

# **Konsekvensutredning avseende ändringar i Ei:s metod för att fastställa intäktsramar för naturgasföretag**

## **Konsekvensutredning avseende ändringar i Ei:s metod för att fastställa intäktsramar för naturgasföretag**

Denna konsekvensutredning avser Energimarknadsinspektionens (Ei:s) metod för fastställandet av naturgasföretagens intäktsramar för tillsynsperioden 2027–2030 (ärendenummer 2024–104155). I relevanta delar avser konsekvensutredningen även Ei:s förslag till föreskrifter för fastställandet av naturgasföretagens intäktsramar. Konsekvensutredningen har tagits fram i enlighet med förordningen (2024:183) om konsekvensutredningar.

<b>Konsekvensutredning avseende ändringar i Ei:s metod för att fastställa intäktsramar för naturgasföretag.....</b>	<b>2</b>
<b>Sammanfattning.....</b>	<b>5</b>
Syftet med intäktsramsregleringen .....	5
Ekonomiska förutsättningar.....	5
Intäktsramsregleringen behöver utvecklas .....	6
Ny metod för att värdera naturgasföretagens anläggningar .....	7
Den regulatoriska avkastningen ska ge täckning för effektiva kapitalkostnader .....	11
Anläggningar som betalats via anslutningsavgifter ska inte generera kapitalkostnader som ökar intäktsramen.....	13
Samlade konsekvenser .....	15
Rättsliga förutsättningar .....	17
<b>1 Inledning.....</b>	<b>19</b>
1.1 Den svenska gasmarknaden.....	19
1.2 Reglering av naturgasverksamhet.....	25
<b>2 Föreskrifter om fastställande av naturgasföretagens intäktsramar .....</b>	<b>39</b>
2.1 Problemformulering.....	39
2.2 Nollalternativet .....	40
2.3 Alternativa lösningar .....	40
2.4 Rättsliga förutsättningar .....	43
2.5 Ikraftträdandebestämmelser och informationsinsatser .....	46
2.6 Utvärdering och uppföljning .....	47
<b>3 Ändrad värderingsprincip för kapitalbasen.....</b>	<b>47</b>
3.1 Rättsliga förutsättningar för ändrad värderingsprincip för kapitalbasen	48
3.2 Problemformulering.....	48
3.3 Nollalternativet .....	53
3.4 Alternativ 1 – Förmögenhetsbevarande princip.....	54
3.5 Kriterier som beaktats vid valet av värderingsprincip .....	54
3.6 Ei:s val – Förmögenhetsbevarande princip .....	59
3.7 Konsekvenser .....	78
<b>4 Ändrad beräkning av regulatorisk avkastning .....</b>	<b>84</b>
4.1 Problemformulering.....	85
4.2 Förutsättningar för förändringar i metoden .....	87
4.3 Bedömningskriterier.....	89
4.4 WACC och CAPM för att beräkna avkastning.....	92
4.5 Tidsperspektiv .....	95
4.6 Tidsperiod.....	105
4.7 Enskilda parametrar .....	113
4.8 Sammanfattning av metodval.....	123
4.9 Konsekvenser .....	125
<b>5 Hantering av anslutningsavgifter.....</b>	<b>132</b>

5.1	Problemformulering .....	132
5.2	Nollalternativet .....	138
5.3	Alternativa lösningar .....	139
5.4	Ei:s val: Anslutningsavgifterna genererar ett avdrag som beräknas på samma sätt som kapitalkostnader .....	144
5.5	Konsekvenser .....	144
<b>6</b>	<b>Föreskrifter om beräkning av naturgasföretagens intäktsramar .....</b>	<b>150</b>
6.1	Problemformulering .....	150
6.2	Nollalternativet .....	151
6.3	Alternativa lösningar .....	152
6.4	Ei:s val .....	153
6.5	Konsekvenser .....	156
<b>7</b>	<b>Föreskrifter om naturgasföretagens uppgiftsskyldighet .....</b>	<b>157</b>
7.1	Problemformulering .....	157
7.2	Nollalternativet .....	158
7.3	Alternativa lösningar .....	158
7.4	Ei:s val .....	158
7.5	Konsekvenser .....	160
<b>8</b>	<b>Sammanfattning av konsekvenser .....</b>	<b>161</b>
8.1	Konsekvenser för företag .....	162
8.2	Konsekvenser för kunder .....	172
8.3	Konsekvenser för offentlig sektor .....	173
8.4	Andra relevanta konsekvenser .....	174
<b>9</b>	<b>Samråd .....</b>	<b>174</b>
<b>10</b>	<b>Referenslista .....</b>	<b>175</b>

## Sammanfattning

### Syftet med intäktsramsregleringen

Med naturgasverksamhet avses i naturgaslagen (2005:403) överföring av naturgas, lagring av naturgas eller att ge tillträde till en förgasningsanläggning. Verksamheten drivs av naturgasföretag som naturliga monopol eftersom det inte anses ekonomiskt eller miljömässigt lämpligt att bygga flera parallella naturgasnät. För att säkerställa att naturgasföretagen inte utnyttjar sin monopolställning, genom att ta ut oskäligen nätavgifter till nackdel för kunderna, krävs en reglering som naturgasföretagen måste förhålla sig till.

Ett grundläggande syfte med reglering av monopolverksamhet är att säkerställa att monopolföretag inte utnyttjar sin ställning för att ta ut oskäligen nätavgifter till nackdel för kunderna. Regleringen krävs för att tillvarata kundens intresse av skäliga priser och en hög leveranssäkerhet samt att säkerställa en effektiv resursanvändning. Regleringen av naturgasföretagens intäktsramar ska vara förutsägbar och ge naturgasföretagen stabila och långsiktiga förutsättningar att underhålla och bygga ut sina nät på ett kostnadseffektivt sätt. För att tillgodose kravet på förutsägbarhet för såväl naturgasföretag som deras kunder är intäktsramsregleringen en förhandsreglering som innebär att Ei på förhand fattar beslut om hur mycket nätavgifter som ett naturgasföretag samlat får ta ut från sina kunder under en förutbestämd tidsperiod.

### Ekonomiska förutsättningar

Vinstmarginalen<sup>1</sup> för naturgasföretagen som helhet har under perioden 2019–2024 uppgått till omkring 35–38 procent årligen och den justerade soliditeten<sup>2</sup> har legat omkring 62–69 procent årligen, vilket är avsevärt högre än medianvärden för jämförbara branscher enligt SCB:s branschnyckeltal. Nettoomsättningen har varit relativt konstant under perioden, och hela vinsten har i princip delats ut till koncernbolagen. Naturgasföretagens skuldsättning bestod under perioden främst av interna lån inom koncernen. Naturgasföretagen har inte nyttjat sina

---

<sup>1</sup> Definierat som resultat efter finansiella poster delat med nettoomsättningen.

<sup>2</sup> Justerad soliditet tar hänsyn till obeskattade reserver (exkluderat latent skatteskuld) och ger därmed en mer rättvisande bild av företagets långsiktiga finansiella styrka.

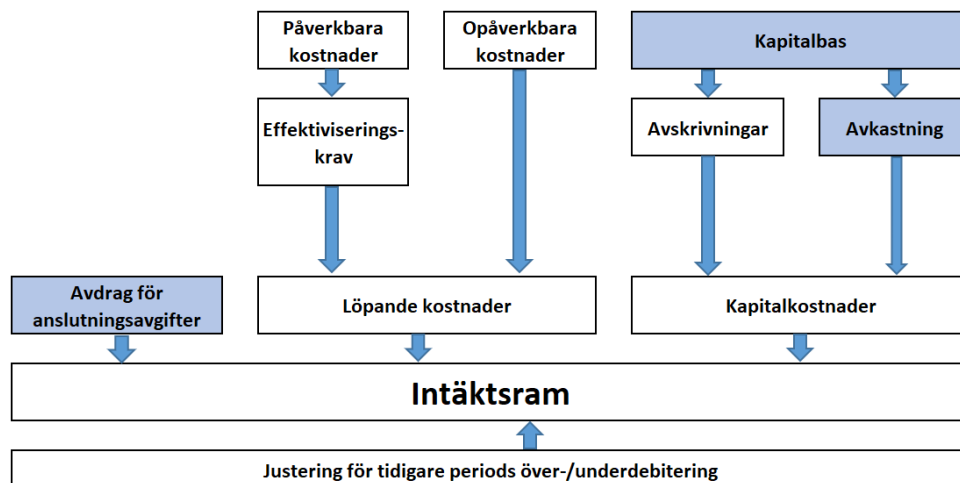
intäktsramar fullt ut. Under den senast avslutade tillsynsperioden, 2019–2022 nyttjade naturgasföretagen totalt 79 procent av tillåtna intäktsramar.

### Intäktsramsregleringen behöver utvecklas

Nuvarande metod för att fastställa naturgasföretagens intäktsramar behöver utvecklas för att säkerställa att naturgasföretagen får ersättning för effektiva kostnader och möjlighet att genomföra nödvändiga investeringar för att upprätthålla ett väl fungerande nät och att kunderna får betala skäliga nätavgifter. Ei avser därför att göra ändringar i intäktsramsregleringen inom naturgasområdet till tillsynsperioden 2027–2030.

De områden där Ei avser att göra ändringar är markerade i figuren nedan och gäller värderingen av naturgasföretagens anläggningar (kapitalbas), beräkningen av regulatorisk avkastning på kapitalbasen (kalkylränta fastställd av Ei), samt hanteringen av de anslutningsavgifter som kunder betalar för att bli anslutna till nätet.

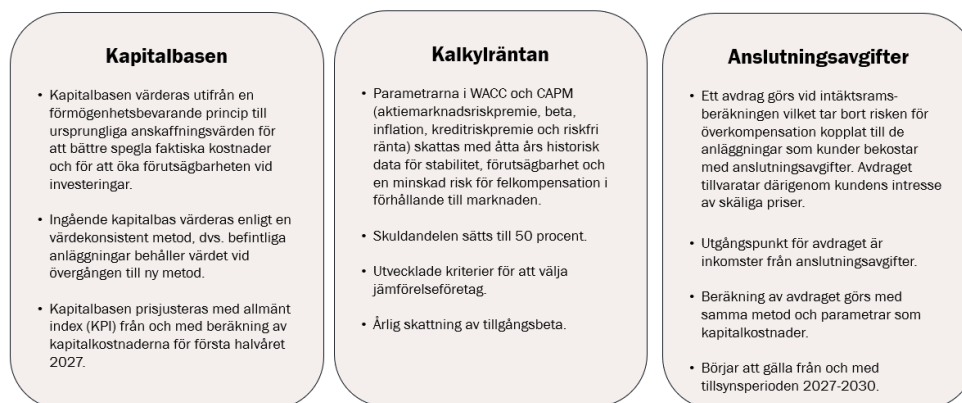
Figur 1 Översiktlig bild av metoden för att fastställa naturgasföretagens intäktsramar



Värderingen av de anläggningar som används i verksamheten (kapitalbasen) har en central roll i beräkningen av intäktsramarna. Den nuvarande värderingsprincipen för kapitalbasen som innebär att naturgasföretagens anläggningar marknadsvärderas har brister i förutsägbarhet och den kan medföra att den slutliga regulatoriska avkastningen (avkastningen) skiljer sig från den regulatoriska kalkylräntan (kalkylräntan). Metoden behöver därför ses över. Förändringar i hur naturgasföretagens anläggningar värderas gör att även

metoden för att beräkna kalkylräntan behöver ses över. Den nuvarande metoden för att beräkna kalkylräntan ger därutöver en risk för över- och underkompensation då parametrarna som ligger till grund för kalkylräntan skattas på ett inkonsekvent sätt. Ei ser också ett behov att se över hanteringen av anslutningsavgifter inom intäktsramen, då den nuvarande hanteringen inte på ett korrekt sätt speglar naturgasföretagens kostnader.

Figur 2 Sammanfattning över metodförändringar



## Ny metod för att värdera naturgasföretagens anläggningar

Värderingen av de anläggningstillgångar som används i naturgasverksamheten har stor betydelse för naturgasföretagens intäktsramar eftersom den påverkar kapitalkostnadsersättningen som naturgasföretagen får i form av avkastning och avskrivningar.

För att bestämma värdet på anläggningarna finns två grundläggande värderingsprinciper, förmögenhetsbevarande respektive kapacitetsbevarande princip. Den förmögenhetsbevarande principen bygger på att säkerställa att naturgasföretaget erhåller kostnadstäckning för de faktiska kostnaderna för investeringar i nätet utifrån anskaffningsvärden och fokuserar därmed på att ge tillbaka investerade belopp över anläggningens ekonomiska livslängd. Den kapacitetsbevarande principen bygger på att naturgasföretagets investeringar värderas till nuanskaffningsvärde, det vill säga ett marknadsvärde som speglar vad det kostar att anskaffa motsvarande anläggningar idag, och ska därmed ge finansiella förutsättningar att ersätta anläggningen när den ekonomiska livslängden löpt ut. I nuvarande reglering värderas anläggningarna utifrån en kapacitetsbevarande princip.

För att naturgasföretagen ska kunna göra nödvändiga investeringar i näten behöver de en rimlig avkastning på det kapital som krävs för att genomföra investeringarna. När den kapacitetsbevarande principen används för att värdera naturgasföretagens anläggningar kan den slutliga nivån på avkastningen bli högre eller lägre än kalkylräntan. Det beror på att olika index används för att marknadsvärdera anläggningarna och för att inflationsjustera kalkylräntan. Naturgasföretagets slutliga avkastning för anläggningarna är därmed beroende av hur det index som används för att marknadsvärdera anläggningarna har utvecklats i förhållande till den generella prisutvecklingen.

Den kapacitetsbevarande principen har fått till följd att naturgasföretagens intäktsramar historiskt inte speglar naturgasföretagens effektiva kostnader. Det beror på att marknadsvärderingen historiskt ökat mer än den inflation<sup>3</sup> som justeras för i kalkylräntan. Naturgasföretagen har därmed, från det att intäktsramsregleringen infördes 2015, fått en avkastning som alltmer avviker från kalkylräntan. Det finns en risk att utvecklingen fortsätter i denna riktning oavsett inflationstakt och att naturgasföretagen även fortsatt får en slutlig avkastning som är högre än kalkylräntan. Kunderna riskerar därmed att betala ett alltför högt pris för tjänsten i förhållande till anskaffningsvärdena för anläggningarna. Det finns även en risk för att det omvända skulle inträffa, det vill säga att den sektorspecifika prisutvecklingen under en längre tid understiger den generella prisutvecklingen i samhället, och att naturgasföretagen då får en lägre slutlig avkastning än vad Ei bedömt som rimligt för att driva verksamheten.

Ei har utvärderat värderingsprinciperna och kommit till slutsatsen att naturgasföretagens anläggningar från och med 2027 ska värderas utifrån faktiska anskaffningsvärden enligt en förmögenhetsbevarande princip. Att värdera naturgasföretagens anläggningar utifrån faktiska anskaffningsvärden, i stället för nuanskaffningsvärden, ökar förutsägbarheten i intäktsramsregleringen och säkerställer att naturgasföretagen får tillbaka det de har investerat samt en rimlig avkastning.

---

<sup>3</sup> Inflationen avser den generella prisutvecklingen i samhället som kan mätas med olika inflationsmått

En viktig fråga som behöver hanteras i samband med övergången till ett nytt sätt att värdera naturgasföretagens anläggningstillgångar är hur värdet av den ingående kapitalbasen ska fastställas.<sup>4</sup>

Ei anser att befintliga anläggningar, alltså anläggningar som införskaffats före ingången av kommande tillsynsperiod, ska behålla sitt värde vid övergången till den förmögenhetsbevarande värderingsprincipen. Det ger en infasning av den nya värderingsprincipen från och med 2027 genom att värdet för den ingående kapitalbasen från och med metodbytet kommer att följa prisutvecklingen i samhället. I och med infasningen av den förmögenhetsbevarande principen elimineras från och med metodbytet risken för fortsatt systematisk över- eller underavkastning i förhållande till kalkylräntan. Den här hanteringen av den ingående kapitalbasen är förenlig med grundläggande principer om förutsägbarhet och stabilitet och bidrar till att möjliggöra framtida investeringar. Kundens intresse av låga nätavgifter beaktas genom bytet av värderingsprincip för kapitalbasen samtidigt som det skapas förutsättningar att säkra framtida investeringar.

En omvärdering av befintliga anläggningar utifrån den förmögenhetsbevarande principen skulle däremot innebära ändrade förutsättningar efter investeringstillfället vilket skulle riskera att skapa en osäkerhet kring framtida ekonomiska och regulatoriska förutsättningar. En sådan hantering riskerar att få en negativ påverkan på framtida investeringar.

På grund av prisförändringar i samhället behöver hänsyn tas till inflationen när kapitalkostnaderna beräknas utifrån anläggningarnas värde. För att beräkna kapitalkostnaderna kan antingen en real eller en nominell kapitalkostnadsmetod tillämpas (fortsättningsvis benämnt real och nominell metod). Skillnaden mellan metoderna är hur kapitalkostnaderna fördelas över anläggningens ekonomiska livslängd. Med en real metod används en real kalkylränta för att beräkna kapitalkostnaderna, vilket innebär att inflation räknas bort från kalkylräntan. I stället prisjusteras kapitalbasens värde för inflation. Med en nominell metod

---

<sup>4</sup> Med den ingående kapitalbasen avses de anläggningar som företagen rapporterade inför tillsynsperioden 2023–2026 inkluderat investeringar och utrangeringar under tillsynsperioden. Hur värdet för den ingående kapitalbasen fastställs kommer att påverka den ersättning företagen får för kapitalkostnader för dessa anläggningar från och med metodbytet 2027 och fram till dess att anläggningarna i den ingående kapitalbasen är fullt avskrivna.

används en nominell kalkylränta för att beräkna kapitalkostnaderna, vilket innebär att inflationen ingår i kalkylräntan. Ingen prisjustering för inflation görs därmed på kapitalbasens värde.

Det ekonomiska utfallet sett över anläggningarnas hela ekonomiska livslängd är detsamma oavsett om en nominell eller real kapitalkostnadsmetod tillämpas. När anläggningarna är fullt avskrivna kommer alltså de nuvärdesberäknade kapitalkostnaderna att vara lika stora oavsett om en real eller nominell metod används. Avgörande för vilken metod som ska användas är i stället hur kapitalkostnaderna fördelas över anläggningarnas ekonomiska livslängd.

I nuvarande reglering används en real metod för att fördela kapitalkostnaderna över anläggningarnas ekonomiska livslängd. Ei ser inte att det finns skäl att byta metod utan anser att en real metod även fortsättningsvis ska tillämpas. En real metod ger en mer stabil ersättningskurva än en nominell metod och ger därmed mindre risk för att nuvarande kunder får betala mycket mer än framtida kunder för att nyttja samma anläggningar. Den enda skillnaden mellan att tillämpa en real metod i en förmögenhetsbevarande princip mot i en kapacitetsbevarande princip är vilket index som används för att justera för prisutvecklingen framåt i tiden. Den förmögenhetsbevarande principen följer en generell prisutveckling och den kapacitetsbevarande principen en sektorspecifik prisutveckling.

På kort sikt förväntas metodbytet gällande värderingen av kapitalbasen ge marginella effekter på kapitalkostnaderna eftersom befintliga anläggningar behåller sitt värde vid övergången till en förmögenhetsbevarande princip.

På längre sikt är effekten beroende av hur den sektorspecifika prisutvecklingen utvecklas i förhållande till den generella prisutvecklingen, vilket innebär att den förmögenhetsbevarande principen från metodbytet kan ge antingen högre eller lägre kapitalkostnader än vad som hade varit fallet med den kapacitetsbevarande principen. Exempelvis skulle skillnaden i kapitalkostnader för den ingående kapitalbasen mellan en sektorspecifik inflation på en eller tre procent per år uppgå till drygt 13 miljarder i 2026 års prisnivå för tidsperioden 2027–2112 (med antagandet om en real kalkylränta på fyra procent).

En konsekvens av bytet av värderingsprincip för kapitalbasen är att osäkerheten kring framtida slutlig avkastning minskar. Detta förväntas gynna investeringar och bidra till minskade kostnader för att attrahera kapital till verksamheten. Den nya

metoden för att värdera kapitalbasen minskar risken för att kunderna framöver betalar oskäligena nätavgifter.

### **Den regulatoriska avkastningen ska ge täckning för effektiva kapitalkostnader**

Intäktsramsregleringen behöver tillgodose en rimlig avkastning på det kapital som är bundet i verksamheten för att naturgasföretagen ska få täckning för effektiva kapitalkostnader och möjliggöra nödvändiga investeringar. Det görs genom att Ei beslutar om en regulatorisk avkastning (avkastning). Avkastningen beräknas utifrån en kalkylränta. En rimlig avkastning för naturgasföretag ska spegla den avkastning som investeringar med motsvarande risknivå skulle genererat på en konkurrensutsatt marknad.

Avkastningen beräknas utifrån naturgasföretagens kapitalbas med avdrag för avskrivningar, det vill säga det kapital som är bundet i verksamheten. Förändringar i hur kapitalbasen värderas har därför betydelse för naturgasföretagens avkastning. Eftersom bytet till en förmögenhetsbevarande kapitalbasvärderingsprincip innebär en lägre risk för naturgasföretagen är en översyn av hur avkastningen och risknivån beräknas nödvändig. När kapitalbasvärderingen går från ett framåtblickande perspektiv i den kapacitetsbevarande principen till att vara bakåtblickande i den förmögenhetsbevarande principen är det viktigt att kalkylräntan reflekterar detta ändrade förhållningssätt.

Den vedertagna Weighted Average Cost of Capital-metoden (WACC) med Capital Asset Pricing Model (CAPM) har använts sedan införandet av intäktsramsregleringen och används även av majoriteten av andra europeiska tillsynsmyndigheter. Ei bedömer att dessa metoder även fortsatt är de bäst lämpade metoderna för att beräkna kalkylräntan i Sverige.

Kalkylräntan kommer likt tidigare att beräknas med en real WACC då kompensation för inflation ges genom en årlig indexering av kapitalbasen. För att det ska bli en korrekt kompensation för inflation i intäktsramsregleringen ska inflationsparametern vara harmoniserad mellan värderingen av kapitalbasen och kalkylräntan. Eftersom kalkylräntan är real är det viktigt att inte jämföra den med marknadsräntor eller avkastningskrav som uttrycks i nominella termer.

De ingående parametrarna i WACC och CAPM kommer att skattas med ett åttaårigt historiskt tidsperspektiv. Genom att använda samma tidsperspektiv för att skatta alla parametrar blir metoden mer teoretiskt konsekvent samtidigt som risken för felskattningar minimeras. Ett historiskt tidsperspektiv gör att nivån på kalkylräntan beräknas utifrån faktiska marknadsförutsättningar, vilket säkerställer att naturgasföretagen ersätts för effektiva kapitalkostnader och bidrar därmed till att kunderna får betala skäliga nätavgifter. Att använda ett historiskt tidsperspektiv ökar förutsägbarheten för naturgasföretagen då uppgifterna som ligger till grund för att beräkna kalkylräntan är kända för alla. Naturgasföretagen kan därför förutse vad kalkylräntan kommer att bli kommande tillsynsperioder vilket gynnar långsiktigheten i investeringsbeslut. Det innebär också att tillvägagångssättet för att beräkna kalkylräntan harmoniseras med hur majoriteten av Europas tillsynsmyndigheter beräknar kalkylräntan.

Att fortsätta skatta riskfri ränta och inflation utifrån Konjunkturinstitutets (KI) nioåriga prognoser/scenarier, samtidigt som övriga parametrar baseras på historiska data, innebär en inkonsekvent hantering av parametrar som har teoretiska samband. Detta kan leda till felaktig nivå på kalkylräntan när historik och prognos mixas. KI anger därutöver att deras prognoser/scenarier för riskfri ränta och inflation tenderar att överskatta framtida marknadsförhållanden.<sup>5</sup> Eftersom riskfri ränta är den parameter som har störst påverkan på kalkylräntans nivå är det avgörande att skattningen av riskfri ränta speglar faktiska marknadsförhållanden.

Längden på den historiska tidsperioden är en avvägning mellan stabilitet och marknadskoppling. En historisk tidsperiod på åtta år gör att nivån på kalkylräntan jämnas ut när en konjunkturcykel fångas in i parameterskattningarna. Det gör att enskilda extremvärden får mindre påverkan, vilket skapar förutsägbarhet i investeringsbedömningar. Detta gör att naturgasföretagen får en ökad möjlighet att bedriva en kostnadseffektiv verksamhet och skapar förutsättningar för att möta kundernas intresse av låga nätavgifter.

Mindre justeringar görs för de enskilda parametrarna. Förhållandet mellan lånat och eget kapital i WACC sätts till femtio procent. För att bättre spegla risknivån för naturgasföretagen justeras urvalskriterierna för jämförelseföretag i beräkningen av beta för att endast inkludera företag som påverkas av samma EU-regelverk som de

---

<sup>5</sup> Konjunkturinstitutet. (u.å)

svenska naturgasföretagen. Övriga parametrar skattas utifrån samma underliggande instrument som tidigare.

Effekten av metodbytet för att beräkna kalkylräntan beror på marknadsutvecklingen under de år som ingår i den historiska referensperioden. På kort sikt, inför kommande tillsynsperiod, medför det att den reala kalkylräntan väntas bli lägre än tidigare tillsynsperioder. Anledningen är den låga riskfria ränta och höga inflation som gällt på marknaden under tidsperioden. Att kalkylräntan fångar marknadens rörelser innebär dock att naturgasföretagen över tid kommer att få täckning för sina effektiva kapitalkostnader, oavsett hur marknaden utvecklas. Exempelvis kommer den rådande marknadsräntan att avspeglas i kalkylräntans nivå kommande tillsynsperioder. Det innebär att överskattningar och felskattningar av kalkylräntan på grund av prognoser och scenarier elimineras.

### **Anläggningar som betalats via anslutningsavgifter ska inte generera kapitalkostnader som ökar intäktsramen**

Kunder betalar en anslutningsavgift till naturgasföretaget för att anslutas till naturgasnätet. I dag räknas anläggningar vars investeringsutgifter helt eller delvis täckts via anslutningsavgifter in i det värde som ligger till grund för beräkning av naturgasföretagens avkastning, trots att det är kunden som betalat för anslutningen.

Ei avser att ändra metod för hantering av anslutningsavgifter från och med 2027. Bakgrunden är att nuvarande metod, där naturgasföretagen får avkastning utifrån kalkylräntan på det kapital som har betalats av anslutande kunder, riskerar att leda till överkompensation för naturgasföretagen och oskäligen priser för kunderna. När naturgasföretagen får avkastning på kapital som de själva inte har satsat leder det till högre tillåtna intäkter än vad som är motiverat, det vill säga intäktsramen bestäms till ett högre värde än vad naturgasföretaget behöver för naturgasverksamheten.

Ei menar att ingen metod som utgår från synsättet att anslutningsavgifter är att hantera som en intäkt leder till att målen med intäktsramsregleringen uppfylls. Anslutningsavgiften ska därför i stället hanteras som en del av anläggningars finansiering. Detta innebär att Ei kommer ha samma synsätt som majoriteten av övriga europeiska länder.

För att hantera bristerna med nuvarande hantering av anslutningsavgifter kommer anslutningsavgifterna framöver generera ett avdrag som beräknas på samma sätt som kapitalkostnader. Detta innebär att den avskrivning och avkastning som beräknas för den del som finansierats av kunden inte ökar intäktsramen. Förändringen innebär att anslutningsavgifter från och med 2027 hanteras så att överkompensation undviks och att intäktsramsregleringen bättre säkerställer skäliga priser för kunder och rimlig avkastning för naturgasföretagen.

Den nya metoden är i linje med hur de allra flesta europeiska länder hanterar anslutningsavgifter i intäktsramsregleringen. I dessa länder görs ett avdrag motsvarande anslutningsavgifterna ifrån kapitalbasens beräknade värde, innan kapitalkostnader beräknas för den kommande tillsynsperioden.<sup>6</sup> Grunden till avdraget är att i den mån en tillgång inte har finansierats av naturgasföretaget ska den inte inkluderas i kapitalbasen och generera någon ersättning i intäktsramen.<sup>7</sup>

Den förändrade hanteringen av anslutningsavgifter förväntas få begränsad påverkan på naturgasföretagens intäktsramar. Förändringen innebär att naturgasföretagen som ansluter kunder från 2027 inte längre får avkastning för den del av anslutningen som kunderna har finansierat. För den del av anslutningen som naturgasföretagen har satsat kapital på ges fortfarande kapitalkostnader i intäktsramen. Allt annat lika innebär detta att naturgasföretagen totalt sett får lägre avkastning än de får idag på de anläggningar som ingår i kapitalbasen, givet att nyanslutningar sker efter metodförändringen. Avdraget på intäktsramarna för kommande tillsynsperiod förväntas uppgå till relativt låga belopp. Detta beror främst på det låga värdet av prognostiserade anslutningsavgifter. I sammanhanget kan också lyftas fram att naturgasföretagen historiskt inte har nyttjat sina intäktsramar fullt ut och att det ytterligare begränsar effekterna av förändringen på naturgasföretagens ekonomi.

Ei bedömer att ändringen inte kommer få någon betydande påverkan på företagens möjlighet till finansiering av sin verksamhet och kapitalstruktur. Precis

---

<sup>6</sup> Council of European Energy Regulators (Ceer), 2026, Regulatory Frameworks for European Energy Networks. Avsnitt 5.1.5 <https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2026/01/RFR-2025-Main-report-combined.pdf>.

<sup>7</sup> Council of European Energy Regulators (Ceer), 2026, Regulatory Frameworks for European Energy Networks. Avsnitt 5.1.5 <https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2026/01/RFR-2025-Main-report-combined.pdf>.

som tidigare kommer naturgasföretagen inte behöva använda eget eller lånat kapital för att finansiera de delar av nya anslutningar som kunderna betalar för.

### Samlade konsekvenser

Nuvarande metod för att fastställa naturgasföretagens intäktsramar behöver utvecklas för att säkerställa skäliga nätavgifter till kunderna. Ei avser därför att göra förändringar i intäktsramregleringen från och med tillsynsperioden 2027–2030. Förändringarna avser värderingsprincip för kapitalbasen, beräkning av kalkylräntan och hantering av anslutningsavgifter. Förändringarna omfattar samtliga sju svenska naturgasföretag som bedriver verksamhet med överföring, förgasning och lagring.

Naturgasföretagens samlade intäktsramar har sedan införandet av intäktsramregleringen 2015 uppgått till i genomsnitt 1 558 miljoner kronor per år i löpande priser.<sup>8</sup> Ungefär hälften av intäktsramen utgörs av ersättning för kapitalkostnader och ungefär en fjärdedel vardera utgörs av ersättning för påverkbara respektive opåverkbara löpande kostnader. Avdraget för anslutningsavgifter utgör historiskt 0,1–0,2 procent av de totala intäktsramarna. Naturgasföretagen har historiskt inte nyttjat hela sina intäktsramar, vilket innebär att de hade kunnat ta ut högre avgifter från kundkollektivet än vad de faktiskt har gjort.

