

E.ON Gas Sverige AB
205 09 MALMÖ

Fastställande av intäktsram enligt naturgaslagen

Beslut

- 1 Energimarknadsinspektionen (Ei) fastställer intäktsramen för E.ON Gas Sverige AB:s, 556015-9492, distribution av naturgas för perioden 2015-2018 till 2 019 274 tkr i 2013 års prisnivå och med justering enligt a och b.
 - a) Efter perioden ska kapitalbasens nuanskaffningsvärde enligt bilaga 3 räknas om med ett sammanvägt entreprenadindex enligt 7 § Ei:s föreskrifter (EIFS 2014:6) om beräkning av skäliga kostnader och en rimlig avkastning vid beräkning av intäktsram för naturgasföretag och,
 - b) den löpande påverkbara kostnaden enligt bilaga 3 räknas om med konsumentprisindex (KPI).
- 2 Detta beslut gäller omedelbart.

Bakgrund

Enligt 6 kap. 6 § naturgaslagen (2005:403) ska en intäktsram beslutas i förväg för varje naturgasföretag som bedriver överföring av naturgas eller innehar en lagrings- eller en förgasningsanläggning. Naturgasföretagen ska ansöka om en intäktsram till Ei som ska pröva om den begärda intäktsramen är skälig (7 §).

Ansökan

E.ON Gas Sverige AB, fortsättningsvis benämnt företaget, har ansökt om att Ei ska fastställa intäktsramen för tillsynsperioden 2015-2018 till 2 250 000 tkr för företagens verksamhet avseende distribution av naturgas.

Avskrivningstider

Företaget har uppgett att de ekonomiska livslängderna (avskrivningstiderna) bör fastställas enligt tabell 1 nedan.

Tabell 1 – Avskrivningstid per anläggningskategori

	År
Distributionsledningar	50
Mät- och reglerstationer	20
Mätare	15
Stödsystem och system för övervakning	8

Som skäl för att dessa avskrivningstider ska användas har företaget bl. a. anfört följande.

Vid fastställande av ekonomisk livslängd för rörledningsbestånd är ett naturligt första steg att försöka fastställa teknisk livslängd för den typ av plaströr som utgör den absoluta merparten av tillgångsbeståndet. Den tekniska livslängden bedöms som lång om än något osäker, kring 100 år eller längre (se t.ex. "Deutsches Institut für Normung" och standard DIN 8074:2011-12). Bedömningen är därför att teknisk livslängd med hög sannolikhet inte utgör en begränsning för ekonomisk livslängd.

Gasnätsregleringen innebär att samma ekonomiska livslängd tillämpas för såväl befintligt nät som framtida investeringar. Därför kan inte ekonomisk livslängd väljas så att den korrekt speglar förutsättningarna för både befintliga och nya investeringar. Mot denna bakgrund bedöms att 50 år är en balanserad uppskattning av ekonomisk livslängd för distributionsledningar som bidrar till både effektivt utnyttjande av befintligt gasnät samtidigt som incitament ges till investering i ny infrastruktur.

Företaget har beretts möjlighet att yttra sig över den konsultrapport¹ som ligger till grund för Ei:s bedömning av avskrivningstider i regleringen.

Kalkylränta (WACC)

I ansökan har företaget begärt att intäktsramen ska beslutas med en real kalkylränta före skatt om 7,5 procent. Företaget har som grund för detta bl.a. anfört följande.

Vid fastställande av WACC har E.ON Gas valt att luta sig mot befintligt underlag. Materialet som avses är respektive tvistande parts underlag och domstolsutslag i förvaltningsrätten avseende intäktsramar för elnätsverksamhet (2012) samt Ernst & Youngs rapport Energimarknadsinspektionen: Estimering av kalkylränta för gasnätsverksamhet för åren 2010-2011 daterad 30 januari 2012.

E.ON Gas har gjort en bedömning av respektive parameter i WACC-formeln; riskfri ränta, inflation, beta, marknadsriskpremie, särskild riskpremie, kreditriskpremie samt kapitalstruktur. Vid bedömningen har beaktats det förhållande att gasnätsverksamhet verkar under en påtagligt större risk än elnätsföretag. Beräkningarna visar att en rimlig kalkylränta ligger i spannet 7,1 - 9,2 % och E.ON Gas väljer mot denna bakgrund att föreslå en reglerad kalkylränta om 7,5 %.

