhållskostnader, fördelar sig över naturgasnätets ekonomiska livslängd. För vissa typer av investeringar ökar drift- och underhållskostnader reallt med livslängden, för exempelvis en bil är reparationskostnaderna

låga när bilen är ny och höga när den är gammal. Om kvaliteten för den levererade tjänsten är densamma över tiden och kostnader för drift och underhåll reellt konstanta skulle detta betyda att en real annuitet är det bästa sättet att fördela kapitalkostnaderna tidsmässigt. Tenderar däremot drift och underhåll istället att öka under anläggningens ekonomiska livslängd kan en real linjär metod vara ett bättre alternativ för att fördela kapitalkostnaderna.

7.2 Energimarknadsinspektionen kommer att tillämpa en real annuitet

EI:s bedömning, efter diskussion med branschen, är att drift- och underhållskostnaderna fördelar sig relativt konstant (i reala termer) över naturgasnätets bedömda ekonomiska livslängd. Löpande kostnader såsom drift och underhåll beskrivs mer utförligt i kapitel 11. EI bedömer vidare att kvaliteten på den levererade nättjänsten är oberoende av nätets ålder, vilket innebär att de kunder som är anslutna till en ledning som är byggd under 1980-talet inte upplever någon skillnad jämfört med de kunder som är anslutna till en ledning som är byggd under 2000-talet.

Med hänsyn till ovanstående kommer EI att tillämpa en real annuitet som kapitalkostnadsmetod vid reglering av överföring och lagring av naturgas.

8 Reglermässiga avskrivningstider

En central fråga vid reglering av överföring och lagring av naturgas är vilka reglermässiga avskrivningstider som ska åsättas olika anläggningstillgångar i naturgassystemet.

8.1 Reglermässiga avskrivningar skiljer sig från skattemässiga och bokföringsmässiga avskrivningar

Syftet med avskrivningen är att beskriva hur mycket av en tillgång som förbrukas, konsumeras eller på annat sätt sjunker i värde. Den reglermässiga avskrivningstiden bör ligga så nära en anläggnings ekonomiska livslängd som möjligt.

Begreppet ekonomisk livslängd är inte detsamma som teknisk livslängd. Ekonomisk livslängd är den tid som en investering är, eller bedöms vara, företags-ekonomiskt lönsam. Teknisk livslängd är den tid en tillgång är funktionsduglig och den kan bli mycket lång om företaget gör återkommande underhåll av anläggningen. Allt eftersom underhållskostnaderna ökar med tiden, kommer dock företaget slutligen till en punkt där underhållskostnaderna blir så stora att det är lönsamt att ersätta anläggningen. Den ekonomiska livslängden är maximalt lika lång som den tekniska.

Det är viktigt att reglermässiga avskrivningar inte heller förväxlas med bokföringsmässiga eller skattemässiga avskrivningar. De bokföringsmässiga avskrivningarna behöver inte baseras på den ekonomiska livslängden eftersom den externa redovisningen bland annat följer försiktighetsprincipen⁵. De skattemässiga avskrivningarna motsvarar maximal avskrivning enligt gällande skattelagstiftning, som för många av komponenterna i naturgassystemet är 5 år.

8.2 Naturgasens ekonomiska livslängd begränsas av konkurrensen från andra energislag

EI har valt att använda en kapacitetsbevarande princip och detta får också inverkan på hur regleringen ska förhålla sig till avskrivningstider. Ett avskrivningsintervall, som Energinätsutredningen⁶ föreslår, är inte möjligt vid en kapacitetsbevarande princip. Detta beror på att vid en kapacitetsbevarande princip kan nätföretagen ha incitament att använda en så kort avskrivningstid som möjligt. Med den kapacitetsbevarande principen skulle en för kort respektive för lång reglermässig avskrivningstid leda till att gasnätsföretaget överkompenseras respektive

⁵ Principen innebär att försiktighet skall iakttas vid värdering av tillgångar vilket kan leda till kortare avskrivningstider än vad som motsvarar den ekonomiska livslängden.

⁶ SOU: 2007:99 Förhandsprövning av nättariffer m.m

underkompenseras. För att hantera detta måste tillsynsmyndigheten bestämma avskrivningstiderna.

Ledningar tillhör de komponenter i naturgassystemet med längst teknisk livslängd. Den tekniska livslängden för gasledningar kan vara mycket lång, upp emot 100 år. Avgörande för vilken reglermässig livslängd som ska tillämpas blir dock den bedömda ekonomiska livslängden. I budgetpropositionen⁷ för år 2009 sägs att naturgasen är ett fossilt bränsle och ska med tiden fasas ut ur energisystemet vilket kan innebära en kortare ekonomisk livslängd. Naturgassystemet kan dock även användas för biogas vilket till viss del sker redan idag och det finns också stora ambitioner att expandera användningen av biogas. Den ekonomiska livslängden för naturgassystemet (inklusive biogas), kan till skillnad från elnätet som i stor utsträckning levererar en nödvändighetsvara, begränsas av konkurrensen från andra energislag, exempelvis biobränsle, fjärrvärme och värmepumpar. Detta innebär att om naturgasen tappar konkurrenskraft gentemot andra energislag kommer nätet inte att nyttjas så länge som är tekniskt möjligt.

Den reglermässiga avskrivningstiden för gasledningar styrs således av en bedömning av den ekonomiska livslängden för naturgassystemet som sådant och beror till största delen av naturgasens konkurrenssituation. När det gäller övriga komponenter som har kortare livslängd än ledningar är det mer sannolikt att den ekonomiska livslängden i högre utsträckning sammanfaller med den tekniska livslängden.

8.3 Reglermässiga avskrivningstider i Europa

E-Control (den österrikiska tillsynsmyndigheten) samlade under 2006 in uppgifter om reglermässiga avskrivningstider för naturgaskomponenter i ett antal länder i Europa. EI kan konstatera att det finns skillnader mellan de olika ländernas tillämpande avskrivningstider, men har inte analyserat varför det finns sådana skillnader. Även om det insamlade materialet i vissa stycken är relativt översiktligt ger det ändå en uppfattning om vilka avskrivningstider som användas i övriga Europa och därmed en indikation på vad som är rimligt att använda i Sverige.

För transmissionsledningar varierar avskrivningstiden mellan 25 och 65 år, med ett medianvärde på 43 år.⁸ För distributionsledningar varierar avskrivningstiden mellan 20 och 60 år, med medianvärdet 45 år. Vissa länder har angivit avskrivningstider för andra komponenter i gassystemet. För kompressorer har Irland och Slovakien angivit 25 års avskrivningstid och Spanien 20 år. Kontrollsystem för M/R-stationer, kompressorer m.m. har angivits till 15 år av Slovakien. Belgien använder 10 år för telekommunikationsutrustning. I Finland är

⁷Prop. 2008/09:1

⁸ Vissa länder har redovisat ett spann när det gäller avskrivningstider. För dessa har medelvärdet av spannet utnyttjats i analysen.

de reglermässiga avskrivningstiderna 65 år för transmissionsledningar och 45 år för distributionsledningar.