Den största initiala effekten av förändringarna kommer från den förändrade beräkningsmetoden för att fastställa nivån på kalkylräntan. Preliminärt beräknas den nominella kalkylräntan utifrån den nya metoden till cirka sex procent för tillsynsperioden 2027–2030, motsvarande en real kalkylränta om knappt 2,6 procent, vilket är lägre än både kalkylräntan nuvarande tillsynsperiod (2023–2026) och den nivå som hade blivit under nästkommande tillsynsperiod med nuvarande metod. Den lägre reala kalkylräntan beror på att den nya metoden bygger på historiska marknadsdata snarare än prognoser och påverkas av den låga riskfria ränta och höga inflation som gällt på marknaden de senaste åren. Den förändrade värderingsprincipen för kapitalbasen och den förändrade hanteringen av anslutningsavgifter förväntas få en begränsad effekt på de totala intäktsramarna under tillsynsperioden 2027–2030.

---

<sup>8</sup> Tillsynsperioden 2023–2026 är inte avstämd då tillsynsperioden inte är slut. Prisnivån är därför den som beslutades i inför tillsynsperioden, det vill säga 2021 års prisnivå.

Enligt preliminära beräkningar förväntas kapitalkostnaderna minska med cirka fyrtio procent för tillsynsperioden 2027–2030, jämfört med nuvarande metod. Den totala beslutade intäktsramen uppskattas bli drygt tjugo procent lägre än med nuvarande metod utifrån antagandet att kapitalkostnaderna utgör ungefär hälften av intäktsramarna. Den beräknade sänkningen av intäktsramarna motsvarar det utrymme som branschen som helhet inte nyttjade av sina intäktsramar under föregående tillsynsperiod. Naturgasföretagen har totalt 2,3 miljarder kronor<sup>9</sup> att nyttja från tidigare tillsynsperioder. Det outnyttjade utrymmet förfaller efter tillsynsperioden 2027–2030. Eftersom naturgasföretagen tidigare inte nyttjat sina intäktsramar förväntas effekten av en lägre intäktsram för tillsynsperioden 2027–2030 bli låg.

På lång sikt innebär förändringarna en ökad förutsägbarhet för naturgasföretagen och deras kunder. Den förändrade värderingsprincipen för kapitalbasen säkerställer att naturgasföretagen får täckning för faktiska investeringskostnader och en rimlig avkastning baserad på kalkylräntan. Marknadsvärderingen av den ingående kapitalbasen blir konserverad vid metodbytet eftersom befintliga anläggningar behåller sitt värde vid metodbytet, men en infasning av den nya värderingsprincipen sker från och med 2027 genom att värdet för de befintliga anläggningarna från och med metodbytet kommer att följa prisutvecklingen i samhället. Samtliga investeringar som genomförs efter metodbytet värderas med den förmögenhetsbevarande principen. Den nya metoden för att fastställa kalkylräntan säkerställer att de faktiska marknadsförutsättningarna påverkar nivån på kalkylräntan vilket minskar osäkerheten och risken för felkompensation och skapar därmed stabila förutsättningar för investeringar. Den nya hanteringen av anslutningsavgifter innebär att naturgasföretagen inte längre får avkastning på de delar av nätet som kunderna finansierat, vilket tar bort risken för överkompensation. Kunders möjlighet att ansluta till naturgasnätet bör inte påverkas. Detta då naturgasföretagen är skyldiga att ansluta en annan naturgasledning som innehas av ett naturgasföretag eller en berättigad kund till sin naturgasledning. Genom metodförändringarna beaktar Ei kundens intresse av låga nätavgifter enligt 6 § intäktsramsförordningen.

Konsekvenserna för naturgasföretagen av metodförändringarna innebär sammantaget en ökad förutsägbarhet då osäkerheten kring framtida slutlig avkastning minskar. Detta förväntas gynna investeringar och bidra till minskade

---

<sup>9</sup> 2021 års prisnivå.

kostnader för att attrahera kapital till verksamheten eftersom investerare får behålla köpkraften i satsat kapital. Intäktsramarna med den nya metoden kommer därmed att bidra till att naturgasföretagen får ersättning för sina effektiva kostnader från och med metodbytet. Metodförändringarna kommer därmed sammantaget att ge intäktsramar som på ett bättre sätt motsvarar målsättningen med intäktsramsregleringen och på sikt att minska risken för att kunderna betalar oskäliga priser.

Naturgasföretagens vinstmarginaler kan bli något lägre än med nuvarande metod. Ei bedömer dock att detta är rimligt eftersom den nya metoden ger ersättning för effektiva kostnader och en rimlig avkastning för att bedriva verksamheten. Naturgasföretagen har höga vinstmarginaler jämfört med jämförbara branscher. Skuldsättningen är generellt låg och består främst av interna lån inom koncernen och naturgasföretagens justerade soliditet (med hänsyn till obeskickade reserver och latent skatteskuld) är hög. Ei:s bedömning är därför att de föreslagna metodförändringarna inte kommer ha någon betydande påverkan på naturgasföretagens möjligheter att finansiera sin verksamhet. Sammantaget leder förändringarna till ökad förutsägbarhet och stabila, långsiktiga villkor för naturgasföretagen, utan att begränsa deras möjligheter till finansiering eller förändra kapitalstrukturen nämnvärt.

Kortsiktigt förväntas effekten av lägre intäktsramar för kunderna att bli låg eftersom naturgasföretagen tidigare inte nyttjat sina intäktsramar. På längre sikt bedömer Ei att metodförändringarna sammantaget kommer att minska risken för att kunderna betalar oskäliga priser. På grund av ovissheten kring framtida indexutveckling, nivån på kalkylräntan och i vilken grad naturgasföretagen kommer att nyttja intäktsramarna är det oklart hur effekten på nätavgifterna för kunderna kommer att bli. Oavsett nyttjandegraden av intäktsramen kommer metodförändringarna minska risken för att kunderna betalar oskäliga priser.

Metodbytet bedöms inte påverka offentlig sektor nämnvärt. För Ei förväntas den förändrade resursåtgången vara begränsad. Kortsiktiga kostnadsökningar bedöms rymmas inom ramen för befintligt budgetanslag och på lång sikt är bedömningen att förändringarna medför marginella ändringar i resursåtgång.

### Rättsliga förutsättningar

Den 1 januari 2026 infördes nya regler i naturgaslagen och en ny intäktsrams-förordning, vilket gav Ei ett större mandat att utforma metoden för hur

naturgasföretagens intäktsramar ska fastställas. Lagstiftningen har blivit mer översiktlig och saknar detaljerade bestämmelser om hur intäktsramarna ska beräknas. Det är upp till Ei att tolka både nationell rätt och EU-rätt för att skapa en transparent, stabil och långsiktig metod som fungerar för alla naturgasföretag.

EU:s gasmarknadsdirektiv (EU) 2024/1788<sup>10</sup> och gasmarknadsförordning (EU) 2024/1789<sup>11</sup> ställer krav på att metoden ska främja investeringar, säkerställa effektiva nät och återspegla faktiska kostnader samtidigt som intäktsramsregleringen ska skydda kunderna från oskäligen avgifter. Förhandsreglering är ett centralt krav enligt EU-rätten, vilket innebär att både naturgasföretag och kunder ska känna till villkoren inför en tillsynsperiod.

Utöver EU-rätten ska Ei följa grundläggande förvaltningsrättsliga principer, särskilt legalitet, proportionalitet, saklighet och opartiskhet. Förändringar i metoden ska endast göras när det finns starka skäl, och Ei fäster stor vikt vid att intäktsramsregleringen uppfattas som förutsägbar och trovärdig för både naturgasföretag och kunder.

Ei:s mål är att utforma en metod som tydligt utgår från verksamhetens grundförutsättningar, ger långsiktiga och stabila villkor och säkerställer att naturgasföretagen kan genomföra nödvändiga investeringar på ett kostnadseffektivt sätt. Samtidigt ska intäktsramsregleringen särskilt beakta kundernas intresse av låga avgifter, och bidra till att energipolitiska mål uppnås. I denna process analyserar Ei kontinuerligt effekterna av både lagstiftning och metodval, särskilt mot bakgrund av den pågående energiomställningen och det ökade fokus som lagts på tillsynsmyndighetens roll.

---

<sup>10</sup> Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2024/1788 av den 13 juni 2024 om gemensamma regler för de inre marknaderna för förnybar gas, naturgas och vätgas, om ändring av direktiv (EU) 2023/1791 och om upphävande av direktiv 2009/73/EG.

<sup>11</sup> Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2024/1789 av den 13 juni 2024 om de inre marknaderna för förnybar gas, naturgas och vätgas, om ändring av förordningarna (EU) nr 1227/2011, (EU) 2017/1938, (EU) 2019/942 och (EU) 2022/869 samt beslut (EU) 2017/684, och om upphävande av förordning (EG) nr 715/2009.

## 1 Inledning

Ett grundläggande syfte med reglering av monopolverksamhet är att säkerställa att monopolföretag inte utnyttjar sin ställning för att ta ut oskäligen nätavgifter till nackdel för kunderna. Regleringen krävs för att tillvarata kundens intresse av skäligen priser och en hög leveranssäkerhet samt att säkerställa en effektiv resursanvändning. Det är av stor vikt att regleringen av naturgasföretagens intäktsramar är förutsägbar och att intäktsramarna avspeglar naturgasföretagens effektiva kostnader. Intäktsramsregleringen ska ge naturgasföretagen stabila och långsiktiga förutsättningar att underhålla och bygga ut sina nät på ett kostnadseffektivt sätt. Regleringen av naturgasföretagens intäktsramar behöver ändras för att på ett bättre sätt uppfylla regleringens syfte.

Ei tar fram en metod där det framgår hur Ei avser att fastställa naturgasföretagens intäktsramar. Vissa delar av metoden regleras i föreskrifter. Ei redogör i den här konsekvensutredningen för de överväganden som gjorts i relation till samtliga ändringar som myndigheten avser göra i metoden för fastställande av naturgasföretagens intäktsramar inför tillsynsperioden 2027–2030. Eftersom vissa delar av metoden kommer regleras i föreskrifter avser konsekvensutredningen även Ei:s förslag till föreskrifter. Ei har tagit fram en gemensam konsekvensutredning för att naturgasföretagen ska få en tydlig överblick över samtliga metodändringar – även de som gäller föreskrifterna – och hur dessa skiljer sig från nuvarande metod samt vilka effekter ändringarna får.

Konsekvensutredningen belyser direkta och indirekta konsekvenser för aktörer eller delar av samhället som berörs av de ändringar som Ei avser göra i intäktsramsregleringen. Detta skapar förutsättningar för väl avvägda beslut, minskar riskerna för oförutsedda negativa konsekvenser och ökar sannolikheten för att samhällets resurser används effektivt.<sup>12</sup>

### 1.1 Den svenska gasmarknaden

Naturgas introducerades i Sverige 1985. Idag består det svenska naturgasnätet av det västsvenska naturgassystemet, gasnätet i Stockholmsområdet och av ett flertal mindre lokala naturgasnät. Det är i dagsläget bara det västsvenska

---

<sup>12</sup> "En konsekvensutredning syftar till att ge en systematisk och objektiv bedömningsgrund som skapar förståelse för de sammanvägda konsekvenserna av olika åtgärdsförslag på samhället och dess aktörer. Utredningen ska också användas till att kartlägga och minimera negativa konsekvenser av en föreslagen åtgärd" Statskontoret. Konsekvensutredning är ett verktyg för analys och bedömning.

naturgassystemet samt Stockholms gasnät som omfattas av naturgaslagen och därmed av Ei:s reglering.

Sverige har ingen inhemsk naturgasproduktion utan är beroende av import via en ledning från Danmark och av flytande naturgas (LNG) som transporteras med fartyg till terminaler i Lysekil och Nynäshamn.

Det finns även biogas i det svenska naturgasnätet. År 2024 var 25,6 procent av gasen i det västsvenska naturgasnätet biogas.<sup>13</sup> Under det första kvartalet 2025 hade andelen ökat till 39,3 procent, vilket delvis kan förklaras av att skattebefrielsen för biogas återinförts. I stads- och fordonsgasnäten i Stockholmsområdet var andelen biogas cirka 80 procent i mars 2023.<sup>5</sup> Den största andelen biogas i nätet är importerad från Danmark, men det finns även inhemsk produktion av biogas. Biogasen uppgraderas innan den förs in i naturgasnätet.<sup>14</sup> Det finns för närvarande elva biogasproducenter kopplade till det västsvenska gassystemet, varav två är anslutna så att inmatning kan ske direkt i transmissionsnätet. Ytterligare tre biogasproducenter är anslutna till fordonsgasnätet i Stockholmsområdet. Den inhemska biogasproduktionen medger tillförsel även i ett avspärrningsläge, vilket gör att det finns en totalförsvarsaspekt på biogasen.<sup>15</sup>

Naturgas är i jämförelse med el en begränsad energikälla i Sverige. Under 2024 uppgick förbrukningen av naturgas och biogas till 6,3 TWh<sup>16</sup> i det västsvenska naturgassystemet och importen från Danmark uppgick till 5,9 TWh. I jämförelse förbrukades under 2024 cirka 135,9 TWh el i Sverige. Tillförseln av gas till slutkunder i Stockholms stadsgasnät är cirka 60 GWh/år medan motsvarande siffra för fordonsgasnätet är cirka 140 GWh/år.<sup>17</sup> Sverige har ett mindre naturgaslager vars syfte är att kunna utjämna kortvariga förbrukningstoppar.

---

<sup>13</sup> Swedegas, Gasbarometern.

<sup>14</sup> Det finns för närvarande elva biogasproducenter kopplade till det västsvenska gassystemet, varav två är anslutna så att inmatning kan ske direkt i transmissionsnätet. Ytterligare tre biogasproducenter är anslutna till fordonsgasnätet i Stockholmsområdet.

<sup>15</sup> Energimarknadsinspektionen. Bilaga 1 – Konsekvensutredning vätgas i systemet en gasmarknad i omställning Ei R2025:10.

<sup>16</sup> Källa: Swedegas, uppgifterna har konverterats till undre värmevärdet.

<sup>17</sup> Källa: Energigas Sverige

Karaktäristiskt för den svenska naturgasmarknaden är att en liten andel av slutförbrukarna står för en stor del av den samlade förbrukningen.<sup>18</sup> I Sverige används naturgas framför allt som processbränsle och råvara inom industrin, för kraft- och fjärrvärmeproduktion samt som fordonsbränsle och som fartygsbränsle. Hushåll som använder gas för uppvärmning och matlagning, så kallade spiskunder och tillika "skyddade kunder" enligt EU-bestämmelserna utgör endast cirka två procent av gasmarknaden. För de petrokemiska industrierna är naturgasen inte bara en energikälla utan används också som en insatsvara, det vill säga att naturgasen är en råvara för företagets produkter.<sup>19</sup>

I och med den gröna omställningen står naturgasnätet inför en rad utmaningar, men även möjligheter. Det finns en ambition att i framtiden ersätta den fossila naturgasen med den förnybara och fossilfria biogasen. Biogas framställs genom en naturlig nedbrytningsprocess av biologiskt material. Om fler biogasproducenter vill ansluta sig till naturgasnätet skulle det kunna innebära att det västsvenska naturgasnätet kan behöva byggas ut för att ansluta dessa producenter. Denna utveckling kan bidra till en ökad robusthet i naturgasnätet och ett minskat beroende av fossila bränslen för gasanvändare.

Den första förvätskningsstationen i Sverige, som omvandlar biogas till flytande biogas (LBG), med anslutning till det västsvenska naturgasnätet byggs i Göteborgs hamn och förväntas tas i bruk 2026. Flytande biogas kan användas som bränsle för exempelvis tunga transporter och sjöfart. Den kan även transporteras till industrier som ligger bortom naturgasnätet. Anläggningen kan i sin tur göra det mer attraktivt för fler biogasproducenter i Sverige att ansluta sig till naturgasnätet, eftersom det innebär att de inte själva behöver investera i en förvätskningsstation samtidigt som det skapar en större marknad för flytande biogas. Detta kan också leda till att naturgasnätet kan behöva byggas ut. Den svenska marknaden för flytande biogas förväntas växa till över 10 TWh 2030.<sup>20</sup> Tabell 1 visar rapporterade uppgifter för 2024 för naturgasföretagen verksamma i det västsvenska naturgasnätet och stads- och fordonsgasnäten i Stockholm.

---

<sup>18</sup> Ungefär 90 större användare i västsvenska gasmarknaden står för cirka 80 procent av förbrukningen

<sup>19</sup> Petrokemisk industri är en tung kemisk processindustri som omvandlar råolja och naturgas till en mängd olika kemikalier och produkter, såsom plast, syntetiskt gummi, syntetiska fibrer, tvättmedel och lösningsmedel.

<sup>20</sup> Nordion Energi. Nordion Energi investerar i anläggning för flytande biogas i Göteborgs Hamn.

Tabell 1. Naturgasföretagens rapporterade uppgifter för 2024

Företag	Kategori	Lednings-längd (km)	Totalt antal uttagpunkter	Överförd energimängd (MWh)
Gasnätet Stockholm AB	Distribution	569	48 800	183 394
Gasnätet Stockholm AB	Förgasning	0	0	58 056
Göteborg Energi Gasnät AB	Distribution	320	6 951	1 171 118
Krafringen Nät AB	Distribution	185	1 420	172 794
Swedegas AB	Lagring			
Swedegas AB	Transmission	601	9	5 955 267
Varberg Energi AB	Distribution	58	180	17 669
Weum Gas AB	Distribution	1 954	18 205	2 683 267
Öresundskraft AB	Distribution	295	1 410	456 996

Källa: Ei

### 1.1.1 Det västsvenska naturgassystemet

Merparten av den naturgas som används i Sverige transporteras genom det västsvenska naturgassystemet. Nätet sträcker sig från Trelleborg i söder till Stenungssund i norr, med en förgrening in i Småland. Nätet är litet i jämförelse med de flesta andra naturgasnät i Europa, och består av 600 km transmissionsledningar och cirka 2 800 km distributionsledningar.<sup>21</sup>

Drygt 30 av Sveriges 290 kommuner har tillgång till naturgas och biogas via det västsvenska naturgassystemet. I de kommuner där naturgasnätet är utbyggt står naturgasen för drygt 20 procent av den slutliga energianvändningen, vilket är i linje med genomsnittet i övriga Europa.

Den enda större inmatningen till det västsvenska naturgasnätet sker genom en ledning under Öresund som är kopplad till det danska naturgasnätet. Genom det danska nätet är det svenska sammankopplat med det tyska nätet och resten av kontinenten. Gasen som kommer till Sverige har sitt huvudsakliga ursprung i de danska naturgasfälten i Nordsjön, men kan också importeras från Tyskland. En mindre inmatning av biogas förekommer och en uppgradering till naturgasstandard sker då före inmatning.<sup>22</sup>

<sup>21</sup> Energimyndigheten. Naturgas.

<sup>22</sup> Energimarknadsinspektionen. Vätgas i systemet – en gasmarknad i omställning.

I transmissionsledningarna transporteras gasen långa sträckor under högt tryck. Därefter sker en tryckreducering i mät- och reglerstationer innan det lokala distributionsnätet tar vid för transport till kund.

Swedegas, som ingår i koncernen Nordion Energi, äger transmissionsledningarna i det västsvenska naturgassystemet och ansvarar för driften och underhållet av det. Swedegas har även systembalansansvaret i Sverige och har således det övergripande ansvaret för att balansen mellan inmatning och uttag av gasen upprätthålls, vilket sker genom övervakning av trycket i gassystemet samt genom att kartlägga eventuella åtgärder att vidta vid obalans. Därutöver finns fem företag som bedriver distributionsverksamhet i det västsvenska naturgasnätet: Göteborg Energi Gasnät AB, Kraftringen Nät AB, Varberg Energi AB, Weum Gas AB och Öresundskraft AB. Dessa företag tar gasen från det västsvenska transmissionsnätet till kunderna. Ett fåtal stora förbrukare är anslutna direkt till transmissionsnätet. I avsnitt 1.2.7 presenteras en övergripande bild av hur naturgasföretagens ekonomiska situation utvecklats under de senaste sex åren, 2019–2024, och hur den förhåller sig till intäktsramarna.

På den västsvenska naturgasmarknaden fanns 2024 cirka 32 000 naturgasanvändare, där ett 90-tal enskilda anläggningar använder ungefär 80 procent av all gas i systemet. Det finns cirka 4 200 små till medelstora förbrukare, samt 27 300 hushållskunder. Den enskilt största delen av naturgasen används inom industrin (som använder naturgasen som bränsle eller som råvara i sina processer) och kraftvärmeverk.

### 1.1.2 Stads- och fordonsgasnäten i Stockholm

Stads- och fordonsgasnäten i Stockholm är reglerade på samma sätt som det västsvenska naturgassystemet. Gasnätet Stockholm AB bedriver den reglerade verksamheten med distribution och förgasning.

Stads- och fordonsgasnäten i Stockholm omfattar cirka 500 km respektive 40 km ledning och täcker stora delar av Stockholm stad samt Solna och Sundbyberg. Näten är separata, men sammankopplade via tre blandningsstationer där gas och luft blandas till önskad stadsgaskvalitet som är anpassad för de kundapparater som används i stadsgasnätet. Gasen pumpas ut från gasblandningsstationerna i Högdalen och Hammarby sjöstad genom högtrycksledningarna till ett antal reglerstationer, för att där sänka trycket för vidare distribution till slutkunder.

Stockholms gasnät har ingen koppling till det västsvenska naturgassystemet. Naturgassystemet i Stockholmsområdet försörjs i stället med biogas och med LNG. Den LNG som används kommer på fartyg till en LNG-mottagningsanläggning i Nynäshamn. Därifrån transporteras den med lastbil till en förgasningsanläggning och matas in i naturgassystemet.

Stockholms gasnät hade 2024 cirka 50 000 kunder, där det största antalet utgörs av hushållskunder med gasspis. De levererar även naturgas till cirka 700 restauranger, 150 hus med gasvärme, 13 industrier, samt 5 tankstationer och 3 bussdepåer. Tillförseln av gas till slutkunder i Stockholms stadsgasnät är cirka 60 GWh/år medan motsvarande siffra för fordonsgasnätet är cirka 140 GWh/år.<sup>23</sup>

### 1.1.3 Marknadsutveckling

Under perioden 2019–2024 har naturgasnätets fysiska omfattning varit i stort sett oförändrad, se Tabell 2. Den totala ledningslängden uppgår till cirka 4 000 km, där WEUM:s nät utgör ungefär hälften. Däremot har både antalet kunder, uppskattat genom antal uttagspunkter, och energiflödet minskat. Antalet uttagspunkter har minskat med cirka 14 procent jämfört med 2019, vilket motsvarar drygt 12 000 färre kunder. Minskningen har skett hos samtliga företag utom transmissionsnätsföretaget Swedegas, som har ett oförändrat antal uttagspunkter (9). Även den överförda energimängden har minskat, med cirka 3 600 GWh, vilket motsvarar en nedgång på 25 procent sedan 2019. Den största minskningen har skett hos Swedegas, WEUM Gas och Göteborg Energi Gasnät, men trenden är genomgående för alla aktörer.

Tabell 2 Uppgifter om ledningslängd, uttagspunkter och överförd energimängd

	2024	2023	2022	2021	2020	2019
<b>Ledningslängd i km</b>	3 982	4 007	3 945	3 935	3 973	3 951
<b>Totalt antal uttagspunkter</b>	76 975	80 386	82 018	83 968	87 486	89 244
<b>Överförd energimängd (GWh)</b>	10 699	10 500	10 837	14 274	12 379	14 321

Källa: Ei

<sup>23</sup> Energimarknadsinspektionen. Vätgas i systemet – en gasmarknad i omställning.

## 1.2 Reglering av naturgasverksamhet

### 1.2.1 Naturgasverksamhet är naturliga monopol

Naturgasverksamhet utgör naturliga monopol. Ett naturligt monopol förekommer när de fasta kostnaderna är mycket höga och de rörliga kostnaderna är låga. Att naturgasverksamhet är naturligt monopolverksamhet innebär att ett företag som bedriver naturgasverksamhet kan göra det till lägre kostnader inom ett område än om det fanns flera konkurrerande företag inom samma område. Av den anledningen är det inte försvarbart ur ett samhällsekonomiskt perspektiv att bygga flera parallella naturgasnät inom ett och samma område.

Enligt nationalekonomisk teori leder monopol till att priserna till kund blir högre och utbudet blir lägre än vid fullständig konkurrens. Andra negativa effekter kan vara sämre kvalitet, sämre service och lägre grad av innovation. Av denna anledning regleras naturgasverksamheten.

För att få bygga och använda transmissionsledningar krävs tillstånd, så kallad koncession. Koncession krävs också för lagrings- och förgasningsanläggningar som är anslutna till en naturgasledning. Förutsättningarna för att ge koncession framgår av naturgaslagen och naturgasförordningen samt miljöbalken. Till skillnad från elnät krävs ingen koncession för distributionsledningar för naturgas (naturgasledningar efter en mät- och reglerstation). Det finns heller inga koncessioner för område för naturgas. Det är regeringen som beslutar om koncession enligt naturgaslagen, efter att Ei har granskat ansökan och lämnat förslag till beslut.

Ett företag som har en naturgasledning och bedriver överföring av naturgas ansvarar för drift och underhåll och, vid behov, utbyggnad av sitt ledningssystem och, i tillämpliga fall, dess anslutning till andra ledningssystem. Företaget ansvarar också för att dess ledningssystem är säkert, tillförlitligt och effektivt och för att det på lång sikt kan uppfylla rimliga krav på överföring av naturgas.

Den som innehar en naturgasledning är bland annat skyldig att på skäliga villkor ansluta andra naturgasledningar samt lagringsanläggningar och förgasningsanläggningar. Detsamma gäller vid återinkoppling av en befintlig naturgasledning, ändring av den avtalade kapaciteten i anslutningspunkten samt

ändring av tiden för överföringen.<sup>24</sup><sup>25</sup> Den som innehar en naturgasledning är även skyldig att på skäliga villkor överföra naturgas.<sup>26</sup>

### 1.2.2 Ei fattar beslut om intäktsramar för naturgasföretagen

Sedan 2015 regleras naturgasföretagens intäkter i naturgasverksamheten genom att Ei inför varje tillsynsperiod fastställer en intäktsram som naturgasföretagets intäkter högst får uppgå till. Som huvudregel består en tillsynsperiod av fyra kalenderår. På detta sätt skapas en begränsning för hur höga avgifter naturgasföretagen totalt sett får ta ut från sina kunder. För naturgasföretagen innebär intäktsramsregleringen att de vet hur stora intäkter de har rätt att ta ut från sina kunder under en tillsynsperiod, vilket ger naturgasföretagen förutsägbara och långsiktiga villkor för att bedriva sin naturgasverksamhet. Ei har hittills beslutat om intäktsramar för tre tillsynsperioder: 2015–2018, 2019–2022 och 2023–2026.

Att intäktsramarna beslutas på förhand, det vill säga inför varje tillsynsperiod, följer av det EU-rättsliga regelverket. Förhandsregleringen infördes i naturgaslagen som en följd av det tredje gasmarknadsdirektivet (2009/73/EG).<sup>27</sup> Utredningar och överväganden som, utöver gasmarknadsdirektivet, huvudsakligen har legat till grund vid införandet av regelverket finns beskrivna i rapporten *Förhandsprövning av gastariffer* (EI R2010:14) samt propositionen *Naturgasfrågor* (2012/13:85) som antogs av riksdagen 2013, varvid de nya bestämmelserna trädde i kraft i naturgaslagen.

### 1.2.3 Utvecklingen av intäktsramsregleringen

Intäktsramsregleringen berör naturgasföretag som bedriver verksamhet med överföring, förgasning och lagring av naturgas. I dagsläget berörs sju företag av intäktsramsregleringen. Fem av dessa företag bedriver också verksamhet på elmarknaden, där en motsvarande reglering tillämpas.

---

<sup>24</sup> Skyldighet föreligger inte om den först nämnda ledningen saknar kapacitet för den begärda åtgärden eller om det annars finns särskilda skäl.

<sup>25</sup> Skyldigheten gäller inte den som innehar en naturgasledning som uteslutande används för egen räkning.

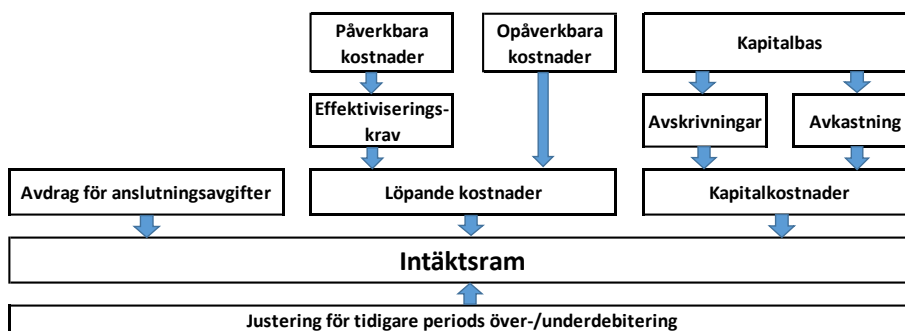
<sup>26</sup> Skyldigheten gäller inte den som innehar en naturgasledning som uteslutande används för egen räkning.

<sup>27</sup> Det tredje gasmarknadsdirektivet, 2009/73/EG, innehåller bestämmelse, artikel 41 punkten 6 a, om anslutning och tillträde till nationella nät, inbegripet överförings- och distributionsavgifter

Metoden som används för att fastställa naturgasföretagens intäktsramar baseras dels på gällande regelverk, dels på Ei:s valda metoder. Sedan införandet av intäktsramsregleringen 2015 har det skett ändringar både i regelverket och i Ei:s metoder. Generellt sett har regelverket blivit mer detaljerat och flera väsentliga delar i metoden har fastslagits i regelverket, vilka har tillämpats fram till och med tillsynsperioden 2023–2026. Den 1 januari 2026 infördes dock nya regler inom naturgasområdet som innebär att detaljerade bestämmelser tagits bort och att lagstiftningen därmed blivit mer översiktlig.

Intäktsramen byggs huvudsakligen upp av naturgasföretagens kapitalkostnader (som baseras på företagens kapitalbas, det vill säga det samlade värdet av företagens anläggningar) och företagens löpande kostnader. Naturgasföretagen har möjlighet att få ersättning för de kostnader som utgör intäktsramen genom att fakturera sina kunder. Figur 3 ger en översiktlig beskrivning av de olika delarna i reglermodellen som tillsammans bildar intäktsramen.

Figur 3 Reglermodellen för naturgas 2023–2026



För mer information om intäktsramens beståndsdelar och intäktsramsregleringens utveckling sedan 2015 hänvisar Ei till rapporten *Reglering av el- och gasnätverksamhet – utveckling sedan införandet av förhandsregleringen* (Ei R2022:01). Rapporten innehåller en detaljerad beskrivning av hur regleringen av naturgasföretagens intäktsramar har utvecklats.