¹ Sweco Energuide AB, *Reglermässiga avskrivningar av naturgasanläggningar*, 2014.

Företaget har beretts möjlighet att yttra sig över de konsultrapporter² som ligger till grund för Ei:s bedömning av en rimlig real kalkylränta före skatt.

Företaget har, tillsammans med de övriga naturgasföretagen, inkommit med ett yttrande där det i huvudsak anförts att de av konsulterna föreslagna kalkylräntorna är för låga. Utöver detta har företaget bl. a. anförts att Ei bör sträva efter att tillämpa en långsiktigt stabil och förutsägbar kalkylränta.

Kapitalkostnader

Företaget har redovisat anläggningstillgångar per den 31 december 2013 till ett nominellt anskaffningsvärde om 1 532 774 tkr.

Vissa investeringar och utrangeringar av anläggningstillgångar kommer att genomföras under perioden, dessa återges per halvår i bilaga 3.

Beträffande investeringar (reinvesteringar) har företaget angett att de ökat fokus på säkerhetsrelaterade frågor, vilket föranlett ytterligare översyn av nätens drift och funktion. För år 2014 har därför två mindre projekt om vardera cirka fem miljoner kronor identifierats och företaget har därför i ansökan tagit höjd för att något mer projekt kan komma att identifieras under tillsynsperioden.

Företaget har även angett att kapitalkostnader ska utgå för anläggningar vars ålder överskrider den ekonomiska livslängden. Företaget anser att den del av kapitalkostnaderna som utgörs av avskrivningar, såsom den beräknas under anläggningens ekonomiska livslängd, ska fortsätta att utgå så länge anläggningen fortfarande används och gasöverföringstjänsten uppfyller kraven på funktion och kvalitet. Det finns såväl samhällsekonomiska som rättsliga och kundnyttomässiga skäl för detta ställningstagande.

Löpande kostnader

I ansökan har företaget bl.a. uppgett följande om löpande påverkbara kostnader.

E.ON Gas utgångspunkt har varit bolagets nuvarande kostnadsnivå. E.ON Gas önskar göra EI uppmärksamma på att den avviker från genomsnittet för perioden 2009-2012 av flera anledningar. Dels har avyttringen av transmissionsnät och lager föranlett E.ON Gas att se över sin totala kostnadsnivå samtidigt som tidigare synergivinster gått förlorade. Därtill har koncernens principer för kostnadsallokering förändrats och E.ON Gas belastas idag i större utsträckning av kostnader för t.ex. controllingfunktioner, kundkommunikation och inköp.

Denna nuvarande kostnadsnivå anser E.ON Gas bör kompletteras med de kostnader inom E.ON Sverige som fortfarande inte allokteras ut i bolagen, t.ex. strategifunktion, juridik och

² Ernst & Young AB, WACC för gasnätsföretag för tillsynsperioderna 2012, 2013 samt 2015-2018, 2014.

Grant Thornton Sweden AB, Energimarknadsinspektionen: Kalkylränta (WACC) för naturgasföretagen under 2012 och 2013 samt tillsynsperioden 2015-2018, 2014.

Montell & Partners Sverige AB, Energimarknadsinspektionen: Framtagande av kalkylränta för en skiljig avkastning för naturgasföretagen för 2012, 2013 och perioden 2015-2018, 2014.

koncernledning. Dessa kostnader kommer, såvitt nu kan bedömas, att allokeras ut till bolagen under tillsynsperioden och bör därför belasta E.ON Gas med 7 MSEK per år, vilket adderats till kostnadsmassan.

Därutöver har ett säkerhetsrelaterat projekt identifierats som E.ON Gas tvingas ta kostnader för de kommande åren; ett stort antal kunder har aldrig kopplats ifrån nätet trots att de inte längre använder gas. Kostnaden för detta uppskattas till ca 2 MSEK årligen.

Företaget har också uppgett att de under de senaste åren bedrivit besparingsprogram för att sänka kostnader och höja effektiviteten i organisationen. Enligt företaget är därmed möjligheterna att ytterligare sänka kostnaderna under de inledande åren (2015-2016) begränsade. Något effektiviseringskrav bör därför inte ställas för dessa år. Under periodens två sista år kan ett årligt effektiviseringskrav på 1 procent vara rimligt då företaget strävar efter att ständigt utveckla och effektivisera såväl metoder som arbetssätt. Då en stor del av företagets kostnadsmassa utgörs av personal justeras denna upp för att kompensera för de lönehöjningar som företaget förväntas genomföra under perioden.

