

**FÖRVALTNINGSRÄTTEN
I LINKÖPING****DOM**
2016-02-01
Meddelad i
LinköpingMål nr
8016-14**KLAGANDE**Swedegas AB, 556181-1034
Kilsgatan 4
411 04 GöteborgOmbud: Advokaterna Marcus Axelryd och Linda Landén
Frank Advokatbyrå AB
Box 7099
103 87 Stockholm**MOTPART**Energimarknadsinspektionen
Box 155
631 03 EskilstunaOmbud: Advokaterna Jörgen Larsson och Tobias Bengtsson
Wistrand Advokatbyrå AB
Box 11920
404 39 Göteborg**ÖVERKLAGAT BESLUT**Energimarknadsinspektionens beslut den 23 oktober 2014, se bilaga 1
(utan i beslutet angivna bilagor)**SAKEN**Fastställande av intäktsram för tillsynsperioden 2015–2018 enligt
naturgaslagen (2005:403)

FÖRVALTNINGSRÄTTENS AVGÖRANDE

Förvaltningsrätten bifaller Swedegas AB:s överklagande på så sätt att den reala kalkylräntan före skatt fastställs till 6,82 procent och att den reglermässiga avskrivningstiden för bolagets transmissionsledningar fastställs till 90 år.

Det ankommer på Energimarknadsinspektionen att med beaktande av ovanstående beräkna Swedegas AB:s intäktsram avseende transmission av naturgas för tillsynsperioden 2015–2018 till faktiskt belopp. Detta kan inte leda till en högre intäktsram än 2 140 695 tkr, angivet i 2013 års prisnivå.

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

BAKGRUND	5
YRKANDEN	5
Swedegas	5
Energimarknadsinspektionen	6
VAD SWEDEGAS ANFÖRT	6
Kalkylränta.....	6
<i>Tidsperspektivet och betydelsen av kammarrättens domar i elnätsmålen</i>	<i>6</i>
<i>Energimarknadsinspektionens rimlighetbedömning av kalkylräntan.....</i>	<i>8</i>
<i>Risikfri ränta</i>	<i>9</i>
<i>Marknadsriskpremie</i>	<i>12</i>
<i>Särskild riskpremie</i>	<i>13</i>
<i>Kreditriskpremie</i>	<i>15</i>
<i>Inflation.....</i>	<i>19</i>
<i>Förutsägbarhet</i>	<i>20</i>
<i>Långsiktighet vad gäller tomträtsavgäld.....</i>	<i>22</i>
Förordningens laglighet	23
Avskrivningstid	24
VAD ENERGIMARKNADSINSPEKTIONEN ANFÖRT	28
Kalkylränta.....	28
<i>Inledning</i>	<i>28</i>
<i>Betydelsen av utgången i elnätsmålen.....</i>	<i>29</i>
<i>Tidsperspektivet</i>	<i>31</i>
<i>Risikfri ränta</i>	<i>34</i>
<i>Marknadsriskpremie</i>	<i>39</i>
<i>Särskild riskpremie</i>	<i>40</i>
<i>Kreditriskpremie</i>	<i>42</i>
<i>Inflation.....</i>	<i>44</i>
<i>Kalkylränta i annan reglerad verksamhet</i>	<i>45</i>
Förordningens laglighet	46
Avskrivningstid	46
UTREDNING	49

Skriftlig utredning	49
<i>Kalkylränta</i>	<i>49</i>
<i>Avskrivningstid.....</i>	<i>50</i>
Vittnesförhör	51
<i>Daniel Frigell</i>	<i>51</i>
<i>Thore Johnsen.....</i>	<i>53</i>
<i>Björn Gustafsson.....</i>	<i>55</i>
<i>Bo Andersson.....</i>	<i>57</i>
RÄTTSLIG REGLERING	58
Allmänt om förhandsregleringen och intresset av en likartad tillsyn.	58
Kalkylränta.....	60
Avskrivningstid	62
FÖRVALTNINGSRÄTTENS BEDÖMNING.....	63
Kalkylränta.....	63
<i>Tidsperspektiv och betydelsen av kammarrättens domar i elnätsmålen</i>	<i>63</i>
<i>Risikfri ränta</i>	<i>65</i>
<i>Marknadsriskpremie</i>	<i>67</i>
<i>Särskild riskpremie</i>	<i>68</i>
<i>Kreditriskpremie</i>	<i>69</i>
<i>Inflation.....</i>	<i>71</i>
<i>Beräkning av kalkylränta.....</i>	<i>71</i>
Förordningens laglighet	71
Avskrivningstid	72
Slutsats	77
HUR MAN ÖVERKLAGAR.....	77
SKILJAKTIG MENING.....	78

BAKGRUND

Swedegas AB bedriver naturgasverksamhet. Swedegas har i förslag till intäktsram avseende transmission av naturgas för tillsynsperioden 2015–2018 begärt att intäktsramen ska fastställas till 2 756 278 tkr.

Energimarknadsinspektionen beslutade den 23 oktober 2014 att för den aktuella tillsynsperioden fastställa intäktsramen till 1 825 630 tkr i 2013 års prisnivå. Hur Energimarknadsinspektionen beräknat den beslutade intäktsramen framgår av det överklagade beslutet, se bilaga 1.

Förvaltningsrätten har den 23 och 25 november 2015 hållit muntlig förhandling i målet gemensamt med mål nr 8020-14 samt med mål nr 8021-14 avseende E.ON Gas Sverige AB och mål nr 8124-14 avseende Göteborg Energi Gasnät AB. Vid förhandlingen har på begäran av Swedegas förhör hållits med Daniel Frigell och Thore Johnsen. På begäran av Energimarknadsinspektionen har förhör hållits med Björn Gustafsson och Bo Andersson.

YRKANDEN

Swedegas

Swedegas yrkar i första hand att förvaltningsrätten med ändring av det överklagade beslutet fastställer intäktsramen för tillsynsperioden 2015–2018 till 2 140 695 tkr, angivet i 2013 års prisnivå.

Swedegas yrkar i andra hand att förvaltningsrätten undanröjer det överklagade beslutet och återförvisar ärendet till Energimarknadsinspektionen för förnyad prövning, med fastställande av följande utgångspunkter för beräkningen av intäktsram för tillsynsperioden 2015–2018;

- a) beräkning av rimlig avkastning ska ske med en real kalkylränta före skatt om 7,62 procent, och
- b) beräkning av kapitalkostnaden ska ske med en reglermässig avskrivningstid om 90 år för transmissionsledningar.

Energimarknadsinspektionen

Energimarknadsinspektionen anser att överklagandet ska avslås. Om förvaltningsrätten finner att kalkylräntan ska fastställas till 7,62 procent och att avskrivningstiden för transmissionsledningar ska bestämmas till 90 år, vitsordar Energimarknadsinspektionen att intäktsramen kan fastställas till 2 140 695 tkr i 2013 års prisnivå. Energimarknadsinspektionen överlåter till förvaltningsrätten att avgöra om beslutet då ska ändras på detta sätt eller undanröjas och återförvisas till Energimarknadsinspektionen för ny beräkning enligt dessa utgångspunkter.

VAD SWEDEGAS ANFÖRT

Kalkylränta

Tidsperspektivet och betydelsen av kammarrättens domar i elnätsmålen

Twisten om kalkylräntan rör en huvudfråga, nämligen vilket tidsperspektiv som ska vara utgångspunkten. Enligt Swedegas ska kalkylräntan fastställas utifrån ett långsiktigt tidsperspektiv för att åstadkomma stabila och förutsägbara villkor för naturgasföretagen och deras kunder. Ett kortsiktigt perspektiv kommer att leda till en fluktuerande kalkylränta, vilket är till nackdel för både kunder och naturgasföretagen. Kunderna kommer att få större volatilitet i tarifferna och naturgasföretagen kommer att få svårare att beräkna avkastning på investeringar, vilket kommer att innebära sämre möjligheter till reinvesteringar. Utgångspunkten för bedömningen av de

parametrar som ingår i beräkningen av kalkylräntan ska således beräknas utifrån ett långsiktigt stabilt perspektiv i enlighet med regeringens syfte att skapa förutsägbarhet och stabila långsiktiga villkor.

Vid beräkningen av kalkylräntan har Ernst & Young tillämpat ett tidsperspektiv som motsvarar tillsynsperioden, dvs. 2015–2018. Ett sådant kortsiktigt tidsperspektiv är oförenligt med förhandsregleringens syfte, klara förarbetsuttalanden, EU-rätten och tidigare kammarrättsdomar i mål om intäktsramar för elnätsföretag, enligt vilka kalkylräntan ska fastställas utifrån ett långsiktigt perspektiv. I elnätsmålen behandlades frågan om tillämpligt tidsperspektiv utförligt. Vid prövningen i kammarrätten ansåg Energimarknadsinspektionen att kalkylräntan skulle fastställas utifrån ett tidsperspektiv som motsvarade tillsynsperioden och framförde i huvudsak samma argument som myndigheten nu framför. Kammarrätten tog tydlig ställning för en långsiktigt stabil kalkylränta. I sin bedömning hänvisar kammarrätten till det övergripande syftet med förhandsregleringen, dvs. att skapa förutsägbarhet för nätföretagen och deras kunder. Kammarrättens analys begränsar sig givetvis inte enbart till tillsynsperioden 2012–2015, utan är lika giltig för kommande tillsynsperioder.

Det är samma syften som ligger bakom såväl elnätsregleringen som gasnätsregleringen. I samband med införandet av förhandsregleringen uttalade regeringen att det är angeläget att samma principer tillämpas på såväl el- som gasområdet. Att samma principer tillämpas, är särskilt viktigt med beaktande av att el och gas är konkurrerande energislag. Kammarrättens ställningstaganden i elnätsmålen har därför betydelse och ska tillämpas även på gasområdet.

Vissa av de parametrar som används i kalkylränteberäkningen är generella i den bemärkelsen att de är oberoende av vilken tillgång eller typ av risk som avkastningskravet avser. Dessa parametrar är riskfri ränta, marknads-

riskpremien och inflation. De nivåer som kammarrätten har fastställt bör vara desamma fyra år senare, såvida inga fundamentala ändringar har skett i ekonomin (såsom förändrat inflationsmål för Riksbanken). Några sådana förändringar har inte skett mellan tillsynsperioden för elnätsregleringen (2012–2015) och tillsynsperioden för gasnätsregleringen (2015–2018).

Energimarknadsinspektionen påstår att risken för över- eller underkompensation är minimal, eftersom avkastningen beräknas på hela kapitalbasen som är anskaffad vid olika tidpunkter. Invändningen går inte att förstå. Att investeringarna sker vid olika tidpunkter, minskar inte risken för över- och underkompensation. Med ett långsiktigt tidsperspektiv är däremot syftet att fastställa en normaliserad kalkylränta utifrån en ekonomi i jämvikt, vilket innebär att över- och underkompensation ska ta ut varandra över tid.

Det ska understrykas att kalkylräntan inte är fast bara för att ett långsiktigt perspektiv används. Även en kalkylränta som fastställs utifrån ett långsiktigt perspektiv kan förändras över tid. Det ligger dock i sakens natur att en långsiktig kalkylränta ändras i en långsam takt, vilket skapar stabilitet och förutsägbarhet.

Energimarknadsinspektionens rimlighetbedömning av kalkylräntan

Energimarknadsinspektionen anser att rimligheten i det slutliga värdet på kalkylräntan måste kontrolleras och att den av Swedegas yrkade reala kalkylräntan om 7,62 procent inte är rimlig, särskilt inte om man ser till det rådande ränteläget. Energimarknadsinspektionen utvecklar inte denna rimlighetsbedömning närmare. Resonemanget känns dock igen från elnätsmålen där myndigheten framförde att det måste göras en ”skälighetskontroll” av intäktsramen innan den fastställs. Energimarknadsinspektionens resonemang underkändes dock av både förvaltningsrätten

och kammarrätten, som riktade skarp kritik mot att myndigheten gjorde en sådan fristående skälighetsbedömning. Enligt kammarrätten lämnar regelsystemet inte något utrymme för en sådan "rimlighetskontroll".

Rimlig avkastning ska beräknas utifrån vedertagna ekonomiska metoder i enlighet med vad lagstiftaren tydligt har uttalat i förarbetena till naturgaslagen. Med denna utgångspunkt ska kalkylränteberäkningen uteslutande ske enligt WACC-metoden. Några övergripande skälighets- eller rimlighetsbedömningar ska inte ske. Energimarknadsinspektionens hänvisning till att det rådande ränteläget ska beaktas vid bedömningen av en rimlig kalkylränta är dessutom oförenligt med syftet med regleringen – att skapa förutsägbarhet och stabila och långsiktiga villkor – och står i strid med kammarrättens domar.

Riskfri ränta

Energimarknadsinspektionen menar att myndigheten inte har frångått kammarrättens övergripande bedömning i elnätsmålen om att ett långsiktigt tidsperspektiv ska användas. Energimarknadsinspektionen menar att bedömningen av den riskfria räntan utifrån en prognos för tioåriga statsobligationer för tillsynsperioden utgör ett långsiktigt perspektiv. Detta är dock inte korrekt. Kammarrätten tog tydligt ställning för en långsiktigt stabil kalkylränta som inte "hoppas upp och ner" mellan tillsynsperioderna. Prognosen som Ernst & Young gör avser endast den kommande tillsynsperioden och innebär inte något försök att "stabilisera" kalkylräntan mellan tillsynsperioder och konjunkturer. En sådan kortsiktig prognos av den riskfria räntan riskerar att leda till godtyckliga nivåer eftersom den endast speglar de aktuella förväntningarna för den kommande fyraårsperioden vid varje uppskattningstillfälle. Detta innebär att kalkylräntan riskerar att variera kraftigt mellan tillsynsperioderna beroende på var man befinner sig i konjunkturcykeln vid uppskattningstillfället.

Swedegas har baserat den riskfria räntan på kammarrättens domar i elnätsmålen där domstolen utgick från summan av den förväntade BNP-utvecklingen och långsiktigt inflationsmål (BNP-metoden). BNP-metoden utgör en vedertagen metod för att bedöma en långsiktigt stabil riskfri ränta i ekonomisk jämvikt. Det är den metod som Riksbanken använder i sina långsiktiga bedömningar av den riskfria räntan och som Energimarknadsinspektionen tidigare förespråkade inför fastställandet av elnätsföretagens intäktsramar för tillsynsperioden 2012–2015. Energimarknadsinspektionen gör dock numera gällande att BNP-metoden inte är en vedertagen metod eller utgör ett bra mått på riskfri ränta och hänvisar bl.a. till Ernst & Youngs rapport. Detta tillbakavisas bestämt av både KPMG och Thore Johnsen. Det är också märkligt att Energimarknadsinspektionen inte en enda gång under de ca fyra år som rättsprocessen pågick i elnätsmålen anmärkte på konstruktionen av den riskfria räntan baserad på BNP och inflation.

KPMG anger i sitt utlåtande att Energimarknadsinspektionens uppfattning är korrekt i sak såtillvida att BNP-metoden sällan tillämpas för att utvärdera en investering vid ett givet tillfälle. Syftet med att uppskatta en långsiktigt stabil riskfri ränta med BNP-metoden är dock inte att bedöma en ränta som en investerare kan investera i vid varje givet tillfälle, utan att bedöma vilken nivå en investering i en riskfri tillgång i genomsnitt förväntas ge över tid. Även Thore Johnsen understryker att BNP-metoden är en välkänd metod för att bedöma en normaliserad nivå på den riskfria räntan och utgår därför från att det måste vara fråga om något slags missförstånd från Ernst & Youngs sida. Thore Johnsen bekräftar vidare att metoden har varit central i såväl de norska som brittiska regleringarna av elnäts- och telekomföretag.

En av Energimarknadsinspektionens huvudinvändningar mot BNP-metoden är att den riskfria räntan i CAPM utgör en alternativkostnad och

att den riskfria räntan som BNP-metoden reflekterar inte är en alternativkostnad, dvs. den utgör inte en avkastning på en riskfri tillgång som de facto finns på marknaden. Inte heller den riskfria räntan som Energimarknadsinspektionen förordar utgör en sådan alternativkostnad utan är ett genomsnitt utifrån olika prognoser. Energimarknadsinspektionens invändning är dessutom irrelevant. Den kalkylränta som ska fastställas inom ramen för målet är inte identiskt med en kalkylränta som ligger till grund för ett kortsiktigt investeringsbeslut på en icke reglerad marknad. Det är istället fråga om en regulatorisk kalkylränta, som ska fastställas utifrån ett långsiktigt perspektiv. Den riskfria räntan som fastställs kommer därför sannolikt inte att reflektera en alternativkostnad som finns vid tidpunkten för beslutet. Med Energimarknadsinspektionens tidsperspektiv kommer den istället att reflektera en bedömd alternativkostnad fyra år framåt. Med ett korrekt långsiktigt tidsperspektiv kommer den att reflektera en bedömd alternativkostnad då ekonomin är i jämvikt.

Den nominella riskfria ränta som används vid en WACC-beräkning består av två komponenter; realränta plus inflation. Realräntan kan uppskattas på flera olika sätt. Energimarknadsinspektionen har synpunkter på att uppskatta denna utifrån BNP-tillväxten och menar att den istället ska uppskattas utifrån tioåriga statsobligationer. Energimarknadsinspektionens inställning är förvånande av två skäl. För det första är det vedertaget att uppskatta den långsiktiga realräntan utifrån BNP-tillväxten (vilket Energimarknadsinspektionen tidigare gjort). För det andra skulle en uppskattning av den långsiktiga realräntan utifrån tioåriga statsobligationer leda till en högre realränta än den som ligger till grund för Swedegas yrkande kalkylränta.

Marknadsriskpremie

Ernst & Youngs bedömning är att marknadsriskpremien för tillsynsperioden bör uppgå till 5,0 procent baserat på ett mer normaliserat ränteläge. KPMG:s och Thore Johnsens bedömningar av en långsiktigt stabil marknadsriskpremie om 4,735 procent baseras på kammarrättens domar. Kammarrätten har bedömt marknadsriskpremien och den riskfria räntan i ett sammanhang och har därvid, utifrån ett långsiktigt stabilt perspektiv, fastställt marknadsriskpremien till 4,735 procent. Det finns inget som tyder på att denna nivå inte skulle reflektera en normaliserad nivå. Den marknadsriskpremie som kammarrätten har fastställt i elnätsmålen framstår mot denna bakgrund som rimlig och bör tillämpas även för naturgasföretagen. Av den rapport som Ernst & Young upprättat, och som Energimarknadsinspektionen lagt till grund för sitt beslut om kalkylräntan, framgår vidare att även Ernst & Young uppskattat marknadsriskpremien till 5,0 procent utifrån ett långsiktigt perspektiv. Ernst & Young anger uttryckligen att uppskattningen är gjord utifrån ett ”normalt marknadsläge”.

Swedegas delar Energimarknadsinspektionens uppfattning att den riskfria räntan i CAPM ingår både direkt och som en del av marknadsriskpremien, och att det därför är centralt att den riskfria räntan och marknadsriskpremien – liksom andra parametrar – definieras konsekvent utifrån samma tidsperspektiv. Swedegas har utgått från ett långsiktigt tidsperspektiv både vid uppskattningen av den riskfria räntan och vid uppskattningen av marknadsriskpremien och har därmed tillämpat den riskfria räntan konsekvent. Energimarknadsinspektionen har dock varit inkonsekvent genom att tillämpa olika tidsperspektiv. Vid uppskattningen av marknadsriskpremien har Energimarknadsinspektionen utgått från ett långsiktigt perspektiv, medan myndigheten vid uppskattningen av den riskfria räntan har utgått från ett kortsiktigt perspektiv motsvarande tillsynsperioden.

Energimarknadsinspektionen borde ha uppskattat båda parametrarna utifrån ett långsiktigt perspektiv.

Energimarknadsinspektionen påstår att BNP-metoden inte kan användas i CAPM, eftersom den inte ger en avkastning på en tillgång som faktiskt finns som alternativ investeringsmöjlighet. Som påpekats ovan gäller emellertid detta även Energimarknadsinspektionens metod, där det görs en uppskattning avseende en framtida period om fyra år. Inte heller den metoden ger en avkastning på en tillgång som faktiskt finns som alternativ investeringsmöjlighet. Till detta kommer att det av Energimarknadsinspektionen påstådda problemet inte finns. Både den riskfria räntan och marknadsriskpremien (liksom andra parametrar) ska uppskattas utifrån ett långsiktigt tidsperspektiv. Det innebär att uppskattningen ska göras utifrån en ekonomi i jämvikt. Med ett sådant tidsperspektiv kommer vare sig den riskfria räntan eller marknadsriskpremien att kunna avläsas i marknaden vid tidpunkten för uppskattningen, om inte ekonomin just då råkar befinna sig i jämvikt.

Särskild riskpremie

Den av Energimarknadsinspektionen tillämpade särskilda riskpremien om 1,5 procent är för låg och beaktar inte i tillräcklig utsträckning de särskilda risker som är förenade med gasnätsverksamhet. Både KPMG och Thore Johnsen anser att en särskild riskpremie om 2,0 procent är motiverad med hänsyn till den högre risk som föreligger för de svenska naturgasföretagen i förhållande till jämförelsebolagen. Thore Johnsen framhåller att de svenska naturgasföretagen är väsentligt mindre än jämförelsebolagen och hänvisar även till de särskilda riskfaktorer som bl.a. KPMG redogjort för (såsom regulatoriska risker och att gas är fullständigt konkurrensutsatt i förhållande till alternativa energibärare). Andra exempel på faktorer som motiverar ett högre riskpåslag för gasnätet är att punktbeskattningen för

gas har ändrats oftare och med tvära kast i principerna. Gas används i större utsträckning för uppvärmningsändamål än vad el gör, varför systemet måste dimensioneras för en kortvarig och mycket hög efterfrågan. Infrastruktur för gas måste därför anläggas utifrån varifrån gasen produceras eller landförs medan elinfrastruktur utgår i stor mån från kraftanläggningar som kan lokaliseras närmare förbrukningen.