I Danmark används följande reglermässiga avskrivningstider för olika komponenter i naturgassystemet. Uppgifterna är hämtade från den danska tillsynsmyndigheten DERA.

Tabell 6 Reglermässiga avskrivningstider i Danmark

Anläggningskomponent	Reglermässiga avskrivningstider (år)
Byggnader	50
Distributionsnät	30-40
M/R- stationer	15
Mätare	15
EDB utrustning	3-8
EDB mjukvara	0-8
Övrigt material och inventarier	10-15

8.4 Branschens förslag på reglermässiga avskrivningstider

EI gav branschen i uppgift att komma in med förslag på reglermässiga avskrivningstider. I följande tabell redovisas de avskrivningstider som angivits av branschen i ett första skede.

Tabell 7 Förslag på reglermässiga avskrivningstider från branschen

Anläggningskomponent	Reglermässiga avskrivningstider (år)
Transmissionsledningar	40
Distributionsledningar	40
M/R- stationer	20
Mätare	10-15
Stödsystem och system för övervakning	10-15

Företagen har därefter preciserat sin syn på avskrivningstider för mätare och stödsystem och angivit avskrivningstiden till 10 år för dessa komponenter.

8.5 Energimarknadsinspektionens tillämpade reglermässiga avskrivningstider

Energimarknadsinspektionen har gjort en samlad bedömning utifrån naturgasens konkurrenssituation, reglermässiga avskrivningstider i andra europeiska länder och den information som branschen bidragit med.

För transmissions- och distributionsledningar har EI valt en reglermässig avskrivningstid på 40 år. Det är något kortare än de flesta andra länder i Europa men anses motiverat med tanke på naturgasens konkurrenssituation i Sverige. Även för lagret, som består av ett bergrum, begränsas livslängden till 40 år. En M/R station består av flera komponenter (byggnad, ventiler, styrsystem, mätutrustning etc.) med olika avskrivningstider. EI har valt att fastställa en reglermässig avskrivningstid på 20 år som ska gälla för M/R-stationen som helhet. För resterande delar av naturgassystemet läggs större vikt vid den tekniska livslängden vid bedömning av den reglermässiga avskrivningstiden. Reglermässiga avskrivningstider som EI kommer att tillämpa framgår av Tabell 8.

Tabell 8 Reglermässiga avskrivningstider för komponenter i naturgasnätet

Anläggningskomponent	Reglermässiga avskrivningstider (år)
Transmissionsledningar	40
Distributionsledningar	40
M/R-stationer	20
Mätare	12
Stödsystem och system för övervakning	12
Lagerutrymme	40
Kompressor för lagret	25

Reglermässiga avskrivningstider för övriga maskiner och inventarier såsom kontorsutrustning och bilar har bestämts till den bokföringsmässiga avskrivningstiden. Den i Tabell 8 gjorda uppdelning bör sannolikt täcka in de viktigaste komponenterna i naturgassystemet.

9 Kalkylränta

Vid reglering av gasnätsverksamhet är kostnaden för kapitalbindning en av de viktigaste parametrarna. Kostnaden för kapitalbindningen beräknas genom en kalkylränta. För att bestämma kalkylräntan är det vedertaget att göra en sammanvägning av avkastningskravet på eget kapital och kostnaden för lånat kapital, WACC - Weighted Average Cost of Capital.

9.1 WACC:en är en sammanvägning av avkastningskravet på lånat och eget kapital

WACC:en beräknas genom att beakta hur stora långivarna och investerarnas avkastningskrav är i förhållande till deras andel av det totala kapitalet. I regler-sammanhang ska kalkylräntan bestämmas så att den avspeglar risken i den reglerade verksamheten. En investerare som väljer att investera i naturgas ska erhålla samma avkastning som en investerare som väljer att investera i en annan bransch med samma risk. Ju högre risk, desto högre kalkylränta och omvänt. Kalkylränta enligt WACC-metod beräknas enligt följande grundformel.

$$WACC = r_d(1-t) * \left(\frac{D}{D+E} \right) + r_e \left(\frac{E}{D+E} \right)$$

r_d = avkastningskrav för lånat kapital före skatt

r_e = avkastningskrav för eget kapital efter skatt

t = skatt

D = skulder

E = eget kapital

Avkastningskravet för lånat kapital utgörs av den ränta en långivare kräver som kompensation för att låna ut pengar. Avkastningskravet för eget kapital är investerarnas krav på kompensation för investerade pengar. Avkastningskravet för eget kapital beräknas med hjälp av den så kallade CAPM-modellen som är en portföljvalsteori och visar relationen mellan risk och förväntad avkastning på en marknad i jämvikt.

När avkastningskravet för långivarna och aktieägarna har räknats ut återstår det att bedöma kapitalstrukturen, det vill säga andelen eget kapital respektive skulder av det totala kapitalet. Kapitalstrukturen ska marknadsvärderas och för det egna kapitalet görs det vanligen genom att multiplicera antalet utestående aktier med

aktiepriset. Vid marknadsvärderingen av skulder används ofta de bokförda värdena på grund av att dessa i normala fall inte avviker från varandra.⁹

9.2 Metod för att bestämma WACC

EI har gett Ice Capital i uppdrag att ta fram metod för beräkna en kalkylränta, som redovisas i rapporten "WACC naturgas, 2009-2012". Följande överväganden och ställningstaganden har gjorts:

- För att erhålla en marknadsvärderad kapitalstruktur har Ice Capital valt noterade europeiska energibolag med naturgasverksamhet som referensobjekt. Att man valt att använda europeiska energibolag beror på att de svenska naturgasföretagen inte är marknadsnoterade.
- De ingående parametrarna i kalkylräntan förändras över tiden men för att uppnå förutsägbarhet kommer den framtagna kalkylräntan att tillämpas över hela tillsynsperioden som är fyra år. EI kommer att fatta beslut om intäktsram första gången 2010, avseende en tillsynsperiod 2011- 2014. Kalkylränta för den första tillsynsperioden kommer därför att tas fram under 2010.
- Till följd av den valda kapitalkostnadsmetoden samt att intäkterna bedöms före skatt kommer EI vid tillsynen att använda en real kalkylränta före skatt.
- Vid beräkning av kalkylräntan tas en nominell WACC efter skatt fram och därefter konverteras denna till en real WACC före skatt. Vid konvertering av WACC från efter skatt till före skatt används följande samband:

$$WACC_{före\ skatt} = \frac{WACC_{efter\ skatt}}{1 - t}$$

t = bolagsskatten

Denna konvertering innebär troligtvis en överskattning av WACC:en före skatt då företagen har möjlighet till skattemässiga överavskrivningar.