I företagets ansökan har myndighetsavgifterna för åren 2010-2012 rapporterats till ett annat värde än det som tidigare angetts i årsrapporter inlämnade till Ei. Företaget har anfört att angivna belopp i ansökan är de faktiska beloppen som företaget betalt samt att årsrapporterna inte speglar de faktiska erlagda beloppen.

Företaget har prognostiserat sina löpande opåverkbara kostnader för perioden 2015-2018 till 1 093 564 tkr (bilaga 3).

Anslutningsavgifter i naturgasverksamheten

Intäkter från anslutningar som utförts före tillsynsperioden och som avses intäktsföras under tillsynsperioden har redovisats till 6 960 tkr varav 1 560 tkr 2015, 1 680 tkr 2016, 1 800 tkr 2017 samt 1 920 tkr 2018.

Företaget har prognostiserat inkomster från anslutningsavgifter inkomna per år under tillsynsperioden till sammanlagt 24 000 tkr. Dessa inkomster härrör enbart till anläggningskategorin distributionsledningar.

Aktuella regler

Naturgaslagen

Med intäktsram avses enligt 1 kap. 8 a § naturgaslagen de samlade intäkter som ett naturgasföretag högst får uppbära från överföring av naturgas, lagring av naturgas eller tillträde till förgasningsanläggning under en tillsynsperiod.

Med överföring av naturgas avses överföring av naturgas för annans räkning genom såväl transmissionsledningar som distributionsledningar (6 §).

Av 6 kap. naturgaslagen framgår bl.a. följande angående förhandsprövning av naturgasföretagens intäkter.

Intäktsramar beslutas i förväg för varje tillsynsperiod. En tillsynsperiod ska vara fyra kalenderår, om det inte finns särskilda skäl för en annan tidsperiod (9 §).

Av beslutet om fastställande av intäktsram ska det framgå vilka uppgifter och metoder som ligger till grund för beslutet (8 § andra stycket). Ett sådant beslut gäller utan hinder av att det överklagas, dvs. det gäller omedelbart (23 §).

Vid beräkningen av intäktsramens storlek är utgångspunkten enligt 10 § att ramen ska täcka skäliga kostnader för att bedriva den verksamhet som intäktsramen avser och ge en rimlig avkastning på det kapital som krävs för att bedriva verksamheten (kapitalbas).

När intäktsramen bestäms, ska de samlade intäkter som naturgasföretaget högst får uppbära minskas med ett belopp som motsvarar naturgasföretagets intäkter från anslutning till naturgasledning och andra anläggningar under tillsynsperioden, i den utsträckning intäkterna härrör från tillgångar som ingår i kapitalbasen (10 § andra stycket).

Med skäliga kostnader i verksamheten avses kostnader för en ändamålsenlig och effektiv drift av en verksamhet med likartade objektiva förutsättningar (11 §).

Kapitalbasen ska beräknas med utgångspunkt i de tillgångar som naturgasföretaget använder för att bedriva den verksamhet som intäktsramen avser. Hänsyn ska även tas till investeringar och avskrivningar under tillsynsperioden. En tillgång som inte behövs för att bedriva verksamheten ska anses ingå i kapitalbasen, om det skulle vara oskäligt mot naturgasföretaget att bortse från tillgången (12 §).

Efter tillsynsperiodens slut ska tillsynsmyndigheten, Ei, göra en avstämning av det faktiska utfallet under perioden. Ei ska i vissa fall ompröva intäktsramen. För att bedöma om en omprövning ska ske ska myndigheten kontrollera om de antaganden som legat till grund för fastställelse av beslutet överensstämmer med det faktiska utfallet under perioden (16-17 §§).

Kapitalbasförordningen

I förordningen (2014:35) om fastställande av intäktsram på naturgasområdet (kapitalbasförordningen) finns närmare bestämmelser om vad som avses med anläggningstillgångar (3 §), vilka tillgångar som ingår i kapitalbasen (6 §), om värdering av anläggningstillgångar (7-8 §§) samt om förändring i prisläget av kapitalbasen (9 §). Vidare framgår hur beräkningen av kapitalförslitning ska ske (10 §) och hur naturgasföretag ska dokumentera sina anläggningstillgångar (12 §).