I sina beslut avseende elnätsföretagen tillämpade Energimarknadsinspektionen en särskild riskpremie om 0,5 procent. Detta underkändes av kammarrätten som med hänsyn till framtida risker fann att en särskild riskpremie om 1,0 procent var rimlig. Vid beräkningen av naturgasföretagens kalkylränta har Energimarknadsinspektionen tillämpat en särskild riskpremie om 1,5 procent. Energimarknadsinspektionen synes således anse att gasnätet är förknippat med en särskild riskpremie motsvarande en procentenhet över den särskilda riskpremien för elnätsföretagen. I enlighet med vad som framgår av kammarrättens domar underskattade Energimarknadsinspektionen den särskilda riskpremien på elnätsområdet med 0,5 procent. Myndigheten har gjort motsvarande underskattning på gasområdet. Skillnaden i risk mellan naturgasföretag och elnätsföretag i förhållande till respektive jämförelsegrupp motiverar en skillnad i särskild riskpremie på 1,0 procentenhet.

Energimarknadsinspektionen bekräftar att riskerna är högre för naturgasföretag än för elnätsföretag. Myndigheten anser dock att det inte är relevant att jämföra den särskilda riskpremien mellan olika branscher. Thore Johnsen och KPMG är av en annan uppfattning. Det är naturligtvis både rimligt och nödvändigt att göra relativa jämförelser. I detta fall är jämförelsen med just elnätet högst relevant, eftersom det rör sig om konkurrerande energislag. Själva grunden för att tillämpa vedertagna ekonomiska metoder såsom WACC-metoden vid beräkning av rimlig

avkastning är att möjliggöra en jämförelse mellan olika placeringsalternativ.

Energimarknadsinspektionen hävdar att 2,0 procent är en för hög särskild riskpremie genom att göra en jämförelse med betavärdet. Jämförelsen är dock missvisande och baseras på ett antaget samband mellan betavärdet och riskpremien som inte finns. Betavärdet och den företagsspecifika risken mäter olika saker och kan inte jämföras på det sätt som Energimarknadsinspektionen gör. Ett bolag med ett lågt betavärde kan ha en hög företagsspecifik risk och ett bolag med högt betavärde kan ha en låg företagsspecifik risk. Betavärdet mäter den icke diversifierbara risken i de jämförbara bolagen. Den specifika risken mäter de risker som inte fångas upp i betavärdet och ska således överhuvudtaget inte jämföras med betavärdet.

Kreditriskpremie

Enligt vedertagen ekonomisk metod ska kostnaden för lånat kapital (dvs. riskfri ränta och kreditriskpremie) bedömas utifrån ett tidsperspektiv som motsvarar investeringens livslängd. Kammarrätten konstaterade att dessa parametrar ska bedömas utifrån ett långsiktigt perspektiv och att en längre löptid på en kredit vanligtvis motiverar en högre riskpremie och fastställde kreditriskpremien till 1,83 procent för elnätsföretagen.

I besluten om intäktsramar för naturgasföretagen har Energimarknadsinspektionen, utifrån ett felaktigt tidsperspektiv, fastställt en kreditriskpremie om 1,8 procent. Med hänsyn till den högre risk som är förenad med gasverksamhet är det orimligt att Energimarknadsinspektionens antagna kreditriskpremie är lägre än den kreditriskpremie som fastslagits för elnätsföretagen. Detta är inkonsekvent med övriga antaganden kring risk och finansiell struktur för naturgasföretagen som Energimarknadsinspek-

tionen gör jämfört med elnätsföretagen. Energimarknadsinspektionen menar att kammarrätten inte bedömt risken i elnätsverksamhet. Detta stämmer inte. När kammarrätten prövade kalkylräntan tog domstolen ställning till risken i elnätsverksamhet i samband med att betavärdet, skuldandelen, kreditriskpremien och den särskilda riskpremien fastställdes. Om dessa parametrar jämförs mellan den kalkylränta som kammarrätten fastställde för elnätsföretagen och den kalkylränta som Energimarknadsinspektionen beslutat för naturgasföretagen, framgår det av betavärdet, skuldandelen och den särskilda riskpremien att naturgasföretagen bedriver en mer riskfylld verksamhet och således ska ha en högre kreditriskpremie. Att Energimarknadsinspektionen inte fastställt en högre kreditriskpremie, beror på att myndigheten, i strid med kammarrättens domar i elnätsmålen, inte utgått från ett långsiktigt perspektiv och därför utgått från en för kort löptid på krediten.

Energimarknadsinspektionen har fastställt kreditriskpremien utifrån Ernst & Youngs rapport i vilken kreditriskpremien baseras på obligationer med en löptid på tio år. Tidshorisonten för parametrarna i kalkylräntebereäkningen ska, enligt ekonomiskt vedertagen metod, så långt som möjligt motsvara den uppskattade livslängden för de tillgångar som investeringen avser. Mot denna bakgrund och kammarrättens principiella ställningstagande bör man istället tillämpa 30-åriga löptider. Om Ernst & Young tillämpat en mer relevant löptid på obligationerna hade kreditriskpremien uppgått till 2,4 procent. En sådan mer långsiktig uppskattning av kreditriskpremien är dock inte heller rättvisande eftersom naturgasföretagen är betydligt mindre än elnätsföretagen och därför inte har tillgång till den internationella obligationsmarknaden. Det är istället mer rimligt att titta på Swedegas faktiska finansiering. Med hänsyn till att Swedegas är en ledande aktör på den svenska gasmarknaden, och endast bedriver reglerad verksamhet samt har en professionell finansiell ägare, kan det knappast finnas någon annan aktör på den svenska gasmarknaden som har en mer

effektiv eller billigare finansiering än företagets. Swedegas faktiska lånekostnad utgör därför en klart mer relevant grund för fastställande av en rimlig kreditriskpremie vid beräkningen av kalkylräntan. Om kreditriskpremien fastställs med utgångspunkt i företagets faktiska lånefinansiering, skulle den uppgå till 2,9 procent enligt KPMG:s beräkningar. Detta är den kreditriskpremie som Swedegas anser ska tillämpas och som ligger till grund för den av företaget yrkade kalkylräntan.

Energimarknadsinspektionen menar att kreditriskpremier för obligationer längre än tio år inte är relevanta, eftersom naturgasföretag inte finansierar sig på dessa löptider. Hur naturgasföretagen faktiskt finansierar sig är dock irrelevant för bedömningen av kreditriskpremien, eftersom denna ska baseras på en löptid som motsvarar investeringens livslängd. Ett företag som väljer att finansiera sig på kortare löptider väljer att själva ta den finansieringsrisk som återspeglas i att finansieringar på lång sikt är dyrare än finansieringar på kort sikt. Företagets vägval i detta avseende saknar betydelse för bedömningen av kreditriskpremien.

Vad gäller Energimarknadsinspektionens kritik mot att tillämpa Swedegas faktiska lånekostnad som "benchmark" hänvisar myndigheten bl.a. till ett utlåtande från Ernst & Young. I detta utlåtande gjorde Ernst & Young en stor poäng av att Swedegas har en s.k. LBO-finansiering som är mer riskfylld och som inte representerar lånekostnaden i en optimal kapitalstruktur. Det kan noteras att sedan KPMG visat att Swedegas skuldsättning i själva verket låg i nivå med vad Ernst & Young anser vara en optimal skuldsättningsgrad tar Ernst & Young inte längre upp denna invändning i ett senare utlåtande. Istället menar Ernst & Young att Swedegas har sämre kreditrating än jämförelsebolagen på grund av skillnader mellan jämförelsebolagen och Swedegas i olika avseenden, t.ex. beträffande trygghet och förutsebarhet i regulatoriskt ramverk samt finansiell styrka och likviditet. Det är riktigt att det finns skillnader mellan Swedegas och

jämförelsebolagen i alla dessa avseenden, vilket medför att företagets verksamhet är förknippad med en större risk för en långivare. Dessa skillnader är inte unika för Swedegas utan gäller för alla naturgasföretag på den svenska marknaden. Skillnaderna ska därför beaktas när kreditriskpremien fastställs. Swedegas faktiska kreditriskpremie uppgick till 3,4–3,65 procent för lån med en löptid på sex år upptagna 2010 och 2011. Skillnaden mellan denna kreditriskpremie och den kreditriskpremie om 1,8 procent som Ernst & Young kommit fram till reflekterar skillnaden i de risker som är förknippade med lån till naturgasföretag i Sverige jämfört med lån till de jämförelsebolag som Ernst & Young utgått från vid sin bedömning. Både KPMG och Thore Johnsen anser att Swedegas faktiska lånekostnader ska vägas in i bedömningen.

Vid bedömningen av kostnaden för eget kapital har Ernst & Young utgått från en riskfri ränta, sedan adderat en marknadsriskpremie justerad för riskerna i jämförelsebolagen och därefter – efter att ha konstaterat att riskerna i de svenska naturgasföretagen är större än riskerna i jämförelsebolagen – adderat en särskild riskpremie på 1,5 procent. Vid sin bedömning av lånekostnaden har Ernst & Young utgått från en riskfri ränta och därefter lagt på en kreditriskpremie som motiveras av riskerna i jämförelsebolagen. Ernst & Young har dock inte lagt på någon riskpremie för att riskerna i de svenska gasnätsföretagen är större än i jämförelsebolagen. De risker som motiverade en särskild riskpremie avseende eget kapital motiverar även en riskpremie avseende lån. Det är risker som långivare tar betalt för genom en högre kreditriskpremie. Ernst & Young har alltså fastställt kreditriskpremien utifrån riskprofilen hos jämförelsebolagen utan något påslag för att riskerna i den svenska gasmarknaden är väsentligt större.

Energimarknadsinspektionen invänder att den särskilda riskpremien uteslutande hör till CAPM och framtagande av ett värde på avkastningen

på eget kapital och att det inte finns någon särskild riskpremie kopplad till avkastningen på lånat kapital. Detta är i sak korrekt, dvs. den särskilda riskpremien som sådan tillämpas endast på avkastningskravet på eget kapital. Energimarknadsinspektionens argumentation skjuter dock bredvid målet. Frågan är inte om den särskilda riskpremien i sig ska tillämpas vid bedömningen av avkastningen på lånat kapital, utan om den speglar risker som även långivare tar hänsyn till. Det är uppenbart att ingen finansierare skulle låna ut pengar till ett svenskt naturgasföretag mot samma kreditriskpremie som till de europeiska naturgasföretagen när riskprofilen ser helt annorlunda ut. Den av Energimarknadsinspektionen fastställda nivån på kreditriskpremien är därför för låg.

Inflation

Om ett långsiktigt stabilt perspektiv ska tillämpas, torde Riksbankens långsiktiga inflationsmål om 2,0 procent vara en okontroversiell utgångspunkt. Det är också denna nivå som kammarrätten har tillämpat i sina domar. Energimarknadsinspektionen anger att det inte framgår hur kammarrätten kommit fram till just 2,0 procent. Påståendet är märkligt eftersom det av domarna tydligt framgår att kammarrätten har accepterat Energimarknadsinspektionens egen inställning att inflationskomponenten ska bestämmas till just 2,0 procent och att detta i sin tur baseras på Riksbankens långsiktiga inflationsmål. Swedegas anser att kammarrättens domar i elnätsmålen bör följas konsekvent på både el- och gasområdet.

Parterna är överens om att den reala kalkylräntan inte påverkas av skillnaden i parternas inflationsantaganden så länge respektive inflationsantagande används konsekvent i WACC-beräkningen. Det beror på att inflationen ingår som en delkomponent i den riskfria räntan och att inflationen sedan avräknas när kalkylräntan räknas om till en real kalkylränta. Parterna verkar även vara överens om att inflations-

antagandena ska användas konsekvent. Denna parameter saknar alltså betydelse i målen.

Energimarknadsinspektionen gör en distinktion mellan inflationsmål och inflationsförväntan. Denna distinktion är relevant om kalkylräntan uppskattas med det tidsperspektiv som Energimarknadsinspektionen valt, dvs. tillsynsperioden. Om kalkylräntan uppskattas med ett långsiktigt perspektiv, är Riksbankens inflationsmål rimligt att använda då inflationen kan förväntas motsvara Riksbankens inflationsmål i ett långsiktigt perspektiv.

Förutsägbarhet

Det övergripande syftet med förhandsregleringen är att skapa förutsägbarhet för naturgasföretagen och deras kunder. Förutsägbarhet krävs för att säkra att nödvändiga investeringar i näten kan göras på ett sätt som gör det möjligt att säkra nätens funktion. Energimarknadsinspektionens agerande innebär dock att det råder en fundamental osäkerhet just vad beträffar hur kalkylräntan ska beräknas.

I samband med att förhandsregleringen infördes i naturgaslagen uttalade regeringen att det var angeläget att tillsynen av energimarknaden i Sverige – oavsett energislag och verksamhetsinriktning – bedrivs på ett likartat sätt och efter likartade principer och att detta bör bidra till en ökad förutsägbarhet på naturgasmarknaden för både kunder och företag. Trots detta har Energimarknadsinspektionen hittills genomgående skiftat position både mellan regleringar och mellan tillsynsperioder. Energimarknadsinspektionens skiftande positioner är inte hänförliga till några objektiva skäl eller skillnader i gällande lagstiftning, utan endast till ändrad uppfattning hos myndigheten avseende de principer och den närmare metodik som bör tillämpas vid kalkylräntans beräkning. Energimarknads-

inspektionens agerande skapar en regulatorisk osäkerhet som står i strid med regleringens syften och som riskerar att leda till att nödvändiga investeringar för att säkerställa nätens funktion uteblir.

Inför Energimarknadsinspektionens beslut avseende elnätsföretagens intäktsramar för tillsynsperioden 2012–2015 gav myndigheten tydligt uttryck för att det är en långsiktigt stabil kalkylränta som ska tillämpas och uttalade bl.a. att utgångspunkten för fastställande av den riskfria räntan i regleringen bör vara att utgå från den förväntade BNP-utvecklingen. Enligt Energimarknadsinspektionen var syftet med den tillämpade ansatsen att undvika att den riskfria räntan ”hoppas upp och ner” mellan åren i tillsynsperioden och mellan tillsynsperioderna.

I kammarrätten ändrade sig dock Energimarknadsinspektionen plötsligt och argumenterade för det fyraårsperspektiv som myndigheten nu hävdar ska tillämpas. Som argument i kammarrätten för fyraårsperspektivet framförde Energimarknadsinspektionen samma argument som nu anförs i gasnätsmålen. Kammarrätten avfärdade dock fyraårsperspektivet och fastställde mot bakgrund av syftena med regleringen att det är ett långsiktigt tidsperspektiv som ska tillämpas. Trots detta driver nu Energimarknadsinspektionen en tvist om samma principfråga en gång till. Myndigheten har inte anfört några nya skäl som innebär att Energimarknadsinspektionens haft anledning att frångå kammarrättens bedömning.

Energimarknadsinspektionens nuvarande inställning vad gäller tidsperspektivet går också stick i stäv med myndighetens tidigare uttalanden. Energimarknadsinspektionen anser nu att det till och med är lämpligt att kalkylräntan hoppar upp och ned. Vad gäller den av Energimarknadsinspektionen tidigare förordade metoden att utgå från BNP-utvecklingen

menar myndigheten nu att det vare sig är en vedertagen metod eller ett bra mått för att bedöma den riskfria räntan.

Långsiktighet vad gäller tomträttsavgäld

Innebörden av att ett avkastningskrav ska fastställas på lång sikt har prövats inom andra rättsområden. I NJA 1990 s. 714 prövade Högsta domstolen frågan i samband med att avgäldsräntan avseende tomträtter skulle fastställas. I det refererade målet skulle avgäldsräntan för tomträtterna fastställas vart tionde år. Hovrätten hade fastställt avgäldsräntan baserat på en bedömning av realräntan under den aktuella tioårsperioden. Högsta domstolen konstaterade att förutsättningarna förändrades om tidsperspektivet inte skulle vara den tioåriga avgäldsperioden utan ett långsiktigt perspektiv. Högsta domstolen återförvisade därför målet till hovrätten och förklarade att ”avgäldsräntan skall bestämmas med ledning av den långsiktiga realräntan på den allmänna kapitalmarknaden med ett tidsperspektiv på minst 30 år.” På motsvarande sätt förändras förutsättningarna för att fastställa kalkylräntan om tidsperspektivet inte är den fyraåriga tillsynsperioden som Energimarknadsinspektionen tillämpat, utan ett långsiktigt tidsperspektiv. I och med att tillsynsperioden endast är fyra år – och inte tio år – är skillnaden i tidsperspektiv dessutom väsentligt större än i det refererade fallet.

Avgäldsräntan var senare föremål för utredning i SOU 2012:71. Utifrån att avgäldsräntan skulle vara knuten till den långsiktiga realräntan gav utredningen Konjunkturinstitutet i uppdrag att uttala sig om den långsiktiga realräntan. Konjunkturinstitutet bedömde att den långsiktiga korta realräntan skulle uppgå till 2,0 procent och att en rimlig nivå på en långsiktig lång realränta var 2,75 procent om grunden för beräkningen var den tioåriga statsobligationsräntan. Om istället 30-åriga statsobligationsräntor skulle ligga till grund för bedömningen, skulle den långsiktiga

realräntan vara 0,2–0,4 procentenheter högre enligt Konjunkturinstitutets bedömning.

Av Konjunkturinstitutets rapport framgår att ett långsiktigt perspektiv är helt nödvändigt för att uppnå stabila och förutsebara villkor. I sin rapport konstaterar Konjunkturinstitutet bl.a. att det är ”uppenbart att realräntan har varierat kraftigt de senaste decennierna”. Det framgår också att realräntan på 1970-talet var negativ. Mot den bakgrunden är det tydligt att Energimarknadsinspektionens tidsperspektiv på fyra år inte skulle ge stabila och långsiktiga villkor.

Förordningens laglighet

Swedegas har i samband med ansökan om intäktsram gjort gällande att en tillämpning av förordningen om fastställande av intäktsram på naturgasområdet i förhållande till bolaget skulle vara olaglig då det skulle strida mot naturgaslagens syften, Europakonventionens skydd för äganderätten och EU-rätten. Bolaget vidhåller att så är fallet men har valt att inte yrka om en sådan prövning. Det hindrar inte att förvaltningsrätten prövar lagligheten ex officio.

Genom förordningen sker ett metodbyte. I och med metodbytet från realannuitet till real linjär erhåller inte bolaget en rimlig avkastning på sina existerande tillgångar. Swedegas har genom tidigare metodgodkännande och Energimarknadsinspektionens tillämpning fått en legitim förväntan att metoden real annuitet ska tillämpas och att intäkterna därmed ska fördelas jämt och inte avtagande över tiden. Fördelning av kapitalkostnaden över tiden har också betydelse för principerna om objektivitet och icke-diskriminering, eftersom kundkollektivet över tid ska behandlas objektivt och icke-diskriminerande. Även kunderna har således haft en legitim förväntan avseende hur kapitalkostnaden ska fördelas över tiden. Det sagda

innebär inte att en reglering inte kan förändras över tid. En förändring får dock inte medföra så stora konsekvenser utan måste ske med beaktande av kraven på proportionalitet. En ny reglering skulle vara proportionerlig om den gav möjlighet för Swedegas att alltså få rimlig avkastning på sina existerande tillgångar.

Det kan också noteras att Energimarknadsinspektionen valt att inte heller tillämpa en kapacitetsbevarande princip. Energimarknadsinspektionen har i flera rapporter angett att en kapacitetsbevarande princip, dvs. att man erhåller ersättning för att tillhandahålla kapacitet oaktat var i livscykelanläggningen befinner sig, ska tillämpas vid beräkning av naturgasföretagens kapitalkostnader. Energimarknadsinspektionen har dock ändrat uppfattning. Regleringen utesluter inte tillämpning av en kapacitetsbevarande princip och med en sådan tillämpning kunde de oproportionerliga effekterna av metodbytet mildras något. Att tillämpa en kapacitetsbevarande princip, skulle dessutom vara enhetligt med regleringen på elnätsområdet.

Avskrivningstid

Energimarknadsinspektionens beslut att fastställa den reglermässiga avskrivningstiden för transmissionsledningar till 65 år baseras på en rapport från Sweco. Sweco utgår från en teknisk livslängd om 90 år och reducerar sedan denna med 25 år utifrån en ensidig och bristfällig analys av marknadsförutsättningarna. Sweco gör därefter en rimlighetsbedömning av sina slutsatser utifrån en jämförelse med reglermässiga avskrivningstider i andra europeiska länder. Energimarknadsinspektionen har inte åberopat något annat stöd för den fastställda avskrivningstiden än Swecos rapport.

Den reglermässiga avskrivningstiden ska motsvara en anläggnings ekonomiska livslängd. Energimarknadsinspektionen har i rapporten ”Energimarknadsinspektionens föreskrifter om intäktsramar för naturgasföretag” (Ei R2014:11) framhållit att bestämmelserna är utformade utifrån perspektivet att den reglermässiga livslängden ska återspegla de verkliga förhållandena. I rapporten uttalas också att bedömningen av ekonomisk livslängd ska beräknas utifrån den tekniska livslängden och, med beaktande av underhållskostnaderna, hur länge det är ekonomiskt lönsamt att driva anläggningen. Vidare uttalas att det är viktigt att reglermässiga avskrivningar inte förväxlas med bokföringsmässiga eller skattemässiga avskrivningar och att någon försiktighetsprincip inte ska tillämpas, eftersom detta kan leda till kortare avskrivningstid än vad som motsvarar den ekonomiska livslängden.

Sweco gör dock det som Energimarknadsinspektionen uttalat att man inte ska göra, dvs. förväxlar reglermässiga avskrivningar med bokföringsmässiga avskrivningar och tillämpar en försiktighetsprincip vid bedömningen av ekonomisk livslängd. Sweco utgår från en teknisk livslängd om 90 år och gör sedan en skönsmässig bedömning av marknadsförutsättningarna utifrån en försiktighetsprincip. Med tillämpning av försiktighetsprincipen reduceras den tekniska livslängden utifrån en subjektiv bedömning av marknadsförutsättningarna. Swecos rapport baseras således på politiska och andra överväganden.