Konverteringen från nominell till real görs med följande formel.

$$WACC_{real} = \frac{1 + WACC_{nominell}}{1 + i} - 1$$

i = inflation

- WACC:en innehåller ett riskpremietillägg på 1,5 procentenheter på kostnaden för eget kapital. Riskpremietillägget motiveras av illikviditets-

⁹ Det kan uppstå skillnader om ett företag utfärdar obligationer och värderingen av dessa har förändrats.

faktorn, den relativt omogna svenska naturgasmarknaden samt den högre politiska risken i förhållande till marknaderna som de jämförbara europeiska energibolagen verkar på.

- De olika verksamheterna transmission, distribution och lager har sannolikt olika riskprofiler. Det är också sannolikt att det förekommer skillnad i risk mellan olika företag inom respektive verksamhet. Denna skillnad i risk borde avspeglas genom att kalkylräntan differentieras för verksamheter som har olika risk. En differentiering av kalkylräntan mellan och inom olika verksamheter i Sverige är dock mycket svår att göra eftersom det inte direkt går att mäta bolagens risk (betavärde) på grund av att de är få och onoterade. Därför har EI valt att tillämpa en och samma kalkylränta för samtliga naturgasföretag.
- Ice Capitals metod för beräkna WACC:en innehåller ett antal ingående parametrar som anges i intervall. Detta resulterar i att den slutliga WACC:en också anges i ett intervall. EI har beslutat att lägga sig i mitten av detta intervall.

I syfte att ge en referens på vilken kalkylränta som skulle gälla med aktuella förutsättningar har EI gett Ice Capital i uppdrag att beräkna en kalkylränta för perioden 2009-2012. Detta har resulterat i en real kalkylränta före skatt på 8,5 procent.

10 Fastställande av kapitalbas (NUAK) för beräkning av kapitalkostnader

Vid fastställande av en intäktsram för naturgasföretagen måste en kapitalbas bestämmas. En kapacitetsbevarande princip innebär att kapitalbasen ska värderas efter så kallat nuanskaffningsvärde (NUAK) och detta kan ske på flera sätt.

10.1 NUAK kan bestämmas på olika sätt

Vid NUAK värderingen utgår EI från kapaciteten i det befintliga nätet och inte i ett optimerat nät anpassat till det faktiska kapacitetsbehovet. Anledningen till detta är att EI bedömer att det är allt för komplicerat och kräver en allt för omfattande arbetsinsats i förhållande till värdet av att bestämma ett optimerat nät. Detta innebär att en viss del av företagets affärsrisk överförs till kunderna då företagen har möjlighet att fördela ut kostnader för eventuell överkapacitet på befintliga kunder.

En kapacitetsbevarande princip syftar till att upprätthålla nätets kapacitet och kapitalkostnaden speglar kostnaden för att upprätthålla tillgångarnas förmåga att generera tjänster. Det värde som äsätts anläggningstillgångarna, och därmed ligger till grund för kapitalkostnaden, bestäms av prisläget vid en nuanskaffning (NUAK) av en liknande anläggningstillgång.

Tre möjliga vägar har identifierats för att värdera anläggningskapitalets nuanskaffningsvärde.

- 1) Framtagande av standardkostnadskatalog för svenska förhållanden.

Metoden innebär att uppgifter om samtliga ingående komponenter i gasnätet identifieras och därefter värdesätts efter standardkostnader. Uppdelningen kan ske för exempelvis transmissions- och distributionsledningarna med olika dimensioner och lägningsförhållanden, M/R-stationer med olika kapacitet, stödsystem, mätare ventiler byggnader etc. Det samlade värdet ska avspegla anläggningens NUAK. Problemet med detta tillvägagångssätt är att investeringsaktiviteten i det svenska gassystemet är begränsad och att mängden referensinvesteringar därför blir alltför liten.

- 2) Standardkostnads katalog baserad på utländska uppgifter anpassade till svenska förhållanden

Metoden innebär att uppgifter samlas in från andra länder för olika typer av investeringar enligt uppdelningen i punkt 1. Informationen måste därefter anpassas till svenska förhållanden.

- 3) Anskaffningsvärden för gjorda investeringar justerade med index

Metoden innebär att ett eller flera index skapas för naturgasinvesteringar enligt uppdelningen i punkt 1. De gjorda investeringarna indexeras sedan för att erhålla en approximation av ett nuanskaffningsvärde. En svårighet med indexjustering är att ta hänsyn till den tekniska utvecklingen över tiden.

10.2 Översiktlig bestämning av NUAK

I detta arbete har en tänkbar metod för hur NUAK ska bestämmas tagits fram och i det följande görs en översiktlig beskrivning av denna. Detaljerna för hur NUAK ska beräknas kommer att fastställas i det fortsatta arbetet.

EI:s tillvägagångssätt för att bestämma NUAK kommer att ha sin utgångspunkt i de befintliga anläggningarnas anskaffningsvärden, det vill säga alternativ 3 ovan. Anledningen till detta val är att metoden är enkel och felmarginalerna torde vara relativt små på grund av att nätet är förhållandevis nytt (idrifttaget 1985 och senare).

Med hjälp av tekniska uppgifter (längd, tryck, dimension m.m.) och uppgifter om lägningsförhållanden (markförhållanden, passager, sjöledning m.m.) kan analyser göras för att verifiera att de indexerade värdena är rimliga i förhållande till om en investering skulle göras idag. Denna kontroll kan göras på flera sätt, exempelvis genom jämförelser mellan de svenska naturgasbolagen och/eller jämförelser med utländska investeringar.

När det gäller omräkning av historiska investeringar med hjälp av index minskar precisionen ju äldre investeringen är. Detta beror på att den tekniska utvecklingen sannolikt har hunnit längre på exempelvis 20 år än på 5 år. Vidare är det också större sannolikhet att tillvägagångssättet att utföra investeringar i naturgasöverföring idag mer liknar hur det gjordes för 5 år sedan än för 20 år sedan. Därtill har myndighetskraven skärpts över tiden vilket påverkat kostnaderna för investeringarna. Sådana förändringar är svåra att fånga upp med index och därför bör en omräkning med hjälp av index alltid kompletteras med bedömningar för få en så bra approximation av NUAK som möjligt.