En anläggningstillgång ska ingå i kapitalbasen från det halvårsskifte som följer på den tidpunkt då tillgången börjar användas. Tillgången ska inte ingå i kapitalbasen från det halvårsskifte som infaller närmast efter den tidpunkt då tillgången slutat användas (6 §).

Vid beräkning av en rimlig avkastning ska den del av kapitalkostnaderna som motsvarar kapitalförslitning beräknas som en fast andel av nuanskaffningsvärdet. Den fasta andelen beräknas utifrån tillgångens ekonomiska livslängd (10 §).

Ei:s föreskrifter

Ei har enligt 14 § i kapitalbasförordningen bemyndigats att meddela närmare föreskrifter om skyldigheten för ett naturgasföretag att lämna in ett förslag till intäktsram och att lämna uppgifter enligt 6 kap. 7 § naturgaslagen. Ei har med stöd av detta bemyndigande meddelat föreskrifter (EIFS 2014:5) om naturgasföretagens förslag till intäktsram och insamling av uppgifter för att bestämma intäktsramens storlek (rapporteringsföreskriften). Föreskriften innehåller bl.a. bestämmelser om när ett förslag till intäktsram senast ska lämnas och vilka närmare uppgifter som ska redovisas.

Ei har också med stöd av 4-5 och 9-11 §§ kapitalbasförordningen meddelat föreskrifter (EIFS 2014:6) om skäligen kostnader och en rimlig avkastning vid beräkning av intäktsram för naturgasföretag (intäktsramsföreskriften). Föreskriften innehåller bl.a. bestämmelser om vilket index som ska användas vid beräkning av skäligen kostnader och hur kapitalförslitningen ska beräknas.

Energimarknadsinspektionens bedömning

Allmänt om prövningen av en intäktsram

E.ON Gas Sverige AB bedriver distribution av naturgas. Ei ska därför fastställa en intäktsram avseende denna verksamhet för tillsynsperioden 2015-2018. Företaget har ansökt om en intäktsram som uppgår till 2 250 000 tkr för tillsynsperioden. Ei har att ta ställning till om den av företaget begärda intäktsramen är skälig.

Intäktsramen ska täcka skäligen kostnader för att bedriva nätverksamhet under perioden och ge en rimlig avkastning på det kapital som krävs för att bedriva verksamheten (kapitalbas). Intäktsramen ska även säkerställa att företagen kan hålla en hög leveranssäkerhet och möjliggöra nödvändiga investeringar, för att bibehålla nätets kapacitet och vid behov bygga ut det befintliga nätet (prop. 2012/13:85 s. 54).

Regleringen syftar till att naturgasföretagens verksamhet ska bedrivas effektivt till låga kostnader. Regleringen ska också säkerhetsställa att kunden får betala ett skäligt pris för de olika tjänsterna som omfattas av regleringen. Vidare ska regleringen bidra till att ge kunderna en långsiktig leveranssäkerhet och trygga den svenska naturgasförsörjningen. Naturgasföretagen ska också få stabila och långsiktiga villkor för sin verksamhet. Ytterligare ett viktigt mål med regleringen är att den ska understödja utvecklingen av en väl fungerande naturgasmarknad (a. prop. s. 51).

De skäligen kostnader som företaget ska få täckning för delas in i kostnader för kapital, inklusive en avkastning, samt löpande påverkbara och löpande opåverkbara kostnader.

Bedömning av kapitalkostnader

Kapitalkostnad är kostnad för att använda kapital, i förekommande fall i form av t.ex. gasledningar och mät- och reglerstationer. Kostnaden utgörs av två delar, kostnad för kapitalförslitning (avskrivning) och kostnad för kapitalbindning (avkastning). Det finns i huvudsak två metoder för fördelning av kapitalkostnader över tiden, linjär metod och annuitetsmetod.

Regeringen har meddelat särskilda föreskrifter om beräkning av en rimlig avkastning. Av kapitalbasförordningen och den tillhörande konsekvensutredningen framgår att det är en så kallad linjär kapitalkostnadsmetod som ska användas.³ Vid tillämpning av en linjär metod enligt kapitalbasförordningen ska de årliga avskrivningarna i förhållande till nuanskaffningsvärdet vara lika stora över anläggningens livslängd. När den ekonomiska livslängden är slut ska därför inga kapitalkostnader utgå. Företagets begäran att ersättning även ska utgå efter livslängdens slut kan därför inte medges.