Det finns i regleringen inte stöd för att fastställa en reglermässig avskrivningstid baserad på rimlighetsbedömningar. Tillämpning av en försiktighetsprincip är inte förenlig med vare sig naturgaslagen eller EU-rätten. Att tillämpa en försiktighetsprincip och därvid fastställa den ekonomiska livslängden utifrån en spekulativ prognos om gasmarknadens framtid, strider mot syftet med regleringen, dvs. att trygga den svenska naturgasförsörjningen, säkerställa investeringar i näten och understödja en

väl fungerande naturgasmarknad. Med hänsyn till syftet och de grundläggande principer som gäller för regleringen är det viktigt att den faktiska ekonomiska livslängden uppskattas utan beaktande av någon försiktighetsprincip. Trots detta har Energimarknadsinspektionen fastställt en ekonomisk livslängd som är baserad på en försiktighetsprincip. Detta har lett till en väsentligt kortare avskrivningstid än vad som motsvarar den ekonomiska livslängden. Om avskrivningstiden fastställs till en kortare tid än den ekonomiska livslängden, kommer kunderna under avskrivningsperioden att få betala oskäligt höga avgifter medan kunderna efter avskrivningsperiodens slut får betala oskäligt låga avgifter.

Att avskrivningstiden enligt den tidigare regleringen var 40 år, saknar betydelse i sammanhanget. Den tidigare regleringen innehöll inte några närmare föreskrifter om hur den reglermässiga avskrivningstiden skulle fastställas. Det förslag om 40 år som branschen lämnade in till Energimarknadsinspektionen baserades på olika överväganden och utgjorde bl.a. en kompromiss mellan berörda företag och framstod mot bakgrund av den då gällande regleringen som rimlig för såväl transmissions- som distributionsledning. Inga externa konsulter anlätades för att beräkna och bedöma vare sig den tekniska eller ekonomiska livslängden.

I ett försök att rättfärdiga den kortare avskrivningstiden gör Sweco och Energimarknadsinspektionen en jämförelse med den reglermässiga avskrivningstiden i andra europeiska länder. Denna jämförelse saknar dock relevans. Även om jämförelseländerna utgår från samma EU-direktiv innehåller direktivet inte någon närmare reglering kring reglermässiga avskrivningstider eller hur de ska fastställas. Av rapporterna från ÅF och DNV GL framgår att de reglermässiga avskrivningstiderna i de olika länderna kan baseras på många olika utgångspunkter och överväganden och sålunda inte alls behöver reflektera den ekonomiska livslängden. Även Sweco konstaterar i sin rapport att förutsättningarna mellan olika länder

inte är jämförbara. Sweco uttalar bl.a. att regleringsmetoderna i de länder som studerats skiljer sig mer eller mindre från regleringsmetoden i Sverige och att det specifika valet av avskrivningstid därför inte går att direkt jämföra med avskrivningstiden i den svenska.

Swedegas incitament har i enlighet med regleringen varit att lämna rättvisande uppgifter som återspeglar verkliga förhållanden. Inför ansökan om intäktsram har Swedegas därför lagt ned ett omsorgsfullt arbete på att försöka fastställa en så korrekt ekonomisk livslängd som möjligt och har för denna bedömning anlitat två externa konsulter. Rapporterna från dessa konsulter ger ett omfattande stöd för att den ekonomiska livslängden är 90 år. DNV GL har bedömt att den ekonomiska livslängden i princip överensstämmer med den tekniska livslängden och att denna uppgår till 90–100 år. ÅF har bedömt att den tekniska livslängden uppgår till 80–120 år.

Den tekniska livslängden uppgår ostridigt till i vart fall 90 år. Eftersom Sweco felaktigt tillämpat en försiktighetsprincip, måste Swecos förslag om ekonomisk livslängd lämnas utan avseende och det finns därmed inte stöd för att tillämpa en avskrivningstid på 65 år. Swedegas har gett in omfattande stöd för att den ekonomiska livslängden är 90 år. Denna har fastställts i enlighet med syftet med regleringen, dvs. utifrån den tekniska livslängden och hur länge det är ekonomiskt försvarbart att driva anläggningarna. Däremot har inte gasmarknadens framtid beaktats. När det gäller den osäkerhet som finns avseende marknadsförutsättningar ska detta istället avspeglas i riskbedömningen vid beräkning av en rimlig kalkylränta.

Utan en tillämpning av en försiktighetsprincip torde den ekonomiska livslängden, även enligt Sweco, i princip sammanfalla med den tekniska livslängden. Det är även den slutsats som DNV GL kommit fram till. Det

saknas således skäl att anta att den ekonomiska livslängden skulle avvika i någon större utsträckning, om ens något, från den tekniska livslängden.

Om, trots vad som anförts ovan, en försiktighetsprincip ska användas ska enligt vad Sweco uttalat den ekonomiska livslängden inte fastställas utifrån alltför osäkra antaganden. Trots detta gör Sweco en alltför subjektiv, ensidig och bristfällig analys av den framtida svenska gasmarknaden. Möjligtvis förklaras den bristfälliga analysen av att Sweco anser att en närmare analys av den svenska gasmarknaden ligger utanför uppdraget och att de därför endast gör en översiktlig analys. Att då begränsa den ekonomiska livslängden utifrån en översiktlig analys, framstår som högst anmärkningsvärt. Såväl ÅF som DNV GL konstaterar att Swecos analys är bristfällig och felaktig och menar tvärtemot Sweco att den framtida svenska gasmarknaden har en stor och långsiktig potential. Konsulterna lyfter bl.a. fram naturgasens betydelse som en del av omställningen till ett hållbart energisystem.

VAD ENERGIMARKNADSINSPEKTIONEN ANFÖRT

Kalkylränta

Inledning

Det finns ett flertal sätt att fastställa de olika parametrarna vid en WACC-beräkning och värdena på dessa kan variera kraftigt utan att för den sakens skull vara direkt felaktiga. Det är Energimarknadsinspektionens uppfattning att rimligheten i det slutliga värdet vid beräkningen måste kontrolleras. Det är helt enkelt inte möjligt att bedöma rimligheten i varje enskild parameter utan att se helheten. Den av Swedegas yrkade reala kalkylräntan om 7,62 procent är inte rimlig, särskilt inte om man ser till det

rådande ränteläget. En tillämpning av den yrkade kalkylräntan skulle därmed strida mot naturgaslagen.

Den av Energimarknadsinspektionen beslutade reala kalkylräntan om 6,26 procent före skatt är rimlig för tillsynsperioden. Den är i alla delar beräknad utifrån vedertagna ekonomiska metoder och med ett relevant tidsperspektiv. Tidsperspektivet är långsiktigt på så vis att tioårig statsobligation har använts som underliggande tillgång vid skattning av riskfri ränta och marknadsriskpremie. Tidsperspektivet är relevant även på så vis att kalkylräntan har fastställts utifrån vad som är rimligt för den aktuella tillsynsperioden, dvs. uppskattningarna har skett utifrån underliggande tillgångars förväntade nivå under tillsynsperioden.

Betydelsen av utgången i elnätsmålen

Kammarrätten har i elnätsmålen underkänt den metod som Energi- marknadsinspektionen använt för tillsynsperioden 2012–2015 och samtidigt anvisat vilken metod myndigheten ska använda för kommande perioder. Kammarrättens domar innebär att Energimarknadsinspektionen måste fastställa enskilda parametrar i sin kalkylränteberäkning och redovisa dessa parametervärden i sitt beslut. Däremot kan av naturliga skäl de enskilda parametervärdena förändras utifrån den situation som råder utan att för den skull den av kammarrätten anvisade metoden ändras. Energimarknadsinspektionen har i besluten om intäktramar för naturgas- företag fastställt kalkylräntan i enlighet med de övergripande principer som följer av kammarrättens domar i elnätsmålen. Myndigheten har använt en vedertagen metod, WACC-metoden, och prövat de i metoden ingående enskilda parametrarna. Varje enskilt parametervärde och motiven till de värden som fastställts framgår tydligt av besluten.

Det framgår tydligt av kammarrättens domar att bedömningen av de olika parametrarna i kalkylränteberäkningen endast avsåg elnätsföretagens intäktsramar för perioden 2012–2015 och inte ska vara vägledande för andra perioder eller regleringar. Kammarrätten övervägde att återförvisa målen till Energimarknadsinspektionen för ny beräkning av kalkylräntan. Domstolen ansåg sig dock tvungen att själv göra beräkningen främst på grund av den tid som förflutit. Det framgår av domarna att kammarrätten ansett sig bunden av parternas argumentation och den bevisning som hade åberopats. Det förhållandet att Högsta förvaltningsdomstolen inte meddelade prövningstillstånd i elnätsmålen talar också för att domstolen inte ansett att kalkylräntebedömningen i målen är prejudicerande för kommande perioder och/eller regleringar.

Kammarrättens bedömning i elnätsmålen kan såklart användas som underlag för argumentation i de aktuella processerna. Den underliggande utredning som legat till grund för kammarrättens bedömning av enskilda parametrar har dock vissa allvarliga brister, som Energimarknadsinspektionen återkommer till nedan under respektive parameter. De brister som kammarrätten av processuella skäl utgått ifrån i elnätsmålen är en direkt följd av de brister som förelåg i underlaget till Energimarknadsinspektionens beslut. Det förhållandet att det funnits vissa brister i underlaget till tidigare beslut innebär dock inte att rätten vid sin prövning av andra tillsynsperioder för elnäten och andra regleringar, t.ex. för gasnäten, helt kan bortse från att bristerna nu åtgärdats. Energimarknadsinspektionen måste kunna använda parametervärden som skiljer sig från elnätsmålen, så länge myndigheten följer den anvisade metoden och använder ett korrekt och utförligt redovisat underlag samt säkerställer att avkastningen för naturgasföretagen blir rimlig. Rätten har ett annat och bättre underlag att ta ställning till gällande gasnätsregleringen än vad som var fallet vid kammarrättens prövning i elnätsmålen.

Energimarknadsinspektionen anser att metoderna för bedömning av en rimlig avkastning bör vara desamma för naturgasföretag som för elnätsföretag. Detta innebär dock inte att de brister som funnits i metoderna vid bedömningen av elnätsföretagens reglerade avkastning 2012–2015 ska tillåtas påverka andra tillsynsperioder eller regleringar.

Tidsperspektivet

En fråga som fått stor betydelse såväl i elnätsmålen som i de nu aktuella överklagandena är vilket tidsperspektiv som ska användas vid fastställande av kalkylräntan, och då särskilt vid skattningen av den riskfria räntan. Ordet långsiktig används i detta sammanhang slarvigt och utan närmare förklaringar. Eftersom varje enskild parameter ska fastställas särskilt och framgå direkt av besluten/domarna är det viktigt att det tydligt framgår hur varje enskild parameter har bedömts och vilket tidsperspektiv som har använts. Det är inte tillräckligt att ange att ett långsiktigt tidsperspektiv är utgångspunkten. Energimarknadsinspektionen har inte frångått kammarrättens övergripande bedömning i elnätsmålen om att ett långsiktigt tidsperspektiv ska användas. Det tidsperspektiv som Energimarknadsinspektionen har använt är långsiktigt i finansiella sammanhang. Det kan noteras att kammarrätten även i fråga om långsiktigheten tydligt begränsar domen till den där aktuella regleringen och tillsynsperioden. Domstolen uttalar således att det ”för tillsynsperioden 2012–2015” är rimligt och i överensstämmelse med regleringens syfte att anlägga ett långsiktigt perspektiv.

Swedegas har kritiserat Energimarknadsinspektionens metod och menar att kalkylräntan ska fastställas till den nivå som kan förväntas utgöra en genomsnittlig kalkylränta över en ”lång tidsperiod”. Denna ansats innebär att kalkylräntan medvetet tillåts avvika från den kalkylränta som gäller

under respektive tillsynsperiod i förhoppning om att alla avvikelser ska jämnas ut sig betraktat över lång tid.

Det är självklart så att det blir lättare för naturgasföretagen att attrahera kapital till gasinvesteringar under den aktuella tillsynsperioden om kalkylräntan är 7,62 procent än om den är 6,26 procent. Det centrala är dock inte att konstatera att ju högre kalkylränta desto högre investeringsvilja, utan det centrala är att besluta om en tillräckligt hög kalkylränta för att rätt – inte alla – gasnätsinvesteringar ska göras och för att kunderna ska slippa att betala mer än nödvändigt för tjänsten. Investerarnas avkastningskrav varierar från tid till annan beroende på konjunkturläge och andra faktorer. Avkastningskraven under framtida tillsynsperioder kommer därför med allra största sannolikhet att skilja sig från avkastningskraven under den nu aktuella tillsynsperioden. Detta innebär att det vid var tid gällande avkastningskravet är fullt ut relevant även för investeringar med lång livslängd. En investerare fattar beslut baserat på den marknadsinformation som finns tillgänglig när investeringen görs oavsett om investeringen är lång- eller kortsiktig.

KPMG anger att en fluktuerande kalkylränta innebär att investerarna vid investeringstillfället inte vet exakt vilken avkastning de kommer att få efter en tillsynsperiod. Detta gäller för alla investeringar – avkastningen är aldrig exakt känd i förväg. Trots denna osäkerhet sker långsiktiga investeringar i näringslivet utan att företagen kräver garantier för framtida nivåer på avkastningen. Om kalkylräntan fastställs för en mycket lång period skulle naturgasföretagen ges möjlighet att i förväg fastställa avkastningen på sina investeringar på ett sätt som få, om ens några, andra aktörer har. En sådan långsiktigt bestämd avkastning är inte nödvändigt för att generera investeringar och argumentationen är inte heller teoretiskt grundad. KPMG anger att det finns en potentiell risk att kalkylräntebereäkningarna alltid påbörjas vid ett högt eller lågt ränteläge, vilket kan

leda till systematisk över- eller underkompensation. Som framgår av yttrande från Ernst & Young är risken i detta hänseende minimal eftersom avkastningen beräknas på hela kapitalbasen som är anskaffad vid olika tidpunkter.

Om en kalkylränta bestäms med genomsnittsansatsen genom BNP-metoden innebär det att kalkylräntan inte kommer att spegla de vid var tid gällande faktiska avkastningskraven. Resultatet är att den avkastning som erbjuds inom naturgassektorn i de flesta fall kommer att gå i otakt med ekonomin i övrigt. Det är helt enkelt inte möjligt att göra några tillförlitliga prognoser för avkastningskraven för mer än några år framöver. Detta innebär att en långsiktigt stabil eller ”bunden” kalkylränta som fastställs idag med all sannolikhet kommer att vara ”fel” i den meningen att den i praktiken inte kommer att spegla genomsnittlig kalkylränta under den period som den är avsedd att gälla för. Det är inte nödvändigt för investerare att med säkerhet veta vad kalkylräntan kommer att vara under en lång tidsperiod för att regleringen ska kunna anses förutsägbar. Förutsägbarhet i regleringen uppnås istället genom att det blir tydligt hur kalkylräntan beräknas.

Swedegas gör gällande att Energimarknadsinspektionens metod är till nackdel för kunderna eftersom den ger en kalkylränta som ”hoppas upp och ner” mellan tillsynsperioder. Energimarknadsinspektionen delar inte företagets uppfattning av flera skäl. Med Swedegas metod är risken överhängande att ett stort antal kunder, om inte alla, får betala ett överpris för tjänsten nu och över tid. Den risken blir betydligt lägre med Energimarknadsinspektionens metod. Inslaget av prognos och uppskattningar är nämligen betydligt större i företagets beräkning. För kunderna, som alldeles oavsett möter prisvariationer även inom en tillsynsperiod, är det viktigare att de betalar rätt pris än ett kontinuerligt för högt pris vilket är risken med BNP-metoden. För att säkerställa att ägarna inte blir

systematiskt överkompenserade på kundernas bekostnad är det nödvändigt med vissa fluktuationer mellan tillsynsperioder beroende på ränteläget.

Risikfri ränta

Swedegas menar att den riskfria räntan ska fastställas till 4,0 procent i enlighet med kammarrättens domar i elnätsmålen. Kammarrätten har i sina domar utgått från summan av den förväntade BNP-utvecklingen och långsiktigt inflationsmål som mått på riskfri ränta. Kammarrätten har därvid tagit fasta på argumentationen i en underbilaga till Energimarknadsinspektionens beslut för elnätsföretagen. Kammarrätten fann således inte skäl att frångå Energimarknadsinspektionens bedömning. Energimarknadsinspektionens bedömning, såsom den kom till uttryck i underbilagan, var dock bristfällig. Att utgå från BNP-tillväxt och inflationsmål vid bedömningen av riskfri ränta är inte ett bra tillvägagångssätt av flera skäl.

BNP-metoden är inte en lämplig metod för att skatta riskfri ränta. Med BNP-metoden används summan av en policyvariabel (Riksbankens inflationsmål som det är formulerat just nu) och långsiktigt förväntad BNP-tillväxt, vilket är en högst osäker parameter. Ett förväntat värde är per definition osäkert och en prognos över tillväxt är, som alla prognoser, behäftad med risk. En summa av två värden där båda är osäkra kan omöjligen ge ett riskfritt värde.

När man använder riskfri ränta är det centralt att också definiera vilken som är den underliggande tillgången som den riskfria räntan är avkastning för. Det finns ingen underliggande tillgång kopplat till ett mått som utgörs av summan av förväntad BNP-tillväxt och inflationsmål. För att kunna använda WACC-metoden behöver kostnaden för eget kapital tas fram, vilket man gör genom att använda CAPM. BNP-metoden är inte ett vedertaget sätt att skatta riskfri ränta för användning i CAPM. I CAPM

utgör den riskfria räntan en alternativkostnad, dvs. kostnaden för en alternativ tillgång som saknar risk. Det är därför viktigt att den riskfria räntan som används i CAPM faktiskt är en alternativkostnad, dvs. utgör en avkastning på en riskfri tillgång som de facto finns på marknaden.

Naturgasföretagen hävdar att inte heller Energimarknadsinspektionen har utgått från en avkastning som finns på marknaden vid beräkningen av riskfri ränta, eftersom prognoser inte är en existerande avkastning. Detta är ett märkligt resonemang. Energimarknadsinspektionen har använt prognoser för en existerande tillgångs (statsobligation) marknadspris (riskfri ränta). Det finns alltså en underliggande tillgång med ett marknadspris som bas för Energimarknadsinspektionens beräkning av den riskfria räntan.

Naturgasföretagen har åberopat yttranden från Konjunkturinstitutet avseende tomträttsavgäld till stöd för sin uppfattning att den riskfria räntan ska fastställas utifrån ett mycket långsiktigt tidsperspektiv, oklart hur långt. Konjunkturinstitutet har i yttrandena bedömt en långsiktig realränta för en ekonomi i jämvikt. Tomträttsavgälden är inte beräknad med WACC- eller CAPM-metoden, utan ska direkt motsvara den långsiktiga realräntan. Energimarknadsinspektionen har för egen del inhämtat ett yttrande från Konjunkturinstitutet. Av yttrandet framgår det tydligt att det inte är möjligt att av Konjunkturinstitutets bedömning i nämnda yttranden avseende tomträttsavgäld dra slutsatsen att Konjunkturinstitutet också anser att en riskfri ränta i CAPM- och WACC-metoden för fastställande av intäktsramar för naturgasföretag ska uppgå till en viss nivå. Konjunkturinstitutet beskriver också det orimliga i att för de närmast kommande åren utgå från värdet på den långsiktiga realräntan för en ekonomi i jämvikt. Av Konjunkturinstitutets yttrande framgår vidare att den långa realräntan, enligt Konjunkturinstitutets prognoser fram till 2024, som mest når upp till 2,1 procent, och under större delen av perioden är den betydligt lägre.

Den av naturgasföretagen förspråkade BNP-metoden ger en kalkylränta som är orimligt hög under tillsynsperioden. Naturgasföretagens metod implicerar nämligen en realränta om 2,0 procent, samtidigt som den verkliga realräntan ligger under 2,0 procent. I och med att räntorna kan antas vara fortsatt låga även efter tillsynsperioden är risken dessutom stor att överkompensationen kan komma att bestå över mer än en tillsynsperiod. För att en sådan överavkastning ska kunna jämnas ut över tid krävs att företagen under minst lika många år får motsvarande underavkastning. Utjämnningen över tid förutsätter dessutom att den riskfria räntan i regleringen inte höjs i ett läge med höga räntor.

När det allmänna ränteläget blir högre är risken stor att företagen kommer att begära att den riskfria räntan höjs. Detta eftersom företagen verkar i verkligheten där räntelägen och konjunkturer är ett faktum som alla, även investerare, måste förhålla sig till och agera utifrån. Naturgasföretagen menar att den stabila långsiktiga riskfria räntan ska kunna ändras. Under vilka förhållanden och utifrån vilka kriterier en ändring ska kunna ske är dock oklart. Denna oklarhet innebär bristande förutsägbarhet och transparens.

Energimarknadsinspektionen ifrågasätter inte att det finns sätt att bedöma ekonomins långsiktiga jämviktsränta. Myndigheten, liksom Konjunkturinstitutet, menar dock att det är omotiverat att använda sig av jämviktsvärden nu eftersom ekonomin de facto inte är i jämvikt. De ligger i naturgasföretagens intresse att nu, när räntorna är låga, förespråka ett långsiktigt perspektiv som sedan, när ränteläget är högre, kan ändras. Om så sker, kommer kunderna att betala för höga avgifter även utslaget över en längre tid.

En av anledningarna till att Energimarknadsinspektionen använder sig av WACC- och CAPM-metoderna vid reglering av monopolföretag är att

efterlikna den marknadskontext som konkurrensutsatta företag möter. Den riskfria räntan är en central del av CAPM. I CAPM ingår riskfri ränta både direkt och som en del av marknadsriskpremien. Det är samma riskfria ränta på båda ställen. Det är därför centralt att vara konsekvent i användningen av riskfri ränta. Det är inte korrekt att använda en riskfri ränta vid skattningen av marknadsriskpremien och en annan riskfri ränta för resterande del av beräkningen.