Inspektionen kommer med hjälp av ovanstående metoder att göra en bedömning av om en anläggningstillgång som justerats med index motsvarar vad anläggningen skulle kosta att anskaffa idag. Om det indexerade värdet avviker från EI:s bedömning av vad anläggningen skulle kosta att anskaffa idag kommer EI, efter dialog med företaget, att justera detta värde.

10.3 Pågående arbeten och investeringsprojekt som inte realiserar

Anläggningstillgångar som inte används ingår inte i kapitalbasen och genererar därmed inga kapitalkostnader. Detta gäller såväl innan en anläggning tas i bruk som efter att den slutat användas. Anledningen till detta är att då en anläggningstillgång inte används så genererar den ingen tjänst som kunderna ska betala för.

Företagen ska dock kompenseras för kostnaden för kapitalbindningen som uppstår innan anläggningen tas i bruk. Denna kompensation sker genom att företagen kan räkna ränta på pågående arbeten. Detta innebär att en påbörjad investering ger avkastning på investerat kapital men ingen avskrivning på grund av kapitalförslitning vilket är naturligt då anläggningen ännu ej tagits i bruk.

Kostnader för projekt som inte realiserar ska normalt inte påverka intäktsramen. Risker att projekt inte realiserar avspeglas i den kalkylräntan som EI fastställer. Om sådana kostnader skulle tillåtas utgöra en del av intäktsramen skulle detta betyda att befintliga kunder tar över en del av företagets affärsrisk. Detta skulle minska företagets incitament att göra noggranna bedömningar av utvecklingsprojekt. Om kunderna skulle ta över en del av företagets affärsrisk innebär det också att en lägre kalkylränta borde tillämpas som speglar den lägre risken.

Ett problem är att naturgasföretagen i Sverige är begränsade i sin storlek varför större projekt helt kan förhindras. Det kan därför finnas skäl att göra avsteg från huvudprincipen. Eventuellt kan projekt som inte realiserar initialt ha betraktas som så viktiga för naturgasmarknaden i Sverige att åtminstone delar av projektkostnaderna bör kunna utgöra del av intäktsramen. Om sådant avsteg ska tillämpas och i så fall formerna för detta, ska utredas närmare i det fortsatta arbetet.

10.4 Uppdatering av kapitalbasen inför tillsynsperioden

Kapitalbasen uppdateras inför varje tillsynsperiod baserat på underlag från företagen. Underlaget från företagen utgörs dels av företagets bedömning av ingående NUAK-värde samt prognoser för investeringar och utrangeringar som ska göras under perioden. Prognoserna ska ge EI information om vilket år investeringen ska tas i bruk och investeringens omfattning samt övriga relevanta uppgifter.

Vid fastställandet av intäktsramen ska hänsyn tas till att investeringar tas i bruk olika år under tillsynsperioden. Enklast görs detta genom att kapitalbasen bestäms för vart och ett av åren i perioden varefter kapitalkostnaden beräknas för respektive år och därefter summeras.

11 Löpande kostnader

Löpande kostnader definieras i denna rapport som redovisningsenheternas samtliga kostnader som är hänförliga till överföring och lagring av naturgas förutom kapitalkostnader. I följande kapitel beskrivs den rapportering av löpande kostnader som i dagsläget sker till Energimarknadsinspektionen.

11.1 Rapportering av löpande kostnader

Företagen lämnar årligen en rapport till EI som bland annat innehåller uppgifter om redovisningsenheternas löpande kostnader. Uppgifterna har redovisningsenheterna rapporterat in i enlighet med instruktioner från EI där de löpande kostnaderna delats in i följande kategorier.

- Kostnader för överliggande nät
- Kostnader för drift
- Kostnader för förebyggande underhåll
- Kostnader för avhjälpande underhåll
- Kostnader för mätning, avräkning relaterade till balans
- Kostnader för mätning, avräkning relaterade till kund
- Kostnader för verksamhetsutveckling
- Kostnader för övrig administration
- Kostnader för leasing –anläggningstillgångar
- Övriga kostnader¹⁰

Beskrivningarna i detta kapitel bygger på de uppgifter som de tio redovisningsenheterna¹¹ lämnat avseende verksamhetsår 2007. I figurerna har kostnader för avhjälpande och förebyggande underhåll respektive mätning relaterad till balans och kund lagts ihop. Siffrorna 1-10 i figurerna avser de olika redovisningsenheterna. Staplarna är dock sorterade i fallande ordning vilket innebär att siffrorna 1-10 inte representerar samma redovisningsenhet i de olika figurerna.

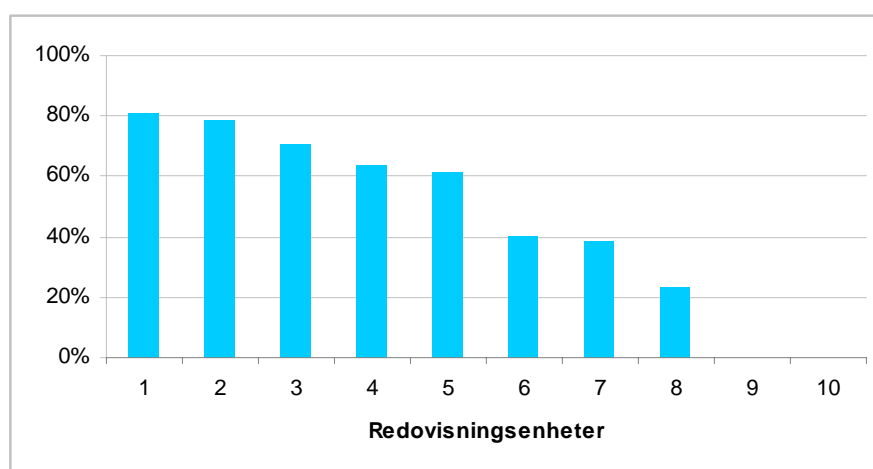
¹⁰ Övriga kostnader ska specificeras av redovisningsenheterna.

¹¹ Redovisningsenheterna anges i Tabell 1 i kapitel 4.3.

11.2 Kostnad för överliggande nät

Kostnaderna för överliggande nät utgör mellan 40 och 80 procent av de löpande kostnaderna för distributörerna. Som framgår av Figur 5 varierar kostnadsandelen för överliggande nät betydligt mellan företagen. Den överföringsverksamhet som Swedegas bedriver har inga kostnader för överliggande nät i Sverige beroende på att företagets stamledning börjar i Danmark.

Figur 5 Kostnader för överliggande nät i förhållande till de totala löpande kostnaderna



Den svenska modellen för bokning och betalning av transport i naturgassystemet innebär att slutanvändaren ska göra sin bokning hos den nätägare, till vilken användaren är ansluten. Nätägaren gör i sin tur bokningar i överliggande nät och genom denna struktur sker i vissa fall bokningar i överliggande nät i upp till två led.¹² På samma sätt som för elnätet avser slutkundernas transportkostnad den totala kostnaden för transport i hela det svenska naturgasnätet.