#### 1.2.4 Ett förändrat rättsläge inför tillsynsperioden 2027–2030

EU-domstolen har tidigare i ett antal avgöranden<sup>28</sup> tolkat bestämmelserna om tillsynsmyndighetens oberoende. EU-domstolen har i dessa avgöranden uttalat att

<sup>28</sup> Se till exempel C-771/18, C-767/19, C-378/19 och C-474/08

fastställandet av metoder för att beräkna eller fastställa tariffer ingår bland de befogenheter som direkt är förbehållna de nationella tillsynsmyndigheterna. När det gäller begreppet oberoende har EU-domstolen angett att oberoende i fråga om beslutsfattande innebär att den nationella tillsynsmyndigheten ska fatta sina beslut självständigt enbart på grundval av allmänintresset, utan att behöva följa några externa instruktioner från andra offentliga eller privata organ. De nationella tillsynsmyndigheterna ska vara fullständigt oberoende i förhållande till ekonomiska och offentliga aktörer, oavsett om det rör sig om förvaltningsorgan eller politiska organ. Oberoendet ska vara i förhållande inte bara till regeringen (innehavare av den verkställande makten) utan också i förhållande till den nationella lagstiftaren (lagstiftningsmakten).

Tysklandsdomen<sup>29</sup> rör en fördragsbrottstalan mot Tyskland och implementeringen av el- och gasmarknadsdirektiven<sup>30</sup>. I avgörandet konstaterar domstolen dels att tillsynsmyndigheterna ska vara oberoende i förhållande till instruktioner från offentliga och privata aktörer och lagstiftaren, dels den exklusiva befogenhet vid beslutsfattandet som ska tillförsäkras tillsynsmyndigheterna genom unionsrätten.

Med anledning av domen tillsatte regeringen den 17 mars 2022 en utredning som syftade till att göra en översyn av intäktsramsregleringen på el- och naturgasområdena.<sup>31</sup> Utredningens slutsatser och förslag beskrivs i betänkandet Ett förändrat regelverk för framtidens el- och gasnät (SOU 2023:64). I betänkandet fastslår utredningen att konsekvenserna av Tysklandsdomen för Sveriges del innebär att Ei ska säkerställas ett oberoende<sup>32</sup> gentemot privata och offentliga aktörer, inklusive lagstiftaren. Ei ska också ha exklusiv befogenhet att utföra prövningen inom el- och naturgasområdena utan att begränsas av materiella regler som fastställts av riksdag eller regering. I oktober 2023 lämnade utredaren över betänkandet till regering som därefter beslutade om prop. 2025/26:26, Regelverket för framtidens el- och gasnät.

---

<sup>29</sup> Mål C-718/18, Europeiska kommissionen mot Förbundsrepubliken Tyskland, EU:C:2021:662.

<sup>30</sup> Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/72/EG av den 13 juli 2009 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om upphävande av direktiv 2003/54/EG respektive 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.

<sup>31</sup> Dir. 2022:20.

<sup>32</sup> Artikel 57.4 i Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2019/944 av den 5 juni 2019 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om ändring av direktiv 2012/27/EU

Riksdagen beslutade i november 2025 om en förändrad lagstiftning gällande intäktsramarna på naturgasområdet. Ändringarna som trädde i kraft den 1 januari 2026 syftar till att säkerställa att den svenska regleringen om tillsynsmyndighetens oberoende vid utövandet av dess uppgifter enligt naturgaslagen uppfyller EU-rättens krav.

#### 1.2.5 Rättsliga utgångspunkter

##### *Nationella och EU-rättsliga regler*

Den 1 januari 2026 trädde nya regler i naturgaslagen i kraft. Samtidigt trädde förordningen (2025:1350) om intäktsram för naturgasverksamhet (intäktsramsförordningen) i kraft och ersatte förordningen (2014:35) om fastställande om intäktsram på naturgasområdet. Den nya regleringen på naturgasområdet syftar till att säkerställa att den svenska regleringen om tillsynsmyndighetens oberoende vid utövandet av dess uppgifter enligt naturgaslagen uppfyller EU-rättens krav.

I och med den ändrade regleringen på gasområdet har detaljerade bestämmelser om hur intäktsramen ska fastställas för naturgasverksamhet tagits bort från naturgaslagen och intäktsramsförordningen och Ei har getts en större befogenhet att bestämma metoden för fastställande av naturgasföretagens intäktsramar.

Grunderna för fastställande av intäktsramen framgår av naturgaslagen, där det anges att en intäktsram inte ska vara större än vad naturgasföretaget behöver för naturgasverksamheten (6 kap. 5 §). Intäktsramsförordningen kompletterar detta genom att ange vilka kostnader som ska täckas av intäktsramen och att Ei vid tillämpningen ska beakta kundernas intresse av låga avgifter (6 §). Ei konstaterar att den nationella lagstiftningen är översiktlig i fråga om den närmare metoden för fastställande av intäktsramen. Lagstiftaren har inte uttryckt någon preferens för en viss metod utan det har överlämnats till Ei att bestämma hur beräkningen av intäktsramar ska ske. Det åligger Ei att fastställa intäktsramar till belopp och oaktat att lagstiftningen inte närmare anger metod för detta, måste Ei <sup>33</sup>det nationella och det EU-rättsliga regelverket och ta fram en strukturerad metod för bedömningen som kan användas för samtliga naturgasföretag. Eftersom det krävs omfattande och relativt komplicerade beräkningar för att fastställa intäktsramar accepteras

---

förenklade beräkningsmodeller och schabloniseringar för att göra regleringen enklare och mer transparent.<sup>34</sup>

På EU-rättslig nivå framgår utgångspunkterna för fastställandet av beräkningsmetoder för nätavgifter av gasmarknadsdirektivets artikel 78.7, där det framgår att tillsynsmyndigheterna i tillräckligt lång tid innan dessa träder i kraft ska fastställa beräkningsmetoder för överföringsavgifter, vilket formulerar ett krav på förutsägbarhet. Vidare ska metoderna utformas så att nödvändiga investeringar i näten kan göras på ett sätt som gör det möjligt för investeringarna att säkerställa nätens bärkraft på längre sikt, vilket kan uttryckas som ett krav på långsiktighet och stabilitet. Ei strävar efter att tillgodose kraven på förutsägbarhet, långsiktighet och stabilitet så långt som möjligt samtidigt som hänsyn måste tas till att omvärldsläget kan påverka hur och i vilken utsträckning dessa krav kan tillgodoses.

Därtill innehåller EU:s gasmarknadsförordning direkt tillämpliga krav på systemansvariga för överföringssystemens avgifter. Av gasmarknadsförordningen framgår att de metoder som tas fram enligt direktivet ska vara transparenta, beakta behovet av systemintegritet och förbättring av denna och återspegla de faktiska kostnaderna i den utsträckning kostnaderna motsvaras av de kostnader som effektiva och strukturellt jämförbara nätoperatörer har, samtidigt som en rimlig avkastning på investeringar tillgodoses.

Kraven på långsiktighet och förutsägbarhet följer inte bara av EU:s gasmarknadslagstiftning, utan även av allmänna EU-rättsliga principer om till exempel rättssäkerhet och proportionalitet. Principerna framgår till stor del av domstolens avgöranden och är vägledande för rättstillämpningen av EU:s rättsakter. Dessa principer är direkt tillämpliga och styrande vid nationell reglering av naturgasmarknaden och vid utformningen av lagstiftning om, och metodutveckling av, intäktsramar. Principerna följer både av fördraget om Europeiska unionen (FEU), Europeiska unionens stadga om de grundläggande rättigheterna (2016/C 202/02) (nedan kallad stadgan) och av EU-domstolens praxis.

En grundläggande utgångspunkt är principen om EU-rättens företräde, enligt vilken EU-rätten ska ges företräde framför nationell rätt vid normkonflikt (se bland annat mål 6/64 Costa v. ENEL). Detta innebär att nationella regler om intäktsramar måste vara förenliga med unionsrätten, och då särskilt gasmarknadsförordningen

---

<sup>34</sup> Se prop. 2008/09:141 s. 65 och Kammarrätten i Jönköpings avgörande i mål nr 101-14.

och gasmarknadsdirektivet. Nationella bestämmelser som motverkar EU-lagstiftningens syften och mål får inte tillämpas.

En annan central allmän rättsprincip är likabehandlingsprincipen, även uttryckt som ett förbud mot diskriminering. Principen innebär att jämförbara situationer inte får behandlas olika och att olika situationer inte får behandlas lika, om inte detta är objektivt motiverat och uttrycks som ett allmänt förbud mot diskriminering i (se till exempel mål C-174/08 NCC Construction Danmark). Gasmarknadsdirektivet uppställer också ett krav på icke-diskriminering vilket för intäktsramsregleringen innebär att jämförbara naturgasföretag ska behandlas lika (objektivt) vid utformning av föreskrifter och metoder som fastställs i förvaltningsbeslut. Eventuella skillnader måste vila på sakliga grunder som kan verifieras.

Därutöver gäller proportionalitetsprincipen, enligt vilken åtgärder som vidtas av medlemsstaterna inte får gå utöver vad som är nödvändigt för att uppnå legitima mål (artikel 5.4 FEU; se till exempel mål C-265/08 Federutility). Inom ramen för intäktsramsregleringen innebär detta att begränsningar av naturgasföretagens intäkter eller avkastning måste stå i rimlig proportion till målen om konsumentskydd, effektivitet och marknadens funktion.

EU-rätten uppställer även krav på rättssäkerhet och förutsebarhet, vilket innebär att regler ska vara klara, tydliga och förutsägbara samt att retroaktiv lagstiftning endast får förekomma under mycket begränsade förutsättningar (se till exempel mål C-17/03 VEMW). För intäktsramar innebär detta att beräkningsmetoder och tillsynsmodeller bör vara transparenta och så stabila över tid att naturgasföretagen kan planera sin verksamhet och sina investeringar.

När rättssäkerheten kompletteras av principen om skydd för berättigade förväntningar förstärks kravet på stabilitet. Enligt EU-domstolens praxis kan enskilda ha rätt att förlita sig på tydliga och precisa utfästelser från myndigheter (mål C-201/08 Plantanol). Plötsliga och oförutsedda förändringar av regleringen av intäktsramar, utan rimliga övergångsbestämmelser, kan därför stå i strid med denna princip.

En ytterligare princip är effektivitetsprincipen, som innebär att EU-rätten ska ges full verkan och att nationella regler därför inte får hindra detta (jfr mål C-72/95 Kraaijeveld). Det innebär att regleringen av intäktsramar inte får utformas på ett

sådant sätt att EU-rättens mål, såsom investeringar i naturgasnät, försörjningstrygghet och en väl fungerande inre marknad, i praktiken motverkas.

Rätten till ett effektivt rättsmedel följer primärt av artikel 47 i stadgan och beslut om intäktsramar ska därför kunna bli föremål för effektiv domstolsprövning. Detta innebär att nationell rätt måste innehålla bestämmelser som för den enskilde möjliggör ett överklagande och att därigenom få Ei:s beslut rättsligt prövade. Rätten till en effektiv domstolsprövning framgår även av gasmarknadsdirektivet som stadgar att tillsynsmyndigheternas beslut ska vara fullt motiverade för att medge domstolsprövning. Besluten ska dessutom vara tillgängliga för allmänheten, samtidigt som den konfidentiella karaktären hos kommersiellt känsliga uppgifter bevaras (artikel 79.7).

Sammanfattningsvis innebär EU-rätten att nationell lagstiftning om intäktsramar måste vara förenlig med unionsrättens grundprinciper om EU-rättens företräde, proportionalitet, likabehandling, rättssäkerhet och förutsägbarhet, samtidigt som den säkerställer oberoende tillsyn och effektiva rättsmedel.

#### *Särskilt om kundernas intresse*

EU-rätten ger ramar för hur kundintresset ska beaktas i nationell naturgasreglering. Enligt gasmarknadsdirektivet (artikel 17) ska regleringen säkerställa att nätavgifterna tillämpas på ett icke-diskriminerande sätt, är transparenta och effektiva, vilket är till nytta för kunderna. Att naturgasföretagen ges förutsättningar att kunna attrahera kapital genom en rimlig avkastning tillgodoser kundernas förväntan om tillräcklig energidistribution och stabil leverans kvalitet samtidigt som avkastningen motsvarar faktiska kostnader för det kapital som behövs. I direktivet betonas vidare att medlemsstaternas regleringsmyndigheter ska ha ett tydligt uppdrag att skydda konsumenternas intressen och främja en väl fungerande inre marknad. I skälen till direktivet uttrycks att konsumenternas intresse bör stå i centrum för direktivet och att tjänsternas kvalitet bör höra till naturgasföretagens centrala ansvarsområden (skäl 19). I den nationella rätten stärks kundintresset genom intäktsramsförordningens krav på att Ei ska beakta kundernas intresse av låga avgifter.

Vid utformningen av metoder för intäktsramsreglering spelar därför kundintresset en central roll. Regleringens yttersta syfte är att säkerställa att kunderna får tillgång till naturgastjänster till skäliga priser, samtidigt som naturgasföretagen ges

möjlighet att bedriva sin verksamhet effektivt och långsiktigt hållbart. Kundintresset ska genomsyra såväl regleringens mål i stort som konkreta metodval.

Att beakta kundintresset innebär bland annat att metoderna för intäktsramsreglering ska bidra till kostnadseffektivitet, transparens och förutsebarhet. Kunderna saknar möjlighet att välja nätleverantör, vilket motiverar en stabil reglering till skydd för kundkollektivet. Ei strävar därför efter att intäktsramsregleringen utformas så att naturgasföretagen endast ersätts för nödvändiga kostnader, samtidigt som incitament skapas för effektiv drift, underhåll och investeringar. På så sätt skyddas kunderna från oskäliga avgifter, samtidigt som leveranssäkerhet upprätthålls.

Kundintresset omfattar även långsiktiga aspekter och regleringen bör därför säkerställa att nödvändiga investeringar i näten genomförs. En väl avvägd intäktsramsreglering kan därmed bidra till att kunderna tillförsäkras stabila nät till skäliga kostnader över tid.

#### **Metodutveckling och metodbyte**

När Ei tar fram en ny metod för intäktsramsregleringen — eller överväger att ändra den befintliga — måste flera faktorer vägas samman. Metodbyte måste hanteras med noggrannhet för att säkerställa förenlighet med allmänna rättsprinciper och de krav som följer av EU-rätten (se avsnittet ovan). Då gasmarknaden präglas av långsiktiga investeringar kan metodbyten få betydande ekonomiska och rättsliga konsekvenser. Det krävs därför starka skäl för att frångå etablerade metoder.

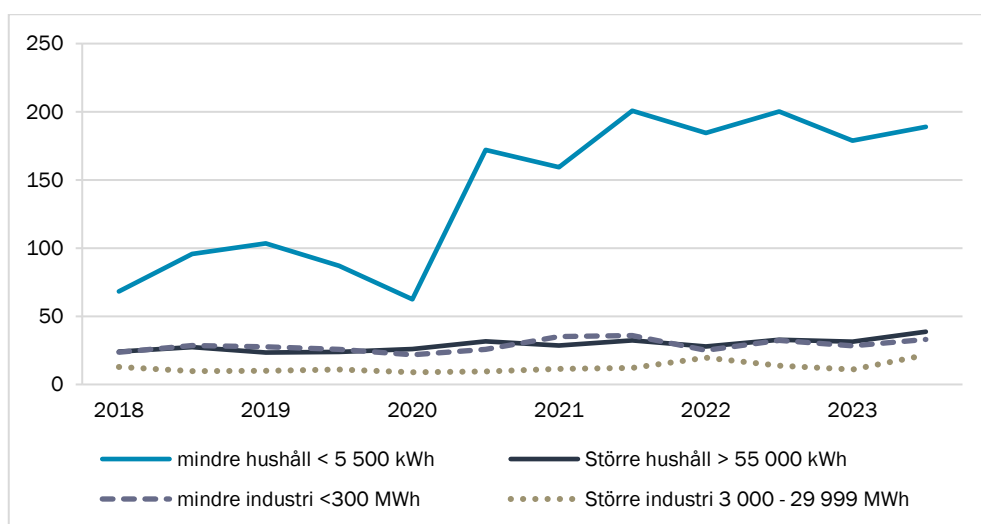
Ei anser därför att metodbyten ska genomföras genom strukturerade och rättssäkra processer, där allmänna rättsprinciper och EU-rättsliga krav integreras redan i metodutvecklingsarbetet. Detta bidrar inte bara till ökad legitimitet och rättssäkerhet, utan även till stabila och välfungerande energimarknader på både nationell och europeisk nivå. Eftersom intäktsramsregleringen i huvudsak utgör en ekonomisk reglering bör varje metodförändring i så hög utsträckning som möjligt utgå från vedertagna ekonomiska teorier och metoder som förankras i de branschspecifika förutsättningar som gäller för den verksamhet som ska regleras.

För att stärka rättssäkerheten och förtroendet för regleringen ska Ei utreda konsekvenser noggrant och kommunicera metodförändringar i god tid.

### 1.2.6 Utveckling av nätavgifterna

Enligt SCB:s statistikdatabas (2025)<sup>35</sup> har nätavgiften<sup>36</sup> per kWh för hushåll ökat kraftigt mellan 2018 och 2023<sup>37</sup>, med den största ökningen mellan 2020 och 2021. För mindre hushåll<sup>38</sup> har nätavgiften stigit från cirka 68 öre/kWh (första halvåret 2018) till 189 öre/kWh (andra halvåret 2023), vilket motsvarar en ökning med 177 procent. Under samma period har nätavgiften för större hushållskunder med en årlig förbrukning över 55 000 kWh ökat med drygt 60 procent, från 24 till 38 öre/kWh. För icke hushållskunder har ökningen legat mellan 15 och 67 procent under perioden med ett medelvärde på cirka 40 procent.<sup>39</sup> Som jämförelse har KPI under samma period ökat med cirka 25 procent. I Figur 4 nedan visas utvecklingen av nätavgiften för olika typkunder under perioden.

Figur 4 Utveckling av nätavgifter per kilowattimme



Källa: SCB, 2025

Prisökningen för naturgaskunderna bekräftas av den data som rapporterats in till Ei. Mellan 2018 och 2024 har transiteringsintäkterna<sup>40</sup> per överförd kWh ökat med 52 procent. Även transiteringsintäkterna per kund har ökat, om än inte lika mycket. Denna utveckling drivs främst av att antalet uttagpunkter och den

<sup>35</sup> Statistiska centralbyrån (SCB). (2025). Priser på naturgas för hushåll. Halvår 2014H2–2024H2. Statistikdatabasen. Hämtad från <https://www.statistikdatabasen.scb.se>

<sup>36</sup> Benämns pris av Statistiska centralbyrån (SCB)

<sup>37</sup> Statistiska centralbyrån ändrade beräkningsmetod för 2024 som därför inte är med i underlaget.

<sup>38</sup> Med mindre hushåll avses de med en årlig förbrukning under 5 500 kWh.

<sup>39</sup> Statistiska centralbyrån (SCB). (2025). Priser på naturgas för övriga kunder (ej hushåll). Halvår 2014H2–2024H2. Statistikdatabasen.

<sup>40</sup> Intäkter från överföring av naturgas.

överförda energimängden minskat under perioden, samtidigt som de totala transiteringsintäkterna för naturgasföretagen varit relativt stabila.

### 1.2.7 Ekonomiska uppgifter

I avsnittet nedan presenteras en övergripande bild av hur naturgasföretagens ekonomiska situation utvecklats under de senaste sex åren, 2019–2024, och hur den förhåller sig till intäktsramarna. Uppgifterna baseras på naturgasföretagens inrapporterade uppgifter till Ei.

#### **Ekonomiska resultat**

Trots att antalet kunder och energiflödet minskat, har naturgasföretagen haft en stark ekonomisk lönsamhet, vilket redovisas i Tabell 3. Vinstmarginalen<sup>41</sup> för branschen som helhet har legat kring 35–38 procent årligen under hela perioden 2019–2024, vilket är avsevärt högre än medianvärden för jämförbara branscher enligt SCB:s branschnyckeltal (cirka 5 procent för reningsverk, avfallshantering, post- och kurirföretag och telekommunikationsbolag, samt 16,6 procent för fastighetsbolag).

Nettoomsättningen har varit relativt konstant under perioden, men hela resultatet efter finansiella poster har lämnats i koncernbidrag till koncernbolagen, vilket gör att årets resultat för naturgasföretagen hamnar nära noll. Swedegas står för en betydande del av resultatet, medan vissa enheter, såsom Gasnätet Stockholms förgasningsanläggning och Swedegas lagringsanläggning, redovisar negativa resultat.<sup>42</sup>

Tabell 3 Naturgasföretagens finansiella nyckeltal i miljoner kronor, i löpande priser

År	2024	2023	2022	2021	2020	2019
<b>Nettoomsättning</b>	1 396	1 308	1 229	1 454	1 190	1 287
<b>Av- och nedskrivningar</b>	- 110	- 102	- 121	- 112	- 118	- 143
<b>Rörelseresultat</b>	525	461	419	594	433	469
<b>Resultat efter finansiella poster</b>	525	461	421	602	430	465
<b>Vinstmarginal</b>	38%	35%	34%	41%	36%	36%
<b>Avkastning på totalt kapital</b>	15%	13%	12%	15%	11%	12%
<b>Lämnade koncernbidrag</b>	- 546	- 506	- 502	- 648	- 462	- 472
<b>Årets resultat</b>	- 3	- 14	- 15	- 3	7	31

<sup>41</sup> Definierat som resultat efter finansiella poster delat med nettoomsättningen

<sup>42</sup> Sett till enstaka år uppvisar Varberg Energi ett minusresultat 2022 (-105 tkr) och 2024 (- 122 tkr). Även Öresundskraft hade ett negativt resultat efter finansiella poster 2022 (-11 miljoner).

### Skuldsättning

Sett till naturgasföretagens skuldsättning (se Tabell 4) under perioden 2019–2024 har naturgasföretagen främst interna lån inom koncernen. Fram till 2022 har endast Stockholms gasnät långfristiga skulder, från 2022 och framåt har även Göteborg Energi Gasnät långfristiga skulder och inget av naturgasföretagen har skulder till kreditinstitut. Sett till de kortfristiga skulderna har de flesta naturgasföretagen leverantörsskulder och rapporterade värden under övriga kortfristiga skulder, men även för kortfristiga skulder är majoriteten interna lån inom koncernerna. De totala räntekostnaderna uppgår till cirka 5 miljoner per år.

Tabell 4 Naturgasföretagens skuldsättning, i miljoner kronor och löpande priser

År	2024	2023	2022	2021	2020	2019
<b>Långfristiga skulder</b>	190	205	163	116	113	111
<b>Varav skulder till koncernföretag</b>	169	192	149	99	99	99
<b>Kortfristiga skulder</b>	450	374	301	801	621	618
<b>Varav skulder till koncernföretag</b>	295	201	173	655	492	479
<b>Räntekostnader och liknande resultatposter</b>	- 6	- 6	- 4	- 4	- 4	- 4

### Tillgångar och eget kapital

Naturgasföretagens tillgångar är främst kopplade till materiella anläggningstillgångar i form av nätanläggningar. Utöver nedan presenterade tillgångar förkommer även vissa omsättningstillgångar på cirka 500 miljoner per år. Sett över perioden 2019–2024 minskar anläggningstillgångarna något, se Tabell 5, vilket troligtvis beror på avskrivningar.

Tabell 5 Naturgasföretagens tillgångar, miljoner kronor och löpande priser

	2024	2023	2022	2021	2020	2019
<b>Regulatorisk kapitalbas korrigerad för avskrivningar</b>	13 291	13 257	12 611	11 296	10 847	10 820
<b>Summa anläggningstillgångar</b>	3 120	3 124	3 121	3 337	3 390	3 413
<b>Immateriella anläggningstillgångar</b>	19	15	13	18	20	20
<b>Materiella anläggningstillgångar</b>	3 098	3 106	3 102	3 115	3 165	3 189
<b>Finansiella anläggningstillgångar</b>	3	3	6	205	204	204

Det egna kapitalet utgör ungefär en tredjedel av de totala anläggningstillgångarna och cirka 90 procent av det totala egna kapitalet återfinns inom Swedegas. Övriga naturgasföretag har en mycket låg andel eget kapital och i flera fall ett negativt

eget kapital. Tabell 6 visar en summering av dessa uppgifter för samtliga naturgasföretag. I Tabell 6 visas även naturgasföretagens soliditet. Vid en justering för obeskattade reserver har branschen som helhet en hög soliditet, vilket tyder på en långsiktig finansiell styrka inom branschen. Enligt SCB:s branschnyckeltal är naturgasföretagens justerade soliditet<sup>43</sup> i linje med vattenverk och telekommunikation, men betydligt högre än exempelvis för fastighetsbolag och fastighetsförvaltare, där medianvärdet 18 procent under perioden.

Tabell 6 Eget kapital och obeskattade reserver, miljoner kronor i löpande priser

	2024	2023	2022	2021	2020	2019
<b>Summa eget kapital</b>	1 190	1 269	1 290	1 310	1 361	1 361
<b>Aktiekapital</b>	172	204	204	204	204	204
<b>Obeskattade reserver</b>	1 461	1 434	1 464	1 532	1 572	1 617
<b>Summa kassa och bank</b>	158	89	94	136	216	299
<b>Sollditet</b>	33%	36%	37%	32%	34%	34%
<b>Justerad sollditet</b>	66%	67%	69%	62%	65%	66%

#### Intäktsramar och intäkter

Naturgasföretagen har inte nyttjat sina intäktsramar fullt ut. Under den senast avslutade tillsynsperioden, 2019–2022 (se Tabell 7), uppgick de avstämda intäktsramarna till 6,6 miljarder kronor och naturgasföretagens verkliga intäkter till 5,2 miljarder, motsvarande 79 procent av tillåtna intäktsramar. Den delen av intäktsramen som naturgasföretagen inte utnyttjat kan nyttjas av naturgasföretagen under innevarande tillsynsperiod (2023–2026) utifrån naturgaslagens regler om avvikelser från intäktsramen.<sup>44</sup> Investeringarna under perioden 2018–2022 har uppgått till 465 miljoner i löpande priser vilket motsvarar 68 procent av planerade investeringar.<sup>45</sup> Inför innevarande tillsynsperiod (2023–

<sup>43</sup> Justerad soliditet tar hänsyn till obeskattade reserver (exkluderat latent skatteskuld) och ger därmed en mer rättvisande bild av företagets långsiktiga finansiella styrka.

<sup>44</sup> För tillsynsperioden 2019–2022 reglerades avvikelser från intäktsramen enligt 6 kap. 19–20 §§ naturgaslagen i den lydelse närmast före 1 januari 2026. Reglerna har därefter ersatts av nuvarande 6 kap. 18–20 §§ naturgaslagen.

<sup>45</sup> Prognosen för investeringar inför perioden omfattar året innan tillsynsperiodens start. I siffrorna har sista halvåret i tillsynsperioden exkluderats eftersom naturgasföretagen inte rapporterar in uppgifter för dessa i samband med avstämningen.

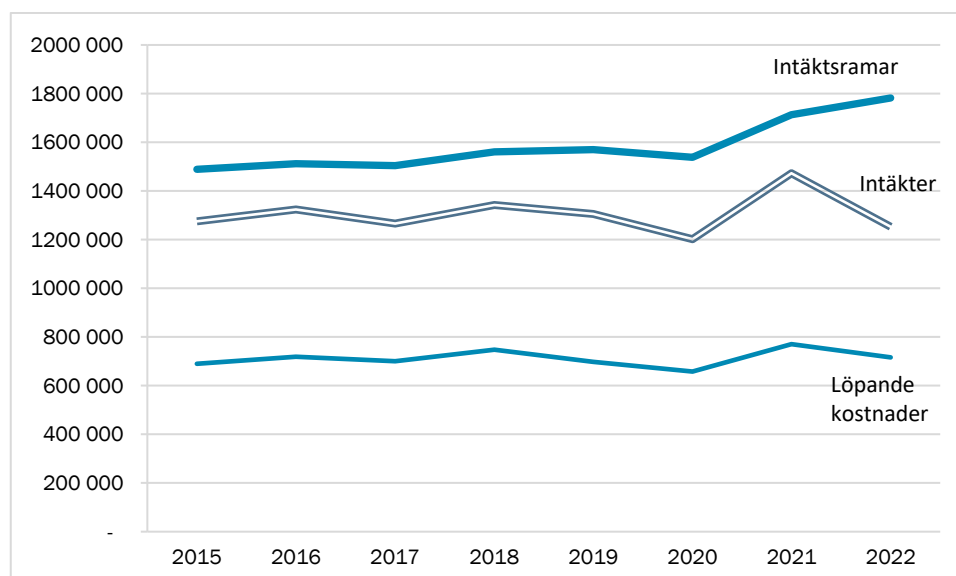
2026) prognostiserades investeringar på 882 miljoner i 2021 års prisnivå för perioden 2022–2026<sup>46</sup>.

Tabell 7 Intäktsramarna 2019–2022 i miljoner kronor och löpande priser

	2022	2021	2020	2019
<b>Kapitalkostnader</b>	1 015	920	882	876
<b>Opåverkbara kostnader</b>	380	433	300	336
<b>Påverkbara kostnader</b>	390	364	359	361
<b>Avdrag för anslutningsavgifter</b>	3	3	3	3
<b>Beslutad årlig Intäktsram</b>	1 782	1 713	1 538	1 570
<b>Intäkter</b>	1 253	1 473	1 202	1 305
<b>Nyttjad Intäktsram</b>	70%	86%	78%	83%

I nedanstående figur visas utvecklingen av intäktsramarna, faktiska intäkter, och löpande kostnader (påverkbara och opåverkbara) för tillsynsperioden 2019–2022. De löpande kostnaderna har varit förhållandevis konstanta under tillsynsperioden medan intäktsramarna totalt sett ökat. Ökningen är en konsekvens av utvecklingen av sektorsspecifikt index och de verkliga intäkterna understiger intäktsramarna med stor marginal.

Figur 5 Intäktsramar, intäkter och kostnader i tusentals kronor, löpande priser



<sup>46</sup> Prognostiserade investeringar andra halvåret 2026 har exkluderats för att göra värdet mer jämförbart med tidigare investeringar.

## 2 Föreskrifter om fastställande av naturgasföretagens intäktsramar

### 2.1 Problemformulering

Ändringarna i naturgaslagen och intäktsramsförordningen syftar till att säkerställa att den svenska regleringen om tillsynsmyndighetens oberoende vid utövandet av dess uppgifter enligt naturgaslagen uppfyller EU-rättens krav. I Sverige är det Ei som är behörig tillsynsmyndighet. Ändringarna i naturgasregleringen innebär att detaljerade bestämmelser om hur intäktsramen ska fastställas för naturgasverksamhet tas bort från naturgaslagen och intäktsramsförordningen. Ei har därmed getts en större befogenhet att bestämma metoden för fastställande av naturgasföretagens intäktsramar. Ei har genom denna befogenhet rätt att bestämma hur metoden ska se ut, under förutsättning att intäktsramarna täcker naturgasföretagens kostnader för driften och avskrivningar, samt att naturgasföretagen ges en avkastning på det kapital som krävs för att bedriva naturgasverksamheten. Ei har inom denna befogenhet getts bemyndigande att i vissa delar meddela föreskrifter.