BNP-tillväxt och inflation är således inte ett mått som används eller bör användas som riskfri ränta i en WACC-beräkning. Inte heller de av Swedegas åberopade experterna har fört fram metoden vid sina beräkningar av WACC. Övriga nordiska länder använder inte heller dessa parametrar. Det gör inte heller Post- och telestyrelsen (PTS), som i sin reglering använder tioåriga statsobligationer vid fastställande av riskfri ränta. Av utlåtande från Ernst & Young framgår att BNP-metoden inte förekommer i någon litteratur för investeringsbedömning som företaget känner till. Ernst & Young känner inte till något land som tillämpar BNP-metoden i sin reglering av el- eller naturgasföretag. Det finns inte heller något empiriskt stöd för metoden. Summan av BNP och inflation är därmed varken en vedertagen metod eller utgör ett bra mått på riskfri ränta. De olika experterna som har åberopats i såväl elnätsmålen som i de här aktuella målen har istället utgått från statsobligationer med olika löptid. Detta är också en allmänt vedertagen metod som är väl förankrad i ekonomisk teori för att skatta riskfri ränta. Energimarknadsinspektionens uppfattning är att tioåriga svenska statsobligationer är det bästa tillgängliga underlaget. Vad gäller frågan om Riksbankens användning av BNP-metoden samt regleringen i Norge och Storbritannien hänvisar Energimarknadsinspektionen till yttrande från Ernst & Young där det tydligt framgår att KPMG:s och Thore Johnsens hänvisningar i dessa delar är missvisande.

Löptiden på den riskfria räntan ska i teorin motsvara investeringshorisonten. Om man då skulle likställa investeringshorisonten med tillgångarnas ekonomiska livslängd skulle perspektivet för transmissionsföretag inom naturgas behöva vara 65 år. Det finns dock inga statsobligationer med den löptiden. Det närmaste man kan komma vad gäller obligationer är enstaka år med likvida svenska 30-åriga statsobligationer, alternativt utländska 30-åriga statsobligationer. Det går alltså inte att matcha den ekonomiska livslängden. Det är dessutom inte lämpligt att använda utländska statsobligationer eftersom de inte representerar den svenska kontexten i vilken företagen verkar. Slutsatsen är att det inte finns kontinuerlig representativ data för längre tidsperioder än tio år. Ett tioårigt tidsperspektiv är dessutom bra av flera skäl. För de flesta infrastrukturinvesteringar finns det en tydlig skillnad mellan tillgångens livslängd och tidshorisonten för finansieringen. Livslängden kan för infrastrukturinvesteringar vara lång, t.ex. 40 år. Däremot finansieras inte investeringar med en livslängd på 40 år med lån där löptiden är 40 år. Den typen av lån finns i praktiken inte. Istället är en vanlig löptid och ibland även räntebindningstid för infrastrukturinvesteringar 5–10 år. I finansieringssammanhang anses tio år generellt vara lång sikt. Energimarknadsinspektionens metod för fastställande av den riskfria räntan utifrån tioåriga statsobligationer är alltså den mest vedertagna metoden.

Naturgasföretagen har påpekat att Ernst & Youngs prognoser över den tioåriga statsobligationsräntan skiljer sig åt mellan el och naturgas. Detta beror till stor del på att Ernst & Young i underlaget avseende naturgasföretagens intäktsramar använde Riksbankens prognoser och ett eget antagande. Det förhållande att metoden innehöll egna antaganden var en brist, som åtgärdades genom att använda Konjunkturinstitutets prognoser inför besluten om elnätsföretagens intäktsramar 2016–2019. Bristen i detta hänseende har dock enbart gynnat naturgasföretagen.

När det gäller riskerna att använda prognoser vidhåller Energimarknadsinspektionen att riskerna är större vid användande av så långa prognoser som naturgasföretagen förespråkar än vid kortare prognoser för tillsynsperioden. Björn Gustafsson framhåller att både långa och korta prognoser är osäkra, men att riskerna med felaktigheter i kortare prognoser är mindre eftersom de kan korrigeras vid kommande period.

Om förvaltningsrätten skulle anse att framåtblickande prognoser inte bör användas vid skattning av den riskfria räntan, anser Energimarknadsinspektionens att den lämpligaste åtgärden är att istället fastställa den riskfria räntan på samma sätt som PTS gör i sin reglering, nämligen genom ett historiskt rullande genomsnitt av tioåriga statsobligationer. Detta skulle dock resultera i en lägre kalkylränta än den av Energimarknadsinspektionen beslutade.

Marknadsriskpremie

Marknadsriskpremien är en del av CAPM och bestäms av skillnaden mellan förväntad avkastning på marknadsportföljen och riskfri ränta. I alla delar av CAPM ska riskfri ränta motsvara avkastningen på en riskfri tillgång som faktiskt finns som alternativ investeringsmöjlighet. BNP-metoden ger inte avkastningen på en tillgång som finns på marknaden. Därför kan inte heller det värde som BNP-metoden ger användas i CAPM.

Swedegas menar att marknadsriskpremien ska fastställas i enlighet med kammarrättens domar i elnätsmålen. Den metoden är dock inte korrekt och vedertagen, eftersom kammarrätten har använt sig av ett genomsnitt från Ernst & Youngs och Grant Thorntons estimeringar utan justering för den riskfria räntan. De marknadsriskpremier som Ernst & Young och Grant Thornton kommit fram till är baserade på de riskfria räntor som de kommit fram till i sina respektive analyser. Det innebär att om man tar beslut om en

annan riskfri ränta, vilket kammarrätten gjort, måste man justera marknadsriskpremien baserat på den ”nya” riskfria räntan. Konsulternas marknadsriskpremier baseras delvis på överlappande undersökningar och delvis på studier baserade på olika tidsperspektiv. Kammarrätten använde en marknadsriskpremie som var ett genomsnitt av konsulternas framtagna värden (där BNP-metoden inte var relevant) och ett beslut om riskfri ränta baserad på BNP-metoden utan att uppmärksamma sambandet mellan marknadsriskpremien och riskfri ränta.

Det är vare sig korrekt, vedertaget eller i linje med ekonomisk teori att inte ta hänsyn till hur de olika variablerna och parametrarna hänger ihop. Detta visar också att det inte är möjligt att använda BNP-metoden för skattningen av den riskfria räntan, eftersom samma metod inte kan ligga till grund för skattningen av övriga parametrar. Det går med andra ord inte att skatta exempelvis marknadsriskpremien konsekvent med den riskfria räntan om BNP-metoden används.

Särskild riskpremie

Ibland och för vissa typer av verksamheten förekommer det att man till CAPM lägger till en särskild riskpremie, som ska fånga upp eventuella risker som inte är diversifierbara eller systematiska och som inte redan ersätts av marknadsriskpremien eller av betavärdet. Utgångspunkten är alltså att normala/vanliga risker i den aktuella typen av verksamhet redan ersätts genom marknadsriskpremien och av betavärdet.

Energimarknadsinspektionen har i besluten om intäktsram för naturgasföretagen beskrivit att det finns ett antal karakteristika som är specifika för svenska naturgasföretag i relation till jämförelsebolagen och som motiverar en särskild riskpremie. Därför finns en särskild riskpremie med som en del i beräkningarna och den uppgår till 1,5 procent, vilket är ett högt värde i

förhållande till företagens andel av marknadsriskpremien som uppgår till 3,8 procent ($0,76 \cdot 5$ procent).

En särskild riskpremie om 2,0 procent skulle innebära att risken i den svenska naturgasverksamheten antas vara högre än i hårt konkurrensutsatt verksamhet. Att lägga till en så hög särskild riskpremie får nämligen samma effekt som om betavärdet från början hade skattats till 1,16. Energimarknadsinspektionens analys visar att risken hos jämförelsebolagen motiverar ett betavärde om 0,76. Ett betavärde på 1,0 innebär samma risk som aktiemarknadsindex. Att naturgasverksamhet, som bedrivs i monopol, har lägre risk än aktiemarknadsindex är rimligt. Ett betavärde på 1,16 indikerar en verksamhet som är mer riskfylld än aktiemarknadsindex och i nivå med konkurrensutsatta verksamheter som fordonsindustrin, banker och gruvor. Redan den särskilda rikspremie som Energimarknadsinspektionen beslutat om på 1,5 procent gör att den avkastning på eget kapital som företagen kommer upp i motsvarar ett betavärde på 1,06 och är alltså hög för monopolverksamheter i Sverige med garanterad intäktsram.

Naturgasföretagen har fört fram ett antal karakteristika som inte motiverar en särskild riskpremie. Detta gäller t.ex. effekterna av EU-förordningar, effekterna av en politik som styr bort från fossil energi och ändringar i regleringen. Denna typ av risker är inte specifika för svenska naturgasföretag och ersätts genom marknadsriskpremien. De motiverar därför inte någon särskild riskpremie.

Den svenska gasnätverksamheten bedrivs i monopol. Riskerna är således små jämfört med konkurrensutsatta verksamheter. Samtidigt är riskerna högre än för elnätföretag främst eftersom kunder kan använda andra energikällor. Den särskilda riskpremien är tillgångsspecifik och ska fastställas i relation till jämförelsebolagen. Skillnaden i risk mellan

elnätsföretag och naturgasföretag ska inte i sig påverka den särskilda riskpremien, utan återspeglas i skillnader i betavärde. Det förhållandet att naturgasverksamheten har högre risker än elnätsverksamheten innebär således inte, i motsats till vad Swedegas hävdar, att den särskilda riskpremien ska vara en viss procent högre än i elnätsregleringen. Det är alltså inte korrekt att fastställa en särskild riskpremie till 2,0 procent enbart utifrån en jämförelse med det värde som använts i en annan reglering. Swedegas har i sak missuppfattat vad den särskilda riskpremien ska täcka. Det har inte framförts några skäl till att riskpremien bör fastställas till ett så högt värde som 2,0 procent. Naturgasföretagen blir klart kompenserade för de eventuella risker som kan finnas och som inte kompenseras genom marknadsriskpremien med den relativt höga särskilda riskpremien om 1,5 procent som Energimarknadsinspektionen har använt.

Thore Johnsen anför att det inte har lagts fram någon empiri till stöd för bedömningen att den särskilda riskpremien ska vara lägre än 2,0 procent. Detta är ett bakvänt resonemang. En särskild riskpremie beräknas inte på samma sätt som andra parametrar. Det finns därmed inte heller empiri som stöder att den ska vara 2,0 procent. Som ovan nämnts är det inte korrekt att endast hänvisa till en annan reglering för en annan typ av verksamhet.

Kreditriskpremie

På de finansiella marknaderna idag är långa lån extremt dyra och mycket ovanliga bland företag. Låntagare kräver högre kreditpåslag på lån med långa löptider för att skydda sig mot exempelvis omfinansieringsrisk och högre upplåningskostnad. En vanlig tidshorisont för lån är snarare fem än tio år. Ett tioårsperspektiv är relevant för enhetlighet i tidsperspektiv vid fastställande av de olika parametrarna i kalkylräntan, dvs. det är neutralt mot löptider. Självkänt förekommer trettioåriga löptider bland företagen som en del i finansieringsmixen. Energimarknadsinspektionen har aldrig

påstått något annat. Den analys som ligger till grund för antagande om en tioårig löptid på finansieringen baseras på en bedömd genomsnittlig löptid för hela lånefinansieringen.

Swedegas hävdar vidare att kreditriskpremien ska beräknas utifrån företaget egna faktiska förhållanden. Det framgår av Ernst & Youngs utlåtanden att det är olämpligt att utgå från Swedegas faktiska lånekostnad som "benchmark".

Kalkylräntan ska beräknas vid optimal kapitalstruktur. Det är därför viktigt att också göra en analys av typen av lån som används som "benchmark" för lånekostnaden. Om ett företag har en särskild finanseringsstruktur och den strukturen innebär högre risk, är det inte lämpligt att använda den relaterade lånekostnaden som "benchmark", eftersom den då överskattar kostnaden för vad som kan sägas representera lånekostnaden vid en optimal kapitalstruktur. Eftersom Swedegas har en s.k. LBO-finansiering, är företagets lånekostnader mer riskfyllda och dyrare än jämförelsebolagens och motsvarar inte heller det som representerar lånekostnaden i en optimal kapitalstruktur. Företagets faktiska lånekostnad bör därför inte användas som benchmark.

Swedegas menar vidare att kreditriskpremien ska vara högre än den som kammarrätten använde i elnätsmålen, eftersom risken är högre för naturgasföretagen. Detta resonemang är fel av flera skäl. I sin bedömning av kreditriskpremien gjorde kammarrätten ingen bedömning alls av risken i elnätsverksamheten och särskilt inte en bedömning av skillnaden i risk mellan elnäts- och gasnätsverksamhet. Den kreditriskpremie kammarrätten beslutade om grundar sig alltså inte alls på en bedömning av verksamhetens risk varken absolut eller i förhållande till någon annan verksamhet. Det går därför inte att dra de långtgående slutsatser som Swedegas vill göra.

I elnätsmålen noterade kammarrätten, helt principiellt korrekt, att långa lån är dyrare och behäftade med fler risker för en långgivare än korta lån, därför beslutade kammarrätten om en kreditriskpremie om 1,83 procent eftersom denna siffra var högre än den Energimarknadsinspektionen förordade och i linje med var elnätsföretagen framförde. Kammarrätten gjorde, såvitt framgår av domskälen, inte någon egen analys av storleken på kreditriskpremien. I beslutet om intäktsramar för naturgasföretagen har Energi-marknadsinspektionen grundat sitt beslut på den analys som Ernst & Young gjort. Den analysen är genomförd på ett vedertaget sätt och med jämförelsebolagens data som grund.

Swedegas har gjort gällande att de risker som ligger till grund för den särskilda riskpremien även ska påverka kreditriskpremien. Enligt Björn Gustafsson är detta fel av följande skäl. Risken i eget kapital är alltid högre än risken i lånat kapital. Detta beror på att exempelvis banker alltid har högst prioriterade fordringar. De risker som beaktas i skattningen av avkastning på eget kapital ska därför inte beaktas vid skattningen av kreditriskpremien.

Inflation

Vid omräkning från nominell kalkylränta till real kalkylränta har Energimarknadsinspektionen utgått från Riksbankens KPIF-prognos för 2015–2016 samt det långsiktiga inflationsmålet för tiden därefter och sammantaget beräknat inflationsförväntan till 1,90 procent. Energi-marknadsinspektionen anser att detta är ett rimligt tillvägagångssätt. I elnätsmålen utgick kammarrätten från en inflation om 2,0 procent. Det framgår dock inte hur kammarrätten har kommit fram till just 2,0 procent. Här kan det tilläggas att en höjning av inflationen till 2,0 procent i sig medför en lägre real kalkylränta.

Swedegas menar att en ändring av inflationen vid en i övrigt konsekvent beräkning inte medför att kalkylräntan ändras. I grunden handlar detta om hur riskfri ränta bestäms och vilket inflationsmått som används. Om riskfri ränta skulle beräknas med BNP-metoden, innebär det att Riksbankens inflationsmål ingår i beräkningen. När ett värde görs om från nominellt till realt används inflationsförväntan. Om inflationsmål och förväntad inflation skulle anta samma värde och värdet ändrades från t.ex. 1,9 procent till 2,0 procent i både riskfri ränta och i justeringen av nominell WACC till real WACC skulle inte kalkylräntan minska. Om riskfri ränta skattas korrekt, och alltså inte innehåller inflation, gäller dock inte detta. Då gäller att ju högre förväntad inflation desto lägre real WACC.

Det kan konstateras att BNP-metoden innehåller Riksbankens inflationsmål, vilket är en policyvariabel som ligger fast till dess att den ändras av Riksbanken och den kan, som i nuläget, vara väsentligt skild från exempelvis faktisk och förväntad inflation. Detta är bara ett av de många problem som finns med att använda BNP-metoden. Det är inte vedertaget att använda Riksbankens inflationsmål när man konverterar nominell WACC till real WACC.

Kalkylränta i annan reglerad verksamhet

PTS har under många år beräknat en rimlig avkastning med WACC-metoden utan användning av BNP-metoden. Vid fastställande av riskfri ränta utgår PTS från tioåriga statsobligationer, främst eftersom det är vedertaget, har stöd i den ekonomiska forskningen och stämmer överens med regleringen i övriga Europa. Såväl Energimarknadsinspektionen som PTS har alltså använt tioåriga statsobligationer som utgångspunkt, men där Energimarknadsinspektionen har använt framåtblickande prognoser för tillsynsperioden har PTS använt ett rullande genomsnitt för de närmast föregående sju åren.

PTS beräkning av kalkylräntan har baserats på perioden april 2007–april 2014. Om samma tillvägagångssätt och underlag skulle användas i nu aktuella mål skulle den riskfria räntan uppgå till 2,82 procent. Energimarknadsinspektionens framåtblickande prognos har lett till en riskfri ränta om 3,33 procent, vilket alltså ger en högre kalkylränta än vad som hade varit fallet om myndigheten använt samma metod som PTS.

Förordningens laglighet

Swedegas har gjort gällande att förordningen om fastställande av intäktsram på naturgasområdet är olaglig och inte får tillämpas. Energimarknadsinspektionen har i det överklagade beslutet bemött Swedegas påstående avseende detta. Vad Swedegas nu har anfört ändrar inte Energimarknadsinspektionens uppfattning i någon del.

Avskrivningstid

Energimarknadsinspektionen instämmer i Swedegas uppfattning att den reglermässiga avskrivningstiden ska återspegla verkliga förhållanden. Det är emellertid omöjligt att veta vilken den ekonomiska livslängden de facto blir. Antaganden och rimlighetsbedömningar är således nödvändiga. Eftersom det är fråga om en bedömning, där verkligheten är osäker, är det nödvändigt att slutligen väga samman olika faktorer i en samlad bedömning.

Energimarknadsinspektionen har i beslutet särskilt utgått från jämförelsen med andra länder, den långa tekniska livslängden och den tidigare tillämpade avskrivningstiden om 40 år. Energimarknadsinspektionen har med dessa utgångspunkter funnit anledning att anta att den ekonomiska livslängden för svenska transmissionsledningar är relativt lång. I beslutet redogörs för Swecos bedömning att den långa tekniska livslängden gör att

det finns osäkerheter avseende såväl marknadsförhållandena som teknikutveckling under perioden.

Vid tillämpning av real linjär metod ser ett företags incitament till avskrivningstider olika ut beroende på hur gamla tillgångar företaget har. Det är därför nödvändigt att tillsynsmyndigheten och domstolarna gör en egen bedömning frikopplat från företagets uppfattning. Swedegas har tidigare, när metoden real annuitet användes, hävdats att den ekonomiska livslängden för företagets transmissionsledningar ska vara 40 år. Nu, när metoden real linjär används, hävdar Swedegas att den ekonomiska livslängden ska vara 90 år, dvs. mer än dubbelt så lång för exakt samma tillgångar. Den reglermässiga avskrivningstiden avsåg även i tidigare reglering att spegla den ekonomiska livslängden. Detta framgår tydligt av myndighetens rapport "Tillsynsmetod för överföring och lagring av naturgas i Sverige" (EI R2008:16). I denna rapport framgår också att naturgasföretagen, inklusive Swedegas, ansåg att den ekonomiska livslängden för transmissionsledningar uppgick till 40 år. Det finns ingen anledning att betvivla att Swedegas, som var delaktig i arbetet med referensgruppen, förstod att det var den ekonomiska livslängden som skulle fastställas. Enbart det förhållandet att utgångspunkten i den tidigare regleringen nu har reglerats i författning innebär ingen skillnad i detta avseende.

Regleringen av naturgasföretagens intäkter i jämförelseländerna som Sweco tittat på utgår från samma EU-direktiv och den avskrivningstid som tillämpas kan knappast avse något annat än den ekonomiska livslängden. Däremot är det så att den tekniska livslängden och metoden i övrigt kan variera mellan länderna. Det finns inte några objektiva skäl till att den ekonomiska livslängden skulle vara nästan dubbelt så lång för det svenska transmissionsnätet som för de länder som ingår i Swecos jämförelse. Det förhållandet att regleringen kan skilja sig åt i vissa avseenden, motiverar

inte så vitt skilda bedömningar av avskrivningstiden. Det är självklart så att bedömningarna kan skilja sig åt något, eftersom det är just bedömningar utifrån osäkra faktorer. Det stämmer att Sweco i sin rapport påpekar att det inte går att direkt jämföra länderna med varandra. Sweco framhåller dock särskilt av avskrivningstiderna i de jämförda länderna ger en god indikation på vad rimliga ekonomiska livslängder bör vara. Av redogörelsen framgår uttryckligen att Storbritannien, Finland, Italien och Frankrike vid fastställande av reglermässig avskrivningstid utgår från den ekonomiska livslängden. Jämförelsen med Finland är dessutom helt relevant, eftersom förhållandena i relevanta avseenden är desamma som i Sverige. Även detta framgår av Swecos rapport. Det har inte framkommit några omständigheter som medför att den ekonomiska livslängden bör vara längre än i den finska regleringen. Att den finska regleraren har använt uppgifter från det finska transmissionsnätbolaget vid bedömningen av den ekonomiska livslängden, påverkar överhuvudtaget inte det förhållandet att den ekonomiska livslängd som tillämpas i Finland är relevant även för det svenska transmissionsnätet.

Swedegas hävdar att den så kallade försiktighetsprincipen inte kan användas vid bedömning av reglermässiga avskrivningstider. Den försiktighet som en reglerare kan behöva iaktta vid fastställande av reglermässiga avskrivningstider är inte samma som den bokföringsmässiga försiktighetsprincipen. Försiktighet vid fastställande av reglermässiga avskrivningstider kan vara nödvändiga för att garantera gasverksamhetens långsiktiga möjlighet att attrahera kapital och kunna räkna hem investeringar. Det bör särskilt framhållas de risker som uppstår om den ekonomiska livslängden fastställs till 90 år för transmissionsledningar. Om något inträffar som medför att den ekonomiska livslängden i verkligheten blir kortare, kan det leda till att företagen inte erhåller kostnadstäckning, vilket i sin tur kan leda till att kundernas leverans äventyras. Om avskrivningstiden är för kort, är däremot risken att företagen får kostnads-

täckning i förväg, vilket skulle kunna leda till att reinvesteringar sker i förtid. Med tanke på de extremt långa avskrivningstiderna det handlar om är risken för reinvesteringar i förtid mindre än risken att förutsättningarna för gasverksamhet äventyras. Det förhållandet att den ekonomiska livslängden inte antas vara densamma som den tekniska innebär alltså ett skydd för naturgasverksamheten i ett långsiktigt perspektiv. Kapitalkostnaderna blir dessutom betydligt högre med en avskrivningstid på 90 år, oavsett om anläggningarna i verkligheten skulle visa sig vara förbrukade vid 65 år. Detta gäller oavsett hur länge anläggningarna används. I detta avseende saknar det helt betydelse att Swedegas inte fortsätter att få ersättning när anläggningarna inte längre används.