Av kapitalbasförordningens bestämmelser framgår hur kapitalförslitningen ska beräknas. När den ackumulerade förslitningen av kapitalet har beräknats, baserat på företagets inrapporterade uppgifter om anskaffningsår, ska denna avräknas från kapitalbasen (nuanskaffningsvärdet). Den återstående delen av nuanskaffningsvärdet, efter avräkning av ackumulerad kapitalförslitning, ska tillämpas vid beräkning av den del av kapitalkostnaden som utgörs av kapitalbindning vid beräkning av intäktsramen. Kostnaden för kapitalbindningen ska därför beräknas på en s.k. åldersjusterad kapitalbas vilket innebär att det värde som kalkylräntan multipliceras med för att erhålla kostnad för kapitalbindning minskar successivt med en anläggnings ålder. Beräkningen av den årliga avkastningen görs i enlighet med följande formel:

$$\text{Kostnad för kapitalbindning} = \text{Nuanskaffningsvärde} * ((\text{avskrivningstid} - \text{ålder på anläggning}) / \text{avskrivningstid}) * \text{kalkylränta.}$$

För att bestämma anläggningens ålder används uppgiften om vilket år som anläggningen ursprungligen togs eller kommer att tas i bruk. För de anläggningar som ursprungligen togs i bruk fram till och med år 2012 börjar den ekonomiska livslängden att räknas från ingången av det år då anläggningen ursprungligen togs i bruk enligt 8 § intäktsramsföreskriften. För de anläggningar som tas i bruk från och med år 2013 börjar den ekonomiska livslängden att räknas från det nästkommande halvåret efter att anläggningen ursprungligen togs i bruk. Under det första året som den ekonomiska livslängden räknas är anläggningens ålder noll år och kostnaden för kapitalbindningen beräknas på hela nuanskaffningsvärdet.

³ Konsekvensutredning beträffande förslaget till förordning om fastställande av intäktsram på naturgasområdet - N2013/3375/RS s. 2

Avskrivningstider

Företaget har ansökt om att Ei ska tillämpa följande avskrivningstider vid beräkning av kapitalkostnaden: 50 år för distributionsledningar, 20 år för mät- och reglerstationer, 15 år för mätare samt 8 år för stödsystem och system för övervakning.

Av kapitalbasförordningen framgår att de reglermässiga avskrivningstiderna ska motsvara tillgångarnas ekonomiska livslängd (10 §). Ei fastställer avskrivningstider beträffande olika anläggningstillgångar i enlighet med tabell 2 nedan. Denna bedömning överensstämmer med vad företaget har anfört utom i den del som avser mätare. En närmare redogörelse för Ei:s bedömning av avskrivningstider framgår av bilaga 1.

Tabell 2 – Fastställda avskrivningstider för tillsynsperioden 2015-2018

	År
Transmissionsledningar	65
Distributionsledningar	50
Mät- och reglerstationer (Transmission)	40
Mät- och reglerstationer (Distribution)	20
Mätare (Transmission)	25
Mätare (Distribution)	12
Stödsystem och system för övervakning	8
Lagerutrymme	50
Kompressor för lager	40
Anläggningar som används för förgasning av kondenserad naturgas samt för import och lossning av kondenserad naturgas	25

Kalkylränta (WACC)

Företaget har anfört att avkastningen bör beräknas utifrån en real kalkylränta om 7,5 procent.

Av kapitalbasförordningen följer att anläggningar i kapitalbasen ska sättas ett nuanskaffningsvärde, vilket innebär att prisjustering av kapitalbasen skett (7 §). Vid beräkning av en rimlig avkastning ska därför en real kalkylränta användas. Ei bedömer att en real kalkylränta före skatt på 6,26 procent är rimlig. Detta avviker från företagets uppfattning att kalkylräntan ska vara 7,5 procent. Ei:s bedömning av en rimlig real kalkylränta före skatt framgår av bilaga 2.

Beräkning av kapitalkostnaden

Utifrån den metod och de parametrar som beskrivits ovan och de av företaget rapporterade uppgifterna har Ei beräknat kapitalkostnaden till 635 977 tkr. Ei:s beräkning framgår av bilaga 3.