Ändringarna i naturgaslagen och intäktsramsförordningen som innebär dels utökad befogenhet för Ei att bestämma metoden för fastställande av naturgasföretagens intäktsramar, dels ändrade möjligheter för Ei att meddela föreskrifter, medför att Ei behöver se över nuvarande föreskrifter om fastställande av naturgasföretagens intäktsramar. Nuvarande föreskrifter skulle inte stämma överens med den ändrade lagstiftningen och det finns alltså ett behov att revidera eller ta fram nya föreskrifter som samtidigt upphäver de nuvarande föreskrifterna.

Ei har idag två föreskrifter som handlar om förslag till intäktsram och insamling av uppgifter för att bestämma intäktsramens storlek och om skäliga kostnader och en rimlig avkastning vid beräkning av intäktsram för naturgasföretag.

Den nya och ändrade lagstiftningen får till följd att de ändringar som Ei föreslår i föreskrifterna är relativt omfattande. Dessutom kommer strukturen att se annorlunda ut jämfört med gällande föreskrifter. Ei anser därför att det finns skäl att ersätta nuvarande föreskrifter med två nya föreskrifter som upphäver nuvarande föreskrifter.

### 2.1.1 Mål med föreskrifterna

Målet med de föreslagna föreskrifterna är främst att så långt det är möjligt skapa förutsägbarhet och stabilitet för naturgasföretagen med en reglering som stämmer överens med den förändrade lagstiftningen. Målet med de nya föreskrifterna är också att uppnå förenklingar för såväl företagen som för Ei när intäktsramarna ska bestämmas. Det ska finnas två aktuella föreskrifter som är lättillgängliga och enhetligt utformade. Förenklingarna ska uppnås genom en översyn av nuvarande föreskrifter som innebär att Ei tar fram nya föreskrifter utifrån följande utgångspunkter:

- förändrad lagstiftning
- uppdatering och förenkling av språket, och
- tydligare struktur.

## 2.2 Nollalternativet

Nollalternativet innebär att Ei inte meddelar nya föreskrifter om fastställande av naturgasföretagens intäktsramar och inte heller upphäver de gällande föreskrifterna. Detta trots att ändringar i naturgaslagen och intäktsramsförordningen trätt i kraft samt det faktum att Ei identifierat behov av ändringar i metoden om hur intäktsramarna fastställs.

Nollalternativet innebär att nuvarande föreskrifter fortsatt gäller, under förutsättning att de inte strider mot överordnad rätt. De bestämmelser som tagits bort i lag och förordning kommer inte längre återfinnas i lag, förordning eller föreskrift. I stället kommer dessa ställningstaganden endast framgå i enskilda förvaltningsbeslut.

Sammantaget anser Ei att nollalternativet inte är ett rimligt alternativ.

## 2.3 Alternativa lösningar

Ei ser två möjliga tillvägagångssätt att reglera metoden för fastställande av naturgasföretagens intäktsramar. Det ena tillvägagångssättet är att metoden bestäms endast i enskilda förvaltningsbeslut. Det andra tillvägagångssättet är att i föreskrifter reglera huvuddragen av Ei:s metod för att därefter i övrigt fastställa metoden i enskilda förvaltningsbeslut.

Alternativet att reglera allt i föreskrifter är inte ett alternativ eftersom Ei inte har mandat att meddela föreskrifter i alla delar av metoden.

### 2.3.1 Alternativ 1 - Enskilda förvaltningsbeslut

En väg för Ei att reglera metoden för bestämmande av naturgasföretagens intäktsramar är att myndigheten gör detta i enskilda förvaltningsbeslut. Detta innebär att regleringen fastställs först när Ei fattar besluten. Beslutet är överklagbart av den som beslutet angår om beslutet har gått denne emot och kan antas påverka dennes situation på ett inte obetydligt sätt. Att fastställa regleringen enbart i enskilda förvaltningsbeslut kan ge myndigheten en större flexibilitet när den tillämpar gällande rätt.

Idag finns inget krav i intäktsramsförordningen som anger att Ei ska offentliggöra preliminära metoder som ska ligga till grund för beräkningen av intäktsramen. Det finns dock anledning att tro att myndigheten vid nästkommande tillsynsperiod kommer vara skyldig att offentliggöra sådana preliminära metoder.

Offentliggörandet ska göras innan naturgasföretagen lämnar de uppgifter som behövs för att bestämma ramen. Oavsett om det är ett krav i lagstiftningen anser Ei att det är lämpligt att offentliggöra Ei:s metod för fastställande av intäktsramar som berörda ska få möjlighet att ta del av och lämna synpunkter på innan Ei fattar intäktsramsbesluten.

Innan Ei fastställer intäktsramar i enskilda förvaltningsbeslut kommer myndigheten offentliggöra en metod som innehåller överväganden om hur Ei har tänkt att intäktsramarna ska fastställas. Ei bedömer att arbetet med att ta fram en preliminär metod är minst lika tidskrävande som arbetet med att ta fram föreskrifter. Arbetet med att ta fram en preliminär metod anses dock, sett över tid, vara mer tidskrävande än att ta fram föreskrifter eftersom den prelimära metoden behöver offentliggöras inför varje ny tillsynsperiod. Detta till skillnad mot föreskrifter som gäller tills vidare om inte Ei bedömer att de behöver revideras direkt.

### 2.3.2 Alternativ 2 - En kombination av föreskrifter och förvaltningsbeslut i enskilda fall

Myndighetsföreskrifter är precis som lagar och förordningar rättsligt bindande. En fördel med att fastställa beräkningsmetoder i myndighetsföreskrifter är att de berörda aktörerna på förhand vet vad de har att rätta sig efter och att föreskrifterna kan justeras i takt med att Ei ser att ett sådant behov finns. Myndighetsföreskrifter

bör på så sätt medföra en högre grad av stabilitet och förutsebarhet i regleringen av beräkningsmetoderna än om de beslutas i enskilda förvaltningsbeslut.

Tillämpning av föreskrifter innebär att Ei:s och domstolarnas handlingsutrymme när beslut i det enskilda fallet ska fattas blir mindre. Om ett överklagande av ett förvaltningsbeslut avser tillämpningen av en föreskriftsbestämmelse blir prövningsramen för förvaltningsdomstolarna annorlunda jämfört med om överklagandet avser tillämpning av andra bestämmelser än myndighetsföreskrifter. I en sådan situation har domstolen att pröva om föreskrifterna meddelats med stöd av bemyndigandet och om de strider mot överordnad rätt, inklusive EU-rätt.

Det finns både fördelar och nackdelar med att ha reglering i föreskrifter och i enskilda förvaltningsbeslut. I tidigare tillsynsperioder reglerades metoden i naturgaslagen och i förordningen om fastställande av intäktsram på naturgasområdet. Därtill reglerades vissa delar av metoden i föreskrifter, beroende på vilken föreskriftsrätt Ei hade. De ändringar som nu skett på naturgasområdet innebär att detaljer har utgått från lag och förordning. Precis som tidigare har Ei fått föreskriftsrätt inom vissa områden, dock inte för metoden som helhet. I likhet med hur det fungerar idag, ser Ei fortsatt ett behov av att reglera bestämmande av intäktsramar genom dels föreskrifter, dels enskilda förvaltningsbeslut. Det är också nödvändigt eftersom Ei:s föreskriftsrätt är snävare jämfört med Ei:s befogenhet att bestämma metoden för fastställande av intäktsramar. De föreskrifter som nu föreslås innehåller fler detaljer jämfört med förordningen om fastställande av intäktsram på naturgasområdet.

### **2.3.3 Ei:s val – en kombination av föreskrifter och enskilda förvaltningsbeslut**

Ei föreslår att som utgångspunkt reglera de delar av metoden som omfattas av myndighetens föreskriftsrätt i föreskrifter, medan övriga delar fastställs genom enskilda förvaltningsbeslut.

Vad gäller de uppgifter som samtliga naturgasföretag kontinuerligt ska lämna in till Ei som underlag för beslut om intäktsram har myndigheten inget annat alternativ än att kräva in dessa genom föreskrifter. Detta eftersom Ei har fått rätt att meddela närmare föreskrifter om skyldigheten för ett naturgasföretag att lämna de uppgifter som behövs för att bestämma intäktsramen. Ett sådant bemyndigande hindrar Ei från att kräva in uppgifterna av naturgasföretagen genom förvaltningsbeslut (se Kammarrätten i Jönköpings dom den 20 juni 2023 i mål nr 1448–1450–23).

Utan föreskrifter innebär det att Ei inte kan kräva in nödvändiga uppgifter av naturgasföretagen. Om Ei inte meddelar föreskrifter om vilka uppgifter naturgasföretagen ska komma in med skulle företagen själva behöva avgöra om och i vilken omfattning de ska komma in med uppgifter för bestämmande av intäktsramen. En sådan ordning skulle resultera i att Ei i vissa fall måste besluta om intäktsramar på ofullständiga uppgifter. Detta kan leda till att företagen inte får täckning för de kostnader som krävs för att bedriva naturgasverksamhet eller att kundernas intresse av låga avgifter inte kan tillgodoseas. Ei bedömer att det inte finns andra alternativ än att uppgifterna för bestämmande av intäktsramar krävs in genom föreskrifter.

Sammantaget anser Ei att en kombination av reglering i föreskrifter och enskilda förvaltningsbeslut är det bästa alternativet.

## 2.4 Rättsliga förutsättningar

### 2.4.1 Överensstämmelse med EU-regler

I den så kallade Tysklandsdomen framhöll domstolen bland annat att de nationella tillsynsmyndigheternas befogenheter och oberoende ska säkerställas gentemot alla politiska organ, inklusive lagstiftaren. Syftet med ändringarna i naturgasregleringen är att, mot bakgrund av vad domstolen uttalat, åstadkomma ett nationellt regelverk som är förenligt med EU-lagstiftningen.

Enligt EU-rätten får lagstiftaren inte styra den nationella tillsynsmyndigheten genom att besluta om materiella regler i lag eller förordning. Samtidigt så måste en monopolmarknad vara reglerad, vilket ställer krav på Ei att ta fram ett regelverk (genom föreskrifter och förvaltningsbeslut) som kompletterar lagstiftningen.

Vid bestämmande av intäktsram och därmed vid framtagande av föreskrifter om bestämmande av intäktsram måste Ei förhålla sig till EU-rätten. Vid framtagande av föreskrifter rörande intäktsramsreglering ska Ei, förutom att förhålla sig inom den föreskriftsrätt som getts myndigheten, förhålla sig till de ramar som anges i naturgaslagen, intäktsramsförordningen, gasmarknadsdirektivet och gasmarknadsförordningen.

Gasmarknadsdirektivet har genomförts i svensk rätt. I naturgaslagen har preciserats att intäktsramen inte ska vara större än vad naturgasföretaget behöver för naturgasverksamheten. Regeringen har getts bemyndigande att bestämma vad som avses och i förordningen angett att intäktsramen ska täcka kostnader för

driften av en naturgasverksamhet som har likartade objektiva förutsättningar och bedrivs på ett ändamålsenligt och effektivt sätt, täcka avskrivningar, och i fråga om det kapital som krävs för att bedriva verksamheten ge en sådan avkastning som behövs för att i konkurrens med alternativa placeringar med motsvarande risk få tillgång till kapital för investeringar. Ei ska särskilt beakta kundernas intresse av låga avgifter.

Vid framtagandet av bestämmelserna i föreskrifterna har Ei beaktat relevanta artiklar i aktuella EU-rättsakter samt EU-rättens krav på legalitet, objektivitet och proportionalitet.

När myndigheter inom EU tar fram nya eller ändrar i befintliga nationella tekniska föreskrifter och regler för e-tjänster ska de anmälas till EU-kommissionen. Ei har gjort bedömningen att det inte finns behov av att skicka föreskrifterna till Kommerskollegium för anmälan till EU-kommissionen (notifiering), eftersom förslagen inte reglerar tekniska produkter eller e-tjänster.

#### **2.4.2 Bemyndiganden som myndighetens beslutanderätt grundar sig på**

##### ***Undantag från kravet på att ha en intäktsram***

Ei får meddela föreskrifter om undantag från kravet på att ha en intäktsram i fråga om en naturgasledning eller ett ledningsnät som används för överföring av naturgas uteslutande inom ett geografiskt avgränsat område som används för industriell eller kommersiell verksamhet (4 § intäktsramsförordningen).

##### ***Skyldigheten för ett naturgasföretag att rapportera in uppgifter***

Ett naturgasföretag ska lämna de uppgifter till tillsynsmyndigheten som myndigheten behöver för att bestämma intäktsramen (6 kap. 4 § naturgaslagen). Ei får meddela närmare föreskrifter om skyldigheten för ett naturgasföretag att lämna de uppgifter som behövs för att bestämma intäktsramen (5 § intäktsramsförordningen).

Med stöd av bemyndigandet har Ei tagit fram föreskrifter om vilka uppgifter naturgasföretagen ska rapportera in till Ei för att myndigheten ska kunna fastställa intäktsramarna. Uppgifterna som ska rapporteras in avser sådant som måste lämnas in inför tillsynsperioden men också efter tillsynsperiodens slut.

##### ***Beräkning av naturgasföretagens intäktsramar***

En intäktsram ska inte vara större än vad naturgasföretaget behöver för naturgasverksamheten (6 kap. 5 § naturgaslagen). Regeringen har i förordningen

angett vad som menas med att intäktsramen inte ska vara större än vad naturgasföretaget behöver och tydliggjort att intäktsramen ska

- 1 täcka kostnader för driften av en naturgasverksamhet som har likartade objektiva förutsättningar och bedrivs på ett ändamålsenligt och effektivt sätt, och
- 2 täcka avskrivningar, och
- 3 i fråga om det kapital som krävs för att bedriva verksamheten ge en sådan avkastning som behövs för att i konkurrens med alternativa placeringar med motsvarande risk få tillgång till kapital för investeringar.

Vid tillämpningen av första stycket ska Energimarknadsinspektionen beakta kundernas intresse av låga avgifter (6 § intäktsramsförordningen).

Ei har getts mandat att meddela föreskrifter om

- 1 vilka kostnader för driften av en naturgasverksamhet som ska täckas av en intäktsram och hur kostnaderna ska beräknas,
- 2 hur avskrivningar ska beräknas, och
- 3 hur avkastning enligt 6 § 3 ska beräknas (7 § intäktsramsförordningen).

Med stöd av bemyndiganden i 7 § intäktsramsförordningen har Ei tagit fram föreskrifter om kostnader för driften av en naturgasverksamhet samt hur avskrivningar och avkastning ska beräknas.

#### **Dokumentation**

Naturgasföretaget ska löpande kunna ge Energimarknadsinspektionen uppgifter om

- 1 de anläggningar som används i naturgasverksamheten för
  - a) överföring av naturgas,
  - b) lagring av naturgas, eller
  - c) kondensering av naturgas, förgasning av kondenserad naturgas eller import och lossning av kondenserad naturgas,

- 2 system som används för drift eller övervakning av en anläggning som anges i 1, eller
- 3 anläggningar med tillhörande system som används för mätning, beräkning och rapportering vid drift av en anläggning som anges i 1 eller 2 (8 § intäktsramsförordningen).

Energimarknadsinspektionen får meddela närmare föreskrifter om dokumentation enligt 8 § (9 § intäktsramsförordningen).

#### ***Uppgifter som naturgasföretagen ska lämna in i samband med en omprövning***

Ei får meddela närmare föreskrifter om

- 1 vilka uppgifter som ska lämnas i en ansökan om omprövning enligt 6 kap. 10 eller 15 § naturgaslagen, och
- 2 skyldigheten för naturgasföretaget att lämna de uppgifter som behövs för en omprövning enligt 6 kap. 11, 12 eller 16 § naturgaslagen (10 § intäktsramsförordningen).

## **2.5 Ikraftträdandebestämmelser och informationsinsatser**

De aktuella föreskrifterna föreslås träda i kraft den 11 maj 2026. Ei anser att det är angeläget att föreskrifterna träder i kraft så snart som möjligt efter naturgaslagen och intäktsramsförordningens ikraftträdande. Det är viktigt att naturgasföretagen får tillräckligt med tid på sig att förbereda sig för inrapporteringen av de uppgifter som fastställs i föreskriften. Ei avser därför att öppna upp för inrapportering i samband med att föreskrifterna kungörs. Tiden för inrapporteringen blir då från och med slutet på april till och med 5 juni 2026. Handboken för inrapportering avses att publiceras samtidigt som föreskrifterna kungörs.

Det finns ett särskilt behov av informationsinsatser till naturgasföretagen som berörs av förslagen. Arbetet med metoden har föregåtts av ett längre utredningsarbete där naturgasföretagen har haft flera möjligheter att lämna synpunkter på Ei:s inriktning. Föreskrifterna är en del av metoden och de synpunkter som kommit in på metoden har även beaktats vid framtagandet av föreskrifterna. Så fort föreskrifterna har beslutats avser Ei att publicera dessa på Ei:s webbplats, [www.ei.se](http://www.ei.se). Detta för att företagen så fort som möjligt ska få tillgång till innehållet i föreskrifterna. Därefter kommer Ei att publicera de tryckta föreskrifterna på Ei:s webbplats. Information i samband med att de beslutade

föreskrifterna publiceras kommer att finnas tillgängligt på Ei:s webbplats. Ei kommer också att tillhandahålla en handbok till stöd för företagen vid inrapporteringen.

## 2.6 Utvärdering och uppföljning

Ei kommer tillämpa föreskrifterna vid beslut om intäktsramar för tillsynsperioden 2027–2030. Efter tillsynsperioden kommer Ei utvärdera om föreskrifterna fungerar som tänkt eller om det finns behov av ändring av föreskrifterna, främst avseende vilka uppgifter som krävs för att kunna besluta om intäktsramar.

Som angetts ovan reglerar Ei naturgasföretagens intäkter på förhand under en fyraårsperiod. Efter denna period fattar Ei även omprövningsbeslut, där prognostiserade kostnader jämförs med faktiskt utfall, och avstämningsbeslut, där fastställd intäktsram jämförs med naturgasföretagens intäkter. För att få en helhetsbild över naturgasföretagens intäktsram och intäkter och därmed om det finns behov av revidering av föreskrifterna, krävs att fyraårsperioden har passerats. Ei anser därför att det är lämpligt att en utvärdering görs först efter en tillsynsperiods slut om inte Ei innan denna period har passerats uppmärksammar att det finns behov av revidering.

## 3 Ändrad värderingsprincip för kapitalbasen

Värderingen av de anläggningar som används i verksamheten har en central roll i intäktsramsregleringen då den avgör nivån på kapitalkostnaderna i form av avkastning och avskrivningar. Valet av värderingsprincip påverkar också förutsägbarheten i intäktsramsregleringen.

Värderingsprincipen i intäktsramsregleringen är något som har diskuterats länge. I rapporten *Nya regler för elnätsföretagen inför perioden 2020–2023* (Ei R2017:07) belyste Ei begränsningar med den reglermodell som tillämpats under perioden 2012–2023 för elnät. Ei identifierade i rapporten bland annat flera utmaningar med den kapacitetsbevarande principen och aviserade fortsatt arbete med regelutvecklingen inför tillsynsperioden 2024–2027 för elnät.

### 3.1 Rättsliga förutsättningar för ändrad värderingsprincip för kapitalbasen

Metoden för beräkningen av kapitalbasen har tagits fram med utgångspunkt i den nationella lagstiftningen samt EU-rätten. Intäktsramen ska inte vara större än vad naturgasföretaget behöver för naturgasverksamheten.

Vid framtagandet av metoden för beräkningen av kapitalbasen ska Ei förhålla sig till att metoden ska vara transparent och förutsägbar samt stabil och långsiktig för att möjliggöra nödvändiga investeringar i näten. Ei ska särskilt beakta kundernas intresse av låga avgifter.

### 3.2 Problemformulering

Ei strävar efter en värdering av naturgasföretagens anläggningar som ökar förutsägbarheten i intäktsramsregleringen och som ger skäliga avgifter för kunden. Den valda värderingsprincipen ska vara utformad så att naturgasföretagen får ersättning för effektiva kostnader för de anläggningar som ingår i kapitalbasen och möjliggöra att nödvändiga investeringar genomförs i rätt tid för att upprätthålla ett väl fungerande nät. Vald värderingsprincip ska ge stabila och långsiktiga förutsättningar för att driva och utveckla näten på ett kostnadseffektivt sätt.

#### 3.2.1 Två grundläggande värderingsprinciper för kapitalbasen

För att bestämma värdet på naturgasföretagets anläggningar (även kallat kapitalbasen) finns två grundläggande principer, förmögenhetsbevarande respektive kapacitetsbevarande princip. Värderingsprinciperna har olika perspektiv och därmed olika utfall.

Den förmögenhetsbevarande principen bygger på att säkerställa att naturgasföretaget erhåller kostnadstäckning för de faktiska kostnaderna för investeringar i nätet utifrån anskaffningsvärden och fokuserar därmed på att ge tillbaka investerade belopp över anläggningens ekonomiska livslängd.

Den kapacitetsbevarande principen bygger på att naturgasföretagets investeringar värderas till nuanskningsvärde, det vill säga ett marknadsvärde som speglar vad det kostar att anskaffa motsvarande anläggningar idag och ska därmed ge finansiella förutsättningar att ersätta anläggningen när den ekonomiska livslängden löpt ut.

Båda värderingsprinciperna används av tillsynsmyndigheter i Europa och det saknas vägledning i EU-rätten om vilken av värderingsprinciperna som bör tillämpas. Det är alltså upp till respektive tillsynsmyndighet att inom ramen för gällande EU-rätt och nationell rätt avgöra vilken princip man anser är bäst lämpad att använda.

### 3.2.2 Valet av värderingsprincip för kapitalbasen påverkar slutlig regulatorisk avkastning

När naturgasföretagen ska investera behöver de få en rimlig regulatorisk avkastning (avkastning) för det kapital som krävs för att genomföra investeringarna. För att beräkna en rimlig avkastning fastställer Ei en regulatorisk kalkylränta (kalkylränta) som tillämpas på kapitalbasen.

I den numera upphävda förordning (2014:35) om fastställande av intäktsram på naturgasområdet<sup>47</sup> anges att en kapacitetsbevarande princip ska användas när värdet på kapitalbasen fastställs. Valet av värderingsprincip för kapitalbasen påverkar utfallet för den slutliga avkastningen när anläggningarnas ekonomiska livslängd löpt ut. Med den kapacitetsbevarande principen som hittills använts för att värdera företagens anläggningar (även kallat nuvarande metod) kan den slutliga avkastningen bli högre eller lägre än kalkylräntan. I den kapacitetsbevarande principen värderas anläggningarna till nuanskaffningsvärden, vilket innebär att anläggningarna marknadsvärderas.

I nuvarande metod justeras anskaffningsvärden med ett sektorspecifikt index, det vill säga ett index som speglar den prisförändring som är specifik för just naturgasverksamheten. Förändringar i det sektorspecifika indexet ska fånga upp förändringar i efterfrågan, teknikförändringar och förändringar i priser på material för de anläggningar som används i naturgasverksamheten. Det är fastställt i föreskrift<sup>48</sup> vilket index som ska användas för att fastställa ett marknadsvärde för kapitalbasen.

Eftersom inflation ingår i den marknadsvärderade kapitalbasen bestäms nivån på kalkylräntan reallt<sup>49</sup>, det vill säga exklusive inflation, eftersom hänsyn till inflation

---

<sup>47</sup> Förordning (2014:35) om fastställande av intäktsram på naturgasområdet.

<sup>48</sup> Energimarknadsinspektionens föreskrifter (EIFS 2014:6) om skäliga kostnader och en rimlig avkastning vid beräkning av intäktsram för naturgasföretag.

<sup>49</sup> Den metod som används för att beräkna kalkylräntan reallt, exklusive inflation, sker i två steg. Först bestäms kalkylräntan nominellt (inklusive inflation) därefter exkluderas inflation från den nominella

annars skulle tas två gånger (både i värdet för kapitalbasen och i nivån på kalkylräntan).

### 3.2.3 Sektorspecifikt och generell prisutveckling

För att beräkna marknadsvärdet för kapitalbasen används två sektorspecifika index (ett för transmission och ett för distribution) och en inflationsjustering görs för att beräkna en real kalkylränta. Förutsatt att inflationsjusteringen av kalkylräntan och utvecklingen av det sektorspecifika indexet ligger på samma nivå sett över anläggningarnas ekonomiska livslängd kommer företagen att få täckning för investerade belopp och avkastningen för anläggningarna kommer att motsvara kalkylräntan.

Utvecklingen av de två sektorspecifika indexen<sup>50</sup> för transmission respektive distribution mellan 1963 och 2024<sup>51</sup> som använts för att prisjustera kapitalbasen sedan intäktsramsregleringen infördes 2015 visas i Figur 6. För att belysa prisjusteringen av kalkylräntan visas under samma tidsperiod även utvecklingen av konsumentprisindex (KPI) som mäter utvecklingen av den generella prisnivån i Sverige. KPI har hittills inte använts för att prisjustera kapitalbasen men kommer framåt att användas för att justera för inflation i kalkylräntan.<sup>52</sup> För att göra en jämförelse av utvecklingen av sektorspecifikt index och prisjusteringen av kalkylräntan under en längre tidsperiod än 2015–2024 används därför KPI i jämförelsen.

---

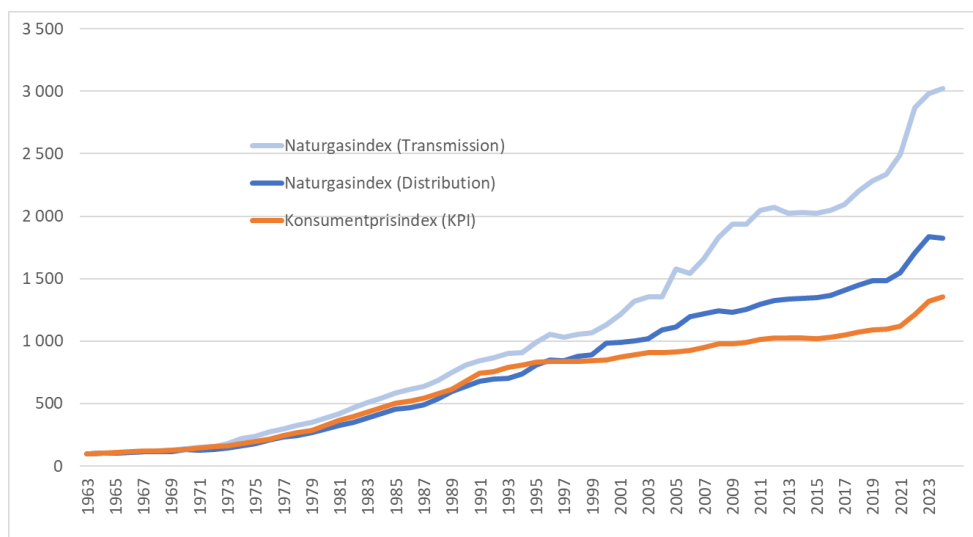
kalkylräntan utifrån ett generellt index, för intäktsramsbesluten under den senaste tillsynsperioden användes konsumentprisindex med fast ränta (KPIF).

<sup>50</sup> Naturgasindex beräknat av Statistiska centralbyrån (SCB).

<sup>51</sup> Innan 1963 har byggkostnadsindex (BKI) använts.

<sup>52</sup> Inflationsmättet som har använts för att omvandla kalkylräntan från nominell till real har varierat mellan tillsynsperioderna, antingen prognoser över KPIF eller Riksbankens inflationsmål. Under tillsynsperiod 2015–2018 varierade det även mellan naturgasföretagen, på grund av att endast ett fåtal av naturgasföretagen överklagade denna parameter. Inflationen i kalkylräntan har under åren 2015–2026 varit mellan 1,9 % och 2,02 %.

Figur 6 Aggregerad procentuell utveckling av sektorspecifikt index och KPI mellan 1963 och 2024



Källa: SCB och Ei

Som framgår av ovanstående figur har det sektorspecifika prisindexet som använts för att prisjustera kapitalbasen överstigit KPI under en mycket lång tidsperiod och den aggregerade skillnaden har successivt ökat över tid, särskilt för transmissionsnät. Naturgasföretagens avkastning för transmissionsnät har därför avvikit mer från kalkylräntan än för distributionsnät från det att intäktsramsregleringen infördes 2015.

Om det i framtiden skulle bli en omvänd utveckling, det vill säga att de sektorspecifika indexen i stället skulle understiga den generella prisutvecklingen under en längre tid, skulle avkastningen bli lägre än kalkylräntan. En utveckling där företagens vinster skulle vara *lägre* än vad som är acceptabelt för verksamheten skulle vara problematisk och skulle behöva hanteras för att inte riskera att hämma de investeringar som behövs för att driva verksamheten.

Om det sektorspecifika indexet i stället under kortare perioder skulle överstiga respektive understiga inflationsjusteringen av kalkylräntan är det möjligt att en över- och underavkastning i förhållande till kalkylräntan skulle ta ut varandra sett över anläggningens livstid. Företagen skulle då kunna få täckning för anskaffningsvärden och en rimlig avkastning som motsvarar kalkylräntan sett över anläggningarnas ekonomiska livslängd.

Figur 6 visar dock att de sektorspecifika indexen under en mycket lång tidsperiod har överstigit KPI, och den aggregerade skillnaden har successivt ökat över tid.

Företagens avkastning har därmed från det att intäktsramsregleringen infördes 2015 alltmer överstigit kalkylräntan. Det finns en risk att utvecklingen fortsätter i denna riktning oavsett hög eller låg inflationstakt i Sverige och att företagen även fortsatt får en för hög avkastning jämfört med kalkylräntan. Kunderna riskerar därmed att få betala ett alltför högt pris för tjänsten i förhållande till anskaffningsvärdena. Det finns även en risk för företagen ifall det omvända skulle inträffa, det vill säga att de sektorspecifika indexen understiger KPI under en längre tid. Naturgasföretagen får då inte en rimlig avkastning och riskerar även att inte få täckning för anskaffningsvärdena för anläggningarna, vilket kan hämma investeringarna i verksamheten och i slutändan drabba kunderna.

#### **3.2.4 Risken för systematisk över- eller underavkastning behöver minska**

Ei anser att det är ett problem när lönsamheten för en investering på detta sätt är beroende av utvecklingen av den sektorspecifika prisutvecklingen i förhållande till den generella prisutvecklingen. Nuvarande värderingsprincip är inte förutsägbar sett till vilken avkastning som investeringarna över tid kommer att generera. Det skapas en osäkerhet kring förväntningar på framtida avkastningar på satsat kapital vilket skulle kunna påverka investerare och därmed företagens möjlighet att göra nödvändiga investeringar och upprätthålla ett väl fungerande nät.

Behovet av investeringar i naturgasnäten är i dagsläget osäkert, men det är viktigt att intäktsramsregleringen tar höjd för en ökad investeringstakt. Risker för systematisk över- eller underavkastning behöver därför minska för att skapa förutsättningar för en reglering med effektiva kostnader och för att driva och utveckla näten till ett skäligt pris för kunderna. Intäktsramsregleringen ska ge likartade förutsättningar som konkurrensutsatta företag möter på marknaden. Anledningen till det är att en reglering ska bidra till att resurser fördelas samhällsekonomiskt effektivt. Om regleringen skulle ge bättre eller sämre förutsättningar än vad marknaden ger så bidrar den inte till samhällsekonomisk effektivitet.