UTREDNING

Skriftlig utredning

Parterna har åberopat ett stort antal utlåtanden och rapporter från sakkunniga och experter. Nedan angivna utlåtanden och rapporter är kända för parterna och förvaltningsrätten avser därför inte att närmare redogöra för innehållet i materialet.

Kalkylränta

För att fastställa en kalkylränta gav Energimarknadsinspektionen konsultföretagen Ernst & Young, Grant Thornton och Montell & Partners i uppdrag att utifrån metoden Weight Average Cost of Capital (WACC) beräkna en real kalkylränta för tillsynsperioden. Uppdraget resulterade i tre konsultrapporter (daterade augusti 2014 och den 2 september 2014). Rapporterna kommunicerades med samtliga berörda naturgasföretag som bereddes möjlighet att komma in med synpunkter. Som svar på kommunikeringen kom naturgasföretagen in med utlåtanden från Mattias Ganslandt (daterat den 30 september

2014), Thore Johnsen (daterat den 24 juni 2014) och KPMG (daterat den 24 juni 2014).

Under processen i förvaltningsrätten har Energimarknadsinspektionen bl.a. kommit in med utlåtanden från Ernst & Young (daterade den 26 mars 2014, den 31 mars 2015 och den 21 augusti 2015), Post- och telestyrelsen (daterade den 3 juni 2013, den 16 december 2013, den 9 september 2014, den 23 april 2015 och den 31 augusti 2015) och Konjunkturinstitutet (daterat den 24 november 2015). Naturgasföretagen har bl.a. kommit in med utlåtanden från Thore Johnsen (daterade den 30 september 2014, den 29 januari 2015, den 10 juni 2015 och den 28 oktober 2015), KPMG (daterade den 29 september 2014, den 30 januari 2015, den 10 juni 2015 och den 21 augusti 2015), Konjunkturinstitutet (daterade den 29 februari 2012, den 16 maj 2012 och den 31 januari 2013) samt med rapporter från Ernst & Young, Grant Thornton och Montell & Partners gällande beräkning av kalkylränta för elnätsföretagen under tillsynsperioden 2016–2019 (daterade den 14 april 2015 och april 2015).

Avskrivningstid

Sweco Energuide AB (Sweco) har på uppdrag av Energimarknadsinspektionen i rapporten ”Reglermässiga avskrivningstider av naturgasanläggningar” lämnat förslag på reglermässiga avskrivningstider. Rapporten låg sedan till grund för Energimarknadsinspektionens beslut om reglermässiga avskrivningstider.

I samband med ansökan om intäktsram inkom Swedegas med rapporterna ”Bedömning av teknisk livslängd för Swedegas naturgasnät” från ÅF-Industry AB (ÅF) och ”Economic and Technical Lifetime of Swedegas Assets” från DNV GL. Under processen i förvaltningsrätten har Swedegas kommit in med rapporterna ”Kommentar angående ekonomisk livslängd

för Swedegas transmissionssystem” från ÅF och ”Life time of natural gas transmission pipeline” från DNV GL.

Vittnesförhör

Daniel Frigell

Han är civilekonom och auktoriserad finansanalytiker. Sedan 2007 arbetar han på KPMG där han bl.a. tidigare gjort WACC-beräkningar på elnätsområdet och nu även på naturgasområdet.

KPMG förespråkar ett långsiktigt uthålligt tidsperspektiv vid värderingen av de olika parametrarna i WACC-beräkningen. Utgångspunkten är att hitta en nivå för riskfri ränta och övriga parametrar som speglar en uthållig nivå genom en konjunkturcykel. Detta är den enda naturliga utgångspunkten i en reglering för att skapa stabilitet för kunder och investerare. Alternativet är en momentan kalkylränta som grundar sig på ränteläget vid tidpunkten för uppskattningen eller en kalkylränta som avser en prognos för en viss tidsperiod, i det här fallet fyra år. Båda dessa metoder baseras på uppskattningar gjorda vid en viss tidpunkt. En regulatorisk kalkylränta som är beräknad utifrån dessa metoder kommer att fluktuera slumpmässigt beroende på de förhållanden som råkar gälla vid tiden för uppskattningen. För att undvika sådan slumpmässighet måste en regulatorisk kalkylränta fastställas utifrån ett långsiktigt perspektiv.

Den s.k. BNP-metoden är en vedertagen metod för att fastställa den riskfria räntan och ekonomisk litteratur stöder denna teori. Riksbanken använder metoden för att bedöma den långsiktiga riskfria räntan. Det är lättare att uppskatta en långsiktig ränta än att göra en prognos över en kortare period såsom fyra år. En uppskattning av räntan för en kortare tidsperiod påverkas av slumpmässiga händelser som är svåra att prognosticera och som kan

förändras snabbt. Det är lättare att ha en uppfattning om en långsiktig ränta, eftersom den beräknas utifrån jämviktsförhållanden i ekonomin och därför är mer eller mindre konstant. I KPMG:s ursprungliga rapport bedömdes den riskfria räntan till 4,8 procent utifrån BNP-metoden med ett tillägg av en löptidspremie om 0,7 procent. Det finns empiriskt stöd för att investerare kräver högre avkastning för att upplåta kapital under längre tid. KPMG ansåg därför att det fanns uppenbart stöd för en löptidspremie. I senare utlåtanden har KPMG anpassat sig till den nivå på den riskfria räntan som fastställts av kammarrätten i elnätsmålen, dvs. 4,0 procent.

KPMG:s ursprungliga uppskattning av den särskilda riskpremien uppgick till 2,8 procent. I senare utlåtanden har premien uppskattats till 2,0 procent med utgångspunkt i kammarrättens domar i elnätsmålen där premien sattes till 1,0 procent. Det verkar råda konsensus om att naturgasverksamhet motiverar ett riskpremietillägg som är en procentenhet högre jämfört med elnätverksamhet. KPMG delar i stort Ernst & Youngs beskrivning av de risker som föreligger för naturgasföretagen, men anser att riskerna är för lågt värderade. Dessutom har Ernst & Young inte beaktat betydelsen av naturgasmarknadens storlek. Det är välkänt att mindre bolag har högre risker än stora bolag, vilket motiverar ett högre avkastningskrav. Gasnätet är en begränsad tillgång och är mycket mindre än elnätet. Om naturgasföretagen inte kompenseras för denna risk kommer investerarna att söka sig till elnäten.

Kreditriskpremien ska uppenbart vara högre än 1,8 procent som Ernst & Young kommit fram till, eftersom denna avser stora europeiska energibolag. Genom att använda samma metod som Ernst & Young, men utifrån obligationer med längre löptid (30 år), har KPMG kommit fram till en kreditriskpremie om 2,4 procent. Eftersom jämförelsebolagen är betydligt större och omfattas av lägre risker jämfört med svenska naturgasföretag anser KPMG att det även är relevant att ta hänsyn till Swedegas faktiska

finansieringskostnad. Swedegas bedriver endast reglerad verksamhet, har en optimal kapitalstruktur och har tagit upp lån av professionella affärsbanker. Mot bakgrund av Swedegas faktiska lånekostnader bedömer KPMG att en rimlig kreditriskpremie uppgår till 2,9 procent, vilket är försiktigt räknat. Även Ernst & Young anser att jämförelsebolagen utsätts för lägre risker jämfört med svenska naturgasföretag. Det finns ingen anledning att tro att en kreditgivare inte skulle ta hänsyn till dessa risker.

Thore Johnsen

Han är finansprofessor som har bedrivit forskning och undervisning i många år. Han har varit sakkunnig på telekomområdet både i Norge och i Sverige. Han har varit särskilt engagerad i regleringen av elnäten.

Han har uppskattat en real kalkylränta före skatt om 7,5 procent för naturgasföretagen. Att hans kalkylränta skiljer sig från den av Energi- marknadsinspektionen beslutade kalkylräntan om 6,26 procent beror på skillnader i bedömningen av den riskfria räntan, den särskilda riskpremien och kreditriskpremien.

Energimarknadsinspektionen har använt ett kortsiktigt perspektiv vid bedömningen av den riskfria räntan. Dagens räntenivåer är historiskt låga och det är vanskligt att använda dessa låga räntor för investeringar med lång livslängd. På kort sikt är det riktigt att naturgasföretagen kan bli överkompenserade med en långsiktigt bedömd kalkylränta i förhållande till dagens låga räntenivåer. På kort sikt vill kunderna ha den billigaste tjänsten, men i ett långsiktigt perspektiv vill de ha leveranssäkerhet. Om företagen inte får en rimlig avkastning, kan de inte göra nödvändiga investeringar i gasnäten och över tid får kunderna därmed en dålig tjänst. Genom att fastställa en konjunkturpassad kalkylränta gör Energi- marknadsinspektionen därför kunderna en björntjänst. Energimarknads-

inspektionen har tidigare uttalat att det är viktigt med en normaliserad nivå på kalkylräntan. Det är enklare att uppskatta en genomsnittlig kalkylränta, eftersom kortsiktiga prognoser präglas av dagsnoteringar.

Det finns en koppling mellan tillväxt och räntenivå på så sätt att en hög ekonomisk tillväxt leder till högre räntor och tvärtom. BNP-metoden är allmänt accepterad och välkänd metod som används av reglermyndigheter både i Norge och i Storbritannien. Det finns ingen motsättning mellan WACC-metoden och BNP-metoden. WACC-metoden är en neutral metod som bygger på uppskattningar och han förstår därför inte påståendet att WACC-metoden skulle förutsätta en viss metod för att fastställa den riskfria räntan.

Han har bedömt den särskilda riskpremien till 2,0 procent. Ernst & Young har bedömt den till 1,5 procent som ett genomsnitt av 1,0–2,0 procent. Ernst & Young har även uppgett att detta inte är någon exakt vetenskap. En riskpremie om 1,5 procent tar inte tillräcklig hänsyn till de risker som föreligger för naturgasföretagen i Sverige, såsom beroendet av ett fåtal kunder och gasnätets struktur. Dessutom är naturgasverksamhet inget absolut monopol eftersom det, till skillnad från elnätverksamhet, finns alternativa energislag som kunderna relativt enkelt kan välja istället. Dessutom tillämpar Ernst & Young ingen småbolagspremie. Små företag är utsatta för större risker, som de bör kompenseras för. Han kan inte heller förstå varför man inte skulle kunna dra paralleller till elnätverksamheten.

Han har uppskattat kreditriskpremien till 2,5 procent, vilket snarare är i underkant än i överkant. Kreditriskpremien bör vara högre än den av Energimarknadsinspektionen beslutade premien om 1,8 procent eftersom denna inte beaktar de särskilda riskerna för naturgasföretagen. Jämförelsebolagen är alla stora. De svenska jämförelsebolag som Ernst & Young presenterar är helt andra bolag med flera andra verksamheter inom både el,

vatten osv. Swedegas har som mest BB-rating och betalar därför betydligt mer för sina lån.

Björn Gustafsson

Han arbetar på Ernst & Young och leder företagets värderingsverksamhet i Sverige och i Norden. Han har arbetat med företagsvärdering i 20 år och har även arbetat inom energibranschen.

Uppdraget från Energimarknadsinspektionen innebar att fastställa en real kalkylränta för tillsynsperioden. Instruktionen var att den riskfria räntan skulle fastställas utifrån statsobligationsräntan och att kalkylräntan inte skulle behöva justeras under tillsynsperioden. Han kände sig inte begränsad av instruktionen utan hade ändå använt statsobligationer som underlag för den riskfria räntan.

Ernst & Young har i sin kalkylränteberäkning fastställt den riskfria räntan utifrån räntan på tioåriga statsobligationer. Detta är den dominerande metoden för att fastställa riskfria räntan vilket bl.a. styrks av PwC:s studier. Metoden används även vid långsiktiga investeringsbeslut, såsom vid företagsförvärv. Att den riskfria räntan skattas utifrån tioåriga statsobligationer innebär även att man kan vara konsekvent vid bedömningen av marknadsriskpremien, som enligt PwC:s metod innebär att den tioåriga riskfria räntan subtraheras från medelvärdet av respondenternas avkastningskrav på aktiemarknaden. För att skatta den riskfria räntan använde Ernst & Young Riksbankens prognos för över den tioåriga statsobligationsräntan för åren 2015–2016 samt Ernst & Youngs eget antagande för åren 2017–2018. Detta gav en genomsnittlig riskfri ränta om 3,33 procent. Anledningen till att man valde detta fyraåriga perspektiv är att intäktsramen ska täcka företagets kostnader under tillsynsperioden. Det är därför rimligt att försöka efterlikna ränteläget under tillsynsperioden.

Naturgasföretagens konsulter anser att den riskfria räntan bör bedömas utifrån teorin att realräntan över tid motsvaras av real BNP-tillväxt adderat med inflation. Det är en allmänt känd teori att det finns ett positivt samband mellan realränta och tillväxt. BNP-metoden är dock ingen vedertagen metod för att fastställa en riskfri ränta i en WACC/CAPM-beräkning, eftersom ingen använder den. Det saknas en teoretisk grund för varför den långsiktiga realräntan ska antas vara just 2,0 procent. Av en empirisk analys som Ernst & Young gjort framgår vidare att det saknas ett 1:1-förhållande mellan BNP-tillväxt och realränta över tid. En långsiktigt konstant kalkylränta kan dessutom leda till systematisk överkompensation för naturgasföretagen. Detta eftersom en långsiktigt bedömd ränta kommer att vara för hög i perioder med låga räntenivåer och företagen blir då överkompenserade. I perioder med höga räntenivåer kommer en långsiktigt bedömd ränta dock att vara för låg och naturgasföretagen kommer med största sannolikhet inte att acceptera den underkompensation som följer av detta. Om den långsiktigt bedömda kalkylräntan då anpassas till de högre räntenivåerna blir naturgasföretagen totalt sett överkompenserade.

Ernst & Young har bedömt den särskilda riskpremien till 1,5 procent som ett genomsnitt av en tidigare WACC-beräkning för naturgasföretagen som företaget gjorde år 2012. Ernst & Young bedömde då att den särskilda riskpremien kunde uppgå till 1,0–2,0 procent med anledning av risker förknippade med naturgasverksamheten samt för prognososäkerhet. Denna premie är dock ingen exakt vetenskap. Olika analytiker gör olika bedömningar av jämförelsebolagen. Ernst & Young har valt att inte använda någon generell småbolagspremie. En sådan premie kan motiveras för mindre företag i andra branscher med risker kopplade till t.ex. kund- eller nyckelpersonberoende eller en oprövad affärsidé. En småbolagspremie är inte relevant för naturgasbranschen som i praktiken är en monopolmarknad. En särskild riskpremie om 1,5 procent täcker väl in de risker som är kopplade till naturgasverksamhet.

Den av Ernst & Young bedömda kreditriskpremien om 1,8 procent baseras på en tioårig löptid. Detta är konsekvent med den riskfria räntan som beräknats utifrån tioåriga statsobligationer. Tio år är en genomsnittlig löptid för lån hos företag inom energisektorn. Företag finansierar sig i praktiken inte på lång sikt eftersom detta är dyrt. Ernst & Young anser att man inte behöver ta någon hänsyn till omfinansieringsrisken eftersom denna bedöms vara försumbar. De särskilda risker som är förknippade med naturgasverksamhet och som beaktas i kostnaden för eget kapital ska inte beaktas i kostnaden för lånat kapital.

Ernst & Young har bedömt flera av parametrarna till naturgasföretagens fördel. I bedömningen av asset beta valde man t.ex. bort en del observationer med lägst beta och i bedömningen av riskfri ränta lade man sig på 4,0 procent för de två senare åren i tillsynsperioden. Även den särskilda riskpremien är, beroende på hur man ser på risken, till företagets fördel. Han känner sig därför trygg med att den beräknade kalkylräntan inte är för låg.

Bo Andersson

Han är chefsekonom på Post- och telestyrelsen (PTS), som har till uppdrag att identifiera flaskhalsar för konkurrens på marknaden för elektronisk kommunikation. Om PTS upptäcker sådana riskzoner, ska myndigheten införa lämpliga regleringsåtgärder. Syftet med dessa åtgärder är ge andra aktörer möjlighet att agera på marknader där ett eller flera företag dominerar och på så sätt försöka efterlikna en konkurrensutsatt marknad. Ett annat syfte är att efterlikna en sådan effektiv prissättning som gäller på en konkurrensutsatt marknad. PTS genomför i förekommande fall kostnadsbaserade prisregleringar och utgår då från WACC- respektive CAPM-modellerna för att bedöma en rimlig avkastning.

PTS använder ett genomsnitt av den tioåriga statsobligationsräntan under de senaste sju åren för att bedöma den riskfria räntan. Detta är en transparent metod som täcker en konjunkturcykel vilket skapar stabilitet över hela den period om tre år som tillsynen avser. PTS har använt denna metod i tio år. Han hade inte hört talas om BNP-metoden i WACC-beräknings-sammanhang förrän i samband med kammarrättens domar i elnätsmålen. Det är inte riktigt att använda BNP-metoden som grund för en WACC-beräkning. BNP-metoden är inte tillämplig i WACC-beräkningen, eftersom den inte återspeglar förutsättningarna på en konkurrensutsatt marknad där konjunkturförändringar ständigt sker. Han känner inte till några andra reglerings-myndigheter som använder sig av BNP-metoden som för riskfri ränta. Livslängden på investeringarna inom telekombranschen är tre till 30 år.

I vissa fall kan det finnas behov av en särskild riskpremie i WACC-beräkningen. PTS har dock bedömt att det inom elektronisk kommunikation inte finns skäl för någon sådan premie, eftersom alla företag inom sektorn utsätts för samma risker.

RÄTTSLIG REGLERING

Allmänt om förhandsregleringen och intresset av en likartad tillsyn

Av 1 kap. 8 a § naturgaslagen framgår att med intäktsram avses de samlade intäkter som ett naturgasföretag högst får uppbära för överföring av naturgas, lagring av naturgas eller tillträde till en förgasningsanläggning under en tillsynsperiod.

Av 6 kap. 2 § naturgaslagen följer att tariffer för överföring och lagring av naturgas samt för tillträde till en förgasningsanläggning ska vara skäliga. Med tariffer avses såväl avgifter som övriga villkor för överföring och

tillträde. Kravet på skälighet hänför sig till de totala intäkterna från verksamheten och syftar till att förhindra att lednings- och anläggningsinnehavarna utnyttjat sin monopolställning genom att ta ut oskäliga monopolvinster till förfång för kunderna. I kravet på skälighet ingår att lednings- eller anläggningsinnehavaren får en rimlig avkastning i verksamheten (prop. 2012/13:85 s. 85).

I 6 kap. 6–24 §§ naturgaslagen finns bestämmelser om förhandsprövning av naturgasföretagens intäkter. Ytterligare bestämmelser om beräkning av intäktsram finns i förordningen (2014:35) om fastställande av intäktsram på naturgasområdet och i Energimarknadsinspektionens föreskrifter (EIFS 2014:6) om skäliga kostnader och en rimlig avkastning vid beräkning av intäktsram för naturgasföretag.

I 6 kap. 10 § naturgaslagen finns en grundläggande bestämmelse om beräkning av intäktsram. Bestämmelsen anger att intäktsramen ska beräknas så att den täcker skäliga kostnader för att bedriva den verksamhet som intäktsramen avser och ger en rimlig avkastning på det kapital som krävs för att bedriva verksamheten (kapitalbas).

Regleringen med en förhandsprövning av naturgasföretagens intäkter syftar till att naturgasföretagens verksamhet ska bedrivas effektivt till låga kostnader. Regleringen ska säkerställa 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 (prop. 2012/13:85 s. 51 f). De tariffer eller modeller som fastställs i förväg ska utformas så att nödvändiga investeringar i näten kan

göras på ett sätt som gör det möjligt att säkra nätens funktion på längre sikt (Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/73/EG artikel 41.6 a).

På elnätsområdet har sedan tidigare införts bestämmelser i ellagen (1997:857) om förhandsprövning av nättariffer som motsvarar den tillsynsmodell som numera gäller för naturgasmarknaden. Energi- marknadsinspektionen fick i sitt regleringsbrev inför budgetåret 2010 i uppdrag att utreda hur naturgaslagen bör ändras för att regleringen av naturgasföretagen och elnätsföretagen så långt som möjligt ska harmoniseras (dnr N2009/9672/E). Enligt uppdraget bör det vara en utgångspunkt för Energimarknadsinspektionen att tillsynen av el och naturgas ska bedrivas på ett så likartat sätt som möjligt. Vad gäller intresset av en likartad tillsyn har regeringen i förarbetena till naturgaslagen uttalat bl.a. följande. Det får anses vara angeläget att tillsynen av energi- marknaden i Sverige bedrivs på ett likartat sätt, oavsett energislag och verksamhetsinriktning. Det bör underlätta såväl tillsynsmyndighetens som naturgasföretagens verksamhet samt bidra till en ökad förutsägbarhet på naturgasmarknaden för både kunder och företag. Regeringen ser även ett visst värde i att kraven på förhandsprövningen genomförs på ett i stora drag likartat sätt när det gäller elmarknadsdirektivet och gasmarknads- direktivet (prop. 2012/13:85 s. 21 och 30).

Kalkylränta

Enligt 6 kap. 10 § naturgaslagen ska intäktsramen ge en rimlig avkastning på det kapital som krävs för att bedriva verksamheten (kapitalbas).