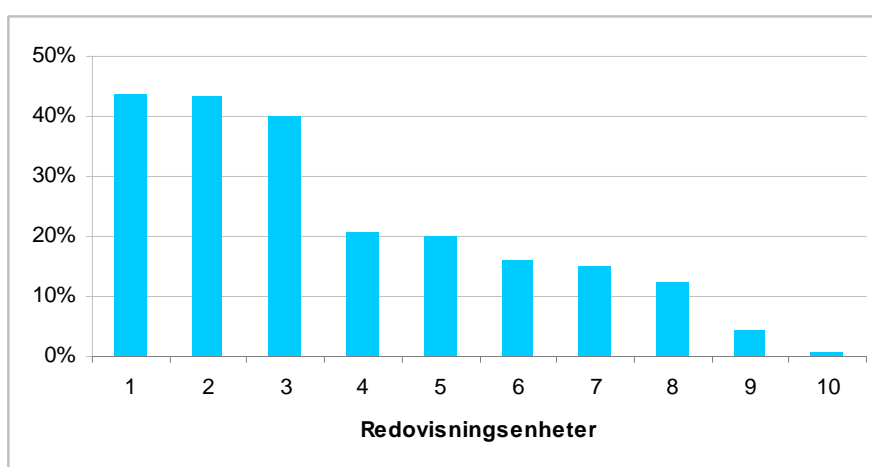
Modellen innebär att distributören ska boka den kapacitet distributören anser behövs i det överliggande nätet. De enskilda kundernas maximala kapacitetsutnyttjande kommer inte att inträffa vid samma tidpunkt, utan en viss sammanlagring kommer att uppstå. Storleken på sammanlagringen varierar mellan olika distributionsområden och beror på antalet kunder och vilken karaktär kunderna har inom området. Hur mycket kapacitet en distributör bokar i överliggande nät är ett affärsmässigt övervägande mot bakgrund av sannolikheten och kostnaden för överuttag.

¹² I övriga Europa används oftast den så kallade shippermodellen vilket kortfattat innebär att gashandlarna och inte slutkunden bokar och köper transportkapacitet.

11.3 Drift- och underhållskostnader samt kostnader för mätning

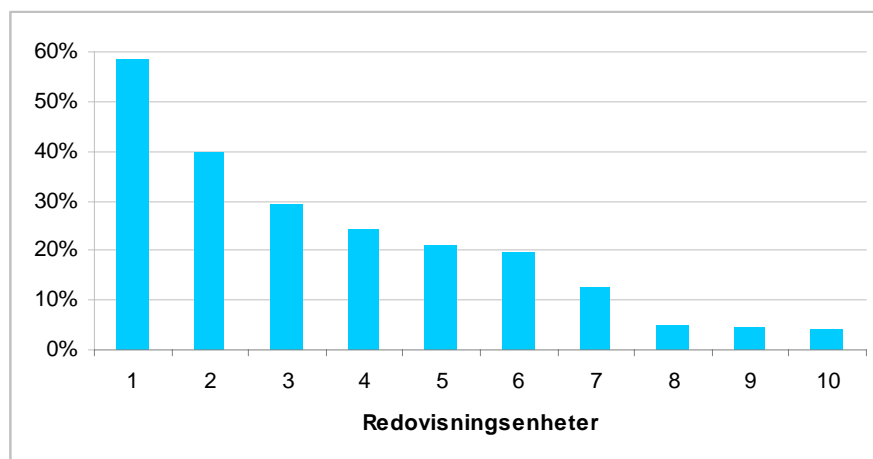
Driftkostnaderna omfattar kostnader för driftpersonal, driftövervakning, övervakningssystem samt kostnader för driftlokaler mm. Driftkostnadernas andel av de löpande kostnaderna, exklusive kostnaderna för överliggande nät, varierar mellan cirka 1 procent upp till drygt 40 procent, se Figur 6.

Figur 6 Driftkostnader i förhållande till löpande kostnader (exkl. överliggande nät)



I den rapportering företagen gör till EI fördelas underhållskostnaderna på förebyggande underhåll respektive avhjälpande underhåll. Förebyggande underhåll ska utgöras av planerade underhållsinsatser, läckagesökning och andra förebyggande underhållsinsatser. Det avhjälpande underhållet omfattar insatser för felavhjälpning och ska omfatta oplanerade åtgärder. Den sammantagna underhållskostnaden för förebyggande och avhjälpande underhåll, som visas i Figur 7, varierar mellan cirka 4 och upp mot 50 procent av de löpande kostnaderna.

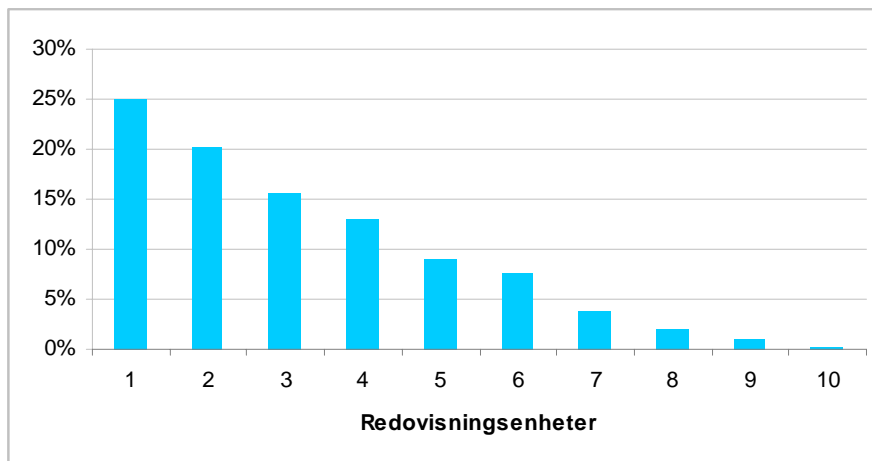
Figur 7 Underhållskostnader i förhållande till löpande kostnader (exkl. överliggande nät)



I företagens rapportering till EI fördelas mät- och avräkningskostnaderna i två kategorier. Den ena relaterad till kund och den andra till balans. Kundrelaterade kostnader ska omfatta kostnader för kundbyten, mätaravläsning, fakturering samt underlag för fakturering och kontroll. Balansrelaterade kostnader omfattar kostnader för balansavstämning, balansavräkning och rapportering av mätvärden till systembalansansvarig.