Beräkning av påverkbara kostnader

Av 2 § intäktsramsföreskriften framgår att påverkbara kostnader är sådana kostnader som inte är kostnader för överliggande gasnät, elnät, myndighetsavgifter, nätförluster,

kostnader för skatter enligt lagen (1994:1776) om skatt på energi och lagen (1984:1052) om statlig fastighetsskatt. Exempel på påverkbara kostnader är kostnader för drift och underhåll samt kundspecifika kostnader såsom kostnader för mätning, beräkning och rapportering.

Som skäliga påverkbara kostnader anses kostnader som behövs för en ändamålsenlig och effektiv drift av en verksamhet med likartade objektiva förutsättningar (6 kap. 11 § naturgaslagen). Av det följer att det inte nödvändigtvis är naturgasföretagens verkliga kostnader som ska tillämpas vid beräkning av en skälig intäktsram.

De påverkbara kostnaderna kan fastställas genom att använda företagets faktiska kostnader eller genom standardkostnader. Standardkostnader måste motsvara kostnaderna för en effektiv verksamhet för att skapa incitament till effektivisering hos det enskilda företaget. Används faktiska kostnader måste dessa istället åsättas ett rimligt effektiviseringskrav.

Vid fastställandet av standardkostnader används normkostnader eller schabloner relaterade till exempelvis antal kunder eller storleken på kapitalbasen baserade på ett effektivt bedrivet naturgasföretag. Det finns ett fåtal naturgasföretag i Sverige som dessutom bedriver verksamhet inom olika grenar. Detta gör det svårt att ta fram standardkostnader som är representativa för samtliga företag. Det är därför inte lämpligt att utgå från standardkostnader vid bedömning av naturgasföretagens påverkbara kostnader. De faktiska kostnaderna ska därför användas.

De faktiska kostnaderna kan fastställas genom två metoder, en baserad på företagets faktiska kostnader under tillsynsperioden och en baserad på företagets historiska kostnader. Om företagets faktiska kostnader under tillsynsperioden används ställs det stora krav på effektiviseringskriterier i regleringen för att säkerställa att kostnaderna är skäliga. En sådan reglering kräver ett stort underlag av jämförelseföretag. När historiska kostnader används kan istället ett generellt effektivitetsmått användas som ett årligt avdrag. Eftersom det är få naturgasföretag och dessa dessutom är verksamma i olika verksamhetsgrenar är det inte lämpligt att använda faktiska kostnader under tillsynsperioden. Historiska kostnader ska därför användas.

Underlaget för beräkningen av de historiska kostnaderna blir mer representativt och rättvisande om fler år ingår. Vid fastställandet av intäktsramar för elnätsföretagen har Ei tillämpat fyra år som basår. Ei ser ingen anledning att göra en annan bedömning för naturgasföretagen. Vid beräkningen använder Ei de årsrapporter som företagen har lämnat in. Vid tidpunkten för inlämning av ansökan om intäktsram var årsrapporten avseende 2012 den senast inlämnade. De senast tillgängliga uppgifterna om historiska kostnader är kostnaderna för 2012. Vid beräkningen av påverkbara kostnader ska därför som utgångspunkt basåren 2009-2012 användas.

Företaget har anfört att den nuvarande kostnadsnivån överstiger den för perioden 2009-2012. Företaget anser att förlorade synergivinster vid försäljningen av transmissionsnätet, ändrade principer för kostnadsallokering inom koncernen samt kostnader för att koppla



bort kunder som inte längre använder gas ska beaktas. Enligt företaget medför detta ökade kostnader om cirka 9 000 tkr årligen under tillsynsperioden.

Vid användning av generella metoder finns det alltid en risk för att ett enskilt företags förhållande inte beaktas fullt ut i alla delar. Detta kan vara till nackdel för företagets kunder eller till nackdel för företaget. Ur ett administrativt perspektiv och för att göra regleringen någorlunda enkel måste det accepteras att företagen inom en grupp avviker sinsemellan. Det ligger i regleringens natur att vissa förenklingar måste tillåtas. Sådan individuell hänsyn som företaget har anfört bör därför endast tillåtas under mycket speciella omständigheter, där det dessutom är av stor ekonomisk betydelse att metoden frångås. Vad företaget anfört om förlorade synergivinster och ändrade principer för kostnadsallokering kan inte anses utgöra tillräckliga skäl för att frångå metoden.