Vid fastställande av intäktsram måste således en skälig avkastning i verksamheten bestämmas. En förutsättning för att de olika verksamheter ska kunna bedrivas på ett ändamålsenligt sätt är att naturgasföretagens rätt till en rimlig avkastning på det kapital som krävs för att driva verk-

samheten. Det ligger i sakens natur att en rimlig avkastning måste beräknas utifrån vedertagna ekonomiska metoder, utan att det särskilt uttrycks i lagstiftningen. På så vis möjliggörs den nödvändiga jämförelsen mellan olika placeringsalternativ. Att det kalkyleras en rimlig avkastning inom ramen för intäktsramen innebär inte nödvändigtvis att denna avkastning också kommer att utgöra naturgasföretagets faktiska avkastning i den aktuella verksamheten. För det fall ett naturgasföretag har lägre kostnader i sin verksamhet än vad ramen anger kommer intäkterna att överstiga de faktiska kostnaderna i verksamheten. Så kan t.ex. vara fallet om naturgasföretaget bedriver sin verksamhet effektivare än vad regleringen förutsätter eller om intäktsramen av olika anledningar får en alltför generös utformning. Under dessa förhållanden kan naturgasföretagets faktiska avkastning komma att överstiga vad som är beräknat som en rimlig avkastning i verksamheten. Om det omvända förhållandet gäller, dvs. att naturgasföretaget har högre kostnader i verksamheten än vad som inkluderas i intäktsramen kommer naturgasföretaget sannolikt att få nöja sig med en lägre avkastning än den beräknade. Det kan hända om naturgasföretaget bedriver sin verksamhet ineffektivt (prop. 2012/13:85 s. 53 och 61).

Förvaltningsrätten meddelade i december 2013 dom i ett stort antal mål om fastställande av intäktsram för tillsynsperioden 2012–2015 på elnätsområdet. Efter att målen överklagats meddelade Kammarrätten i Jönköping den 10 november 2014 dom i tre s.k. pilotmål (mål nr 61-14, 101-14 och 129-14). Högsta förvaltningsdomstolen beslutade den 23 mars 2015 att inte meddela prövningstillstånd och kammarrättens avgöranden står därmed fast. Kammarrätten konstaterade i domarna att frågan om vilket tidsperspektiv som anläggs har stor betydelse för nivån på den slutliga kalkylräntan och uttalade bl.a. följande i frågan. Det övergripande syftet med förhandsregleringen är enligt förarbetena till ellagen att skapa förutsägbarhet för nätföretagen och deras kunder. Nätföretagen ska också

få stabila och långsiktiga villkor för sin nätverksamhet. I Europa-parlamentets och rådets direktiv 2009/72/EG art. 37.6.a anges särskilt att nödvändiga investeringar i näten ska kunna göras för att säkra nätens funktion. En investering i elnät har en mycket lång investeringshorisont, vilket kräver att nivån på avkastningen kan bedömas på längre sikt med viss förutsägbarhet. Utredningen i målet ger stöd för att en stabil kalkylränta skulle ha positiv effekt på nätföretagens vilja och förmåga att göra de investeringar som krävs. Vidare framgår av utredningen att om kalkylränta bestäms med ett kortsiktigt perspektiv kan intäktsramen komma att variera kraftigt mellan tillsynsperioderna. Mot bakgrund av det anförda är det för tillsynsperioden 2012–2015 rimligt och i överensstämmelse med förhandsregleringens syfte att anlägga ett långsiktigt perspektiv när de parametrar som krävs för att beräkna den regulatoriska kalkylräntan fastställs.

Avskrivningstid

Av 6 kap. 12 § första stycket naturgaslagen framgår att kapitalbasen ska beräknas med utgångspunkt i de tillgångar som naturgasföretaget använder för att bedriva den verksamhet som intäktsramen avser. Vidare ska hänsyn tas till investeringar och avskrivningar under tillsynsperioden.

Enligt 10 § förordningen om fastställande av intäktsram på naturgasområdet ska vid beräkning av rimlig avkastning den del av kapitalkostnaderna som motsvarar kapitalförslitning beräknas som en fast andel av nuanskaffningsvärde. Den fasta andelen beräknas utifrån tillgångens ekonomiska livslängd.

Av 8 § Energimarknadsinspektionens föreskrifter om skäligen kostnader och en rimlig avkastning vid beräkning av intäktsram för naturgasföretag framgår att vid beräkning av kapitalförslitning enligt 10 § förordningen ska

åtta olika anläggningskategorier tillämpas. Transmissionsledningar är en sådan anläggningskategori.

FÖRVALTNINGSRÄTTENS BEDÖMNING

Kalkylränta

Tidsperspektiv och betydelsen av kammarrättens domar i elnätsmålen

Kammarrätten i Jönköping har, beträffande elnätsföretagens intäktsramar för tillsynsperioden 2012–2015, uttalat att ett långsiktigt perspektiv ska användas vid fastställandet av de parametrar som ingår i kalkylräntebereäkningen (elnätsmålen). Detta mot bakgrund av att det övergripande syftet med förhandsregleringen är att skapa förutsägbarhet för nätföretagen och deras kunder. Nätföretagen ska också få stabila och långsiktiga villkor för sin nätverksamhet. Kammarrätten uttalade att en investering i elnät har en mycket lång investeringshorisont, vilket kräver att nivån på avkastningen kan bedömas på längre sikt med viss förutsägbarhet. Kammarrätten ansåg att utredningen i målet gav stöd för att en stabil kalkylränta skulle ha positiv effekt på nätföretagens vilja och förmåga att göra de investeringar som krävs och att intäktsramen, med ett kortsiktigt perspektiv, kan komma att variera kraftigt mellan tillsynsperioderna.

Intäktsregleringen för elnät och gasnät är i stort sett identisk. Regeringen har bl.a. framhållit att det är angeläget att tillsynen av energimarknaden i Sverige bedrivs på ett likartat sätt, oavsett energislag och verksamhetsinriktning (prop. 2012/13:85 s. 30). Mot denna bakgrund finner förvaltningsrätten att kammarrättens avgörande beträffande elnätsföretagens intäktsramar kan vara vägledande vid bedömningen av intäktsramarna för naturgasföretagen. Detta gäller framför allt kammarrättens uttalande om att ett långsiktigt perspektiv ska användas vid fastställandet av parametrarna i

kalkylränteberäkningen. Förvaltningsrätten anser att detta är ett principiellt uttalande som har bäring även på naturgasverksamhet och för tidsperioder utöver den i de målen aktuella tillsynsperioden.

Att det ska anläggas ett långsiktigt perspektiv vid fastställandet av de parametrar som krävs för att beräkna den regulatoriska kalkylräntan innebär, enligt förvaltningsrättens mening, inte att samma kalkylränta ska gälla under flera tillsynsperioder. Kalkylräntan fastställs för en tillsynsperiod i taget och kan därför komma att variera mellan olika tillsynsperioder. Syftet med ett långsiktigt synsätt är dock att kalkylräntan inte ska variera lika kraftigt som när ett mer kortsiktigt perspektiv används vid beräkningen.

Energimarknadsinspektionen har valt att använda WACC-metoden för att fastställa kalkylräntans storlek. En kalkylränteberäkning enligt WACC-metoden kräver att man först fastställer värdet på ett antal parametrar. För att bestämma värdet på dessa olika parametrar kan olika beräkningsmetoder användas. De metoder och utgångspunkter som väljs för att bestämma värdet på parametrarna är av avgörande betydelse för vilket slutligt värde som fastställs för kalkylräntan. För att skapa förutsägbarhet för naturgasföretagen och deras kunder anser förvaltningsrätten att det är av stor vikt att det slås fast hur de olika parametrarna ska bestämmas.

Innan de nu överklagade besluten om intäktsramar för naturgasföretag hade Energimarknadsinspektionen endast fastställt intäktsramar vid ett tidigare tillfälle. Besluten gällde elnätsföretagens intäktsramar för tillsynsperioden 2012–2015 och den metod som myndigheten då använde för att fastställa kalkylräntan underkändes av domstol. Mot denna bakgrund har det inte funnits någon etablerad metod för att fastställa en kalkylränta vid beräkning av intäktsramar för elnäts- och naturgasföretag. Energi- marknadsinspektionen måste därmed ha möjlighet att utveckla metoden för

att fastställa kalkylräntan under förutsättning att myndigheten följer kammarrättens principiella ställningstagande för ett långsiktigt perspektiv.

Riskfri ränta

Med riskfri ränta menas den förväntade avkastningen från investeringar som saknar risk och är den minsta avkastning som en investerare kan kräva. Energimarknadsinspektionen har fastställt den riskfria räntan till 3,33 procent utifrån en prognos över den tioåriga statsobligationsräntan för tillsynsperioden. Swedegas anser att den riskfria räntan är för låg ur ett långsiktigt perspektiv och att den istället ska fastställas till 4,0 procent utifrån den långsiktigt förväntade utvecklingen av BNP (2,0 procent) adderat med Riksbankens långsiktiga inflationsmål (2,0 procent). Energi- marknadsinspektionen anförde i besluten om elnätsföretagens intäktsramar för tillsynsperioden 2012–2015 att detta var en lämplig metod för att fastställa den riskfria räntan. Kammarrätten fann i elnätsmålen inte skäl att frångå Energimarknadsinspektionens bedömning.

Förvaltningsrätten konstaterar att kammarrättens bedömning gällande den riskfria räntan i elnätsmålen föranleddes av att parterna då var ense om att den riskfria räntan kunde fastställas med den s.k. BNP-metoden. Kammarrätten hade därför inte anledning att ta ställning till någon alternativ metod för att fastställa den riskfria räntan, exempelvis utifrån statsobligationer. Energimarknadsinspektionen anser numera att BNP-metoden inte är någon bra metod och att myndighetens tidigare bedömning vid fastställandet av elnätsföretagens kalkylränta var bristfällig. Förvaltningsrätten måste därför ta ställning till om BNP-metoden ska användas för att skatta den riskfria räntan istället för statsobligationer.

Thore Johnsen och Daniel Frigell har båda uppgett att det finns en koppling mellan tillväxt och räntenivå samt att BNP-metoden är en allmänt

accepterad och välkänd metod för att skatta riskfri ränta. De har även uppgett att det är lättare att ha en uppfattning om en långsiktig ränta, eftersom kortsiktiga prognoser präglas av slumpmässiga händelser som är svåra att prognosticera och snabbt kan förändras. Björn Gustafsson har uppgett att BNP-metoden inte är en ekonomiskt vedertagen metod för att skatta riskfri ränta, att metoden saknar teoretisk grund och empiriskt stöd även om han känner till de nationalekonomiska teorier som argumenterar för ett långsiktigt samband mellan tillväxt och ränta.

Mot bakgrund av den osäkerhet som finns kring framförallt uppskattningen av den långsiktigt förväntade BNP-tillväxten anser förvaltningsrätten att BNP-metoden är en osäkrare metod för att bestämma riskfri ränta jämfört med att basera den riskfria räntan på statsobligationer, vilket är en allmänt vedertagen metod för att skatta riskfri ränta.

Parterna i målet är överens om att den riskfria räntan enligt WACC-teorin ska spegla investeringarnas tidshorisont och att löptiden på den riskfria räntan därför bör sammanfalla med investeringarnas livslängd. Detta fastställde även kammarrätten i elnätsmålen. Både elnätet och naturgasnätet har lång livslängd med avskrivningstider på minst 40 år. Det finns dock inga statsobligationer med den löptiden. Av utredningen framgår att den längsta löptiden på likvida statsobligationer i Sverige är tio år. Det finns svenska obligationer med längre löptid, men de har låg likviditet på grund av bristande handelsvolym. Förvaltningsrätten instämmer i Energimarknadsinspektionens bedömning att det inte är lämpligt att använda utländska statsobligationer eller svenska statsobligationer med svag likviditet. Enligt Ernst & Young är den tioåriga statsobligationsräntan den dominerande löptiden när marknadsaktörer ska fastställa den riskfria räntan, även för långsiktiga investeringar vid exempelvis företagsförvärv. Förvaltningsrätten anser därför att tioåriga svenska statsobligationer är det bästa tillgängliga underlaget för att fastställa den riskfria räntan.

För att bestämma den riskfria räntan har Energimarknadsinspektionen använt sig av en prognos över den tioåriga statsobligationsräntan för de fyra år som tillsynsperioden avser. Förvaltningsrätten anser dock inte att denna metod lever upp till den långsiktiga bedömning som enligt kammarrätten ska vara utgångspunkten vid fastställandet av parametern. Istället bör prognosen sträcka sig över en längre tidsperiod för att därigenom undvika att kortsiktiga konjunkturförändringar får för stort utslag på kalkylräntan. Såvitt förvaltningsrätten känner till är den längsta prognos som görs för tioåriga statsobligationsräntan den nioåriga prognos som Konjunkturinstitutet publicerar fyra gånger per år i "Konjunkturläget". Förvaltningsrätten anser att denna nioåriga prognos är lämplig att använda för att skatta den riskfria räntan. Prognosen från augusti 2014 ska användas, eftersom denna ligger närmast i tiden före det överklagade beslutet. Enligt prognosen uppgår den tioåriga statsobligationsräntan under åren 2015–2023 i genomsnitt till 3,83 procent. Den riskfria räntan som ska användas är därmed 3,83 procent.

Marknadsriskpremie

Energimarknadsinspektionen har fastställt marknadsriskpremien till 5,0 procent utifrån Ernst & Youngs rapport där det anges att premien på den svenska marknaden i ett normalt marknadsläge kan uppskattas till 5,0 procent. Swedegas anser att det finns skäl att använda den marknadsriskpremie om 4,735 procent som kammarrätten använde i elnätsmålen.

Energimarknadsinspektionen har anfört att det inte är lämpligt att använda myndighetens fastställda marknadsriskpremie tillsammans med en riskfri ränta som skattats utifrån BNP-metoden. Eftersom förvaltningsrätten har fastställt att den riskfria räntan ska bestämmas utifrån tioåriga statsobligationer och inte utifrån BNP-metoden, torde det inte vara något

problem att använda Energimarknadsinspektionens fastställda marknadsriskpremie.

Energimarknadsinspektionen har även angett att det inte är lämpligt att använda den marknadsriskpremie som kammarrätten använde i elnätsmålen, eftersom denna baseras på ett genomsnitt av två konsultrapporters värden utan någon justering med hänsyn till att kammarrätten skattat den riskfria räntan utifrån BNP-metoden. Förvaltningsrätten anser inte heller att det är lämpligt att använda ett genomsnitt av två olika konsulters marknadsriskpremier och finner därför inte skäl att frångå den av Energimarknadsinspektionen fastställda marknadsriskpremien om 5,0 procent.

Särskild riskpremie

Den särskilda riskpremien används för att fänga upp icke-systematiska risker och utgör ett tillägg till avkastningen på eget kapital utöver det som uppskattningen av betavärdet ger. Det handlar således om och i vilken utsträckning olika företagsspecifika osäkerheter ska beaktas.

Parterna är överens om att de svenska naturgasföretagen utsätts för vissa risker som motiverar ett särskilt riskpremietillägg. Energimarknadsinspektionen har fastställt den särskilda riskpremien till 1,5 procent med hänvisning till politisk och regulatorisk risk, beroende av fåtal kunder samt gasnätets struktur. Naturgasföretagen menar att Energimarknadsinspektionen har värderat de aktuella riskerna för lågt och att en storleksrelaterad premie är motiverad på grund av att naturgasföretagen är betydligt mindre än jämförelsebolagen. Naturgasföretagen har även framfört att den särskilda riskpremien är för låg i relation till den särskilda riskpremie som kammarrätten fastställt för elnätsföretagen eftersom naturgasföretagen är utsatta för högre risker jämfört med elnätsföretagen.

Förvaltningsrätten konstaterar inledningsvis att den särskilda riskpremien ska fastställas i relation till jämförelsebolagen. Premien ska kompensera för sådana risker som svenska naturgasföretag utsätts för men som inte är aktuella hos jämförelsebolagen. Att naturgasföretagen är utsatta för högre risker än elnätsföretagen ska därför inte i sig påverka bedömningen av den särskilda riskpremien.

De risker som parterna är överens om föreligger för svenska naturgasföretag beaktas i den särskilda riskpremie som Energimarknadsinspektionen fastställt. Frågan är dock om riskerna är tillräckligt högt värderade och om det även finns skäl att tillämpa en storleksrelaterad riskpremie. Flera av experterna har uttalat att den särskilda riskpremien baseras på en professionell subjektiv bedömning snarare än analytiska beräkningar, vilket kan förklara skillnaderna i deras uppskattade premier. Mot denna bakgrund finner förvaltningsrätten att naturgasföretagen inte har visat att en särskild riskpremie om 2,0 procent skulle vara mer riktig än en premie om 1,5 procent. Förvaltningsrätten anser inte heller att det framkommit skäl att tillämpa en storleksrelaterad premie för naturgasmarknaden, som är en relativt stabil marknad. Förvaltningsrätten finner sammantaget inte skäl att frångå den av Energimarknadsinspektionen fastställa särskilda riskpremien om 1,5 procent.

Kreditriskpremie

Kreditriskpremien ska spegla naturgasföretagens kostnader för att skaffa kapital på kreditmarknaden. Premien kan beskrivas som den ränta, utöver riskfri ränta, som en långivare kräver. Den ska beakta förväntad kostnad för framtida lånefinansiering, dvs. naturgasföretagets långsiktiga upplåningskostnad.

Energimarknadsinspektionen har fastställt kreditriskpremien till 1,80 procent. För att skatta kreditriskpremien har Energimarknadsinspektionen använt följande metod. Utifrån jämförelsebolagen har de svenska naturgasföretagens rating uppskattats till BBB. Därefter har ett femårigt genomsnitt på räntan för obligationer med tio års löptid för ett index av europeiska "utilities" med BBB-rating jämförts med en tioårig tysk riskfri ränta. Obligationsräntorna uppvisade en premie utöver den tyska riskfria räntan på 1,80 procent för femårsperioden, vilket ansetts utgöra bedömningen av kreditriskpremien för svenska naturgasföretag.

Swedegas anser att kreditriskpremien ska fastställas till 2,90 procent, eftersom löptiden ska spegla investeringens livslängd samt med hänsyn till de högre risker som svenska naturgasföretag uppvisar i förhållande till jämförelsebolagen. Swedegas anser även att hänsyn ska tas till företagets verkliga lånekostnader.

Förvaltningsrätten har kommit fram till att en tioårig löptid är tillräckligt lång när det gäller skattningen av den riskfria räntan för naturgasföretagen. Mot denna bakgrund får även en tioårig löptid anses tillräckligt långsiktig beträffande naturgasföretagens lånekostnader.

Energimarknadsinspektionen har påstått att Swedegas faktiska finansiering är mer riskfylld och inte representerar lånekostnaden i en optimal kapitalstruktur. Mot bakgrund av de oklarheter som föreligger kring risknivå och rating anser förvaltningsrätten att det inte är lämpligt att beakta Swedegas faktiska lånekostnader vid fastställandet av kreditriskpremien.

Det har inte framkommit något i målet som gör sannolikt att Energimarknadsinspektionens kreditriskpremie inte skulle vara framtagen på ett ekonomiskt vedertaget sätt. Swedegas har inte heller gjort sannolikt att premien i övrigt underskattar de svenska naturgasföretagens lånekostnader.

Förvaltningsrätten finner därför inte skäl att frångå den kreditriskpremie om 1,80 procent som myndigheten har fastställt.

Inflation

Vid omräkning från nominell kalkylränta till real kalkylränta har Energi- marknadsinspektionen utgått från Riksbankens KPIF-prognos för 2015–2016 samt det långsiktiga inflationsmålet för 2017–2018 och sammantaget beräknat inflationsförväntan till 1,90 procent. Förvaltningsrätten finner inte skäl att frångå denna bedömning.

Beräkning av kalkylränta

Efter att ha tagit ställning till vad som är rimliga värden för aktuella parametrar beräknar förvaltningsrätten den reala kalkylräntan till 6,82 procent före skatt. Denna kalkylränta ska användas vid beräkningen av Swedegas intäktsram för tillsynsperioden 2015–2018. Swedegas överklagande ska således delvis bifallas i denna del.

Förordningens laglighet

Swedegas har argumenterat för att en tillämpning av förordningen om fastställande av intäktsram på naturgasområdet strider mot naturgaslagens syften, Europakonventionens skydd för äganderätten och EU-rätten. Swedegas framställde denna invändning redan i samband med ansökan om intäktsram och åberopade ett rättsutlåtande utfärdat av professor Karin Åhman.

Energimarknadsinspektionen har i det överklagade beslutet prövat Swedegas invändning och har, bl.a. mot bakgrund av vad regeringen kommit fram till i sin konsekvensutredning beträffande förslag till

förordning om fastställande av intäktsram på naturgasområdet (N2013/3375/RS), bedömt att förordningen är förenlig med naturgaslagen, Europakonventionen och EU-rätten.

Mot bakgrund av vad som framkommit finner förvaltningsrätten att en tillämpning av förordningen inte strider mot naturgaslagen eller annan överordnad författning, varför förordningen kan tillämpas i målet.

Avskrivningstid

Vid beräkning av kapitalbasen ska hänsyn tas till avskrivningar under tillsynsperioden. Syftet med avskrivningar är att fördela kostnaden av en tillgång som förbrukas över en viss tidsperiod. Enligt förordningen ska kapitalkostnaderna fördelas över tiden med en real linjär metod och de reglermässiga avskrivningstiderna ska motsvara tillgångarnas ekonomiska livslängd.

Energimarknadsinspektionen har i det överklagade beslutet fastställt avskrivningstiden för Swedegas transmissionsledningar till 65 år. Energimarknadsinspektionen har inför beslutet gett Sweco i uppdrag att lämna förslag på lämpliga avskrivningstider. Den av Sweco lämnade rapporten har därefter legat till grund för Energimarknadsinspektionens ställningstagande i denna del. Energimarknadsinspektionen har vid fastställande av avskrivningstid utgått från jämförelsen med andra europeiska länder, den långa tekniska livslängden och den tidigare tillämpade avskrivningstiden om 40 år.

Parterna är överens om att transmissionsledningarna är i gott skick och att den tekniska livslängden med ett fortlöpande underhåll är lång. Swedegas anser att den tekniska livslängden uppgår till 90 år. Energimarknadsinspektionen har anfört att en teknisk livslängd om 90 år verkar rimlig.