En reglermodell som inkluderar en risk för ineffektiva kostnader och oskäliga priser för kunderna inkluderar därmed även en risk för att resurser inte fördelas effektivt och därmed leder till ett sämre samhällsekonomiskt utfall. Valet av värderingsprincip är därför en mycket central fråga i intäktsramsregleringen.

### 3.3 Nollalternativet

Nollalternativet innebär att redogöra för vilka konsekvenser som kan väntas uppstå om ingen åtgärd vidtas. I tidigare lagstiftning fanns bestämmelser om hur anläggningstillgångar skulle värderas. Dessa bestämmelser har tagits bort. Eftersom lagstiftningen nu ändrats innebär det att det helt saknas bestämmelser om värderingen av kapitalbasen. För att kunna jämföra alternativa lösningar med om Ei inte skulle vidta någon åtgärd har Ei därför valt att se nuvarande metod som nollalternativet.

Nollalternativet innebär därmed att fortsätta värdera kapitalbasen utifrån en kapacitetsbevarande princip, vilket innebär att anläggningarna ska marknadsvärderas. Syftet med nuvarande metod är att ge finansiella förutsättningar att ersätta anläggningarna när den ekonomiska livslängden löpt ut. Den kapacitetsbevarande principen syftar även till att skapa konkurrensneutralitet mellan existerande och nya företag som vill etablera sig på marknaden. Naturgasföretagen utgör dock monopolföretag och är därmed inte utsatta för konkurrens.

Förutsägbarheten i intäktsramsregleringen kommer inte att öka om den kapacitetsbevarande principen behålls, då lönsamheten för investeringar även fortsättningsvis kommer att bero på relationen mellan det sektorspecifika indexet och inflationen i kalkylräntan. Företagens slutliga avkastning kan därmed även fortsättningsvis systematiskt vara högre eller lägre än kalkylräntan över anläggningarnas ekonomiska livslängd. Därtill kvarstår risken att företagen inte får täckning för investerade belopp. Värderingsprincipen riskerar därmed att inte avspegla naturgasföretagens effektiva kostnader och kunderna riskerar att få betala ett för högt eller för lågt pris för tjänsten.

Osäkerheten kring framtida slutlig avkastning på satsat kapital kan påverka investerare och därmed naturgasföretagens möjlighet att göra nödvändiga investeringar och upprätthålla ett väl fungerande nät.

Om ingen åtgärd vidtas och värderingsprincipen för kapitalbasen kvarstår kommer alltså de problem som identifierats kvarstå och de förändringar som Ei vill uppnå med värderingsprincipen för kapitalbasen att utebli.

### 3.4 Alternativ 1 – Förmögenhetsbevarande princip

Ett alternativ till nollalternativet är att övergå till vad som kallas en förmögenhetsbevarande värderingsprincip för kapitalbasen. Den förmögenhetsbevarande principen bygger på att säkerställa att naturgasföretaget erhåller kostnadstäckning för de faktiska kostnaderna för investeringar i nätet utifrån anskaffningsvärden och att ge en rimlig slutlig avkastning som motsvarar kalkylräntan. Anläggningens värde i intäktsramsregleringen motsvarar anläggningens värde i bokföringen när anläggningen börjar användas<sup>53</sup> i verksamheten.

Ei har även övervägt alternativet att utgå från nuvarande kapacitetsbevarande princip men med en korrigering för att eftersträva att slutlig avkastning ska motsvara kalkylräntan sett över anläggningarnas ekonomiska livslängd. Korrigeringen kan göras genom att indexet för att beräkna en real kalkylränta anpassas till hur kapitalbasen prisjusteras. Kalkylräntan skulle då precis som kapitalbasen prisjusteras med ett sektorspecifikt index. Alternativet har inte bedömts som relevant eftersom en sådan prisjustering skulle medföra att kalkylräntan inte blir jämförbar med andra räntor på kapitalmarknaden. Detta då andra marknadsaktörer generellt justerar räntan efter den generella prisutvecklingen i samhället. Att prisjustera kalkylräntan med ett sektorspecifikt index skulle därför medföra en sämre transparens för investerare vid jämförelse med alternativa placeringar.

### 3.5 Kriterier som beaktats vid valet av värderingsprincip

I en litteraturoversikt av Hellström (2018) har fem relevanta kriterier identifierats som används i litteraturen för att studera eventuella skillnader mellan olika värderingsprinciper av kapitalbasen. De fem kriterierna att ta hänsyn till i valet av värderingsprincip för kapitalbasen är nettonuvärdesneutralitet, marknadskompatibilitet, tillämpningskostnad, investeringsbeteende samt monopolistens risksituation<sup>54</sup>. Ei har valt att utvärdera värderingsprincipen av kapitalbasen utifrån dessa kriterier där investeringsbeteende och monopolistens risksituation utgör ett gemensamt kriterium. Nedan beskrivs ur ett teoretiskt perspektiv vad respektive kriterium innebär samt hur en kapacitetsbevarande

---

<sup>53</sup> När anläggningen aktiveras i företagets bokföring och avskrivningar påbörjas fördelat över anläggningens bedömda nyttjandeperiod.

<sup>54</sup> Hellström (2018)

(nollalternativ) respektive förmögenhetsbevarande värderingsprincip förhåller sig till dessa.

### 3.5.1 Nettonuvärdesneutralitet

Ett utvärderingskriterium för att avgöra om en värderingsprincip för kapitalbasen leder till att avkastningen är lika stor som kalkylräntan är nettonuvärdesneutralitet. Nettonuvärdesneutralitet innebär att nuvärdessumman av kapitalkostnaderna blir lika stor som grundinvesteringen, varken mer eller mindre.<sup>55</sup> Nettonuvärdesneutralitet är därmed ett sätt att mäta att kunderna inte behöver betala mer än nödvändigt för att företagen ska kunna attrahera kapital till sin verksamhet och säkerställer samtidigt att företagen får täckning för vad investeringarna kostar, givet en viss kalkylränta som antas vara densamma under anläggningens hela livslängd.<sup>56</sup>

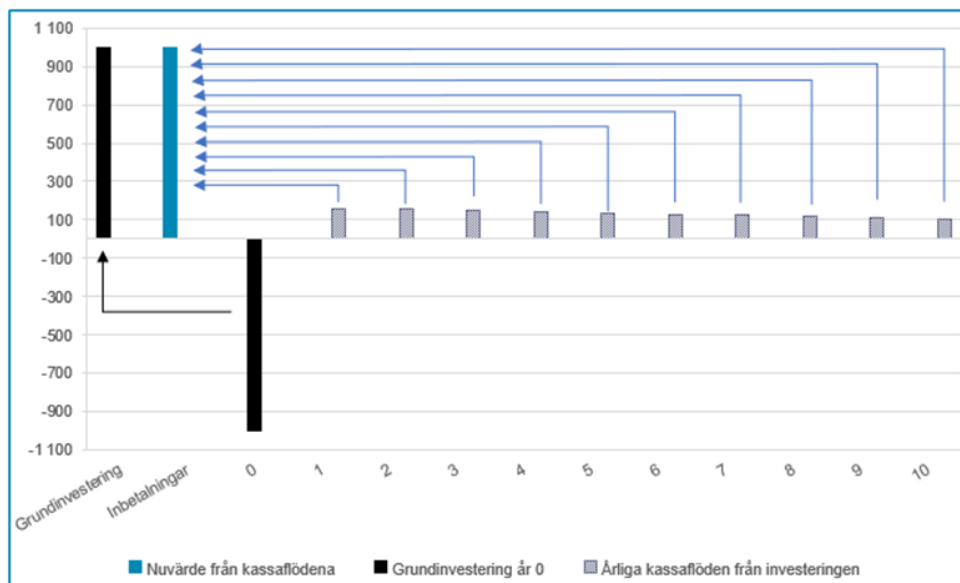
För att beräkna nettonuvärdet diskonteras framtida betalningsströmmar, det vill säga man beräknar vad framtida betalningsströmmar är värda idag (år 0) utifrån ett visst avkastningskrav. I Figur 7 visas ett exempel på en nuvärdesberäkning för en grundinvestering som genererar kassaflöden under sin ekonomiska livslängd på tio år. Nuvärdet från kassaflödena, diskonterat med en och samma räntesats (avkastningskrav), blir i detta exempel lika stor som grundinvesteringen. När nettonuvärdet är noll innebär det att företagens avkastning varken över- eller understiger diskonteringsräntan.

---

<sup>55</sup> Hellström (2018)

<sup>56</sup> I intäktsramsregleringen uppdateras kalkylräntan vart fjärde år

Figur 7 Principiellt exempel på nettonuvärdesneutralitet



Källa: Ei

Enligt litteraturen är både den förmögenhetsbevarande och den kapacitetsbevarande värderingsprincipen i teorin nettonuvärdesneutrala. Det är däremot bara den förmögenhetsbevarande principen som enligt litteraturen medför nettonuvärdesneutralitet när den praktiskt tillämpas i en reglering och därmed garanterar kostnadstäckning för genomförda investeringar. Det finns därför inte några risker för en slutlig över- eller underavkastning i förhållande till kalkylräntan enbart på grund av hur kapitalbasen värderas. Detta förhållande gäller inte nödvändigtvis för den kapacitetsbevarande principen.<sup>57</sup> Om den kapacitetsbevarande principen används för att värdera kapitalbasen kan det medföra att den slutliga avkastningen systematiskt över- eller understiger kalkylräntan.

### 3.5.2 Monopolistens risk och investeringsbeteende

Valet av värderingsprincip för kapitalbasen påverkar vem som tar risken för förändringar i marknadsvärdet kontra anskaffningsvärdet. Hur riskfylld investeringen anses vara kan påverka företagets investeringsbeteende, där högre risk med samma avkastningsnivå kan leda till färre investeringar eller till att investeringar i till exempel ny teknik senareläggs jämfört med vad som annars hade varit fallet. Ei fokuserar i följande exempel på de risker som är förknippade

<sup>57</sup> Hellström (2018)

med förändringar av marknadsvärden i förhållande till anskaffningsvärdena och bortser således från de risker som är förknippade med nivån på avkastningen.

Den kapacitetsbevarande principen har ett framåtblickande perspektiv som utgår från att en teknikutveckling ska komma kunden tillgodo, och anläggningarna ska därmed marknadsvärderas. Detta innebär att om marknadsvärdet för anläggningen i förhållande till anskaffningsvärdet

- går ner, ska kunden inte betala mer för anläggningen än dess marknadsvärde och företaget tar då risken att inte få tillbaka hela anskaffningsvärdet för anläggningen.
- går upp, så tar kunden risken att betala mer än anläggningens anskaffningsvärde.

Den förmögenhetsbevarande principen har i stället ett bakåtblickande perspektiv vilket innebär att fokus ligger på att företaget ska få täckning för anskaffningsvärdet för anläggningen. Detta innebär att om marknadsvärdet för anläggningen i förhållande till anskaffningsvärdet

- går ner, så ska kunden ändå betala utifrån anskaffningsvärdet. Kunden tar därmed risken att betala mer för anläggningen än dess marknadsvärde.
- går upp, så tar företaget risken att inte få finansiella förutsättningar att ersätta anläggningen när den ekonomiska livslängden löpt ut.

Osäkerhet om den framtida prisutvecklingen gör att den kapacitetsbevarande principen kan vara mer riskfylld för företagen och dess ägare. En teoretisk analys gällande sambandet mellan risk och tidpunkten för en investering fann att den ökade risken förknippad med en kapacitetsbevarande princip fördröjer investeringsbeslutet i förhållande till en förmögenhetsbevarande princip.<sup>58</sup>

För att minimera monopolistens risk vid investeringstillfället är en förmögenhetsbevarande värderingsprincip att föredra. Den förmögenhetsbevarande principen uppmuntrar till investeringar eftersom företaget garanteras att få täckning för anskaffningsvärdet över anläggningens ekonomiska livslängd. Investeringar i mer omogen teknologi uppmuntras också eftersom företaget är garanterad kostnadstäckning vilket kan resultera i att företagen tidigare lägger sina investeringar. Ny teknik som befinner sig tidigt på

---

<sup>58</sup> Hellström (2018)

lärkurvan med risk för framtida prisfall kommer därmed att gynnas då företagen inte behöver "vänta ut" ett eventuellt prisfall innan de investerar.

### 3.5.3 Tillämpningskostnader (redovisningspraxis och informationskostnad)

En förmögenhetsbevarande värderingsprincip är enligt litteraturen förknippad med en lägre tillämpningskostnad än en kapacitetsbevarande princip, både för tillsynsmyndigheten och för naturgasföretagen.<sup>59</sup> Denna slutsats följer av att den förmögenhetsbevarande principen generellt bedöms vara mer konsistent med rådande internationell redovisningsstandard och praxis, jämfört med den kapacitetsbevarande principen.<sup>60</sup>

Den förmögenhetsbevarande principen kräver inte att separata redovisningsrutiner upprättas med risk för oavsiktliga felaktigheter hos tillsynsmyndighet och naturgasföretag. Det beror på att den kapitalbas som används för att beräkna regulatorisk kapitalkostnad motsvarar den som används i den externa årsredovisningen. Redovisningen granskas även av revisorer vilket minskar risken för manipulation.<sup>61</sup>

### 3.5.4 Marknadskompatibilitet

Marknadskompatibilitet handlar om i vilken utsträckning olika värderingsprinciper av kapitalbasen reflekterar teknologisk utveckling på marknaden samt förändringar i efterfrågan och underliggande kostnader. Den kapacitetsbevarande principen anses generellt vara bättre på att spegla förändringar i marknadsförhållanden.<sup>62</sup> Detta eftersom anläggningarna enligt denna princip värderas till nuanskaffningsvärden, det vill säga vad det kostar att anskaffa motsvarande anläggning idag. Konkurrensneutralitet skapas därmed mellan existerande och nya företag som vill etablera sig på marknaden. Utan konkurrensneutrala prissignaler skulle nya företag ha svårt att konkurrera mot gamla företag på grund av att investeringar är dyrare idag än historiskt (för till exempel sextio år sedan). Konkurrensneutrala prissignaler genom marknadsmässig värdering av historiska anläggningar kan därmed vara att föredra om man vill underlätta marknadsinträde för nya företag. Ei anser dock inte att kriteriet marknadskompatibilitet är relevant vid utvärderingen av

---

<sup>59</sup> Hellström (2018)

<sup>60</sup> Hellström (2018)

<sup>61</sup> Hellström (2018)

<sup>62</sup> Hellström (2018)

värderingsprincip av kapitalbasen då de svenska naturgasnäten är naturliga monopol vilket innebär att det saknas konkurrens.

### 3.6 Ei:s val – Förmögenhetsbevarande princip

Ei strävar efter en värderingsprincip som ökar förutsägbarheten i intäktsramsregleringen och som tillvaratar den svagare partens, kundens, intressen genom att bidra till ett skäligt pris för kunderna. Vald värderingsprincip ska förutom att öka förutsägbarheten även vara utformad så att naturgasföretagen ersätts för faktiska kostnader för de anläggningar som ingår i kapitalbasen och möjliggöra att nödvändiga investeringar genomförs i rätt tid för att upprätthålla ett väl fungerande nät, och förutsättningar ska finnas för att driva och utveckla näten på ett kostnadseffektivt sätt.

I tabellen nedan visas en sammanfattning över kriterierna som beskrivs ovan och hur en kapacitetsbevarande värderingsprincip (nollalternativet) respektive en förmögenhetsbevarande värderingsprincip för de svenska naturgasnäten uppfyller respektive kriterium.

Tabell 8 Sammanfattning av utvärdering av alternativen

Kriterier	Kapacitetsbevarande princip (nollalternativet)	Förmögenhetsbevarande princip
<b>Nettonuvärdesneutralitet</b>	Oförutsägbart, risk för över- eller underavkastning i förhållande till kalkylräntan.	Ingen över- eller underavkastning i förhållande till kalkylräntan.
<b>Tillämpningskostnader (redovisningspraxis och informationskostnad)</b>	Mindre konsistent med redovisningspraxis och kostnader antas vara relativt högre. <i>Tillämpningskostnaderna bedöms dock inte förändras för naturgasnät.</i>	Mer konsistent med redovisningspraxis och kostnader antas vara relativt lägre. <i>Tillämpningskostnaderna bedöms dock inte förändras för naturgasnät.</i>
<b>Monopolistens risk och investeringsbeteende</b>	Lägre förutsägbarhet på grund av osäkerhet kring nettonuvärdesneutralitet och därmed risk för uteblivna eller senarelagda investeringar.	Högre förutsägbarhet på grund av nettonuvärdesneutralitet och därmed lägre risk, vilket gynnar investeringar.

Ei:s analys visar att det alternativ som bäst uppfyller intäktsramsregleringens syften och mål är den förmögenhetsbevarande principen. Den förmögenhetsbevarande principen bygger på att säkerställa att naturgasföretaget erhåller kostnadstäckning för de faktiska kostnaderna för investeringar i nätet utifrån anskaffningsvärden. Utvärderingen enligt kriterierna ovan visar att

värderingsprincipen är nettonuvärdesneutral, vilket innebär att kunderna inte behöver betala mer än nödvändigt för att företagen ska kunna attrahera kapital till sin verksamhet. Principen säkerställer samtidigt att företagen får täckning för vad investeringarna kostat, varken mer eller mindre, givet en viss kalkylränta. Risken för en slutlig över- eller underavkastning enbart på grund av att anläggningarna marknadsvärderas finns därför inte i den förmögenhetsbevarande värderingsprincipen utan den slutliga avkastningen kommer att motsvara kalkylräntan, vilket bidrar till att uppfylla samhällets krav och rimliga förväntningar på ett skäligt pris för kunden.

En värderingsprincip som garanterar att naturgasföretagen får täckning för vad investeringen kostat och en rimlig avkastning ökar förutsägbarheten för både företag och kunder. Den ökade förutsägbarheten leder också till lägre risk för företagen. Företagen kan enklare bedöma vilken slutlig avkastning en investering kommer att ge, och risken för investerare minskar då de får behålla köpkraften i satsat kapital. En ökad förutsägbarhet och lägre risk förväntas att gynna investeringar.

Ei bedömer att tillämpningskostnaderna inte kommer att förändras i förhållande till nuvarande kapacitetsbevarande princip eftersom naturgasföretagens rapportering redan idag till stor del är konsistent med rådande redovisningsstandard och praxis.

### **3.6.1 Val av metod för att fastställa ett värde för den ingående kapitalbasen och val av kapitalkostnadsmetod**

En övergång till en förmögenhetsbevarande värderingsprincip för kapitalbasen från tillsynsperioden 2027–2030 innebär att de investeringar som görs från och med metodbytet värderas utifrån den förmögenhetsbevarande principen. En fråga som behöver hanteras är hur värdet ska fastställas för de investeringar som gjorts innan metodbytet, det vill säga värdet för den ingående kapitalbasen. Ei måste säkerställa att övergången till ny metod sker i enlighet med de krav som följer av EU-rätten.

Med ingående kapitalbas avses de anläggningar som företagen rapporterade inför tillsynsperioden 2023–2026 inklusive investeringar och utrangeringar under tillsynsperioden. Hur värdet för den ingående kapitalbasen fastställs kommer att påverka den ersättning företagen får för kapitalkostnader för dessa anläggningar från och med metodbytet 2027 och fram till dess att anläggningarna i den ingående kapitalbasen är fullt avskrivna.

### **Relevanta metoder - översikt**

Ei har identifierat tre relevanta metoder för att hantera den ingående kapitalbasen vid en övergång till en förmögenhetsbevarande princip.

- **Metodkonsistent metod** - Värdet för ingående kapitalbas beräknas som om en förmögenhetsbevarande princip tillämpats under anläggningarnas hela ekonomiska livslängd.
- **Värdekonsistent metod** - Värdet för ingående kapitalbas värderas enligt nuvarande kapacitetsbevarande princip vid metodbytet.
- **Parallell metod** – Värdet för ingående kapitalbas fortsätter att värderas enligt den kapacitetsbevarande principen under hela anläggningarnas ekonomiska livslängd.

Ei har också analyserat en fjärde metod, en nettonuvärdesneutral metod, men bedömt att den inte är relevant. I korthet innebär den metoden att alla investeringar som genomförts innan metodbytet ska vara nettonuvärdesneutrala, vilket innebär att den förmögenhetsbevarande principen tillämpas retroaktivt. Metoden kan i praktiken leda till negativa kapitalkostnader om till exempel en anläggning utifrån den förmögenhetsbevarande principen genererat full ersättning flera år innan metodbytet. Negativa kapitalkostnader innebär att kapitalkostnaderna minskar intäktsramen i stället för att öka den. Metoden är i praktiken svår att genomföra på grund av att man för att garantera nettonuvärdesneutralitet behöver känna till vilken kapitalkostnadsersättning som företagen fakturerat kunderna för varje anläggning innan intäktsramsregleringen infördes. Då anläggningarna har en mycket lång ekonomisk livslängd, till största delen 90 år, behöver dessa uppgifter tas fram mycket långt tillbaka i tiden och bedöms därför mycket svåra att få fram. Ei anser därför att metoden inte är relevant.

Förändringar i intäktsramsregleringen bör enligt Ei ge ekonomisk förutsägbarhet i så hög utsträckning som möjligt. Det är viktigt att intäktsramsregleringen ger förutsättningar för de långsiktiga investeringsbeslut som utgör grunden för verksamheten. Den metod som används för att värdera den ingående kapitalbasen behöver uppfylla dessa krav.

### **Metodkonsistent metod**

Med en metodkonsistent övergång till ny värderingsprincip för kapitalbasen beräknas ett värde för den ingående kapitalbasen som om en

förmögenhetsbevarande metod alltid har tillämpats. En sådan metod innebär alltså att värdet för de anläggningar som företagen investerat i innan metodbytet beräknas utifrån anskaffningsvärden.

Då en förmögenhetsbevarande metod tillämpas fullt ut även på anläggningar som investerats i innan metodbytet kommer värdet för den ingående kapitalbasen för tillsynsperioden 2027–2030 bli lägre än om nuvarande kapacitetsbevarande metod fortsatt tillämpas, oavsett om en real eller nominell kapitalkostnadsmetod används. Hur mycket lägre beror på anläggningarnas ålder (ett nyare nät påverkas mindre än ett äldre nät). De svenska naturgasföretagens totala värde på den ingående kapitalbasen (åldersjusterad<sup>63</sup>) 2027 skulle minska med ungefär 30 procent jämfört med i nuvarande metod.<sup>64</sup> Det skulle motsvara en minskning av kapitalkostnader i intäktsramen på omkring 35 procent över de befintliga anläggningarnas återstående livstid.<sup>65</sup> En sådan hantering skulle innebära att företagens utrymme att ta ut nätavgifter minskar jämfört med nuvarande metod.

För att kunna genomföra ett metodkonsistent byte till ny värderingsprincip för kapitalbasen krävs information om anskaffningsvärden för alla anläggningar som ingår i den ingående kapitalbasen. Sådana uppgifter finns tillgängliga sedan tidigare för de svenska naturgasföretagen. Däremot är det okänt vad naturgasföretagen faktiskt fakturerat kunderna i form av nätavgifter innan intäktsramsregleringen infördes 2015. Därmed kan inte ett av de huvudsakliga syftena med en förmögenhetsbevarande princip, målet med nettonuvärdesneutralitet, säkerställas över anläggningarnas livstid. Det finns därmed en risk att den metodkonsistenta metoden inte ersätter hela anläggningarnas värde, given en viss kalkylränta.

Från och med 2015 när intäktsramsregleringen infördes har Ei information om avskrivningar och avkastning som ingår i intäktsramen. För att säkerställa målet om nettonuvärdesneutralitet skulle därför ett så kallat brytår från 2015 och framåt kunna tillämpas. Att tillämpa ett brytår innebär att anläggningarna värderas

---

<sup>63</sup> Kapitalbasen minskat med ackumulerade regulatoriska avskrivningar

<sup>64</sup> Beräkningen avser en övergång till real kapitalvärderingsprincip, medan en övergång till nominell kapitalvärderingsprincip skulle innebära en minskning av motsvarande kapitalbas med ungefär 55 procent.

<sup>65</sup> Real kapitalkostnadsmetod, medan nominell metod skulle ge drygt 40 procents minskning. Diskonterade värden till 2027 års prisnivå, antaganden om 7,11 procent nominell kalkylränta och 2,0 procent allmän inflation. Se även konsultrapport av Thema (2024).

utifrån en förmögenhetsbevarande princip från någon gång mellan 2015 och tidpunkten för metodbytet.

När den ingående kapitalbasens värde beräknas med en förmögenhetsbevarande princip innan metodbytet skett innebär det en förändring av de förutsättningar som gällde vid investeringstillfället. Investeringar från och med att intäktsramsregleringen infördes 2015 har gjorts under då gällande regulatoriska förutsättningar, det vill säga utifrån en kapacitetsbevarande värderingsprincip. När förutsättningarna ändras efter att investeringar genomförts skapas en osäkerhet kring framtida ekonomiska och regulatoriska förutsättningar. Ei anser att en metodkonsistent övergång alternativt en övergång med brytår till en förmögenhetsbevarande princip inte i tillräcklig utsträckning uppfyller kraven på att en förhandsreglering ska vara förutsägbar och att företagen ska ha stabila och långsiktiga förutsättningar för att driva verksamheten. Den regulatoriska osäkerhet som en sådan hantering kan medföra riskerar att påverka framtida investeringar negativt. Ei känner inte till någon annan europeisk tillsynsmyndighet som använt en metodkonsistent övergång till ny värderingsprincip för kapitalbasen eller brytår.

Av 6 § intäktsramsförordningen framgår bland annat att när intäktsramen fastställs ska Ei särskilt beakta kundens intresse av låga avgifter. Kraven på förutsägbarhet, stabilitet och långsiktighet för att ge förutsättningar för nödvändiga investeringar behöver därför vägas mot kundens intresse av låga avgifter. Skrivningen i intäktsramsförordningen ska beaktas men behöver balanseras mot EU-rättens krav på att regleringen ska ge förutsättningar för nödvändiga investeringar. För att undvika att påverka framtida investeringar negativt bör regulatorisk osäkerhet undvikas. En lösning som i tillräcklig grad uppfyller grundläggande principer om förutsägbarhet, stabilitet och långsiktighet bör därför tillämpas. På sikt kommer övergången till en förmögenhetsbevarande princip att leda till att risken för en systematisk över- eller underavkastning elimineras. Kundens intresse av låga nätavgifter har därmed beaktats genom bytet av värderingsprincip för kapitalbasen samtidigt som det skapas förutsättningar att säkra framtida investeringar.

Lagstiftningen ger Ei ett mandat att i stor utsträckning forma intäktsramsregleringen utifrån ramarna i det EU-rättsliga regelverket. Eftersom det EU-rättsliga regelverket lämnar ett tolkningsutrymme till medlemsstaterna som nu primärt ska förvaltas av Ei är det av särskild vikt att de grundläggande rättsprinciperna säkerställs i Ei:s regelutvecklingsarbete. Detta för att uppfylla högt

ställda krav på den enskildes rättssäkerhet och för att upprätthålla förtroendet för intäktsramsregleringen och Ei i egenskap av tillsynsmyndighet. Med detta som utgångspunkt, och utifrån de beskrivna konsekvenserna, bedömer Ei att en omvärdering av befintliga anläggningar, oavsett om det är genom en metodkonsistent övergång till en förmögenhetsbevarande värderingsprincip eller genom en lösning med brytår, riskerar att skapa en osäkerhet kring framtida ekonomiska och regulatoriska förutsättningar.

#### **Värdekonsistent metod**

Med en värdekonsistent övergång till en ny värderingsprincip för kapitalbasen ändras inte nuvarande värdering av den ingående kapitalbasen. Det innebär att ingående kapitalbas fortsätter att värderas enligt nuvarande kapacitetsbevarande princip fram till metodbytet sker. Värdet för den ingående kapitalbasen fastställs därmed utifrån utgående värde för kapitalbasen i nuvarande metod reducerat med ackumulerade avskrivningar vid metodbytet uttryckt i marknadsvärden. Metoden kräver därför inte några ytterligare uppgifter för att beräkna värdet för den ingående kapitalbasen.

Med en värdekonsistent övergång till ny värderingsprincip för kapitalbasen konserveras nuvarande marknadsvärdering av kapitalbasen vid metodbytet. För att justera för inflation från och med metodbytet kommer dock ett inflationsmått för den generella prisutvecklingen i stället för sektorspecifikt index att användas vilket medför en infasning till den förmögenhetsbevarande principen från och med metodbytet. Hur kapitalkostnaderna kommer att utvecklas i framtiden i förhållande till nuvarande metod avgörs av den generella prisutvecklingen i samhället i förhållande till den sektorspecifika prisutvecklingen.

Liksom vid en metodkonsistent hantering av den ingående kapitalbasen beror nettonuvärdesneutraliteten på vilken kostnadstäckning som naturgasföretaget haft innan nuvarande intäktsramsreglering infördes (vilket Ei inte känner till). Nettonuvärdesneutraliteten påverkas även av det historiska<sup>66</sup> förhållandet mellan sektorspecifika prisutveckling och inflationen. Historiken visar att den sektorspecifika prisutvecklingen har legat över inflationen. På grund av detta är sannolikheten stor att flertalet anläggningar kommer att få en slutlig överavkastning i förhållande till kalkylräntan under sin ekonomiska livslängd.

---

<sup>66</sup> Påverkas historiskt eftersom den ingående kapitalbasen inflationsjusterats med sektorspecifikt index fram till och med metodbytet.

De förutsättningar som gällde vid investeringstillfället påverkas inte nämnvärt eftersom påverkan på den ingående kapitalbasen är begränsad i den värdekonsistenta metoden. Metoden tillgodoser därmed kravet på förutsägbarhet och stabilitet och det skapas förutsättningar att säkra framtida investeringar. Även andra europeiska tillsynsmyndigheter har tillämpat en värdekonsistent övergång till ny värderingsprincip för kapitalbasen.

#### **Parallell metod**

Med en parallell metod fortsätter nuvarande kapacitetsbevarande värderingsprincip att användas tills dess att anläggningarna i den ingående kapitalbasen är fullt avskrivna. Metoden kräver därför inte några ytterligare uppgifter för att beräkna värdet för den ingående kapitalbasen.

Värdet på den ingående kapitalbasen vid metodbytet är detsamma som i nuvarande kapacitetsbevarande princip. För att justera för inflation kommer även efter metodbytet ett sektorspecifikt index att användas till dess att anläggningarna i den ingående kapitalbasen är fullt avskrivna. Kapitalkostnaderna för den ingående kapitalbasen kommer därmed i framtiden att utvecklas som i nuvarande kapacitetsbevarande princip. För investeringar som genomförs efter metodbytet kommer i stället en förmögenhetsbevarande princip att användas med inflationsjustering för den generella prisutvecklingen. Eftersom den parallella metoden inte påverkar investeringar som skett innan metodbytet så sker en successiv övergång till den förmögenhetsbevarande principen.