Andelen kostnader för mätning och avräkning avseende både kund och balans redovisas i Figur 8. Denna kostnad är mest märkbar för distributörerna som ansvarar för mätning och rapportering av kundernas förbrukning av gas. För dessa företag utgör mätning mellan 8 till 25 procent av de löpande kostnaderna. Den mätning som utförs i transmissionssystemet begränsas till den mätning som görs i M/R-stationerna. Antalet M/R-stationer är begränsat (38 stycken) och kostnaden för denna mätning är låg i jämförelse med mätningen i distributionssystemet.

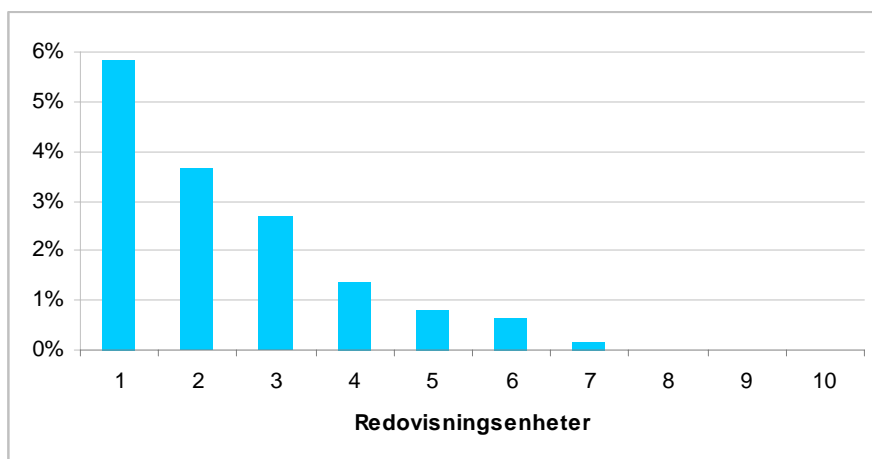
Figur 8 Mätkostnader i förhållande till löpande kostnader (exkl. överliggande nät)



11.4 Kostnader för verksamhetsutveckling, administration, leasing mm.

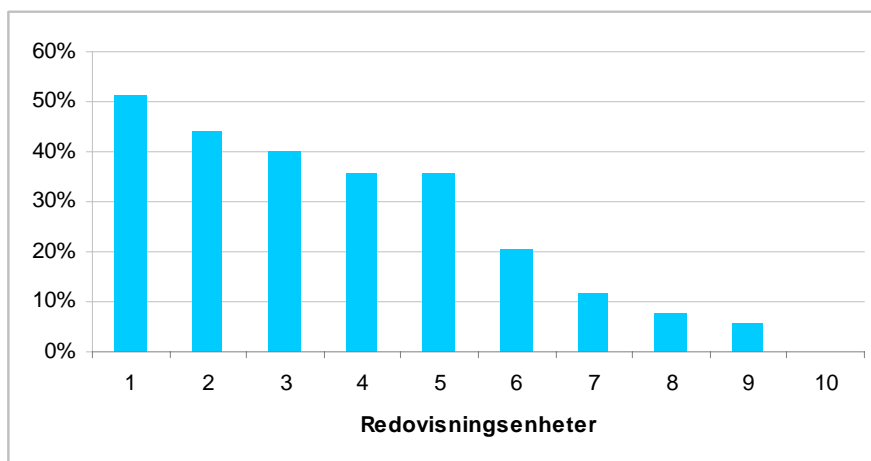
I kostnader för verksamhetsutveckling ska återfinnas projektkostnader som inte aktiveras i investeringar. Andelen kostnader för verksamhetsutveckling utgör enligt Figur 9 upp till 6 procent av de löpande kostnaderna. Vad som ska ingå under verksamhetsutveckling är för närvarande otydligt i instruktionerna för årsrapporten. Detta kommer att hanteras i det fortsatta arbetet.

Figur 9 Kostnader för verksamhetsutveckling i förhållande till löpande kostnader (exkl. överliggande nät)



Kostnader för övrig administration ska utgöras av kostnader för central-administration för ekonomi, personal, kundtjänst och företagsledning. Andelen övrig administration varierar betydligt, mellan 0 procent till drygt 50 procent enligt Figur 10.

Figur 10 Kostnader för övrig administration i förhållande till löpande kostnader (exkl. överliggande nät)



Spridningen kan bero på betydande skillnader i storlek mellan företagen eller att denna kostnad utgör en andel av koncerngemensamma kostnader som företagen fördelar enligt olika principer.

Kostnader för leasing av anläggningstillgångar ska inkludera finansiellt leasingavtal, "sale and lease back" avtal samt operativt leasingavtal. Endast ett företag redovisar leasingkostnader för anläggningstillgång.

Utöver ovan redovisade kostnadselement har företagen möjlighet att redovisa andra specificerade kostnader enligt eget val.

11.5 Kvaliteten i den gjorda rapporteringen

En översiktlig analys av den rapportering företagen lämnar avseende de löpande kostnaderna indikerar att redovisningsenheterna fördelar kostnader enligt olika principer varför jämförbarhet försvaras. Detta kan delvis bero på otydlig information från EI. Det bör också noteras att företagen är mycket olika både beträffande storlek och verksamhet. Detta kan också bidra till spridningen i storleken av de löpande kostnader men utgör sannolikt inte hela förklaringen. Den sannolika förklaringen är att företagen tolkar EI:s instruktionerna för årsrapporteringen på olika sätt vilket betyder att instruktionerna bör bli tydligare.

11.6 Utveckling av rapportering av löpande kostnader

Rapporteringen ska vara utformad så att den information som lämnas är den som är nödvändig för att EI ska kunna utöva sitt tillsynsuppdrag på ett ändamålsenligt sätt. För framtida effektiviseringskrav är det viktigt att företagets rapportering är så likformig som möjligt.

EI avser i det fortsatta arbetet att se över detaljeringsgraden för de löpande kostnaderna som ska redovisas samt skapa tydliga instruktioner så att företagens rapportering blir så likformig som möjligt.

Den mall företagen följer för sin rapportering idag bör förbättras. Vissa poster bör slås ihop, exempelvis avhjälpande respektive förebyggande underhåll. Andra poster bör delas upp så att exempelvis kostnader för administrativ IT samt lokaler redovisas separat för att minimera uppgifter som redovisas under posten "övrigt". Därutöver behöver de poster som ska redovisas definieras mer precist.

12 Tillsynsperiodens längd

I de flesta europeiska länder tillämpas en tillsynsperiod som är mellan 3 och 5 år. I det följande kapitlet diskuteras för- och nackdelar med en tillsynsperiod som är längre än ett år.