Som framgått ovan ska avskrivningstiden fastställas utifrån tillgångens ekonomiska livslängd. Fråga är då vad som avses med ekonomisk livslängd i regleringen. Några närmare bestämmelser om hur ekonomisk livslängd ska beräknas finns inte. Inte heller ger förarbetena till naturgaslagen någon ledning om hur begreppet ska tolkas.

Energimarknadsinspektionen har i rapporten ”Energimarknadsinspektionens föreskrifter om intäktsramar för naturgasföretag” (EI R2014:11) och i bilaga 1 till det överklagade beslutet redogjort för begreppen teknisk livslängd och ekonomisk livslängd. Myndigheten har beskrivit att teknisk livslängd är den tid en tillgång är funktionsduglig och den kan bli mycket lång om det görs återkommande underhåll. Allt eftersom underhållskostnaderna ökar med tiden, kommer en tidpunkt där underhållskostnaderna är så stora att det är lönsamt att ersätta anläggningen med en ny. Ekonomisk livslängd är således den tid som en investering är, eller bedöms, vara företagsekonomiskt lönsam. Sweco definierar i sin rapport ekonomisk livslängd som när återkommande reparationer orsakat orimligt höga kostnader eller när kostnaden för löpande underhåll överstiger kostnaden för ett byte av anläggningen. Något stöd för att väga in andra faktorer än drift- och underhållskostnader för bedömningen av när en anläggnings ekonomiska livslängd är uppnådd, finns således varken enligt Energimarknadsinspektionens eller Swecos beskrivning av begreppet.

Energimarknadsinspektionen anser emellertid att myndigheten måste iakttä försiktighet och att den osäkerhet som finns beträffande naturgasmarknadens framtid måste vägas in i bedömning av reglermässiga avskrivningstider. Energimarknadsinspektionen har anfört att om något inträffar som medför att anläggningens ekonomiska livslängd i verkligheten blir kortare kan det leda till att företaget inte erhåller kostnadstäckning och att en kortare reglermässig avskrivningstid därmed är till skydd för naturgasverksamheten i ett långsiktigt perspektiv. Naturgasföretagens företagsspecifika risker är emellertid sådana risker som ska

kompenseras genom den riskbedömning som görs inom ramen för att beräkna kalkylränta och är därmed inte faktorer som ska beaktas när den reglermässiga avskrivningstiden fastställs. Förvaltningsrätten anser inte heller den s.k. försiktighetsprincipen står i överensstämmelse med förhandsregleringens syften enligt förarbetena eller med gasmarknadsdirektivet. Förvaltningsrätten finner därför inte något stöd för att vid beräkning av avskrivningstiden som särskilt faktor väga in naturgasens eventuella framtida marknadsförutsättningar i Sverige.

Energimarknadsinspektionen har vid fastställande av avskrivningstid, förutom den tekniska livslängden, även utgått från den tidigare tillämpade avskrivningstiden om 40 år och en jämförelse med avskrivningstider i andra europeiska länder. I den tidigare regleringen med efterhandskontroll av företagets intäkter fanns inte några föreskrifter om hur reglermässiga avskrivningstider skulle fastställas. Förvaltningsrätten anser därför att en hänvisning till tidigare reglering inte kan anses ha betydelse för bedömning av ekonomisk livslängd och fastställande av reglermässig avskrivningstid i den nu gällande regleringen. Vad gäller jämförelsen med andra europeiska länder kan förvaltningsrätten, som Energimarknadsinspektionen påpekat, konstatera att en avskrivningstid om 90 år start avviker från avskrivningstiderna i de länder som ingår i jämförelsen. Även en avskrivningstid om 65 år, skulle i jämförelse vara i det högre spannet. Swedegas har anfört att en jämförelse med andra länder saknar relevans bl.a. med anledning av att avskrivningstiderna kan baseras på andra utgångspunkter och överväganden än i den svenska regleringen. Av Energimarknadsinspektionens argumentation och Swecos rapport framgår att den tekniska livslängden och metoden för beräkning av intäktsram kan skilja sig åt mellan länderna och att dessa därför inte är direkt jämförbara med varandra. Med beaktande härav finns enligt förvaltningsrätten inte stöd för att begränsa avskrivningstiderna i den svenska regleringen med hänvisning till avskrivningstiderna i andra europeiska länder.

Mot bakgrund av ovanstående finner förvaltningsrätten att en anläggnings ekonomiska livslängd i regleringen ska anses vara uppnådd när drift- och underhållskostnaderna inte längre motiverar fortsatt drift av befintlig anläggning, utan är så stora att det är ekonomiskt lönsamt att ersätta anläggningen.

Fråga är då när drift- och underhållskostnaderna är så stora att det är ekonomiskt lönsamt att ersätta anläggningen. Swedegas har i denna del anfört att det saknas skäl att anta att den ekonomiska livslängden skulle avvika i någon större utsträckning, om ens något, från den tekniska livslängden. Till stöd för sitt antagande har Swedegas åberopat rapporter från ÅF och DNV GL.

ÅF har gjort bedömningen att transmissionsledningarnas tekniska livslängd återfinns i intervallet 80–120 år. ÅF konstaterar bl.a. att ledningsnätet är byggt efter arbetsmetoder som bygger på lång erfarenhet. Det finns inte något som tyder på att skador uppkommer på grund av yttre påkänningar, vilket visar att systemet byggs med betryggande kvalitet. Vidare framgår att analyser av beläggingsmaterial och utmattningsberäkningar visar att ledningarna klarar 100 år. Det finns enligt rapporten inte heller något som tyder på att ledningsnätet har några inbyggda systematiska fel som skulle visa sig med tiden. ÅF beskriver vidare att det inte har kunnat påvisas några åldersrelaterade förslitningar eller funktionsnedsättningar som ökar drift- och underhållskostnaderna under en period på 90 år. ÅF anser tvärt emot att motsatsen kan bli aktuell och tar som exempel upp att ledningsbädden borde stabiliseras över tid och därmed reducera PE-skadorna. ÅF redogör vidare för att det svenska transmissionsnätet dessutom skiljer sig från andra gassystem i Europa på så sätt att systemet är relativt nytt och att man därför har kunnat använda nyare teknik och ta hänsyn till erfarenheter från äldre gassystem i övriga Europa. ÅF anser sammantaget att kostnaderna för drift och underhåll inte borde inkluderas som en begränsande

faktor vid fastställande av den ekonomiska livslängden för transmissionssystemet.

DNV GL har bedömt att den tekniska livslängden uppgår till 90–100 år och att den ekonomiska livslängden i princip överensstämmer med den tekniska livslängden. DNV GL anser att man utifrån genomförda analyser kan dra slutsatsen att transmissionsledningarna är i gott skick och att systemet fortfarande inte visar några (allvarliga) tecken på åldrande. Bedömning av äldre transmissionssystem i Europa visar att den genomsnittliga livslängden uppgår till 77 år. Dessa ledningar har dock använts under mindre gynnsamma förhållanden och har ett annat beläggningsmaterial. DNV GL anser därmed att de svenska transmissionsledningarnas tillstånd medför att den förväntade livslängden uppgår till 90–100 år.

Energimarknadsinspektionen har varken i det överklagade beslutet eller under kommunikeringen hos förvaltningsrätten anfört något om drift- och underhållskostnaderna beträffande Swedegas transmissionsledningar. Sweco skriver i sin rapport att en teknisk livslängd om 90 år verkar rimligt med ett bra program för underhåll och utan hänsyn till kostnader. Sweco redogör i rapporten för hur drift- och underhållskostnader typiskt sett ser ut under en anläggnings livslängd men gör ingen analys eller bedömning av transmissionsledningarnas framtida drift- och underhållskostnader.

Mot bakgrund av ovanstående och då särskilt med beaktande av vad som framkommer av ÅF:s och DNV GL:s rapporter, får Swedegas anses ha gjort sannolikt att transmissionsledningarnas ekonomiska livslängd uppgår till 90 år.

Eftersom den reglermässiga avskrivningstiden enligt gällande bestämmelser ska motsvara tillgångarnas ekonomiska livslängd, ska

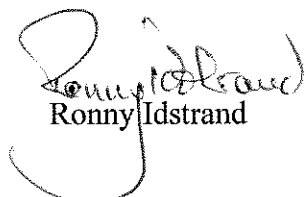
Swedegas yrkande i denna del därmed bifallas och avskrivningstiden för bolagets transmissionsledningar fastställas till 90 år.

Slutsats

Sammanfattningsvis ska Swedegas överklagande bifallas på så sätt att den reala kalkylräntan före skatt ska fastställas till 6,82 procent och att den reglermässiga avskrivningstiden för bolagets transmissionsledningar ska fastställas till 90 år. Det ankommer på Energimarknadsinspektionen att med beaktande härav beräkna Swedegas intäktsram till faktiskt belopp. Detta kan inte leda till en högre intäktsram än 2 140 695 tkr, angivet i 2013 års prisnivå.

HUR MAN ÖVERKLAGAR

Denna dom kan överklagas. Information om hur man överklagar finns i bilaga 2 (DV 3109/1D).


Ronny Idstrand


Tomas Fredén

I avgörandet har även nämndemännen Maritha Hörsing, Bengt Lennhammar, Pär Svenningsson och Leif Tollén deltagit. Från domen är Tomas Fredén skiljaktig i frågan om avskrivningstid.

Föredraganden har varit Elin Stom, Mari Upphagen och Marie Wickström.

SKILJAKTIG MENING

Tomas Fredén har i den del som avser reglermässiga avskrivningstider följande skiljaktiga mening.

Vid fastställande av intäktsram på naturgasområdet ska den reglermässiga avskrivningstiden för anläggningstillgångar beräknas utifrån tillgångarnas ekonomiska livslängd.

Någon definition av vad begreppet ekonomisk livslängd innebär för ledningar i naturgasnätet finns inte reglerat. En allmänt och ekonomiskt vedertagen definition av begreppet ekonomisk livslängd är emellertid att detta motsvaras av den tid som en investering är företagsekonomiskt lönsam. Den faktiska lönsamheten för en anläggningstillgång påverkas i olika grad av förslitning, produktutveckling, marknadsförhållanden och andra omständigheter. Ekonomisk livslängd är inte att jämföra med teknisk livslängd som endast beaktar hur lång tid en anläggning (med normalt underhåll) kan användas och begreppet ska inte heller blandas ihop med skattemässig avskrivning som bygger på bokföringsmässiga principer där avskrivningstiden genom tillämpning av en s.k. försiktighetsprincip blir betydligt kortare än vad som aktualiseras här.

Avskrivningstider på anläggningstillgångar inom naturgasområdet skulle även tidigare, innan nu gällande reglering, grundas på anläggningens ekonomiska livslängd. Detta framgår bl.a. av Energimarknadsinspektionens rapport EI R2008:16 "Tillsynsmetod för överföring och lagring av naturgas i Sverige" (se avsnitt 8 i bilaga 5 till Energimarknadsinspektionens yttrande 2015-04-13). I nämnda rapport har bl.a., med hänvisning till uttalande i prop. 2008/09:1, anförts att naturgasen är ett fossilt bränsle som med tiden ska fasas ut ur energisystemet vilket kan innebära en kortare ekonomisk livslängd.

Skillnaden, såvitt avser avskrivning av anläggningstillgångar, mellan aktuell tillsynsperiod och tidigare är att avskrivning nu ska ske med tillämpning av real linjär metod i stället för den tidigare metoden real annuitet. I samband med framtagandet av rapporten EI R2008:16 har Swedegas ansett att den ekonomiska livslängden för transmissionsledningarna bör uppgå till 40 år. Inför den nu aktuella tillsynsmetoden vidhöll Swedegas att avskrivningstiden för transmissionsledningarna kan sättas till 40 år vid tillämpning av metoden real annuitet men menar att avskrivningstiden bör uppgå till 90 år vid tillämpning av real linjär metod. Vare sig i reglering eller utredning finns, enligt min mening, något stöd för att valet av avskrivningsmetod skulle förändra innebörden av begreppet ekonomisk livslängd. Däremot delar jag Energimarknadsinspektionens bedömning gällande effekten av en förlängd avskrivningstid, vilket i detta fall resulterar i en högre avkastning över tid och sålunda ett totalt högre kapitalkostnadsvärde.

Det konstateras att avskrivningstiden för transmissionsledningarna i övriga Europa ligger mellan ytterligheterna 25 och 65 år. En avskrivningstid på 90 år skulle överskrida medelvärdet för vad som gäller i Europa med cirka 80 procent. Det finns en rad olika förklaringar till att avskrivningstiderna kan skilja sig åt från ett land till ett annat. En avskrivningstid på 90 år utgör emellertid en sådan betydande avvikelse från övriga Europa att den enligt min mening inte kan godtas utan att det framkommer tungt vägande skäl härför. Vare sig det faktum att en tillämpning av real linjär metod, med hänsyn till anläggningarnas ålder, blir mer ekonomiskt fördelaktigt för Swedegas om avskrivningstiden förlängs eller annat som framkommit i utredningen, utgör enligt min mening ett sådant skäl.

Mot bakgrund av vad som framkommit i målet gällande reglermässig avskrivningstid finner jag sammanfattningsvis följande. Vid en uppskattning av den ekonomiska livslängden är det enligt min uppfattning,

nödvändigt att ta viss hänsyn även till andra faktorer än den tekniska livslängden. Osäkerhet gällande framtida marknadsförhållanden är en sådan faktor. Jag delar Energimarknadsinspektionens bedömning att den ekonomiska livslängden och därmed den reglermässiga avskrivningstiden, kan uppskattas till rimliga 65 år. Swedegas överklagande bör därför avslås i denna del.

Fastställande av Intäktsram enligt naturgaslagen

Beslut

- 1 Energimarknadsinspektionen (Ei) fastställer intäktsramen för Swedegas AB:s, 556181-1034, transmission av naturgas för perioden 2015-2018 till 1 825 630 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

Swedegas AB, fortsättningsvis benämnt företaget, har ansökt om att Ei ska fastställa intäktsramen för tillsynsperioden 2015-2018 till 2 756 278 tkr för företagets verksamhet avseende transmission av naturgas.

Företagets uppgifter till grund för bedömning av en skälig intäktsram

I ansökan om intäktsram har företaget begärt att Ei ska fastställa intäktsramen till 2 756 278 tkr. Vid sin beräkning har företaget tillämpat en annan metod än den som följer av förordningen (2014:35) om fastställande av intäktsram på naturgasområdet (kapitalbasförordningen) och Ei:s föreskrifter (EIFS 2014:6) om beräkning av skäliga kostnader och en rimlig avkastning vid beräkning av intäktsram för naturgasföretag



(intäktsramsföreskriften). Till stöd för detta har företaget sammanfattningsvis anfört följande.

En tillämpning av förordningen (2014:35) om fastställande av intäktsram på naturgasområdet ("kapitalbasförordningen") i förhållande till Swedegas strider mot naturgaslagens (2005:403) syften, Europakonventionens skydd för äganderätten och EU-rätten...

Ett byte av metod, från real annuitet ("RA-metoden") till real linjär ("RL-metoden"), under den ekonomiska livslängden medför att Swedegas inte får rimlig avkastning på sin investering. Effekten av ett sådant metodbyte sett över investeringens livslängd är att Swedegas erhåller intäkter som understiger vad som krävs för att erhålla en rimlig avkastning med i vart fall 2,3 miljarder kronor jämte ränta ("Underskotten")...

I och med att en tillämpning av kapitalbasförordningen i förhållande till Swedegas skulle strida mot naturgaslagens syften, Europakonventionens skydd för äganderätten och EU-rätten får den inte tillämpas. I avvaktan på att en annan reglering införs menar Swedegas att Ei i första hand ska tillämpa RA-metoden i enlighet med de principer som Ei tidigare använt i sin *ex-post*-prövning... Vid en beräkning enligt denna metod ("Metod A") uppgår intäktsramen till det av Swedegas yrkade beloppet om 2 756 274 tkr.

I andra hand kan RL-metoden tillsammans med en kapacitetsbevarande princip tillämpas, dock med tillägg för en del av Underskotten i syfte att kompensera för den förlust som metodbytet innebär... Vid beräkningen enligt denna metod ("Metod B") har Swedegas adderat så stor del av Underskotten som ger samma intäktsram som den intäktsram som beräknats enligt Metod A, dvs. 2 756 274 tkr.

Om Ei ändå, trots de skäl som anförs i denna ansökan, skulle välja att tillämpa RL-metoden enligt kapitalbasförordningen utan en kapacitetsbevarande princip och någon slags kompensation, har Swedegas, i syfte att förenkla för Ei, beräknat intäktsramen i enlighet med en sådan tillämpning. Intäktsramen enligt denna metod ("Metod C") uppgår till 2 226 233 tkr. Det kan noteras att intäktsramen enligt Metod C (RL-metoden), till skillnad från vad som är fallet enligt Metod A (RA-metoden), kommer att gå ned kraftigt efterföljande tillsynsperioder, vilket medför att metodbytet – sett över livslängden – utgör en betydligt större nackdel för Swedegas än vad som reflekteras i skillnaden i intäktsram mellan metoderna avseende förevarande tillsynsperiod.

Till stöd för påståendet att en tillämpning av kapitalbasförordningen strider mot Europakonventionens skydd för äganderätten, EU-rätten och naturgaslagen har Swedegas anfört bl.a. följande.

Swedegas har haft en legitim förväntan på att en real annuitetsmetod enligt Eis tidigare efterhandsprövning ska fortsätta att tillämpas på befintliga tillgångar. Vid en strikt tillämpning av kapitalbasförordningen kommer Swedegas inte att få en rimlig avkastning. Den metod som Ei tidigare tillämpat i sin tillsyn, real annuitet, innebär att kapitalkostnaden fördelas lika över tillgångens ekonomiska livslängd. Real linjär metod, som följer av kapitalbasförordningen, ger istället en kapitalkostnad som är successivt avtagande i takt med de årliga avskrivningarna. Om naturgasföretagen anpassat sina tariffer till en viss metod men sedan tvingas byta metod under anläggningarnas ekonomiska livslängd medför detta väsentliga omfördelningseffekter. För att säkerställa att en rimlig avkastning uppnås är det nödvändigt att beakta även historiken. Nätägarna



måste kunna känna en trygghet i att rätten till avkastning inte försämras efter att investeringen ägt rum.

Swedegas metod för utformning av tariffier godkändes av Energimyndigheten genom ett beslut om s.k. metodgodkännande den 29 november 2005. En grundläggande förvaltningsrättslig princip är att gynnande förvaltningsbeslut inte kan återkallas eller ändras av beslutsmyndigheten. Metodgodkännandet tillsammans med de rapporter som Ei därefter har publicerat och den tillsyn som Ei bedrivit har gett Swedegas en legitim förväntan på att real annuitet skulle behållas gällande befintliga tillgångar.

Till stöd för sin uppfattning har Swedegas gett in ett utlåtande från professor Karin Åhman. I utlåtandet anför Karin Åhman att en tillämpning av 10 § kapitalbasförordningen strider mot skyddet för äganderätten i Europakonventionen och EU:s stadga om grundläggande rättigheter samt mot gasmarknadsdirektivet¹ och EU:s proportionalitetsprincip och icke-diskrimineringsprincip. Karin Åhman framför även synpunkter på regeringens konsekvensutredning till kapitalbasförordningen. Hon anför bl.a. att införandet av 10 § kapitalbasförordningen innebär ett metodbyte och att det är oklart vad syftet med metodbytet är.

I kompletterande inlägga har företaget justerat de ansökta beloppen. De slutliga beloppen framgår av tabell 1.

Tabell 1 – Ansökt intäktsram (tkr) enligt respektive metod

	Metod A	Metod B	Metod C
Ansökt intäktsram	2 756 278	2 756 276	2 226 235

Avskrivningstider

Företaget har uppgett vad de ekonomiska livslängderna (avskrivningstiderna) bör fastställas till enligt respektive metod, se tabell 2 nedan. Till stöd för detta har företaget gett in en rapport från DNV GL² och två från ÅF-Industry AB³.

Tabell 2 – Avskrivningstid per anläggningskategori

	År		
	Metod A	Metod B	Metod C
Transmissionsledningar	40	90	90
Mät- och reglerstationer	20	40	40
Mätare	12	25	25
Stödsystem och system för övervakning	12	10	10

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

² DNV GL, *Economical and Technical Lifetime of Swedegas Assets*, 2014.

³ ÅF-Industry AB, *Bedömning av teknisk livslängd för Swedegas naturgasnät*, 2014.

ÅF-Industry AB, *Gasmarknadens förutsättningar och utveckling*, 2013.



Företaget har beretts möjlighet att yttra sig över den konsultrapport⁴ som ligger till grund för E:s bedömning av avskrivningstider i regleringen.

I sitt yttrande har företaget kommenterat konsultens metodval och resultat. Vidare vidhåller företaget i huvudsak att en ekonomisk livslängd om 90 år bör tillämpas för transmissionsledningar och att en kalkylränta om 8 procent bör tillämpas. För det fall Ei anser att den ekonomiska livslängden är kortare på grund av en högre uppfattad risknivå på den svenska gasmarknaden bör kalkylräntan justeras uppåt.

Kalkylränta (WACC)

I ansökan har företaget begärt att intäktsramen ska beslutas med en real kalkylränta före skatt om 8,0 procent. Till stöd för detta har företaget gett in utlåtande från professor Thore Johnsen⁵ och KPMG⁶.

Företaget har beretts möjlighet att yttra sig över de konsultrapporter⁷ som ligger till grund för E:s bedömning av en rimlig real kalkylränta före skatt.

Företaget har med anledning av de underliggande rapporterna gett KPMG och professor Thore Johnsen i uppdrag att kommentera metodval samt antaganden i dessa rapporter. Av företagets yttrande framgår i huvudsak att företaget kvarstår vid sin begärda kalkylränta om 8 procent givet en ekonomisk livslängd om 90 år. Företaget anför även att i det fall Ei anser att den ekonomiska livslängden är kortare bör även kalkylräntan justeras.