En successiv övergång till en förmögenhetsbevarande värderingsprincip ger en förutsägbarhet i intäktsramsregleringen och förändrar inte företagets risk i förhållande till nuvarande metod. Däremot kvarstår risken för ytterligare systematisk slutlig över- eller underavkastning i förhållande till kalkylräntan fram till dess att samtliga anläggningar i den ingående kapitalbasen är fullt avskrivna. De problem som formulerats under avsnitt 3.1 kvarstår därför för den ingående kapitalbasen. Med beaktande av att den ekonomiska livslängden för den största delen av naturgasföretagens anläggningar är nittio år så kvarstår den systematiska risken för slutlig över- eller underavkastning under lång tid framåt. Två parallella system behöver administreras under lång tid framöver för att beräkna kapitalkostnaderna, ett för den kapacitetsbevarande värderingsprincipen och ett för den förmögenhetsbevarande värderingsprincipen.

Liksom vid en metod- och värdekonsistent hantering av den ingående kapitalbasen vid en övergång till en förmögenhetsbevarande princip så beror

nettonuvärdesneutraliteten på vilken kostnadstäckning som naturgasföretaget haft innan nuvarande intäktsramsregleringen infördes (vilket Ei inte känner till). Nettonuvärdesneutraliteten påverkas precis som den värdekonsistenta metoden även av det historiska<sup>67</sup> förhållandet mellan den sektorspecifika prisutvecklingen och den generella prisutvecklingen, men den parallella metoden påverkas också av utvecklingen av sektorspecifikt index i förhållande till inflationen i framtiden. Historiken visar att den sektorspecifika prisnivån ökat betydligt mer än inflationen. Förutsatt att denna utveckling fortsätter är sannolikheten stor att flertalet anläggningar kommer att få en systematisk slutlig överavkastning i förhållande till kalkylräntan under sin ekonomiska livslängd.

Genom att det saknas påverkan på den ingående kapitalbasen i den parallella metoden påverkas inte de förutsättningar som gällde vid investeringstillfället. Metoden tillgodoser därmed kravet på förutsägbarhet och stabilitet och skapar förutsättningar för att säkra framtida investeringar. Även andra europeiska tillsynsmyndigheter har använt en parallell metod vid byte av värderingsprincip för kapitalbasen.<sup>68</sup>

#### ***Ei:s val – Värdekonsistent metod***

I Tabell 9 sammanfattas de olika metoderna för att fastställa ett värde för den ingående kapitalbasen.

---

<sup>67</sup> Påverkas historiskt eftersom den ingående kapitalbasen inflationsjusterats med sektorspecifikt index fram till och med metodbytet.

<sup>68</sup> Ceer (2024).

Tabell 9 Sammanfattning av de tre metoderna för att hantera den ingående kapitalbasen

Bedömningsgrunder	Metodkonsistent	Värdekonsistent	Parallell
<b>Förutsägbarheten i intäktsramsregleringen</b>	Minskar förutsägbarheten och stabiliteten i intäktsramsregleringen då det lägre värdet på den ingående kapitalbasen ändrar förutsättningarna som gällde vid investeringstillfället.	Tillgodoser krav på förutsägbarhet och stabilitet då påverkan på redan genomförda investeringar begränsas.	Tillgodoser krav på förutsägbarhet och stabilitet på grund av successiv övergång till ny metod.
<b>Möjliggöra att nödvändiga investeringar genomförs i rätt tid</b>	Riskerar att inte skapa förutsättningar för att säkra framtida investeringar.	Skapar förutsättningar för att säkra framtida investeringar.	Skapar förutsättningar för att säkra framtida investeringar.
<b>Avspegla naturgasföretagens effektiva kostnader vilket bidrar till ett skäligt pris för kunderna</b>	Nätavgifterna speglar vad företagen faktiskt betalt för anläggningarna både historiskt och i framtiden.	Marknadsvärderingen till och med 2026 blir konserverad, men det sker en infasning till den förmögenhetsbevarande värderingsprincipen från och med metodbytet.	Marknadsvärderingen i nuvarande kapacitetsbevarande värderingsprincip fortsätter under hela den ekonomiska livslängden för anläggningar som fanns innan metodbytet.
<b>Andra europeiska tillsynsmyndigheter har använt metoden vid metodbyten</b>	Ei känner inte till att någon europeisk tillsynsmyndighet som har använt denna metod.	Andra tillsynsmyndigheter i Europa har använt denna metod.	Andra tillsynsmyndigheter i Europa har använt denna metod.
<b>Uppgifter för att fastställa den ingående kapitalbasen samt framtida administration</b>	Krävs inga ytterligare uppgifter.	Krävs inga ytterligare uppgifter.	Krävs inga ytterligare uppgifter. Marknadsvärderingen fortsätter vilket innebär att två separata beräkningsmetoder behöver administreras under mycket lång tid.
<b>Nettonuvärdesneutralitet</b>	I vilken grad som nettonuvärdesneutralitet uppnås för de historiska investeringarna med en metodkonsistent övergång är oklart och kan inte beräknas.	Uppnås inte eftersom den ingående kapitalbasen är marknadsvärderad.	Uppnås inte eftersom nuvarande kapacitetsbevarande värderingsprincip behålls för den ingående kapitalbasen.

Om den ingående kapitalbasen värderas utifrån en metodkoncistent metod kommer den förmögenhetsbevarande värderingsprincipen att införas fullt ut även bakåt i tiden innan metodbytet. Värdet för den ingående kapitalbasen kommer därmed att bli betydligt lägre än i nuvarande kapacitetsbevarande princip. Den metodkonsistenta metoden är den metod som skulle få störst påverkan på intäktsramarna. Det går dock inte att säkerställa att metoden medför nettonuvärdesneutralitet, det vill säga det är inte givet att företagen får täckning för anskaffningsvärdet för anläggningarna i den ingående kapitalbasen. För att säkerställa målet om nettonuvärdesneutralitet skulle ett så kallat brytår kunna tillämpas från 2015, då intäktsramsregleringen infördes, och framåt.<sup>69</sup>

En metodkoncistent övergång till en förmögenhetsbevarande värderingsprincip innebär en förändring av de förutsättningar som gällde vid investeringstillfället. Det medför en minskad förutsägbarhet i intäktsramsregleringen och en osäkerhet kring framtida ekonomiska och regulatoriska förutsättningar. En metodkoncistent övergång till en förmögenhetsbevarande värderingsprincip, alternativt en övergång med brytår, säkerställer därmed inte i tillräcklig utsträckning kraven på att intäktsramsregleringen ska vara förutsägbar och att företagen ska ha stabila och långsiktiga förutsättningar för att driva verksamheten. Metoden skapar därmed inte rätt förutsättningar för att säkra framtida investeringar. Ei känner inte till någon annan europeisk tillsynsmyndighet som använt en metodkoncistent metod eller brytår vid byte av värderingsprincip för kapitalbasen.

Av intäktsramsförordningen framgår bland annat Ei särskilt ska beakta kundens intresse av låga avgifter när intäktsramen fastställs. Ei behöver även förhålla sig till EU-rättens krav på att regleringen ska ge förutsättningar för nödvändiga investeringar. För att undvika att påverka framtida investeringar negativt bör regulatorisk osäkerhet undvikas. En lösning som inte i tillräcklig grad uppfyller grundläggande principer om förutsägbarhet, stabilitet och långsiktighet bör därför undvikas.

Ei har sammantaget bedömt att metodkoncistent metod inte bör tillämpas.

---

<sup>69</sup> Att tillämpa ett brytår innebär att anläggningarna värderas utifrån en förmögenhetsbevarande princip från någon gång mellan 2015 och tidpunkten för metodbytet. Från det att förhandsregleringen infördes har Ei information om den avskrivning och avkastning som ingår i intäktsramen, vilket möjliggör nettonuvärdesneutralitet.

Både värdekonsistent och parallell metod tillgodoser kraven på förutsägbarhet och stabilitet. Metoderna bidrar därmed till att skapa förutsättningar för framtida investeringar och har även tillämpats av andra tillsynsmyndigheter i Europa.

Ei anser att en värdekonsistent metod ska tillämpas då den till skillnad från den parallella metoden ger en infasning av den nya värderingsprincipen för kapitalbasen från och med metodbytet. Infasningen sker genom att värdet för den ingående kapitalbasen från och med metodbytet kommer att prisjusteras med ett index för den generella prisutvecklingen i samhället. I den parallella metoden kommer i stället den kapacitetsbevarande metoden att fortsätta att användas till dess att anläggningarna i den ingående kapitalbasen är fullt avskrivna. I och med infasningen av den förmögenhetsbevarande principen i den värdekonsistenta metoden elimineras risken för fortsatt systematisk slutlig över- eller underavkastning i förhållande till kalkylräntan från och med metodbytet och framåt, vilket inte är fallet för den parallella metoden. Den värdekonsistenta metoden kräver också mindre administrativ hantering under en mycket lång tid framöver (den största delen av naturgasföretagens anläggningar har en ekonomisk livslängd på 90 år).

Med en värdekonsistent övergång till en förmögenhetsbevarande princip behåller anläggningarna i den ingående kapitalbasen värdet de har i nuvarande kapacitetsbevarande princip. Anläggningar som anskaffats efter metodbytet ska värderas till anskaffningsvärde enligt den förmögenhetsbevarande principen. För att justera för prisutvecklingen från och med metodbytet kommer ett index för den generella prisutvecklingen i stället för sektorspecifikt index att användas både för den ingående kapitalbasen och för investeringar efter metodbytet. På sikt kommer övergången till en förmögenhetsbevarande princip att leda till att risken för en systematisk över- eller underavkastning elimineras. Genom bytet av värderingsprincip har Ei därmed beaktat kundens intresse av låga nätavgifter samtidigt som det skapas förutsättningar för att säkra framtida investeringar.

### **3.6.2 Real eller nominell kapitalkostnadsmetod i en förmögenhetsbevarande princip**

På grund av prisförändringar i samhället behöver hänsyn tas till inflation för att bibehålla värdet på anläggningarna i kapitalbasen. När Ei valt att värdet för den ingående kapitalbasen ska värderas utifrån en förmögenhetsbevarande princip med en värdekonsistent övergång vid metodbytet återstår att bestämma hur hänsyn ska tas till inflation när kapitalkostnaderna beräknas.

För att ta hänsyn till inflation kan antingen en real eller en nominell kapitalkostnadsmetod tillämpas (fortsättningsvis benämnt real och nominell metod) där skillnaden är hur kapitalkostnaderna fördelar sig över anläggningens ekonomiska livslängd. I nuvarande kapacitetsbevarande värderingsprincip används en real metod där ett sektorspecifikt index används för att marknadsvärdera anläggningarna i kapitalbasen.<sup>70</sup> Den förmögenhetsbevarande principen bygger i stället på att säkerställa att naturgasföretaget erhåller kostnadstäckning för de faktiska kostnaderna för investeringar i nätet. Inflationsmåttet som används ska därför spegla den generella prisutvecklingen i samhället.

I det följande avsnittet kommer en analys först att göras principiellt av hur hänsyn tas till inflation med antingen en real eller en nominell metod. Därefter görs en analys av hur kapitalkostnaderna beräknade utifrån en real och en nominell metod i en förmögenhetsbevarande princip samt en real metod i nuvarande kapacitetsbevarande princip fördelar sig över den återstående ekonomiska livslängden för den ingående kapitalbasen. Slutligen adderas investeringar från och med metodbytet till analysen. Utifrån analyserna görs valet av kapitalkostnadsmetod och vilket inflationsindex som ska användas.

#### ***Principiellt kring real och nominell kapitalkostnadsmetod***

Real och nominell metod tar hänsyn till inflation på olika sätt, och båda metoderna används av tillsynsmyndigheter i Europa som tillämpar en förmögenhetsbevarande värderingsprincip för kapitalbasen.

- Med en real metod används en real kalkylränta för att beräkna kapitalkostnaderna, vilket innebär att inflation räknats bort från kalkylräntan. I stället prisjusteras kapitalbasens värde för inflation.
- Med en nominell metod används en nominell kalkylränta för att beräkna kapitalkostnaderna vilket innebär att inflation ingår i kalkylräntan. Ingen prisjustering för inflation görs därmed på kapitalbasens värde.

En nominell metod kan i förhållande till en real metod vara enklare att förstå och tillämpa eftersom den har en tydligare koppling och jämförbarhet med andra

---

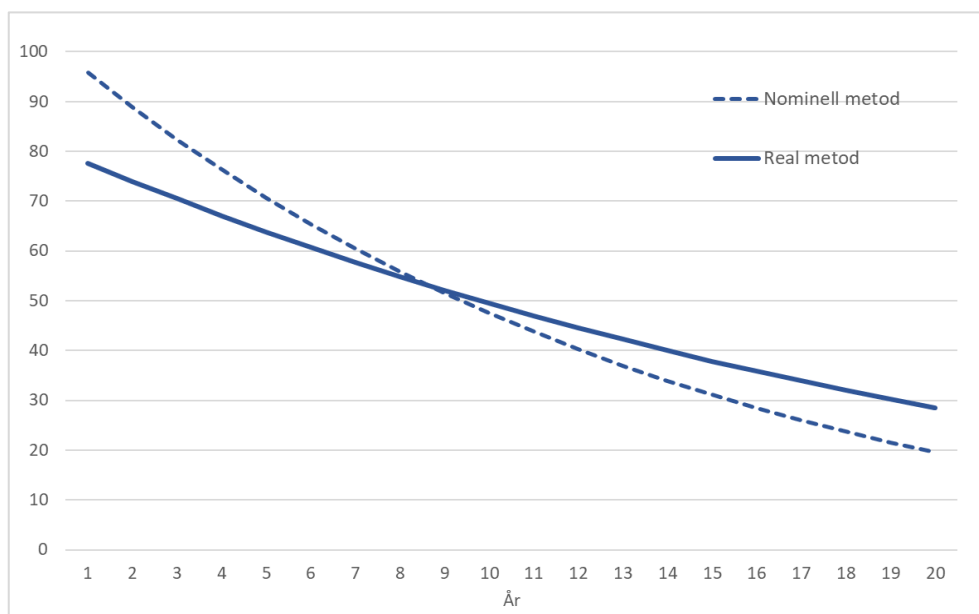
<sup>70</sup> När avskrivningarna för anläggningarna fördelas över anläggningens livslängd används en linjär fördelning, det vill säga avskrivningarna fördelas jämnt över anläggningarnas livslängd. Ei avser att fortsätta med en linjär fördelning.

verksamheter. Marknadsräntor uttrycks vanligtvis i nominella termer och kapitalbasens värde speglar bättre bokförda värden i den externa redovisningen.

En analys behöver dock göras av hur kapitalkostnaderna fördelas över anläggningarnas ekonomiska livslängd med de båda metoderna. Metoderna har olika fördelningsmönster av kapitalkostnaderna över anläggningarnas ekonomiska livslängd på grund av att de tar hänsyn till inflation<sup>71</sup> på olika sätt, vilket visas i Figur 8. Den nominella metoden ger en högre ersättning i början, medan en real metod ger högre ersättning efter åtta år i detta exempel.

Med en nominell metod kommer en större del av ersättningen att erhållas tidigare under anläggningens ekonomiska livslängd, vilket resulterar i en "framtung" ersättningskurva. En real metod följer en flackare kurva, där ersättningen sjunker relativt långsammare med tiden. När anläggningen nått sin ekonomiska livslängd kommer den totala nuvärdesberäknade<sup>72</sup> ersättningen att vara densamma för real och nominell metod, båda metoderna är alltså nettonuvärdesneutrala.

Figur 8 Principiell fördelning av kapitalkostnader (nuvärdesberäknade)



Källa: Ei

<sup>71</sup> Om inflationen är noll är det ingen skillnad mellan den reala och nominella metoden.

<sup>72</sup> Nuvärdesberäkning innebär att kassaflödet under de 20 åren räknas om till investeringsårets prisnivå. Framtida betalningsströmmar diskonteras därmed, det vill säga man beräknar vad framtida betalningsströmmar är värda idag (år 0) utifrån ett visst avkastningskrav.

Figuren ovan illustrerar på ett principiellt plan kostnadsfördelningen för den reala och nominella metoden sett över *en* anläggnings ekonomiska livslängd. I ett större anläggningsbestånd och vid en jämn investeringstakt där investeringar och reinvesteringar sker löpande blir skillnaden mellan en nominell och real metod mindre.<sup>73</sup>

#### **Analys av ingående kapitalbas med real eller nominell metod**

Vid en värdekonsistent övergång till en förmögenhetsbevarande princip beräknas kapitalkostnaderna i den reala och nominella metoden från samma startvärde för beräkningarna, det vill säga värdet för den ingående kapitalbasen vid metodbytet. Det innebär att när anläggningarna i den ingående kapitalbasen är fullt avskrivna kommer de nuvärdesberäknade kapitalkostnaderna att vara lika stora för både den reala och den nominella metoden. Skillnaden mellan metoderna består i stället i hur kapitalkostnaderna fördelas över anläggningarnas återstående ekonomiska livslängd.

En analys har gjorts över hur kostnaderna för de anläggningar som ingår i den ingående kapitalbasen under vissa antaganden fördelar sig över anläggningarnas ekonomiska livslängd för real respektive nominell metod. I figuren nedan illustreras de principiella konsekvenserna av ett värdekonsistent metodbyte med en real eller nominell metod i den förmögenhetsbevarande principen utifrån antaganden om utveckling av allmänt index samt ingående kapitalbas i de svenska naturgasnäten.<sup>74</sup> Som jämförelse visas även kapitalkostnaderna i nuvarande kapacitetsbevarande princip som prisjusteras utifrån antagande om sektorspecifikt index.<sup>75</sup> Jämförelsen begränsas fram till 2075, då en stor del av kapitalbasen kan förväntas utrangeras (utifrån ekonomisk livslängd) men också för att tydligare påvisa skillnaderna mellan metoderna.

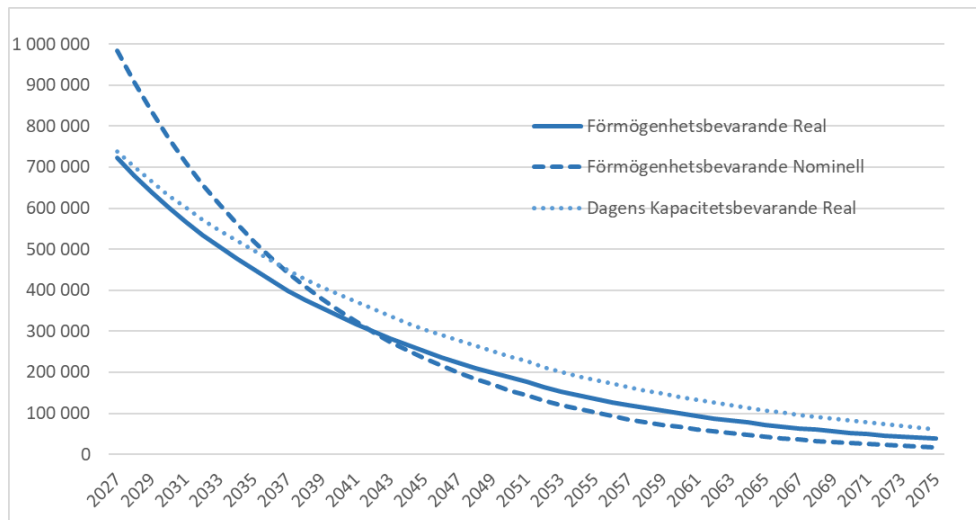
---

<sup>73</sup> Hellström (2024)

<sup>74</sup> Ingående kapitalbas i beräkningen utgår från den kapitalbas som användes inför tillsynsperioden 2023–2026 och har indexerats till 2025 års prisnivå med FPI naturgasverksamhet, där värdet för 2025 är uppskattat. Därefter antagande om att inflationsmålet KPI utvecklas med 2,0 procent per år under hela beräkningsperioden. Den reala kalkylräntan är antagen till 4,0 procent per år under hela beräkningsperioden.

<sup>75</sup> Antagande om att det sektorspecifika indexet (FPI naturgasverksamhet) från 2025 utvecklas med 3,0 procent per år under hela beräkningsperioden. Som jämförelse har detta index sedan 1980 utvecklats med i genomsnitt 3,5 procent per år för distribution och 4,1 procent för transmission.

Figur 9 Fördelning av kapitalkostnader för den ingående kapitalbasen (värdekonsistent övergång) över anläggningarnas kvarstående ekonomiska livslängd utifrån tre olika metoder, tusental kronor per år, nuvärdesberäknat med den nominella kalkylräntan och i 2025 års prisnivå



Källa: Ei

Den nominella metoden i den förmögenhetsbevarande principen ger initialt högre kapitalkostnader än både nuvarande kapacitetsbevarande princip och den reala metoden i den förmögenhetsbevarande principen. Vartefter anläggningarna blir äldre kommer dock nivån på kapitalkostnaderna i den nominella metoden att minska och ge lägre ersättning än de båda andra metoderna. Orsaken är att i den nominella metoden inkluderas inflation i kalkylräntan men värdet på den ingående kapitalbasen är detsamma som i den reala förmögenhetsbevarande metoden och i den kapacitetsbevarande principen. En högre kalkylränta tillämpas därmed i den nominella metoden på samma värde för den ingående kapitalbasen.

Den reala metoden i den förmögenhetsbevarande principen och nuvarande kapacitetsbevarande princip följer naturligt samma fördelningsmönster över anläggningarnas ekonomiska livslängd då båda metoderna är reala. Den enda skillnaden mellan metoderna är antaganden om prisutvecklingen, där den reala metoden i en förmögenhetsbevarande princip följer den generella prisutvecklingen och den kapacitetsbevarande principen den sektorspecifika prisutvecklingen. För det fall den generella prisutvecklingen sammanfaller med utvecklingen av den sektorspecifika under hela anläggningarnas återstående ekonomiska livslängd från metodbytet innebär detta att de beräknade kapitalkostnaderna uppgår till exakt samma belopp.

**Analys av ingående kapitalbas inkluderat framtida investeringar real/nominell metod**

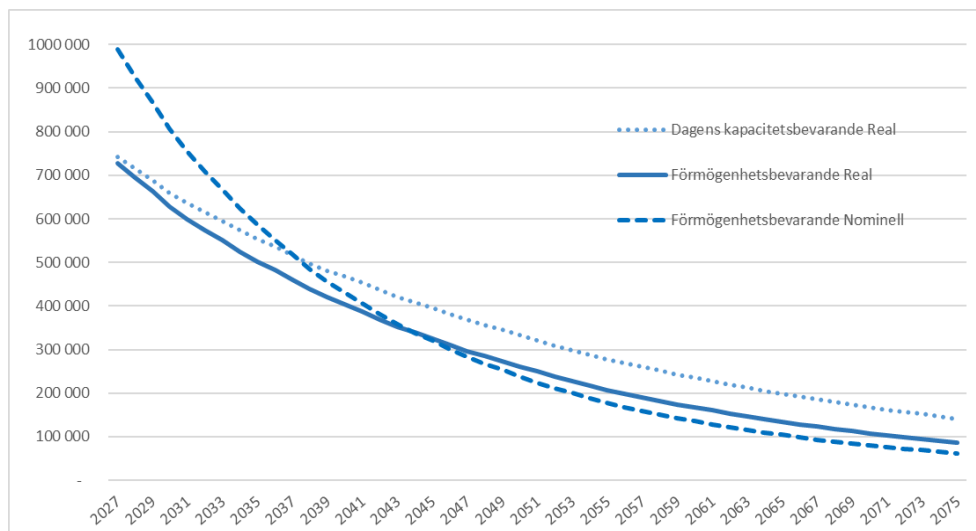
För att utveckla den analys som gjorts ovan antar Ei nu även att investeringar görs från och med metodbytet. När anläggningarna är fullt avskrivna kommer de nuvärdesberäknade kapitalkostnaderna, precis som när enbart anläggningar i den ingående kapitalbasen analyserats, att vara lika stora för den reala och nominella metoden i den förmögenhetsbevarande principen. Skillnaden mellan metoderna är i stället hur kapitalkostnaderna fördelas över anläggningarnas ekonomiska livslängd.

I Figur 10 illustreras de principiella konsekvenserna av ett värdekonsistent metodbyte med tillkommande investeringar från och med metodbytet utifrån en real och nominell metod i den förmögenhetsbevarande principen. Analysen utgår från antaganden om utveckling av allmänt index samt ingående kapitalbas och investeringar i de svenska naturgasnäten. Som jämförelse visas även kapitalkostnaderna i nuvarande kapacitetsbevarande princip som prisjusteras utifrån antaganden om sektorspecifikt index.<sup>76</sup> Framtida investeringar i naturgasnätet antas uppgå till samma värden som naturgasföretagen prognostiserat inför tillsynsperioden 2023–2026, 851 miljoner i 2025 års prisnivå. Investeringsprognosen upprepas under hela den tidsperiod som analysen täcker.

---

<sup>76</sup> Antagande om att det sektorspecifika indexet (FPI naturgasverksamhet) utvecklas med 3,0 procent per år under hela beräkningsperioden. Sedan 1980 har index för distribution utvecklats med i genomsnitt 3,5 procent medan motsvarande för transmission har utvecklats i genomsnitt 4,1 procent.

**Figur 10 Utveckling av kapitalkostnader för den ingående kapitalbasen samt antaganden om framtida investeringar för en real och nominell metod, nuvärdesberäknat med den nominella kalkylräntan och 2025 års prisnivå i tusental kronor.**



Källa: Ei

Eftersom naturgasföretagens prognoser för investeringar under 2023–2026 är förhållandevis låga ger analysen inte någon märkbar skillnad mot analysen av ingående kapitalbas i avsnittet *Analys av ingående kapitalbas med real eller nominell metod*. Utfallet skulle dock se annorlunda ut om investeringstakten och värdet på investeringarna skulle öka i förhållande till prognoserna på grund av att till exempel nuvarande anläggningar behöver ersättas. Utöver frekvensen av investeringarna och värdet på investeringarna påverkar även utvecklingen av inflationen ersättningsmönstret. Värdet på investeringar, i vilken takt företagen investerar och hur hög inflationen är utgör därmed faktorer som gör att skillnaden mellan den nominella metoden och den reala metoden i den förmögenhetsbevarande principen ökar. Den nominella metoden i den förmögenhetsbevarande principen skulle då i förhållande till den reala metoden uppvisa en mer volatil fördelning av kapitalkostnaderna.

Den reala metoden i den förmögenhetsbevarande principen och nuvarande kapacitetsbevarande princip följer samma fördelningsmönster över anläggningarnas<sup>77</sup> ekonomiska livslängd eftersom båda metoderna är reala. Den enda skillnaden mellan metoderna är antaganden om prisutvecklingen, där samma prisutveckling från metodbytet för allmänt och sektorspecifikt index skulle innebära att de beräknade kapitalkostnaderna skulle uppgå till samma belopp.

<sup>77</sup> Anläggningar i den ingående kapitalbasen och investeringar som genomförts efter metodbytet.

***Ei:s val – Real metod***

Det ekonomiska utfallet från och med metodbytet är, sett över hela anläggningarnas ekonomiska livslängd, detsamma oavsett om en nominell eller en real metod tillämpas i den förmögenhetsbevarande principen. Avgörande för valet är avvägningen mellan hur fördelningsmönstret för kapitalkostnaderna ser ut över anläggningarnas ekonomiska livslängd och att den nominella metoden är enklare att förstå och tillämpa.

Den nominella metoden har ett brantare fördelningsmönster för kapitalkostnaderna och ger initialt vid metodbytet högre kapitalkostnader än både den reala metoden i den förmögenhetsbevarande principen och nuvarande kapacitetsbevarande princip. Analysen visar att denna tendens fortsätter även efter metodbytet där volatiliteten i den nominella metoden påverkas av frekvensen av investeringar och investeringarnas värde samt inflationsutvecklingen.

I den reala metoden fördelas kapitalkostnaderna mer jämnt över anläggningarnas ekonomiska livslängd än i den nominella metoden. Den reala metoden ger därför mindre risk för att nuvarande kunder får betala mycket mer än framtida kunder för att nyttja samma anläggningar. För företag med ett fåtal anläggningar ger den reala metoden en betydligt stabilare fördelning av kapitalkostnaderna över tid än den nominella metoden.

I nuvarande kapacitetsbevarande princip används en real metod och Ei ser inte att det finns någon orsak till att byta från en real till en nominell metod. Med en värdekonsistent inriktning skulle ett byte till en nominell metod i stället ge oönskade effekter i samband med övergången till en förmögenhetsbevarande princip. Den kraftiga kostnadsökningen som skulle ske omedelbart vid övergången skulle inte uppvägas av tillräcklig nytta. Vidare riskerar den nominella metoden fortsätta att vara mer volatil vid investeringar efter metodbytet. Ei anser därför att en real metod även fortsättningsvis ska tillämpas.

Att även fortsättningsvis tillämpa en real metod innebär att även framtida kostnader efter metodbytet kommer att följa samma fördelningsmönster för kapitalkostnaderna som i nuvarande kapacitetsbevarande princip. Eftersom värdet för den ingående kapitalbasen i en värdekonsistent övergång är detsamma som i nuvarande kapacitetsbevarande princip består skillnaden i praktiken av ett skifte i

inflationsmått<sup>78</sup>, från ett sektorspecifikt till ett generellt. Hur kapitalkostnaderna efter metodbytet kommer att påverkas är därför beroende av hur det sektorspecifika indexet i framtiden utvecklas i förhållande till det allmänna indexet. Valet av en real metod i den förmögenhetsbevarande principen förväntas därför initialt ha marginell påverkan på kapitalkostnaderna jämfört med nuvarande kapacitetsbevarande princip.

#### ***Ei:s val av inflationsmått***

Ei anser att en real metod ska tillämpas. Detta innebär att ett inflationsmått ska användas som reflekterar den generella prisutvecklingen i samhället. Valet av mått bör spegla investerarens köpkraftsutveckling över tid, vara transparent, allmänt accepterat och tillgängligt från en pålitlig källa. Ett välgrundat val av inflationsmått bidrar till att undvika systematiska felvärderingar av kapitalbasen. Ei har valt mellan två inflationsmått, konsumentprisindex (KPI) och konsumentprisindex med fast ränta (KPIF).

KPI är ett jämförelsetal som mäter den generella prisnivån i Sverige. Genom att jämföra KPI från olika tidpunkter går det att mäta hur priser förändras över tid. Statistiska centralbyrån (SCB) räknar ut KPI genom att hämta in prisuppgifter på varor och tjänster inom olika kategorier, i proportion till hur befolkningen konsumerar dem. Indexet mäter den genomsnittliga prisutvecklingen för hela den privata inhemska konsumtionen, det vill säga de priser konsumenten faktiskt betalar. KPI är det vanliga måttet för inflationsberäkningar i Sverige.

KPIF (KPI med fast ränta) är Riksbankens målvariabel för inflationsmålet och tas fram av SCB. Till skillnad från KPI exkluderar KPIF effekterna av förändrade bostadsräntor, eftersom dessa påverkas direkt av Riksbankens räntebeslut.<sup>79</sup> Måttet används för att mäta den underliggande prisutvecklingen i ekonomin. KPIF är användbart i sammanhang där man vill undvika att kortsiktiga ränteförändringar snedvrider inflationsbilden.

Ei anser att KPIF inte är ett lämpligt index för att inflationsjustera kapitalbasen eftersom naturgasföretagens agerande, i motsats till Riksbankens, inte påverkar bostadsräntorna. KPIF speglar därmed inte på samma sätt som KPI

---

<sup>78</sup> Första gången kapitalbasen ska prisjusteras med allmänt index är vid beräkning av kapitalkostnaderna för första halvåret 2027 (tillsynsperiod 2027–2030).