I det nuvarande systemet är utgångspunkten att tillsynsmyndigheten i efterhand årligen bedömer om nättföretagens intäkter varit skäligen. EI kommer att övergå till förhandsprövning av skäligheten i nättföretagens intäkter och förlänga tillsynsperioden till 4 år. En fördel med en längre tillsynsperiod är att förutsägbarheten för de reglerade företagen blir bättre. En längre tillsynsperiod underlättar för företagen att fördela ut kostnader som uppstår under ett år över flera år inom tillsynsperioden. Detta innebär sannolikt att en längre tillsynsperiod leder till stabilare nättariffer för kunderna. En nackdel med en längre tillsynsperiod är att precisionen i intäktsramen blir lägre ju längre tillsynsperioden är. Detta beror på att osäkerheten i de prognoser som måste göras blir större ju längre tillsynsperioden blir.

I Tabell 9 framgår tillsynsperiodens längd i ett antal europeiska länder. Tabellen visar periodens längd för både el och gas samt för transmission respektive distribution. Eftersom det praktiska genomförandet av tillsynen görs på olika sätt i olika länder kan det vara så att uppgifterna för enskilda länder inte är helt jämförbara. I detta arbete har inga detaljstudier gjorts av tillsynen i de olika länderna.

Tabell 9 Tillsynsperiodens längd i olika länder

Land	EI		Gas	
	Transmission	Distribution	Transmission	Distribution
Danmark	-	-	-	4
Finland	3	3	4	4
Frankrike	2	2	2	4
Irland	5	5	5	5
Nederländerna	3	3	4	3
Polen	1	3	1	1
Portugal	3	3	3	-
Slovenien	3	3	1	1
Storbritannien	5	5	5	5
Österrike	1	4	1	1

KÄLLA: BUNDESNETZAGENTUR

Av tabellen framgår att tillsynsperioden oftast är tre år eller längre. Den längsta tillsynsperioden är fem år. För vissa länder har den första tillsynsperioden varit kortare än de efterföljande och syftet har sannolikt varit att eventuella brister snabbare ska kunna rättas till.

Energinätsutredningen¹³ föreslår i sitt delbetänkande att tillsynsperioden för elnät ska vara fyra år på grund av att det skapar förutsägbarhet och möjlighet till viss utjämning mellan åren. EI har inte funnit några skäl att frångå energinätsutredningens föreslagna längd på tillsynsperioden. Dessutom har EI ambitionen att regleringen för de olika energislagen ska ske på ett likartat sätt. EI kommer därför även att tillämpa en 4-årig tillsynsperiod för reglering av överföring och lagring av naturgas.

¹³ SOU: 2007:99 Förhandsprövning av nättariffer m.m

13 Utjämning mellan tillsynsperioder

Gasföretagens intäkter kan variera mellan åren bland annat beroende på varierande uppvärmningsbehov och hur mycket gas som används för elproduktion. Avsnittet behandlar hur avvikelser mellan faktiska intäkter och fastställd intäktsram under en tillsynsperiod kan hanteras över en längre tid.

Energinätsutredningen¹⁴ föreslår att om ett nätföretags samlade intäkter under tillsynsperioden (år 1 till 4) har avvikit från intäktsramen ska detta korrigeras via tillåtna intäkter påföljande tillsynsperiod (år 5-8). Utredningen föreslår även att om företagets samlade intäkter från nätverksamheten under tillsynsperioden har överstigit intäktsramen i avstämningsbeslutet med mer än fem procent ska, till det belopp som ska sänka intäktsramen påföljande period, tillkomma ett överdebiteringsbelopp¹⁵ på den del som överstiger fem procent.

En fråga som uppkommit i arbetet med reglering av naturgasverksamhet är om företagen ska ha ytterligare möjligheter till utjämning via ett så kallat buffertkonto. Kontots syfte skulle vara att utjämna större intäktsströmmar över en längre tid än två tillsynsperioden. Behovet kan uppstå om företagets intäkter avviker från tillåtna intäkter enligt regleringen och detta kan bero på flera orsaker.

En av orsakerna är att variationer i kapacitetsutnyttjande kan uppstå vid ny-investering innan alla kunder är anslutna. Vid större utbyggnader av naturgasnätet kan det dröja innan samtliga tilltänkta kunder är anslutna vilket kan resultera i att företagen inte har möjlighet att tillgodogöra sig hela den tillåtna intäkten de första åren. Detta beror dock på hur höga priser marknaden tillåter innan potentiella naturgaskunder väljer ett annat alternativ. Om företagen kan fördela ut den utökade intäktsramen på befintliga kunder innebär det att befintliga kunder subventionerar framtida kunder.

Intäktsmöjligheter kan även variera med vädret eftersom företagen i stor utsträckning använder energibaserade nättariffer istället för effektbaserade. Gasnätsföretagens kostnader är till stor del fasta, vilket borde resultera i en stor andel fast pris (effektbaserade) till kund. Konkurrenssituationen för företagen innebär dock att tarifferna till stor del är rörliga (energibaserade) för att möta

¹⁴ SOU: 2007:99 *Förhandsprövning av nättariffer m.m.*

¹⁵ Detta belopp ska beräknas efter en räntesats motsvarande den under tillsynsperioden av Riksbanken genomsnittliga fastställda referensräntan enligt 9 § räntelagen (1975:635) med ett tillägg av femton procentenheter."

kundernas krav. Förekomsten av energibaserade tariffer kan innebära att en varm vinter leder till att gasnätföretagen inte har möjlighet att tillgodogöra sig den tillättna intäkten enligt regleringen och konsekvensen av detta kan bli att de riskerar att bli underkompenserade.

Om den modell för utjämning av intäkter som Energinätsutredningen förespråkar slutligen väljs för elnäten, bör den även gälla för naturgasverksamhet. EI anser därutöver att det finns skäl att införa ett så kallat buffertkonto i naturgasregleringen med en tidshorisont längre än två tillsynsperioder. Anledningen till detta är främst för att hantera angelägna utbyggnadsprojekt för den svenska naturgasmarknaden. I det fortsatta arbetet kommer EI, i dialog med företagen, att utreda utformningen av buffertkontot när det gäller tidshorisont och omfattning.