Företaget har även, tillsammans med de övriga naturgasföretagen, inkommit med ett yttrande där det i huvudsak anförts att de av konsulterna föreslagna kalkylräntorna är för låga.

Kapitalkostnader

Företaget har redovisat anläggningstillgångar per den 31 december 2013 till ett nominellt anskaffningsvärde om 2 494 718 tkr.

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

Företaget har uppgett att kapitalkostnaderna för perioden 2015-2018 ska uppgå till följande belopp enligt respektive metod:

⁴ Sweco Energuide AB, *Reglerutgående avskrivningar av naturgasanläggningar*, 2014.

⁵ Thore Johnsen, *Energimarknadsinspektionens intäktsrammer för gassnettverksamhet 2015-2018*, 2014.

⁶ KPMG, *Uppskattning av värdet kapitalkostnad för regleringen av naturgasnätet i Sverige*, 2014.

⁷ Ernst & Young AB, *WACC för gasnättsföretag 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.



Tabell 3 - Kapitalkostnader

	Metod A	Metod B	Metod C
Kapitalkostnader	2 283 840	1 772 092	1 771 134

Löpande kostnader

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

Den transmissionsverksamhet som bedrivits i Swedegas regi är sedan 1 oktober 2011 en sammanslagning av de transmissionsverksamheter som innan nämnda datum bedrivits och särredovisats av Swedegas och E.ON Gas Sverige. För tiden från och med 1 juli 2005 fram till och med 31 december 2010 redovisades transmissionsverksamheten inom Swedegas dels som lagring avseende lagring i rörledning, dels som transmission exklusive lagring i rörledning. För att få en korrekt jämförelsebas för löpande kostnader inom nuvarande transmissionsverksamhet måste särredovisade löpande kostnader för alla nu nämnda särredovisningar slås samman.

Företaget har uppgett att de löpande påverkbara kostnaderna för perioden 2015-2018 ska uppgå till följande belopp enligt respektive metod:

Tabell 4 - Påverkbara kostnader

	Metod A	Metod B	Metod C
Påverkbara kostnader	455 110	418 725	418 725

Företaget har i sin ansökan prognostiserat sina löpande opåverkbara kostnader för perioden 2015-2018 till följande belopp enligt respektive metod:

Tabell 5 - Opåverkbara kostnader

	Metod A	Metod B	Metod C
Opåverkbara kostnader	17 328	36 376	36 376

Enligt metod A anför företaget att kostnader för överliggande gasnät och myndighetsavgifter ska betraktas som opåverkbara kostnader vilket är i enlighet med tillsynen för åren 2010 och 2011. Enligt metod B och C anför företaget att kostnader som anses vara opåverkbara är de kostnader som anges i 2 § intäktsramsföreskriften.

Företaget har även uppgett att historiska kostnader för elnät samt kostnader för skatter enligt lagen (1994:1776) om skatt på energi till viss del är uppskattade.

Företaget har i ansökan enligt metod B och C redovisat tillgångar som är anläggningstillgångar enligt årsredovisningslagen (1995:1554) men inte anläggningstillgångar enligt 3 § kapitalbasförordningen.

För beräkning av kapitalkostnader för anläggningar utanför kapitalbasen har företaget använt en nominell räntesats beräknad utifrån real WACC och inflation, företaget har använt följande nivå för respektive år:



Tabell 6 – Räkna för omräkning av kapitalkostnad till löpande kostnad

	2009	2010	2011	2012
Nominell räntesats beräknad utifrån real WACC och Inflation	7,16 %	8,88 %	10,32 %	8,46 %

Anslutningsavgifter i naturgasverksamheten

Företaget har inte redovisat intäkter från anslutningar som utförts före tillsynsperioden och som avses inkomma under tillsynsperioden.

Företaget har prognostiserat inkomster från anslutningsavgifter inkomna per år under tillsynsperioden till sammanlagt 5 000 tkr. Dessa inkomster härrör enbart till anläggningsskategorin transmissionsledningar.

Aktuella regler

Europakonventionen

Enligt art 1 i första tilläggsprotokollet till Europeiska konventionen angående skydd för de mänskliga rättigheterna och de grundläggande friheterna (Europakonventionen) ska varje fysisk eller juridisk person ha rätt till respekt för sin egendom. Ingen får berövas sin egendom annat än i det allmännas intresse och under de förutsättningar som anges i lag och i folkrättens allmänna grundsatser. Bestämmelsen inskränker dock inte en stats rätt att genomföra sådan lagstiftning som staten finner nödvändig för att reglera nyttjandet av egendom i överensstämmelse med det allmännas intresse.

Enligt art 14 i Europakonventionen ska åtnjutandet av de fri- och rättigheter som anges i konventionen säkerställas utan någon åtskillnad såsom på grund av kön, ras, hudfärg, språk, religion, politisk eller annan åskådning, nationellt eller socialt ursprung, tillhörighet till nationell minoritet, förmögenhet, börd eller ställning i övrigt.

Gasmarknadsdirektivet

Enligt art 41.6 a Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/73/EG av den 13 juli 2009 om gemensamma regler för den inre marknaden för naturgas och om upphävande av direktiv 2003/55/EG (gasmarknadsdirektivet) ska tillsynsmyndigheterna ansvara för att tillräckligt lång tid i förväg innan dessa träder i kraft, fastställa eller godkänna åtminstone metoder för att beräkna eller fastställa villkoren för anslutning och tillträde till nationella naturgasnät. Dessa tariffer eller metoder ska utformas så att nödvändiga investeringar i näten kan göras på ett sätt som gör det möjligt att säkra nätens funktion på längre sikt.

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.

En intäktsram ska beslutas var för sig för transmission, distribution, lagring i lagringsanläggning och drift av förgasningsanläggning. Ett beslut om intäktsram för transmission ska omfatta även intäkter från lagring i rörledning (6 §).

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, El, göra en avstämning av det faktiska utfallet under perioden. El 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 §§ naturgaslagen).

Kapitalbasförordningen

I 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 §).

Els 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

Swedegas AB bedriver transmission av naturgas. Ei ska därför fastställa en intäktsram avseende denna verksamhet för tillsynsperioden 2015-2018. Företaget har ansökt om en intäktsram som uppgår till 2 756 278 tkr för tillsynsperioden. Ei har att ta ställning till om den av företaget begärda intäktsramen är skäligen.

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

Metod för beräkning av kapitalkostnader

Kapitalkostnad är kostnad för att använda kapital, i förekommande fall i form av till exempel 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 beräkning 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.⁹ Vid tillämpning av en linjär metod enligt kapitalbasförordningen ska de årliga avskrivningarna i förhållande till nuanskaffningsvärdet vara lika stora över anläggningens livslängd.

Swedegas har anfört att kapitalbasförordningen inte får tillämpas eftersom den strider mot Europakonventionens skydd för äganderätten, EU-rätten och naturgaslagen. I huvudsak bygger företagets påstående på antagandet att företaget inte får en rimlig avkastning vid en tillämpning av en real linjär metod samt att företaget har en legitim förväntan på att real annuitet ska tillämpas. Dessa antaganden bygger i sin tur på att ett byte av metod har skett från real annuitet till real linjär. Såsom Ei har uppfattat det menar företaget också att det metodgodkännande som företaget fick 2005, tillsammans med Eits rapporter och tillsyn, i sig innebär ett hinder mot användning av någon annan metod än real annuitet för redan gjorda investeringar.

Företagen har enligt såväl EU-rätten som naturgaslagen rätt till en rimlig avkastning och utrymme för investeringar i nätet.

Regeringen har i sin konsekvensutredning till kapitalbasförordningen närmare analyserat de invändningar som framförts avseende metodbyte och överordnat regelverk. Regeringens uppfattning är att de rapporter och den tillämpning i övrigt som Swedegas hänvisat till inte medfört en legitim förväntan samt att den införda förhandsregleringen inte innebär något metodbyte. Sammanfattningsvis bedömer regeringen att det inte finns något hinder mot införande av en real linjär metod genom kapitalbasförordningen. Ei instämmer i regeringens bedömning och hänvisar till regeringens konsekvensutredning, bilaga 5.

Metodgodkännandet från 2005 berörs inte i regeringens konsekvensutredning. Företaget har här gjort gällande att metodgodkännandet är ett positivt förvaltningsbeslut som inte får ändras samt att det medfört en legitim förväntan på att en real annuitetsmetod ska användas. Metodgodkännandet är fattat utifrån bestämmelserna i 6 kap. 5 § naturgaslagen i dess ursprungliga lydelse. Enligt denna bestämmelse fick den som

⁹ Konsekvensutredning beträffande förslaget till förordning om fastställande av intäktsram på naturgasområdet – N2013/3375/RS s. 2



bedriver överföring av naturgas inte börja tillämpa sin tariff förrän de metoder som använts för att utforma tariffen hade godkänts av tillsynsmyndigheten. Godkännande skulle lämnas om metoderna kunde antas leda till att tariffen uppfyllde kraven på objektivitet och icke diskriminering. Bedömningen avsåg alltså inte storleken på avgifterna utan fördelningen av det totala avgiftsbeloppet mellan berörda kunder och kundkategorier. Det var således inte fråga om granskning av tariffernas skälighet. Den nu aktuella regleringen om intäktsramar är ny och kan inte sägas ersätta eller strida mot metodgodkännandet från 2005. Intäktsramsregleringen avser företagets totala intäkter, inte avgifternas objektivitet och icke-diskriminering, och syftar till att säkerställa att kunden får betala ett skäligt pris. Beslutet från 2005 har således inte upphävts eller ändrats genom regleringen i kapitalbasförordningen. Beslutet innebär inte heller något godkännande eller ställningstagande avseende tillämplig metod vid bedömning av skäligheten i företagets intäkter. Vad metodgodkännandet avsåg framgår också tydligt av själva beslutet och torde vara känt för företaget. Det kan därmed inte ha gett upphov till en legitim förväntan ifråga om den här aktuella prövningen. Vad företaget anfört om metodgodkännandet saknar redan av denna anledning relevans för Ei:s bedömning i detta ärende.

I det återopade rättsutlåtandet anför professor Karin Åhman att det även efter regeringens konsekvensutredning är oklart vad syftet med "metodbytet" är och att oskäliga monopolvinster nämns "lite kryptiskt". Ei vill med anledning av detta särskilt framhålla att det av konsekvensutredningen sid. 11, bilaga 5, framgår varför en real annuitetsmetod riskerar att leda till överkompensation. Det framgår där också att en sådan metod som förespråkas av Swedegas, real annuitet i kombination med korta avskrivningstider (här 40 år för transmissionsledning) leder till för höga kapitalkostnader vid en tillämpning där hänsyn inte tas till anläggningarnas ålder. En sådan tillämpning skulle ge företaget en orimligt hög intäktsram. Även för det fall kapitalbasförordningen skulle anses utgöra en ändring av metod, från den av Swedegas förespråkade, skulle en sådan ändring ha ett legitimt syfte och vara proportionerlig.

Swedegas resonemang bygger i många delar på att nätföretagen har rätt att känna en "trygghet i att rätten till rimlig avkastning inte försämras efter att investeringen ägt rum". Utgångspunkten för de legitima förväntningar som Swedegas hänvisar till är ett beslut från 2005. Det är inte helt klart vilka eller vems investeringar Swedegas menar eller när dessa skulle ha ägt rum. Det kan i detta sammanhang nämnas att de ursprungliga investeringarna i transmissionsnätet gjordes med staten som ägare och att transmissionsverksamheten bedrevs i ett dotterbolag till Vattenfall AB så sent som 2001. Vidare gjordes investeringar i transmissionsnätet från mitten av 80-talet till 2004 när verksamheterna handel och överföring av naturgas var integrerade. Huvuddelen, cirka 92 procent⁹ av kapitalbasen, hänförs till investeringarna som skett före 2005. Tillgångarna i Swedegas nät är till stor del betydligt äldre än 10 år och den tekniska livslängden på merparten av investeringarna är enligt Swedegas 90 år. Hela

⁹ Andelen har beräknats utifrån företagets rapporterade anläggningstillgångar per den 31 december 2013.

resonemanget om legitima förväntningar och avkastningen under hela investeringens livslängd förefaller därför ha en felaktig utgångspunkt.

Ei bedömer sammanfattningsvis att kapitalbasförordningen är förenlig med Europakonventionen, EU-rätten och naturgaslagen. Den ska därför tillämpas vid beräkningen av en skälig intäktsram för företaget.

Beräkning av kapitalkostnaden enligt kapitalbasförordningen

Av kapitalbasförordningens bestämmelser framgår hur kapitalförslitningen ska beräknas. När den ackumulerade förbrukningen av kapitalet 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 beräknas således 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 kapitalbindning beräknas på hela nuanskaffningsvärdet.

Avskrivningstider

Företaget har ansökt om att Ei, om kapitalbasförordningen tillämpas, ska använda följande avskrivningstider vid beräkning av kapitalkostnaden. 90 år för transmissionsledningar, 40 år för mät- och reglerstationer, 25 år för mätare och 10 år för stödsystem och system för övervakning. Samtidigt har företaget t.ex. anfört att 40 år är en rimlig avskrivningstid för transmissionsledningar vid tillämpning av Metod A enligt ansökan.

Av kapitalbasförordningen framgår att de reglermässiga avskrivningstiderna ska motsvara tillgångarnas ekonomiska livslängd (10 §). Ei fastställer avskrivningstider beträffande olika anläggningstillgångar i enlighet med tabell 7 nedan. Denna bedömning överensstämmer med vad företaget har anfört vad det gäller mät- och reglerstationer



samt mätare. I övrigt är de av företaget ansökta avskrivningstiderna längre än de avskrivningstider som Ei fastställer. En närmare redogörelse för Ei:s bedömning i denna del framgår av bilaga 1.

Tabell 7 – Fastställda avskrivningstider för tillsynsperioden 2016-2018

	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 8,0 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 8,0 procent. Ei:s bedömning om 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 1 389 334 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 skällig 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 i sin ansökan angett att de löpande kostnaderna för tillsynsperioden ska fastställas utifrån en sammanslagning av följande verksamheter: Swedegas Transmission AB, E.ON Gas Sverige AB:s transmissionsverksamhet samt Swedegas Lager (lagring i rörledning). Detta för att få en korrekt jämförelsebas med den verksamhet som bedrivs av företaget sedan den 1 oktober 2011.

Ei har beräknat de påverkbara kostnaderna för perioden 2015-2018 innan avdrag för effektiviseringskrav och tillägg för anläggningstillgångar utanför kapitalbasen till 414 894 tkr. Vid beräkningen av de påverkbara kostnaderna har hänsyn tagits till E.ON



Gas AB:s historiska kostnader avseende transmissionsverksamheten samt Swedegas AB:s historiska kostnader avseende lagring i rörledning (line-pack).

Anläggningstillgångar som inte ingår i kapitalbasen

Tillgångar i verksamheten som är anläggningstillgångar enligt årsredovisningslagen (1995:1554) men inte är anläggningstillgångar enligt 3 § kapitalbasförordningen ska inte redovisas i kapitalbasen. Företaget får istället enligt 3 kap, 13 § rapporteringsföreskriften redovisa dessa tillgångars samlade avskrivningar och samlade utgående bokfört värde.

Av 3 och 6 §§ kapitalbasförordningen framgår vilka anläggningstillgångar som utgör kapitalbasen. Övriga tillgångar i naturgasverksamheten som inte definieras som kapitalbas hanteras i regleringen som löpande kostnader. Vid beräkning av en löpande kostnad för dessa anläggningar är utgångspunkten att naturgasföretaget ska få skälig kostnadstäckning för dessa. Ei bedömer att en skälig kostnadstäckning erhålls genom att företaget vid beräkning av löpande kostnader ges täckning för bokförda avskrivningar samt kostnaden för lånat kapital för dessa anläggningar.

Företaget har rapporterat in uppgifter för anläggningar som inte redovisas i kapitalbasen enligt nedanstående tabell 8.

Tabell 8 - Inrapporterade uppgifter avseende anläggningar utanför kapitalbasen

Beräkning av kapitalkostnader för anläggningstillgångar utanför kapitalbasen	2012	2011	2010	2009
Ingående bokfört värde	489	996	1 836	2 847
Utgående bokfört värde		489	996	1 835
Nominell räntesats beräknad utifrån real WACC och inflation	8,46%	10,32%	8,86%	7,16%
Avskrivningar	280	582	977	1 361
Ränta	41	103	163	204
Summa kapitalkostnader	321	684	1 140	1 665

Vid omräkning av de bokförda kapitalkostnaderna till löpande kostnader ska en ränta som motsvarar kostnaden för lånat kapital före skatt användas. Räntan ska vara nominell eftersom det bokförda värdet redovisas i nominellt värde. Ei bedömer att en rimlig ränta uppgår till 4,35 procent. Detta avviker från företagets begäran dels avseende nivån på räntorna och dels genom att företaget anser att olika räntenivåer ska tillämpas för respektive år under perioden 2009-2012. Ei:s bedömning framgår av bilaga 4.

Ei har beräknat denna kostnad utifrån de av företaget inlämnade uppgifterna om anläggningstillgångar som inte ingår i kapitalbasen. Kostnaden för dessa anläggningar för perioden 2015-2018 har beräknats till 3 582 tkr.

Vid beräkning av företagets totala löpande påverkbara kostnader har kostnaden för anläggningar som inte ingår i kapitalbasen adderats till de övriga påverkbara kostnaderna, se bilaga 3.

Effektivitetskriterier och samlad beräkning

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 företagens 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 399 996 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 36 376 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 65 år, eftersom de inkomster som företaget har redovisat enbart tillhör anläggningskategoriin transmissionsledningar.



Avdrag för anslutningsavgifter har beräknats utifrån företagets inlämnade uppgifter och uppgår till 77 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 1 825 630 tkr, se tabell 9 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 6 594 409 tkr har kapitalkostnaden beräknats till 1 389 334 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 36 376 tkr i enlighet med den prognos företaget har redovisat till Ei. De beräknade löpande påverkbara kostnaderna uppgår till 399 996 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 77 tkr. Redovisning av beräkningen framgår av bilaga 3.

Tabell 9 - Beräknad Intäktsram

	Tkr
Kapitalkostnader	1 389 334
Löpande kostnader	
Opåverkbara kostnader	36 376
Påverkbara kostnader	399 996
Avdrag för anslutningsavgifter	77
Summa beräknad Intäktsram	1 825 630

Företaget har ansökt om att Ei ska fastställa intäktsramen till 2 756 278 tkr. Den högsta godtagbara intäktsramen är lägre än företagets ansökta intäktsram. Ansökan kan därför inte medges och intäktsramen fastställs till 1 825 630 tkr i 2013 års prisnivå.

Avstämning efter periodens 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 Eis 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 Kosten, chefsjuristen Göran Morén, biträdande chefsjuristen Hanna Abrahamsson, analytikerna Sanela Čehić och Tobias Alkefjärd samt Anna Elfvärn, föredragande.

Anne Vadasz Nilsson

Anna Elfvärn



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. Ränta vid omräkning från kapitalkostnad till löpande kostnad vid beräkning av intäktsram för naturgasföretagen avseende tillsynsperioden 2015-2018, Energimarknadsinspektionen
5. Konsekvensutredning beträffande förslaget till förordning om fastställande av intäktsram på naturgasområdet - N2013/3375/RS
6. Hur man överklagar



HUR MAN ÖVERKLAGAR - PRÖVNINGSTILLSTÅND

Den som vill överklaga förvaltningsrättens beslut ska skriva till Kammarrätten i Jönköping. **Skrivelsen ska dock skickas eller lämnas till förvaltningsrätten.**

För att kammarrätten ska kunna ta upp Ert överklagande måste Er skrivelse ha kommit in till förvaltningsrätten **inom tre veckor** från den dag då Ni fick del av domen/beslutet. Om beslutet har meddelats vid en muntlig förhandling, eller det vid en sådan förhandling har angetts när beslutet kommer att meddelas, ska dock överklagandet ha kommit in inom tre veckor från den dag domstolens beslut meddelades. Om sista dagen för överklagande infaller på lördag, söndag eller helgdag, midsommarafton, julafton eller nyårsafton räcker det att besvärshandlingen kommer in nästa vardag.

Om klaganden är en part som företräder det allmänna, ska överklagandet alltid ha kommit in inom tre veckor från den dag beslut meddelades.

För att ett överklagande ska kunna tas upp i kammarrätten fordras att **prövningstillstånd** meddelas. Kammarrätten lämnar prövningstillstånd om

1. det finns anledning att betvivla riktigheten av det slut som förvaltningsrätten har kommit till,
2. det inte utan att sådant tillstånd meddelas går att bedöma riktigheten av det slut som förvaltningsrätten har kommit till,
3. det är av vikt för ledning av rättstillämpningen att överklagandet prövas av högre rätt, eller
4. det annars finns synnerliga skäl att pröva överklagandet.

Om prövningstillstånd inte meddelas står förvaltningsrättens beslut fast. Det är därför viktigt att det klart och tydligt framgår av överklagandet till kammarrätten varför man anser att prövningstillstånd bör meddelas.

Skrivelsen med överklagande ska innehålla

1. Klagandens person-/organisationsnummer, postadress, e-postadress och telefonnummer till bostaden och mobiltelefon. Adress och telefonnummer till klagandens arbetsplats ska också anges samt eventuell annan adress där klaganden kan nås för delgivning. Om dessa uppgifter har lämnats tidigare i målet – och om de fortfarande är aktuella – behöver de inte uppges igen. Om klaganden anlitar ombud, ska ombudets namn, postadress, e-postadress, telefonnummer till arbetsplatsen och mobiltelefonnummer anges. Om någon person- eller adressuppgift ändras, ska ändringen utan dröjsmål anmälas till kammarrätten.
2. den dom/beslut som överklagas med uppgift om förvaltningsrättens namn, målnummer samt dagen för beslutet,
3. de skäl som klaganden anger till stöd för en begäran om prövningstillstånd,
4. den ändring av förvaltningsrättens dom/beslut som klaganden vill få till stånd,
5. de bevis som klaganden vill åberopa och vad han/hon vill styrka med varje särskilt bevis.

Adressen till förvaltningsrätten framgår av domen/beslutet.