Enligt 3 kap. 1 § naturgaslagen ska ett naturgasföretag som bedriver nätverksamhet ansvara för drift och underhåll och, vid behov, utbyggnad av sitt ledningssystem. Bortkoppling av kunder utgör en naturlig del av företagets verksamhet och ska utföras löpande. Vid utformning av regleringen måste det kunna antas att företagen bedriver verksamhet på ett ändamålsenligt sätt. Företagets löpande påverkbara kostnader ska därför inte ökas på grund av kostnader för bortkoppling.

Företaget har anfört att kostnaden avseende myndighetsavgifter som rapporterats i ansökan om intäktsram ska användas vid beräkning av påverkbara kostnader. Ei har vid beräkningen utgått ifrån dessa värden.

Ei har beräknat de påverkbara kostnaderna för perioden 2015-2018 innan avdrag för effektiviseringskrav till 310 903 tkr.

På konkurrensutsatta marknader tävlar företagen mot varandra vilket leder till ökad innovation, kvalitet och prispress till nytta för kunderna. För att kunna agera på en konkurrensutsatt marknad tvingas företagen också att effektivisera sin verksamhet vilket också medför fördelar för kunderna eftersom företagets kostnader pressas.

Gasnätsföretagen agerar på en reglerad marknad och eftersom det saknas marknadsmekanismer som naturligt skapar effektiva verksamheter behöver det finnas ett effektivitetskrav i intäktsregleringen för att alla kostnadsökningar inte ska kunna vidareföras till kundkollektivet. Att ett sådant krav ska ingå i regleringen framgår också av förarbetena till naturgaslagen (prop. 2012/13:85 s. 55 f).

Det saknas underlag att inför den första reglerperioden fastställa individuella effektiviseringskrav för respektive företag. Ett generellt effektiviseringskrav ska därför användas. Effektiviseringskravet ska vara samma för alla år i perioden. I regleringen av elnätsföretagens intäktsramar för tillsynsperioden 2012-2015 är det generella effektiviseringskravet 1 procent på företagets löpande påverkbara kostnader. Ei bedömer att det är rimligt att tillämpa samma effektiviseringskrav för gasnätsföretagen för den första tillsynsperioden.

Företagets totala påverkbara kostnader för perioden 2015-2018 efter effektiviseringskrav på 1 procent uppgår till 297 174 tkr (bilaga 3).

Beräkning av opåverkbara kostnader

Med opåverkbara kostnader avses kostnader för överliggande gasnät, elnät, myndighetsavgifter, nätförluster, kostnader för skatter enligt lagen (1994:1776) om skatt på energi samt kostnader för skatter enligt lagen (1984:1052) om statlig fastighetsskatt.

Företaget har lämnat en prognos för dessa kostnader under tillsynsperioden. Vid bedömning av en skälig intäktsram utgår Ei från företagets prognos. Efter tillsynsperioden kommer prognosen att stämmas av mot det verkliga utfallet, vilket kan medföra att intäktsramen omprövas. Företaget får på detta sätt täckning för sina verkliga opåverkbara kostnader.

Företagets opåverkbara kostnader uppgår till 1 093 564 tkr (bilaga 3).

Beräkning av avdrag för anslutningsavgifter

Av 6 kap. 10 § naturgaslagen framgår att ett avdrag ska göras på intäktsramen motsvarande de intäkter som naturgasföretaget har från anslutning till naturgasledning och andra anläggningar som ingår i kapitalbasen. Avdraget ska beräknas utifrån den ekonomiska livslängden (6 § intäktsramsföreskriften) som i detta fall är 50 år, eftersom de inkomster som företaget har redovisat enbart tillhör anläggningskategorin distributionsledningar.

Avdrag för anslutningsavgifter har beräknats utifrån företagets inlämnade uppgifter och uppgår till 7 440 tkr (bilaga 3).

Sammanfattande beräkning av intäktsramen

Utifrån det underlag som företaget lämnat och den bedömningen som beskrivits ovan har Ei beräknat en högsta godtagbar intäktsram som uppgår till 2 019 274 tkr, se tabell 3 nedan. Intäktsramen består av kapitalkostnader, löpande kostnader och avdrag för anslutningsavgifter. Hur dessa har beräknats redovisas nedan.