<sup>79</sup> Se <https://www.riksbank.se/sv/penningpolitik/inflationsmalet/hur-mats-inflation/>, hämtat 2025-10-24

prisutvecklingen i samhället som helhet och kan leda till en missvisande värdering av kapitalbasen. Ei anser därför att KPI ska användas för att justera för inflation för kapitalbasen.

### 3.6.3 Sammanfattning av metodval

Ei:s val av metod:

- Ett byte av princip för att värdera kapitalbasen ska göras från en kapacitetsbevarande till en förmögenhetsbevarande princip.
- Metodbytet ska ske utifrån en värdekonsistent metod för att hantera den ingående kapitalbasen. Anläggningarna i den ingående kapitalbasen behåller därmed värdet de har i nuvarande kapacitetsbevarande metod, med hänsyn till ackumulerade avskrivningar.
- De kapitalkostnader som beräknas för den ingående kapitalbasen och för investeringar från och med metodbytet ska även fortsättningsvis beräknas utifrån en real metod.
- Konsumentprisindex ska användas i stället för ett sektorspecifikt inflationsmått för att spegla den generella prisutvecklingen i samhället.

## 3.7 Konsekvenser

I det här avsnittet beskrivs konsekvenserna av en övergång från en kapacitetsbevarande princip till en förmögenhetsbevarande princip vid värdering av naturgasföretagens kapitalbas. Vid övergången tillämpas en värdekonsistent metod för att värdera den ingående kapitalbasen.

### 3.7.1 Konsekvenser för företag

#### *Berörda företag*

Förändringarna omfattar alla svenska naturgasföretag. Konsekvenser för företag som använder naturgas beskrivs under avsnitt 3.7.2. Ei har inte identifierat konsekvenser för andra företag.

#### *Påverkan på företagens kostnader och verksamhet*

Med en värdekonsistent övergång till ny värderingsprincip för kapitalbasen kommer den ingående kapitalbasen ha samma värde som enligt nuvarande kapacitetsbevarande princip. När intäktsramen fastställs inför tillsynsperioden saknas information om hur index kommer att utvecklas under tillsynsperioden.

Det är därför först när intäktsramen stäms av mot verkligt utfall efter tillsynsperiodens slut som bytet till en förmögenhetsbevarande värderingsprincip kommer att ge en effekt på kapitalkostnaderna. Effekten beror på hur prisutvecklingen av sektorspecifikt index förhåller sig till den generella prisutvecklingen (KPI) för tillsynsperioden, vilket inte går att veta på förhand. Historiskt har prisutvecklingen på nätkomponenter, framför allt för transmissionsnät, varit högre än för samhället som helhet. I avsnitten nedan kvantifieras effekter av förändringarna på kort och lång sikt.

#### **Kortsiktiga effekter**

Historiskt har de sektorspecifika indexen (ett för transmission och ett för distribution) överstigit KPI. Om ett metodskifte hade skett inför den senaste avstämningen efter tillsynsperioden 2019–2022 skulle det ha medfört lägre intäktsramar vid avstämningen efter tillsynsperioden.<sup>80</sup> Ett metodskifte inför tillsynsperioden 2019–2022 skulle ha medfört minskade kapitalkostnader på 174 miljoner kronor i löpande priser vid avstämningen efter tillsynsperioden.<sup>81</sup> Det motsvarar cirka 2,6 procent av de totala intäktsramarna som för tillsynsperioden uppgick till 6 604 miljoner. I 2018 års prisnivå hade kapitalkostnaderna varit 160 miljoner kronor lägre eftersom de sektorspecifika indexen ökat mer än KPI.

Under de första två åren i innevarande tillsynsperiod, 2023 och 2024, har indexutvecklingen dock varit omvänd då KPI stigit mer än sektorspecifikt index, både för transmission och distribution. Om metodskiftet skett inför tillsynsperioden 2023–2026, där indexering sker med KPI, hade det medfört en marginell ökning av kapitalkostnaderna med cirka 28 miljoner 2023 och cirka 50 miljoner 2024 i löpande priser.

För att uppskatta hur övergången till en förmögenhetsbevarande princip kommer att påverka kapitalkostnaderna under tillsynsperioderna 2027–2030 och 2031–2034 jämförs vilken effekt skillnader i inflationstakt har på kapitalkostnaderna. För att visa detta antas KPI öka med två procent per år medan sektorspecifikt index antas öka med en, två respektive tre procent per år.<sup>82</sup> Vidare antas samma nivå på

---

<sup>80</sup> Utifrån på de anläggningar fram till 2022 som naturgasföretagen rapporterade in till Ei inför perioden 2023–2026 och den gällande kalkylräntan för perioden 2019–2022, på 6,52 procent.

<sup>81</sup> 50 procent av anläggningarna indexerats med naturgasindex för transmission och resterande med naturgasindex för distribution. Detta jämförs mot indexering av kapitalkostnaderna med KPI.

<sup>82</sup> Anläggningarna har indexerats med sektorspecifikt index fram till 2024, därefter har KPI använts för att räkna om till 2026 års prisnivå, där värden för 2026 är prognoser. Från 2026 har indexering skett enligt antaganden i texten.

investeringar som är planerade för tillsynsperiod 2023–2026 och en real kalkylränta på fyra procent.<sup>83</sup> I Tabell 10 visas hur stora kapitalkostnaderna skulle bli för respektive tillsynsperiod givet dessa antaganden. Inom parentes visas effekten av om sektorspecifikt index systematiskt avviker från KPI över tid.

Tabell 10 Kapitalkostnader per tillsynsperiod i miljoner kronor i 2026 års prisnivå

Tillsynsperiod	Sektorspecifikt Index 1%	Sektorspecifikt Index = KPI 2%	Sektorspecifikt Index 3%
2027–2030	3 057 (-76)	3 132 (0)	3 210 (77)
2031–2034	2 893 (-191)	3 084 (0)	3 287 (202)

Ju större avvikelser är mellan sektorspecifikt index och KPI desto större blir skillnaderna mellan en kapacitetsbevarande och förmögenhetsbevarande princip. Avvikelsen från den antagna KPI-utvecklingen blir större för tillsynsperioden 2031–2034 eftersom skillnaderna ackumuleras över tid. Ju längre tid som avvikelser förekommer, desto större blir påverkan på kapitalkostnaderna. En värdekonsistent övergång till ny värderingsprincip för kapitalbasen förväntas ge marginella effekter på kort sikt, utan stora förändringar i nätavgifterna för kunderna eller intäktsramarna för naturgasföretagen.

#### Långsiktiga effekter

På längre sikt tilltar effekten av att det sektorspecifika indexet avviker från KPI, eftersom skillnaderna ackumuleras över tid. Figur 11 illustrerar hur kapitalkostnaderna för den ingående kapitalbasen<sup>84</sup> från metodbytet utvecklas om sektorspecifikt inflation systematiskt över- eller understiger KPI.

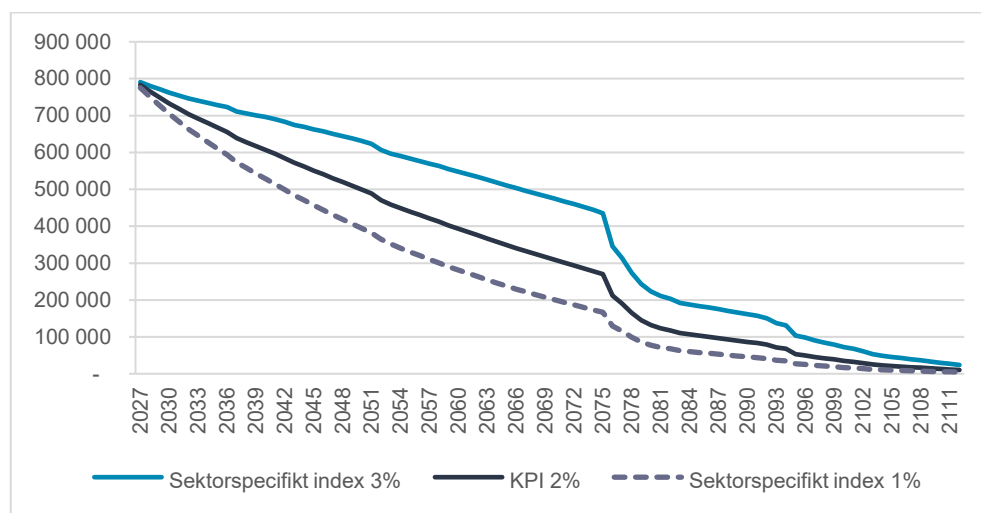
I figuren antas att KPI ökar med två procent per år, vilket representeras av den mittersta linjen. Detta jämförs med en ökning av sektorspecifikt index med en, två respektive tre procent per år. Eftersom ingående kapitalbas behåller sitt värde vid övergången till ny värderingsprincip börjar alla kurvor på samma nivå. För den högre utvecklingen av sektorspecifikt index (3 procent) ökar kapitalkostnaderna i förhållande till KPI-utvecklingen (2 procent) fram till 2075 när en stor del av anläggningarna når sin ekonomiska livslängd. Därefter sker en nedgång i kapitalkostnaderna fram till samtliga anläggningar är fullt avskrivna. Vid den

<sup>83</sup> Med en högre kalkylränta blir skillnaderna större och med en lägre blir det mindre skillnader.

<sup>84</sup> Med den ingående kapitalbasen avses naturgasföretagens rapporterade anläggningar och investeringar under perioden 2023–2026 indexerade med naturgasindex till och med 2024, KI:s prognos för KPI till 2026, och därifrån en utveckling enligt antaganden i texten.

lägre utvecklingen av sektorspecifikt index (1 procent) minskar kapitalkostnaderna relativt snabbare än för de övriga två utvecklingskurvorna.

Figur 11 Utveckling av årliga kapitalkostnader från befintliga anläggningar, tusentals kronor i 2026 års prisnivå



Källa: Ei

Figuren illustrerar hur känsligt utfallet är för indexutvecklingen där en högre indexutveckling ger högre kapitalkostnader och vice versa. Beroende på hur de sektorspecifika indexen utvecklas i förhållande till KPI kan därmed den kapacitetsbevarande principen ge antingen högre eller lägre kapitalkostnader än den förmögenhetsbevarande principen.

I Tabell 11 redovisas de samlade kapitalkostnaderna som illustreras i Figur 11. Sektorspecifik inflationsutveckling i förhållande till KPI-utvecklingen kan ha stor påverkan på kapitalkostnaderna. Exempelvis skulle skillnaden i kapitalkostnader för den ingående kapitalbasen mellan en sektorspecifik inflation på en eller tre procent per år uppgå till cirka 13,4 miljarder i 2026 års prisnivå för tidsperioden 2027–2112 (med antagandet om en real kalkylränta på fyra procent). Inom parentes visas effekten av om sektorspecifikt index systematiskt avviker från KPI över tid.

Tabell 11 Samlade kapitalkostnader från den ingående kapitalbasen i miljoner kronor i 2026 års prisnivå

Tidsperiod	Sektorspecifikt Index 1%	Sektorspecifikt Index - KPI 2%	Sektorspecifikt Index 3%
2027–2112	21 498 (- 5 524)	27 023 (0)	34 933 (7 911)

Om sektorspecifikt index i framtiden skulle stiga mer än KPI skulle naturgasföretagen få en lägre ersättning för kapitalkostnaderna än i den förmögenhetsbevarande principen, och omvänt om sektorspecifikt index i

framtiden skulle understiga KPI skulle naturgasföretagen få en högre ersättning för kapitalkostnaderna i den förmögenhetsbevarande principen.

Den värdekonsistenta övergången till en förmögenhetsbevarande princip kommer att garantera att naturgasföretagen när anläggningens ekonomiska livslängd löpt ut får en slutlig avkastning utifrån kalkylräntan baserat på den ingående kapitalbasens värde vid metodbytet. Motsatsvis medför den kapacitetsbevarande principen en osäkerhet kring slutlig avkastning.

Konsekvenserna för naturgasföretagen av övergången till en förmögenhetsbevarande värderingsprincip för kapitalbasen blir att osäkerheten kring framtida slutlig avkastning minskar. För nya investeringar från och med metodbytet kommer naturgasföretagen att få täckning för investeringsutgiften och kalkylräntan. Detta förväntas gynna investeringar och bidra till minskade kostnader för att attrahera kapital till verksamheten då investerare får behålla köpkraften i satsat kapital.

#### ***Företagens möjlighet till finansiering och kapitalstruktur***

Ei bedömer att ändringen av värderingsprincipen för kapitalbasen inte kommer få någon betydande påverkan på naturgasföretagens möjlighet till finansiering av sin verksamhet och kapitalstruktur. För nya investeringar från och med metodbytet kommer naturgasföretagen att få täckning för investeringsutgiften och kalkylräntan vilket förväntas gynna investeringar och bidra till minskade kostnader för att attrahera kapital till verksamheten då investerare får behålla köpkraften i satsat kapital, se ovanstående avsnitt.

Naturgasföretagens skuldsättning består främst av interna lån inom koncernen och är låga i förhållande till tillgångarna. Andelen eget kapital är för de flesta naturgasföretag lågt eller negativt, men det justerade egna kapitalet och justerad soliditet är högt. Givet Ei:s bedömning att föreslagna ändringar inte påverkar naturgasföretagens möjligheter till finansiering förväntas de föreslagna ändringarna inte heller påverka kapitalstrukturen.

#### ***Administrativa kostnader***

Ei bedömer att de administrativa kostnaderna inte kommer att förändras i förhållande till nuvarande kapacitetsbevarande princip. Naturgasföretagen rapporterar även i nuvarande metod anskaffningsvärden varför det inte krävs någon förändring i inrapporteringen.

***Påverkan på konkurrensförhållanden***

Ei bedömer att ändringen av kapitalvärderingsprincipen inte kommer få någon påverkan på konkurrensförhållanden. De svenska naturgasnäten är monopol vilket innebär att det saknas konkurrens.

***Annan påverkan på företag***

Ei har inte kunnat identifiera någon annan påverkan för naturgasföretagen.

***Särskild hänsyn till små företag***

Ei bedömer att någon särskild hänsyn inte behöver tas till små naturgasföretag. Intäktsramen ska täcka skäliga kostnader och ge en rimlig avkastning på det kapital som krävs för att bedriva verksamheten under tillsynsperioden. Det vore orimligt att till exempel kunder som är anslutna till små naturgasföretag behandlas på ett annat sätt än kunder som är anslutna till stora naturgasföretag. Den nya metoden ställer inte högre krav på små naturgasföretag än den befintliga metoden.

**3.7.2 Konsekvenser för kunder**

Ei bedömer att övergången till en förmögenhetsbevarande värderingsprincip för kapitalbasen kan ge positiva konsekvenser för kunderna. Förändringen minskar risken för en slutlig systematiskt över- eller underavkastning i förhållande till kalkylräntan enbart på grund av värderingsprincipen för kapitalbasen. I nuläget nyttjar naturgasföretagen inte sina intäktsramar till fullo. Om naturgasföretagen skulle nyttja intäktsramarna till fullo vore konsekvenserna för kunderna en spegelbild av konsekvenserna för naturgasföretagen som beskrivs ovan. Den nya hanteringen minskar risken för att kunderna betalar oskäliga priser oavsett utnyttjandegraden av intäktsramen. Det är dock inte klarlagt om intäktsramarna kommer bli lägre som en följd av förändringarna för värderingen av kapitalbasen som beskrivs i avsnittet 3.6.

Ei har utöver ovan beskrivna effekter på kunderna inte kunnat identifiera andra effekter på företagskunder avseende administration eller annat.

**3.7.3 Konsekvenser för offentlig sektor**

När intäktsramsbesluten är fattade finns det möjlighet för naturgasföretagen att överklaga besluten till förvaltningsrätten. Historiskt har flera naturgasföretag överklagat sitt beslut och antalet överklaganden och omfattningen av dem till följd av metodförändringarna som genomförs är svårbedömda. Det är inte realistiskt att tro att naturgasföretagen även fortsättningsvis kommer att överklaga Ei:s beslut. En eventuell överklagan till domstol kommer ta resurser i anspråk för

domstolen, Ei och den aktör som överklagar beslutet. I övrigt bedömer Ei att den nya hanteringen av kapitalbasen inte kommer få några betydande konsekvenser för offentlig sektor.

#### ***Konsekvenser för Ei***

En övergång till en förmögenhetsbevarande värderingsprincip för kapitalbasen bedöms inte få någon betydande påverkan på resursåtgången för Ei. Om naturgasföretagen överklagar besluten kan eventuellt en marginell skillnad i resursanspråk förväntas. Naturgasföretagen har även tidigare rapporterat anskaffningsvärden till Ei och den förändrade värderingsprincipen förväntas därför medföra små förändringar av beräkningssystemen för att fastställa kapitalkostnaderna. När besluten fattas kommer nya beslutsmallar att behöva tas fram utifrån den nya metodens förutsättningar vilket kan medföra en marginell ökning av resurserna.

#### **3.7.4 Andra relevanta konsekvenser**

En övergång till en förmögenhetsbevarande värderingsprincip för kapitalbasen bedöms inte få direkta miljömässiga konsekvenser. Ei har inte heller identifierat några övriga konsekvenser för social välfärd, säkerhet, integritet med mera utöver vad som beskrivits ovan.

## **4 Ändrad beräkning av regulatorisk avkastning**

I tidigare avsnitt har värderingsprinciperna för naturgasföretagens anläggningar, kapitalbasen, beskrivits. En korrekt värderad kapitalbas är en förutsättning för att naturgasföretagen ska få en intäktsram som speglar deras effektiva kostnader. Kapitalkostnaderna i intäktsramen består av två delar, avkastning och avskrivningar. Den regulatoriska avkastningen (avkastningen) beräknas utifrån naturgasföretagens kapitalbas (bundna kapital) minus ackumulerade avskrivningar. Avkastningen beräknas utifrån en kalkylränta fastställd av Ei.

Intäktsramsregleringen ska tillgodose en rimlig avkastning på kapitalbasen. Detta innebär att metoden för beräkning av avkastningen behöver resultera i en avkastningsnivå som ger naturgasföretagen täckning för sina effektiva kapitalkostnader och möjliggör nödvändiga investeringar. Avkastningsnivån ska också ta hänsyn till kundernas intresse av låga avgifter.

Nivån på avkastningen ska motsvara den avkastning som skulle erhållits på en konkurrensutsatt marknad för en verksamhet med liknande risknivå. En för låg

avkastning innebär att naturgasföretagen inte får täckning för sina effektiva kapitalkostnader. En för hög avkastning leder inte bara till att kundkollektivet får betala oskäligt mycket för tjänsten, utan också att de ekonomiska incitament som ges i intäktsramsregleringen blir snedvridna till fördel för kapitalinvesteringar. Det skulle kunna innebära att naturgasföretagen gör felaktiga avvägningar mellan kapitalkostnader och löpande kostnader för att bedriva verksamheten. Intäktsramsregleringens målsättning måste därför vara att på ett teknikneutralt sätt ge naturgasföretagen täckning för sina effektiva kapitalkostnader, möjliggöra nödvändiga investeringar och samtidigt värna kundernas intresse av låga avgifter.

#### 4.1 Problemformulering

Målsättningen med metoden för att beräkna kalkylräntan för ett reglerat naturligt monopol är att den ska spegla den avkastning som investeringar i naturgas skulle genererat på en konkurrensutsatt marknad med motsvarande risknivå. Kalkylräntan bör därför över tid påverkas av marknadsförutsättningarna och uppdateras åtminstone inför varje tillsynsperiod för att säkerställa att den är aktuell och relevant.

För att beräkna en kalkylränta används idag den vedertagna WACC-metoden (Weighted Average Cost of Capital). Metoden har stark förankring i ekonomisk teori, men i praktiken har det visat sig vara utmanande att beräkna en korrekt nivå på kalkylräntan eftersom flera av de ingående parametrarna i WACC är komplicerade att skatta. Dessutom har kalkylräntan historiskt inte reflekterat de marknadsförhållanden som konkurrensutsatta branscher möter. När kapitalbasvärderingen går från ett framåtblickande perspektiv i den kapacitetsbevarande principen till att vara bakåtblickande i den förmögenhetsbevarande principen är det viktigt att kalkylräntan också reflekterar detta ändrade förhållningssätt.

Nuvarande metod för att beräkna kalkylräntan innebär att de ingående parametrarna skattas på olika sätt, där två parametrar skattas utifrån prognoser och scenarier<sup>85</sup>. Det gäller den riskfria räntan och inflationen som skattas utifrån KI:s prognoser och scenarier som utkommer kvartalsvis. Idag används den senast tillgängliga prognosen vid beslutstillfället för att uppskatta framtida marknadsförhållanden under kommande år. Eftersom dessa prognoser uppdateras

---

<sup>85</sup> Skattesatsen skattas utifrån dagens skattesats men om ändringar framåt har aviserats vid beräkningstillfället så inkluderas dessa.

med några månaders mellanrum och regelbundet inkorporerar ny information skiljer sig prognoserna mellan prognostillfällena, något som påverkar kalkylräntans nivå. För naturgasföretagen hade den riskfria räntan, med den nuvarande fastställda tidsperioden nio år (2023–2031), varierat<sup>86</sup> beroende på vilken av de fyra prognoserna som användes 2022 inför tillsynsperioden 2023–2026. Detta skapar osäkerhet och minskar förutsägbarheten för nivån på kalkylräntan.

Inom en WACC-metod där CAPM (Capital Asset Pricing Model) används för att beräkna kostnaden för eget kapital uppstår ytterligare utmaningar. Trots att CAPM är en vedertagen metod har den teoretiskt ifrågasatts och har vissa brister. Den största svårigheten är kopplad till skattningen av beta, där det finns flera svårigheter för att på ett tillförlitligt sätt spegla den faktiska risknivån för reglerade företag. Till exempel har värdet på beta ändrats utifrån företagsspecifika händelser utan att risknivån på marknaden har ändrats. Att nivån på kalkylräntan ändras med marknadsförhållanden är rimligt, men nivån bör inte ändras utifrån företagsspecifika händelser som bara påverkar enskilda jämförelseföretag. Beta ska illustrera risknivån för de svenska naturgasföretagen och bör inte förändras om inte risknivån förändras på gasmarknaden. Önskvärt vore därför att så många jämförelseföretag inkluderas att företagsspecifika händelser inte påverkar helheten.

En annan utmaning inom CAPM (och WACC) är att uppnå en enhetlig hantering av tidsperspektivet. I nuvarande metod råder en inkonsekvent hantering av tidsperspektivet mellan den riskfria räntan och aktiemarknadsriskpremien. Aktiemarknadsriskpremien skattas idag utifrån historiska tidsserier, där den historiska riskfria räntan inkluderas i skattningarna. För att få hela kostnaden på eget kapital adderas riskfri ränta utifrån prognoser och scenarier. Denna inkonsekventa hantering av tidsperspektiv riskerar att leda till felaktiga skattningar av kostnaden för eget kapital, både separat och i relation till kostnaden för lånat kapital (där riskfri ränta utifrån prognos också används). Detta kan leda till både över- och underskattningar av den faktiska kostnaden för kapital och minskar också kopplingen till de faktiska marknadsvillkoren.<sup>87</sup>

---

<sup>86</sup> Med en nioårig tidsperiod (2023–2031) hade riskfria räntan under nuvarande tillsynsperiod 2023–2026 varierat mellan 2,10 och 2,49 procent beroende på vilken prognos används.

<sup>87</sup> Se exempelvis Randl, O., Zechner, J. & Frontier Economics (2025)

Dagens metod innefattar ett antal ingående parametrar som kan skattas på olika sätt. Varje parameter kräver metodologiska ställningstaganden som gör metoden mindre transparent. Flera detaljer och ställningstaganden har behandlats i domstol vilket skapat osäkerhet för både Ei, naturgasföretagen och kunderna. Möjligheten till domstolsprövning är en viktig del av förvaltningsprocessen, men det stora antalet prövningar har historiskt inneburit att kalkylräntans nivå flera gånger slutligt fastställs under eller efter tillsynsperioden. Det innebär att naturgasföretagen inte har haft information om intäktsramens storlek innan tillsynsperioden, vilket kan försvåra planeringen av nätavgifter. Detta understryker ytterligare att det är viktigt att metoden för att beräkna kalkylräntan är så enkel och transparent som möjligt och att subjektiva bedömningar minimeras, utan att för den skull minska den teoretiska förankringen.

För att säkerställa att beräkningsmodellen för kalkylräntan bygger på robusta antaganden och att varje parameter, såsom exempelvis beta, riskfri ränta och aktiemarknadsriskpremie, är välgrundad och metodologiskt transparent, har Ei genomfört en omfattande analys av metoden som helhet och skattningarna av de enskilda parametrarna.

## 4.2 Förutsättningar för förändringar i metoden

### 4.2.1 Rättsliga förutsättningar för ändrad beräkning av avkastning

Metoden för beräkningen av avkastning på kapitalbasen har tagits fram med utgångspunkt i den nationella lagstiftningen samt EU-rätten. Intäktsramen ska inte vara större än vad naturgasföretaget behöver för naturgasverksamheten. Av intäktsramsförordningen framgår att intäktsramen ska, i fråga om det kapital som krävs för att bedriva verksamheten, ge en sådan avkastning som behövs för att i konkurrens med alternativa placeringar med motsvarande risk få tillgång till kapital för investeringar (6 § 3) samtidigt som kundernas intresse av låga avgifter beaktas (6 § andra stycket).

Naturgasföretagen har rätt att få en rimlig avkastning på investeringar (artikel 17.1 i gasmarknadsförordningen). Vid framtagandet av metoden för beräkningen av en rimlig avkastning ska Ei förhålla sig till att metoden ska vara transparent och förutsägbar samt stabil och långsiktig för att möjliggöra nödvändiga investeringar i näten.

#### 4.2.2 Ekonomisk teori

Ur ett teoretiskt perspektiv definieras avkastningen på ett företags kapital ofta som den förväntade avkastningen på en portfölj som innehåller samtliga av företags tillgångar. Detta motsvarar företags kapitalkostnad (exklusive avskrivningar). Avkastningen utgör därmed alternativkostnaden för att investera i företags tillgångar, och kan användas som diskonteringsränta vid investeringar med samma risknivå som företags genomsnittliga risk. Om den förväntade avkastningen överstiger diskonteringsräntan är investeringens nettonuvärde positivt, vilket innebär att investeringen förväntas ge en högre avkastning än den uppsatta kalkylräntan. För enskilda investeringar bör dock avkastningskravet justeras utifrån projektets specifika risknivå, snarare än företags genomsnittliga risk. Vissa investeringar kommer att ha högre risk, andra lägre – men det är den genomsnittliga risknivån som bör speglas i företags övergripande avkastningskrav.<sup>88</sup>

En grundläggande princip inom finansiell teori är att högre risk kräver högre förväntad avkastning. Investerares är generellt riskaverta, vilket innebär att de endast är villiga att acceptera en högre risk om den kompenseras med möjlighet till högre avkastning. Detta samband är centralt för bedömningen av investeringars lönsamhet. När företag utvärderar investeringar måste därför den förväntade avkastningen sättas i relation till den risk som är förknippad med projektet. Ju större osäkerhet kring framtida kassaflöden, desto högre avkastningskrav bör ställas. Detta gör att kapitalkostnaden fungerar som ett verktyg för att väga risk mot avkastning och säkerställa att resurser fördelas till de projekt som skapar mest värde givet sin riskprofil.<sup>89</sup>

För reglerade naturgasföretag behöver intäktsramsregleringen fastställa en lämplig avkastningsnivå, det vill säga en rimlig kalkylränta, för att säkerställa att naturgasföretagen agerar kostnadseffektivt i sin finansiering. En korrekt bestämd kalkylränta är avgörande för att balansera incitamenten mellan att attrahera kapital och att undvika felkompensation, vilket i sin tur påverkar både investeringsbeslut och prissättning inom reglerade sektorer.<sup>90</sup>

---

<sup>88</sup> Brealey, R.A., Myers, S.C. & Allen, F. (2011).

<sup>89</sup> Brealey, R.A., Myers, S.C. & Allen, F. (2011).

<sup>90</sup> Villadsen, B., Vilbert, M.J., Harris, D. & Kolbe, A.L. (2017)

#### 4.2.3 Övriga metodförändringar

Översynen av metoden för att beräkna naturgasföretagens intäktsramar ger följd effekter för kalkylräntan. Eftersom kalkylräntan bestämmer en del av kapitalkostnaderna för naturgasföretagen, blir det extra viktigt att utvärdera hur kalkylräntan beräknas när metoden för hur kapitalbasen ska värderas förändras.

I en bakåtblickande reglermodell, där kapitalbasen värderas utifrån en förmögenhetsbevarande princip, syftar intäktsramsregleringen till att ersätta de reglerade naturgasföretagen och deras investerare för de finansiella resurser som investerats i befintliga tillgångar.<sup>91</sup> För att göra nya investeringar krävs då att naturgasföretagen använder ny finansiering, som de i sin tur får en rimlig ersättning på. Detta skiljer sig mot en framåtblickande reglermodell som syftar till att ge naturgasföretagen de finansiella resurser som krävs för att ersätta befintliga tillgångar när de har nått slutet på sin ekonomiska livslängd.<sup>92</sup>

Med en förmögenhetsbevarande princip för kapitalbasvärdering är naturgasföretagen garanterade att få tillbaka hela sin grundinvestering samt en avkastning, oavsett hur värdet på tillgångarna utvecklas. Risken för under- eller överavkastning minskar jämfört med en kapacitetsbevarande kapitalbasvärderingsprincip vilket medför säkrare investeringar med lägre risk för naturgasföretag, något som även borde medföra ett lägre avkastningskrav. En förmögenhetsbevarande kapitalbasvärderingsprincip är därför bättre lämpade för att ge en korrekt ersättning för det kapital som investerats i naturgasföretag. En kapacitetsbevarande kapitalbasvärderingsprincip föranleder högre risk, samtidigt garanteras inte att naturgasföretagen får den ersättning som krävs för att ersätta anläggningarna vid slutet av deras livslängd.<sup>93</sup> Med grund i detta och den lägre risk som en förmögenhetsbevarande kapitalbasvärderingsprincip innebär, är en översyn av hur avkastningen och risknivån skattas nödvändig.

### 4.3 Bedömningskriterier

I det här avsnittet beskrivs och förklaras de bedömningskriterier som används för att utvärdera metoder för att beräkna avkastning inom intäktsramsregleringen. Bedömningskriterierna utgår dels från intäktsramsregleringens övergripande målsättningar, dels från centrala principer inom ekonomisk teori som är relevanta

---

<sup>91</sup> DFC Economics (2024), Hellström (2018)

<sup>92</sup> DFC Economics (2024)

<sup>93</sup> DFC Economics (2024)

för reglering av naturliga monopol.<sup>94</sup> Ei:s målsättning är att tillämpa en långsiktig metod där ramarna är tydliga, samtidigt som parametrar och därmed kalkylräntan kan justeras i takt med faktiska marknadsförhållanden.