14 Tillsynen i praktiken

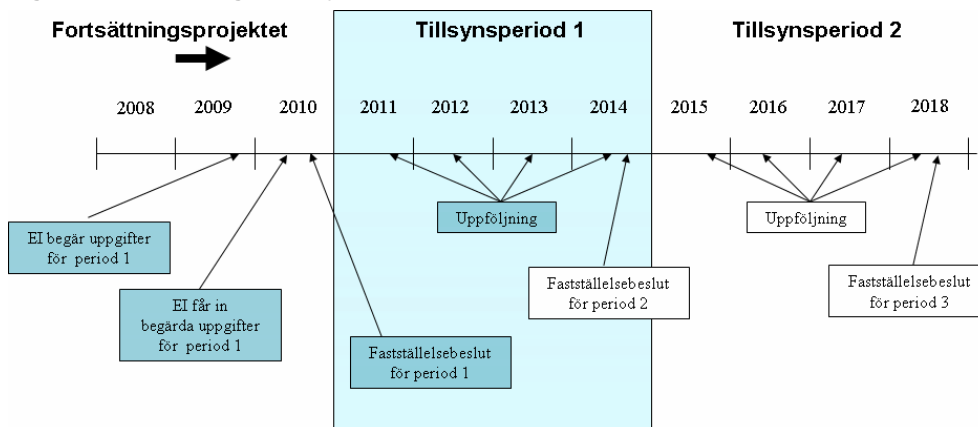
I detta avsnitt ges en översiktlig beskrivning för hur tillsynen är tänkt att utföras i praktiken.

14.1 Processen innan fastställelsebeslutet

Vid ex-ante reglering måste en prognos göras av de parametrar som bestämmer vilka intäkter ett företag får ta ut. EI kommer att meddela vilka förutsättningar som gäller för att bestämma intäktsramen, exempelvis hur kapitalet ska värderas och vilka löpande kostnader som accepteras. Därefter rapporterar företagen ett förslag på intäktsram och beräkningsunderlaget för denna. Företagen ska även rapportera en prognos över de intäkter som kommer tas ut under tillsynsperioden.

EI kommer att granska företagens inrapporterade intäktsram och beräkningsunderlaget. Efter avstämning med företagen kommer EI att fatta ett fastställelsebeslut för kommande tillsynsperiod. De två första rutorna (från vänster) i Figur 11 representerar ovanstående process.

Figur 11 Beskrivning av tillsynsprocessen



För att nätföretagen ska ha möjlighet att offentliggöra eventuella ändringar i sina nättariffer innan den nya tillsynsperioden bör fastställelsebeslutet meddelas senast två månader innan den nya perioden börjar. Detta innebär i sin tur att EI måste ha fått all nödvändig information från företagen i god tid före denna tidpunkt för att hinna granska uppgifterna.

14.2 Omprövning och avstämning av intäktsramen

Under tillsynsperioden kan EI ompröva beslutet om intäktsram efter ansökan av de reglerade gasföretagen eller på eget initiativ om företagen har lämnat oriktiga eller bristfälliga uppgifter.

Efter tillsynsperioden kommer EI att göra en slutlig avstämning av intäktsramen eftersom fastställelsebeslutet grundar sig på prognoser som inte fullt ut kommer att överensstämma med verkligt utfall.

15 Fortsatt arbete

I denna rapport har en metod för tillsyn av naturgasverksamhet beskrivits. Tillsynens alla detaljer är ännu inte framtagna utan behöver utvecklas i ett fortsättningsprojekt. Detta projekt kommer att starta under 2009. I detta avsnitt ges en preliminär beskrivning av vad projektet ska omfatta samt hur det kommer att bedrivas.

- **Verifiering och upplärning**

I det fortsatta arbetet ska bland annat verifieras att den framtagna metoden för tillsynen fungerar i praktiken. Detta ska ske genom att flera eller alla företag ingår i pilotprojekt som ska likna skarp tillsyn så långt som möjligt. Detta arbete kommer att ge möjlighet för EI och företagen att utveckla kunskap om hur tillsynsprocessen kommer bedrivas framöver.

- **NUAK-värdering**

Processen att bestämma ett NUAK-värde för företagens anläggningar kommer att ske genom dialog mellan företagen och EI. Arbetet består bland annat i att ta fram ett eller flera index för kunna räkna om historiska anskaffningsvärden. Anvisningar till företag om hur nuanskaffningsvärdet för anläggningar ska beräknas kommer att tas fram och EI ska också utveckla en metod för att kunna validera framtagna NUAK-värden.

- **Projekt som inte realiserar**

Kostnader för projekt som inte realiserar ska normalt inte utgöra grund för intäktsramen. EI ska i det fortsatta arbetet utreda om och i så fall hur avsteg från denna princip ska tillämpas.

- **Effektiviseringssincitament**

Effektiviseringssincitament vad gäller löpande kostnader finns normalt vid reglering av nätverksamhet och förutsättningarna för detta kommer att utredas i det fortsatta arbetet. Ambitionen är att ett sådant incitament ska tillämpas från den första tillsynsperioden

- **Leveranskvalitet**

Hur och på vilket sätt en kvalitetskomponent, som tar hänsyn till leveranskvalitet, ska inkluderas i regleringen ska utredas i det fortsatta arbetet. Med leveranskvalitet avses både avbrott i leveransen och kvaliteten på gasen. Därutöver måste också nätägarens ansvar för leveranskvaliteten identifieras.

- **Rapportering och insamlingsplattform**

EI har föreskrifter som anger vilka uppgifter, både ekonomiska och tekniska, som företagen varje år skall rapportera genom årsrapporten. Dessa uppgifter ska utgöra en grund för tillsynsverksamheten men EI har därutöver rätt att begära in andra uppgifter som kan anses behövas vid utövande av tillsyn.

EI kan konstatera att den rapportering som sker idag, via årsrapporterna, inte är ändamålsenlig för den framtida tillsynen. I det fortsatta arbetet kommer det att krävas en noggrann analys av vilka uppgifter som behövs för den framtida tillsynen och skapa tydliga instruktioner för hur dessa ska rapporteras.

- **Behov av förändrad lagstiftning**

EI har i rapporten redovisat att den nuvarande naturgaslagstiftningen ger utrymme för en ex-ante tillsyn. Vidare anges att informationsinhämtning blir möjlig, men inte via föreskrifter. På sikt bör lagstiftningen anpassas så att EI blir bemyndigad att utfärda relevanta föreskrifter för sin informationsinhämtning. Eventuellt kommer det framgent uppstå behov av andra förändringar av regelverket. EI kommer i samband med det fortsatta arbetet se över och vid behov föreslå förändrad lagstiftning för regeringen.

- **Buffertkonto**

I det fortsatta arbetet kommer EI att utreda villkoren för periodisering av intäkter (buffertkonto) avseende tidshorisont och omfattning.

- **Inflation under tillsynsperioden**

Tillsynsperiodens längd (4 år) skapar ett behov av att hantera inflationseffekter som uppstår på grund av att exempelvis intäkter år 1 värderas högre än intäkter år 4 under tillsynsperioden. En metod för att hantera detta kommer att tas fram under det fortsatta arbetet.