Med grund i den utgående kapitalbasen per den 30 juni 2014 på 2 857 856 tkr har kapitalkostnaden beräknats till 635 977 tkr. Vid beräkning av kapitalkostnaden har hänsyn tagits till anläggningarnas ålder samt de investeringar och utrangeringar som företaget har redovisat i ansökan om intäktsram. Vid beräkningen har Ei använt den fastställda kalkylräntan på 6,26 procent och de fastställda avskrivningstiderna. En detaljerad redovisning av beräkningen av kapitalkostnaden för företaget framgår av bilaga 3, tabell 1 och 2.

Den löpande opåverkbara kostnaden uppgår till 1 093 564 tkr i enlighet med den prognos företaget har redovisat till Ei. De beräknade löpande påverkbara kostnaderna uppgår till 297 174 tkr. En detaljerad redovisning av beräkningen av den opåverkbara kostnaden respektive de löpande påverkbara kostnaderna för företaget framgår av bilaga 3.

Avdrag för anslutningsavgifter uppgår till 7 440 tkr. Redovisning av beräkningen framgår av bilaga 3.

Tabell 3 - Beräknad intäktsram

	Tkr
Kapitalkostnader	635 977
Löpande kostnader	
Opåverkbara kostnader	1 093 564
Påverkbara kostnader	297 174
Avdrag för anslutningsavgifter	7 440
Summa beräknad intäktsram	2 019 274

Företaget har ansökt om att Ei ska fastställa intäktsramen till 2 250 000 tkr. Den högsta godtagbara intäktsramen är lägre än företagets ansökta intäktsram. Ansökan kan därför inte medges och intäktsramen fastställs till 2 019 274 tkr i 2013 års prisnivå.

Avstämning efter tillsynsperiodens slut

Allmänt

Efter tillsynsperiodens slut gör Ei en avstämning av de antaganden och förutsättningar som legat till grund för den fastställda intäktsramen enligt detta beslut. I Ei:s tillsyn ingår också att göra en jämförelse mellan företagets samlade, faktiska intäkter och den fastställda intäktsramen.

Det faktiska utfallet avseende kapitalbasens investeringar och utrangeringar ska jämföras med den prognos företaget gjort. Detsamma gäller för den löpande opåverkbara kostnaden. För det fall det finns skäl att anta att ramen är större än vad som är motiverat av senare kända förhållanden och avvikelser inte är ringa ska Ei ompröva intäktsramen (6 kap. 16 och 17 §§ naturgaslagen).

Ett naturgasföretag får inom fyra månader efter tillsynsperiodens slut ansöka om att intäktsramen för perioden ska ökas (6 kap. 15 §).

I rapporteringsföreskriften finns närmare bestämmelser om när och vilka uppgifter företaget ska lämna för att Ei ska kunna göra denna avstämning.

Automatisk justering av intäktsramen

Intäktsramen fastställs i 2013 års prisnivå. I samband med att avstämning görs efter periodens slut på sätt som redovisats i föregående avsnitt, kommer Ei att räkna om den beslutade intäktsramen med vissa kostnadsprisindex i enlighet med vad som framgår av intäktsramsföreskriften respektive kapitalbasförordningen. Denna justering är en del av beslutet och innebär inte att beslutet omprövas.

Avstämning av intäkterna för perioden mot intäktsramen

Om det visar sig att nätkoncessionshavarens samlade intäkter från nätverksamheten under perioden avviker från den fastställda intäktsramen, ska ramen för påföljande tillsynsperiod minska respektive öka med det avvikande beloppet. I vissa fall tillkommer dessutom ett överdebiteringstillägg (6 kap. 19-20 §§ naturgaslagen).

HUR MAN ÖVERKLAGAR, se bilaga (överklagande till förvaltningsrätten)

Detta beslut har fattats av generaldirektören Anne Vadasz Nilsson. Vid den slutliga handläggningen har därutöver deltagit ställföreträdande generaldirektören Tony Rosten, chefsjuristen Göran Morén, biträdande chefsjuristen Hanna Abrahamsson, analytikerna Sanela Cehic och Anna Elfwén samt Tobias Alkefjärd, föredragande.



Anne Vadasz Nilsson



Tobias Alkefjärd

Bilagor till beslutet

1. Reglermässiga avskrivningstider vid beräkning av intäktsram för naturgasföretagen avseende tillsynsperioden 2015-2018, Energimarknadsinspektionen
2. Kalkylränta vid beräkning av intäktsram för naturgasföretagen avseende tillsynsperioden 2015-2018, Energimarknadsinspektionen
3. Beräknad intäktsram
4. Hur man överklagar