Som framgår av avsnitt 1.2.5 är ett av målen med intäktsramsregleringen att säkerställa att kunderna betalar ett skäligt pris för nättjänsten och enligt intäktsramsförordningen ska hänsyn tas till kundernas intresse av låga avgifter. För att detta ska uppnås behöver den tillåtna avkastningen spegla avkastningsnivån för alternativa investeringar med liknande risk, varken mer eller mindre. Ett viktigt kriterium för utvärdering är därför att metoderna säkerställer att marknadsförhållanden påverkar nivån på kalkylräntan.

Det är också av stor vikt att intäktsramsregleringen är förutsägbar och att beslutad avkastning avspeglar naturgasföretagens effektiva kostnader. Samtidigt är det viktigt att intäktsramsregleringen ger stabila och långsiktiga förutsättningar för naturgasföretagen att planera, bygga ut och underhålla sina nät på ett kostnadseffektivt sätt. Bedömningskriterierna stabilitet, långsiktighet och förutsägbarhet är därför viktiga att inkludera. De bidrar till att värna både naturgasföretagens och kundernas intressen. Även här spelar marknadskopplingen en viktig roll, eftersom intäktsramen ska avspegla naturgasföretagens effektiva kostnader.

Det fjärde kriteriet, konsistent och strukturerad, syftar till att säkerställa att beräkningsmodellen är transparent, logisk och möjlig att replikera. En konsistent metod minskar behovet av subjektiva bedömningar och bidrar till att resultaten blir stabila och jämförbara över tid. En strukturerad metod kännetecknas av ett arbetssätt som följer en tydlig och logisk ordning, vilket förutsätter en vetenskaplig grund.

Tabell 12 sammanfattar de bedömningskriterier som används i analysen av metoder för avkastningsberäkning samt metoder för att skatta ingående parametrar.

---

<sup>94</sup> Villadsen, B., Vilbert, M.J., Harris, D. & Kolbe, A.L. (2017)

Tabell 12 Bedömningskriterier för att utvärdera lämpligheten i olika tillvägagångssätt för att skatta de ingående parametrarna i WACC och CAPM

Mål	Förklaring/tolkning
<b>Marknadskoppling</b>	Metoden ska påverkas av faktiska marknadsförutsättningar för att ge skäliga priser för kunderna och för att avspegla naturgasföretagens effektiva kostnader. Metoden ska vara förankrad i relevanta och transparenta marknadsdata.
<b>Stabilitet</b>	Metoden ska säkerställa att kalkylräntan inte påverkas oproportionerligt av kortsiktiga marknadsrörelser. En stabil kalkylränta ger trygghet i investeringsbedömningar vilket leder till lägre riskuppfattning och därmed dämpande effekt på kapitalkostnaderna, vilket gör det möjligt att bedriva en kostnadseffektiv verksamhet.
<b>Långsiktighet och förutsägbarhet</b>	Metoden ska ge naturgasföretagen långsiktiga förutsättningar att bygga ut och underhålla sina nät på ett kostnadseffektivt sätt.
<b>Konsistent och strukturerad</b>	Metoden ska minimera subjektiva bedömningar, vara transparent, enkel och kunna replikeras och bygga på en vetenskaplig grund.

Bedömningskriterierna stabilitet och marknadskoppling återspeglar delvis motstridiga önskemål. En säker och stabil avkastning är ovanligt för företag på en konkurrensutsatt marknad, där förutsättningarna ändras kontinuerligt. För att efterlikna en konkurrensutsatt marknad behöver kalkylräntan därför ha en tydlig marknadskoppling. Samtidigt är investeringar i naturgasverksamhet långsiktiga, så det är gynnsamt om kalkylräntan inte justeras vid alltför många tillfällen då detta kan försvåra investeringsbeslut, öka risken och leda till högre kapitalkostnader. En stabilitet i nivån på kalkylräntan är därför viktigt både för kunder och naturgasföretag. Det blir därför en avvägning mellan dessa kriterier när metoder utvärderas. Avvägningen mellan dessa kriterier är central och återkommer i flera europeiska regleringsmodeller.<sup>95</sup> Inom Europa använder en stor majoritet av tillsynsmyndigheterna historiska tidsserier för att skatta den riskfria räntan, men hur lång historik som används varierar. Detta illustrerar att balansen mellan stabilitet och marknadskoppling är en regulatorisk avvägning utan ett givet svar.<sup>96</sup>

<sup>95</sup> Länder som bland annat Tyskland (Randl, O., Zechner, J. & Frontier Economics (2025)), Portugal (ERSE (2021)), Danmark (WACC-ekspertgruppen (2016)) och Spanien (CNMC (2019)) beskriver avvägningen i metodrapporter, alternativt underliggande metodvalsrapporter.

<sup>96</sup> Ceer (2025)

#### 4.4 WACC och CAPM för att beräkna avkastning

Det finns flera metoder för att beräkna en rimlig avkastning för naturgasföretag. Alla metoder är förenklingar av verkligheten där varje metod har sina för- och nackdelar.

För att identifiera den metod som bäst uppfyller syftet med intäktsramsregleringen har två alternativa metoder till WACC för att fastställa avkastningen på det totala kapitalet analyserats. I arbetet har Ei anlitat två externa konsulter<sup>97</sup> för att utvärdera vilka metoder som är mest lämpade för att beräkna kalkylräntan inom intäktsramsregleringen i Sverige.

Den första metoden är riskpremiemetoden, där en gemensam riskpremie för eget kapital och lånat kapital adderas till en referensränta som kan baseras på en stats- eller företagsobligation. Det andra alternativet som har analyserats är att ange separata kalkylräntor för eget respektive lånat kapital. Dessutom har ytterligare metoder för att fastställa kostnaden för eget respektive lånat kapital analyserats. De alternativa metoderna beskrivs utförligare i konsulternas rapporter.<sup>98</sup>

##### 4.4.1 WACC

Svenska naturgasföretag använder sig ofta av både eget och lånat kapital för att finansiera verksamheten. För det lånade kapitalet betalar företagen ränta till långgivaren. För det egna kapitalet, exempelvis aktier i företaget, kräver ägarna en avkastning för att låsa sitt kapital i företaget och den risk som det medför.

WACC-metoden innebär att en tillåten avkastning på lånat kapital och en tillåten avkastning på eget kapital fastställs. Dessa viktas sedan till en avkastning på det totala kapitalet. Det sammanvägda avkastningskravet till ägare och långgivare ska spegla naturgasföretagens genomsnittliga kapitalkostnad.

Inom den finansiella litteraturen beräknas WACC i sitt grundutförande enligt ekvationen nedan där resultatet i ekvationen ger en nominell WACC efter skatt.

$$WACC = R_D(1 - T) \times \frac{D}{(D + E)} + R_E \times \frac{E}{(D + E)}$$

---

<sup>97</sup> Montell & Partners (2024) och DFC Economics (2024)

<sup>98</sup> Montell & Partners (2024) och DFC Economics (2024)

där  $R_D$  är kostnaden för lånat kapital,  $R_E$  är kostnaden för eget kapital,  $T$  är skattesats,  $D$  är företagets finansiella skulder (marknadsvärderat), och  $E$  är företagets eget kapital (marknadsvärderat, vanligtvis mätt genom börsvärde).

Vid användningen av WACC-metoden uppstår frågan om vilken eller vilka modeller som ska användas för att beräkna kostnaden för eget respektive lånat kapital. I litteraturen anses kostnaden för lånat kapital vara enklare att bestämma än kostnaden för eget kapital.<sup>99</sup> Kostnaden för lånat kapital bestäms vanligtvis av den ränta som långivarna kräver för att låna ut pengar till ett företag med en viss risknivå. För att beräkna kostnaden för eget kapital finns det många olika metoder. Det vanligare tillvägagångssättet och den metod som används av majoriteten av tillsynsmyndigheterna som ingår i Ceer (Council of European Energy Regulators) är att använda CAPM.<sup>100</sup>

#### **CAPM för att beräkna kostnaden för eget kapital**

För att beräkna avkastningen på eget kapital ( $R_E$ ), det vill säga avkastningskravet från ägarna, är CAPM en vedertagen metod. CAPM anger att avkastningen på eget kapital kan delas upp i en riskfri avkastning ( $R_F$ ) och en riskpremie som baseras på risknivån i förhållande till marknads totala risk ( $\beta_E(R_M - R_F)$ ) enligt följande ekvation.

$$R_E = R_F + \beta_E(R_M - R_F)$$

där  $R_E$  är kostnaden för eget kapital,  $R_F$  är riskfri ränta,  $R_M$  är förväntad avkastning på aktiemarknaden och  $\beta_E$  är betavärde (aktiebeta).

Även om CAPM har vissa empiriska brister, är den praktiskt genomförbar, väletablerad och förståelig bland investerare och andra marknadsaktörer. Det har heller inte identifierats någon övergångsproblem kopplat till modellen vid bytet av kapitalbasvärderingsmetod, vilket gör metoden lämplig även vid övergången till en förmögenhetsbevarande kapitalbasvärderingsprincip.<sup>101</sup> Trots sina brister har CAPM starkt teoretiskt stöd och är välkänd och välanvänd i regleringssammanhang. De alternativa metoder som har studerats har antingen inte samma teoretiska stöd som CAPM, eller delar de brister som CAPM har.<sup>102</sup> CAPM är därför den lämpligaste metoden att använda för att beräkna

---

<sup>99</sup> Villadsen, B., Vilbert, M.J., Harris, D. & Kolbe, A.L. (2017)

<sup>100</sup> Ceer (2025)

<sup>101</sup> Montell & Partners (2024)

<sup>102</sup> DFC Economics (2024)

naturgasföretagens avkastning på eget kapital. Detta eftersom den har en stark teoretisk grund och också är brett accepterad av andra europeiska tillsynsmyndigheter.<sup>103</sup>

#### ***Indexmetod för att beräkna kostnaden för lånat kapital***

Kostnaden för lånat kapital kan delas in i två delar, den riskfria räntan och en kreditriskpremie. Kreditriskpremie är den extra avkastning som en långivare får för att låna ut pengar till ett företag jämfört med en riskfri investering.

I nuvarande intäktsramsreglering uppskattas kreditriskpremie genom en indexmetod.<sup>104</sup> Indexmetoden innebär att en kreditriskpremie för lånat kapital beräknas som skillnaden mellan avkastningen på ett index för företagsobligationer och avkastningen på statsobligationer. Indexmetoden som används i den svenska intäktsramsregleringen idag ger möjlighet till en stabil och representativ uppskattning av kreditriskpremie. Den är även förenlig med hur många andra länder beräknar avkastningen på lånat kapital.<sup>105</sup> Metoden är även välkänd av investerare och kan ses som branschpraxis, samt ger ett robust resultat.<sup>106</sup> Sammantaget är indexmetoden en transparent och stabil metod som lämpar sig bra för skattning av kostnaden för lånat kapital.

#### **4.4.2 Ei:s val – WACC och CAPM**

Med utgångspunkt i bedömningskriterierna som beskrivs i avsnitt 4.3 är WACC och CAPM de mest lämpliga metoderna för att beräkna kalkylräntan. Dessa metoder vilar på en vetenskaplig grund och är vedertagna hos majoriteten av de europeiska tillsynsmyndigheterna. Genom att tillämpa WACC där CAPM används för att beräkna avkastningen på eget kapital, i linje med hur andra tillsynsmyndigheter använder dem, skapas förutsättningar för både marknadsanknytning och stabilitet i kalkylräntan. WACC och CAPM har dessutom använts i intäktsramsregleringen sen förhandsregleringen infördes i Sverige. Alternativa, mer komplexa metoder innebär ofta större krav på

---

<sup>103</sup> Ceer (2025)

<sup>104</sup> Ambitionen inför samtliga tillsynsperioder har varit att utgå från skillnader mellan emitterade företagsobligationer och statsobligationer med tio års löptid för jämförelseföretagen. Eftersom företagen endast emitterat företagsobligationer i begränsad omfattning har i stället en indexmetod använts, vilket är i linje med hur övriga tillsynsmyndigheter i Europa gör.

<sup>105</sup> Ceer (2025)

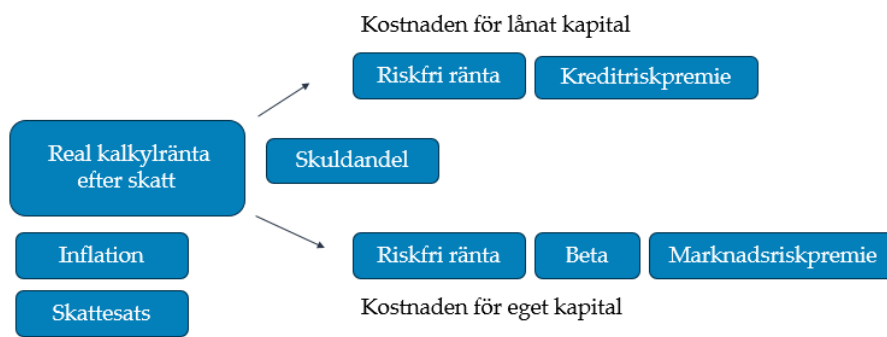
<sup>106</sup> Montell & Partners (2024)

datakvalitet medan de förenklade metoderna innebär fler subjektiva bedömningar, vilket försvårar en rättvisande beräkning av kalkylräntan.

Kostnaden för lånat kapital kommer även fortsättningsvis att beräknas som summan av riskfri ränta och en kreditriskpremie.

Figur 12 nedan visar de parametrarna som används för att beräkna kalkylräntan utifrån WACC och CAPM.

Figur 12 Schematisk bild över WACC och CAPM



Källa: Ei

## 4.5 Tidsperspektiv

Utifrån metodvalet WACC och CAPM är en övergripande frågeställning vilket tidsperspektiv som ska användas för de ingående parametrarna vid beräkning av kalkylräntan, det vill säga om parametrarna inom WACC och CAPM ska utgå från historiska data och/eller prognoser.

### 4.5.1 Bakgrund

I nuvarande tillsynsperiod, när kapitalbasen värderas utifrån en kapacitetsbevarandeprincip, används ett mixat tidsperspektiv för parametrarna i kalkylräntan. Utgångspunkten har varit att använda prognoser för att skatta alla parametrar i WACC och CAPM, men eftersom det saknas kvalificerade prognoser för de flesta parametrar har det inte varit möjligt. Därför har prognoser använts för de parametrar där sådana finns från tillförlitliga källor, och historiska data för övriga parametrar. För naturgasföretag har KI:s prognoser för inflation och riskfri ränta använts i den nuvarande tillsynsperioden 2023–2026.

Att blanda tidsperspektiven. kan leda till felskattningar, då det finns samband mellan parametrar inom modellen. De två viktigaste sambanden är mellan riskfri ränta och aktiemarknadsriskpremien, samt mellan riskfri ränta och inflation. Ett annat problem med ett blandat tidsperspektiv är att användandet av prognoser kan leda till felskattningar beroende på hur marknaden utvecklas. Prognoser speglar inte faktiska marknadsförhållanden utan endast förväntningar om framtida förhållanden, förhållanden som det är osäkert om de faktiskt slår in. Att förväntningar om framtiden (som kanske aldrig uppfylls) får stor effekt på nivån på kalkylräntan kan anses vara problematiskt i en reglerad verksamhet, eftersom intäktsramsregleringen ska ge ersättning för naturgasföretagens faktiska effektiva kostnader.

#### ***Riskfri ränta och aktiemarknadsriskpremien***

Dagens metod för att beräkna kalkylräntan innebär att olika tidsperspektiv används på den riskfria räntan inom WACC och CAPM: ett historiskt perspektiv för att skatta aktiemarknadsriskpremien<sup>107</sup> och prognos för parametern riskfri ränta i både eget och lånat kapital. Detta leder till en inkonsekvent hantering av riskfri ränta mellan kostnaden för lånat kapital och kostnaden för eget kapital, vilket kan leda till snedvridna finansieringsincitament.

Dessutom finns det i CAPM ett teoretiskt samband mellan den riskfria räntan och aktiemarknadsriskpremien som består i att aktiemarknadsriskpremien härleds från den totala avkastningen på marknaden, vilken ska minskas med den riskfria räntan för att få korrekt nivå på aktiemarknadsriskpremien.

Aktiemarknadsriskpremien bör därför fastställas med hänsyn till hur den riskfria räntan fastställs.<sup>108</sup> Det är därför viktigt att tillämpa samma tidsperspektiv på dessa parametrar.

I innevarande tillsynsperiod används olika tidsperspektiv för riskfri ränta och aktiemarknadsriskpremien, vilket gör att hanteringen inte matchar och att CAPM både har ett historiskt perspektiv och ett framåtblickande perspektiv. Det blir därmed oklart om CAPM speglar historiska kostnader eller framåtblickande kostnader för eget kapital. Detta kan leda till under- respektive överkompensation beroende på hur den riskfria räntan förhåller sig till prognosen på den riskfria

---

<sup>107</sup> Aktiemarknadsriskpremien uttrycker den extra avkastning som en investerare kräver på aktiemarknaden för risken att investera i aktier jämfört med riskfria tillgångar.

<sup>108</sup> Randl, O., Zechner, J. & Frontier Economics (2025)

räntan. Det skapar en risk för att naturgasföretagen inte får rätt kompensation för kostnaden för eget kapital och att kunderna möter felaktiga nätavgifter.

Rent matematiskt kan problematiken beskrivas som nedan:

$$CAPM = R_{F,prognos} + \beta_{historik} * MRP_{historik}$$

$$\text{där } MRP_{historik} = R_{M,historik} - R_{F,historik}$$

vilket ger

$$CAPM = R_{F,prognos} + \beta_{historik} * (R_{M,historik} - R_{F,historik})$$

där

$$R_F = \text{riskfri ränta, prognos eller historisk}$$

$$\beta_{historik} = \text{historiskt betavärde, risken i förhållande till marknaden som helhet}$$

$$MRP_{historik} = \text{historisk aktiemarknadsriskpremie}$$

$$R_{M,historik} = \text{historisk marknadsavkastning}$$

Aktiemarknadsriskpremien ( $MRP^{109}$ ) ska motsvara den extra förväntade avkastning som investerare kräver för att välja en riskfylld tillgång och skattas som marknadsavkastningen minus riskfri ränta. Det finns olika teorier om hur sambandet mellan marknadsavkastningen och den riskfria räntan ser ut. En teori är att marknadsavkastningen är relativt konstant över tid, vilket betyder att om den riskfria räntan ökar leder det till att aktiemarknadsriskpremien minskar.<sup>110</sup> Den andra teorin är att aktiemarknadsriskpremien är relativt konstant över tid men att marknadsavkastningen kan variera.<sup>111</sup> Om den riskfria räntan stiger leder det till högre marknadsavkastning samtidigt som aktiemarknadsriskpremien är relativt konstant.<sup>112</sup> Enligt detta måste marknadsavkastningen stiga när den riskfria räntan stiger. Annars skulle investerare inte kompenseras tillräckligt för den extra risk som följer med att investera i riskfyllda tillgångar.<sup>113</sup> Detta innebär

---

<sup>109</sup> På engelska Market Risk Premium och i litteraturen marknadsriskpremie.

<sup>110</sup> Wright, Mason och Miles (2003)

<sup>111</sup> Brealey, R.A., Myers, S.C. & Allen, F. (2011)

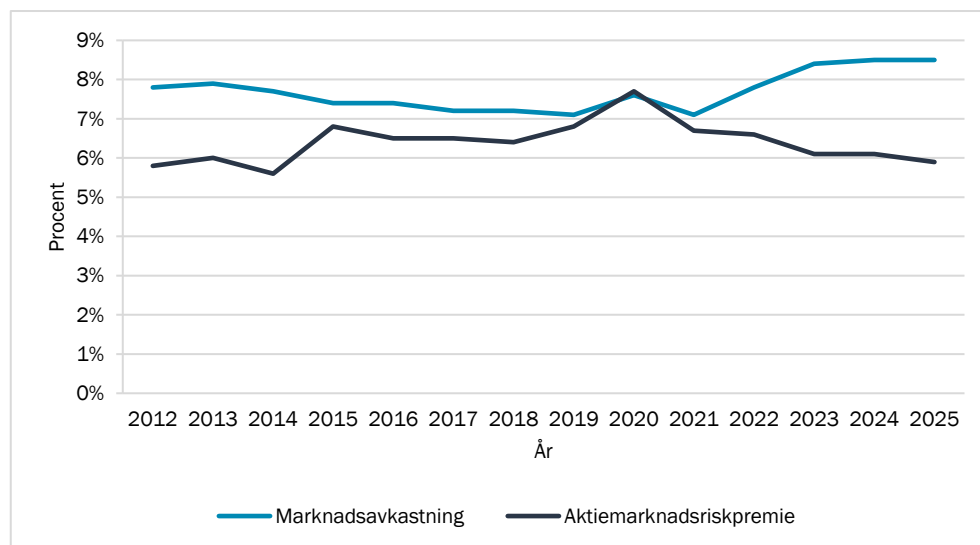
<sup>112</sup> Randl, O., Zechner, J. & Frontier Economics (2025)

<sup>113</sup> Brealey, R.A., Myers, S.C. & Allen, F (2011)

att marknadsavkastningen bör röra sig i takt med den riskfria räntan, men det utesluter inte att även aktiemarknadsriskpremien kan variera över tid.

Utifrån PwC:s riskpremiestudie<sup>114</sup> som undersöker svenska förhållanden kan konstateras att både marknadsavkastningen och aktiemarknadsriskpremien tenderar att variera över tid, se Figur 13 nedan.

Figur 13 Marknadens avkastning och aktiemarknadsriskpremien på den svenska marknaden



Källa: PwC Sverige, 2025

Oavsett vilken teori som är korrekt bör samma tidsperspektiv användas inom CAPM för att inte riskera felaktigheter i skattningen av kostnaden för eget kapital.<sup>115</sup>

För tillsynsperioden 2023–2026 har aktiemarknadsriskpremien skattats utifrån en historisk tidsserie som sträcker sig över nio år. PwC:s marknadsriskstudie visar att den genomsnittliga nominella avkastningen på den svenska aktiemarknaden under perioden 2014–2022 uppgick till 7,4 procent. Denna avkastning motsvarar ett betavärde på 1, vilket innebär att aktien eller portföljen antas ha samma risknivå som den breda marknaden. Med andra ord: om ett företag har ett betavärde på ett, förväntas dess avkastning följa marknadens rörelser fullt ut, varken mer eller mindre volatil än marknaden i genomsnitt. Det betyder att kostnaden för eget kapital med ett historiskt perspektiv, beräknad enligt CAPM, skulle vara 7,4

<sup>114</sup> PwC Sverige (2025)

<sup>115</sup> Randl, O., Zechner, J. & Frontier Economics (2025)

procent för ett företag med ett beta på ett under tillsynsperioden 2023–2026, baserat på PwC:s historiska data.<sup>116</sup> Med ett mixat tidsperspektiv skulle dock motsvarande kostnad för eget kapital ha uppgått till 9,1 procent. Exemplet illustrerar problemet med att använda olika tidsperspektiv för att beräkna kostnaden för eget kapital. Det är tydligt att olika tidsperspektiv kan snedvrider incitamenten och leda till att naturgasföretag antingen får för hög eller för låg ersättning för sin risk, vilket varken gynnar investerare, företag eller kunder.

Sammanfattningsvis bör samma tidsperspektiv tillämpas för riskfri ränta och aktiemarknadsriskpremien för att undvika inkonsekvent hantering av den riskfria räntan. Det är även viktigt med samma tidsperspektiv för eget och lånat kapital för att inte snedvrider incitamenten till fördel för någon finansieringsform.<sup>117</sup>

### **Inflation och riskfri ränta**

I den nominella marknadsräntan finns inbyggda förväntningar om framtida inflation. Det betyder att i dagens nominella riskfria ränta för 10-åriga svenska statsobligationer är dagens 10-årig inflationsprognos inkorporerad i nivån. Att använda prognoser på både riskfri ränta och inflation innebär därför inte en korrekt matchning av tidsperspektivet mellan dessa parametrar. Det grundar sig i att en långsiktig prognos/scenario på inflationen motsvarar vad inflationsförväntningen är *idag*. Detta medan en långsiktig prognos/scenario av den riskfria räntan över en exempelvis tioårsperiod inkorporerar inflationsförväntningarna för de kommande tio åren för respektive år. Exempelvis i den nominella riskfria räntan om ett år är det den *då* aktuella 10-åriga prognosen för inflation som är inkorporerad i nivån, och inte dagens aktuella inflationsförväntning.

Naturgasföretagen ska kompenseras för inflation i intäktsramen. En fördel med en förmögenhetsbevarande värderingsprincip är den ökade möjligheten att uppnå nettonuvärdesneutralitet<sup>118</sup>. Nettonuvärdesneutralitet kommer inte att helt uppnås när diskonteringsräntan inte är lika med kalkylräntan för hela tillgångens ekonomiska livslängd. Ett sätt att öka investeringars nettonuvärdesneutralitet för reglerad verksamhet, och därmed minska risken och osäkerheten för naturgasföretagen, är att använda samma inflationsparameter i indexeringen av kapitalbasen och omräkningen av kalkylräntan. För att uppnå

---

<sup>116</sup> I denna skattning baseras den riskfria räntan på en historisk riskfri ränta.

<sup>117</sup> Randl, O., Zechner, J. & Frontier Economics (2025)

<sup>118</sup> För vidare definition, se avsnitt 3.5.1 Nettonuvärdesneutralitet.

nettonuvärdesneutralitet i så hög utsträckning som möjligt skulle en nominell kalkylränta kunna beräknas inför varje tillsynsperiod. Den faktiska årliga inflationen (som kapitalbasen indexerar med), skulle sedan användas för att beräkna en årlig real kalkylränta. Detta skulle dock innebära att den reala kalkylräntan skulle bli mer volatil och oförutsägbar, vilket skulle öka risken för naturgasföretagen. Det talar i stället för att ett historiskt perspektiv bör användas även på inflationen, då alla observationer som kapitalbasen indexerar med då också inkluderas i kalkylräntan.

### **Prognoser och scenarier**

De prognoser för riskfri ränta<sup>119</sup> och inflation<sup>120</sup> som Ei använder under den nuvarande tillsynsperioden baseras på KI:s prognoser och scenarier från deras produkt Konjunkturläget. KI gör en tydlig distinktion mellan prognos och scenario, där endast de två första åren i deras produkt är att betrakta som en prognos och åren efter detta är ett scenario.<sup>121</sup>

En prognos syftar till att förutsäga den mest sannolika utvecklingen för vissa variabler, inklusive konjunkturen, medan ett scenario i stället beskriver en möjlig makroekonomisk utveckling baserad på förenklade antaganden. Scenarierna bygger på antaganden, till exempel att finans- och penningpolitiska mål uppnås, även om det inte alltid varit fallet historiskt. KI konstaterar vidare att det är sannolikt att såväl BNP, sysselsättning, inflation som räntor i snitt blir något lägre än i deras scenario.<sup>122</sup> Sammantaget innebär detta att man inte ska tolka KI:s bedömningar som den mest sannolika utvecklingen för variabler som har en längre tidshorisont än två år.

Historiskt har den riskfria räntan ofta överskattats i KI:s prognoser och scenarier jämfört med det faktiska utfallet. Figur 14 nedan visar KI:s prognoser och scenarier för den riskfria räntan, där Ei har beräknat ett genomsnitt av de fyra prognoser/scenarier som KI publicerar varje år. Det framgår tydligt att utfallet ofta har varit lägre än prognosen. Först under senare år har det förekommit tillfällen då prognosen underskattat utfallet. Ett tydligt exempel är 2023, där prognoserna från 2020, 2021 och 2022 underskattar den riskfria räntan för detta år. Oavsett om prognoserna överskattar eller underskattar den riskfria räntan är det

---

<sup>119</sup> Baserat på 10-åriga svenska statsobligationer.

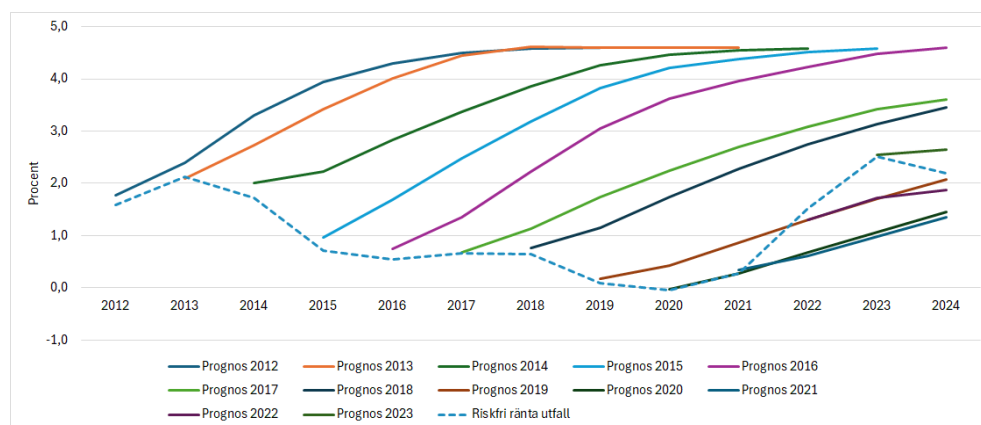
<sup>120</sup> Baserat på KPIF.

<sup>121</sup> Konjunkturinstitutet (u.å)

<sup>122</sup> Konjunkturinstitutet (u.å)

problematiskt, eftersom båda fallen innebär att kalkylräntan inte speglar de faktiska marknadsförutsättningarna. Risken är därmed att naturgasföretagen inte får täckning för sina effektiva kapitalkostnader och/eller att kunderna inte får betala skäliga nätavgifter.

Figur 14 Jämförelse mellan KI:s prognoser och scenarier för 10-åriga svenska statsobligationer och det faktiska utfallet<sup>123</sup>



Källa: Konjunkturinstitutet och Riksbanken

KI uppdaterar sina prognoser och scenarier fyra gånger per år, vilket gör att kalkylräntan blir känslig för beräkningstidpunkten. Vilken prognos som används påverkar nivån på skattningen av både riskfri ränta och inflation. Den riskfria räntan för den fastställda tidsperioden på nio år (2023–2031) varierade exempelvis mellan 2,10 och 2,49 procent beroende på vilken av de fyra prognoserna som användes 2022 inför tillsynsperioden 2023–2026.

Tabell 13 nedan visar hur det nioåriga medelvärdet för riskfri ränta varierar beroende på vilken prognos/scenario på året som används. I samtliga fall har den riskfria räntan skattats som medelvärdet av den nioåriga prognosen/scenariot. Beräkningarna visar både elnätsregleringen och naturgasregleringen för att visa hur användandet av olika prognoser kan påverka skattningen av riskfri ränta. Detta visar på osäkerheten med att använda prognoser och visar att nivån på parametrar som skattas med prognoser och scenarier kan vara oförutsägbara.

<sup>123</sup> Konjunkturinstitutet (KI) publicerar fyra prognoser/scenarier per år, och i figuren visas genomsnittet av dessa för respektive år. Prognoserna/scenarierna är hämtade från KI:s prognosdatabas och statistiken för 10-åriga statsobligationer är hämtade ifrån Riksbanken.

Tabell 13 Hur beräkningen av riskfri ränta (10-åriga svenska statsobligationer) skulle ha varierat utifrån vilken prognos/scenario som används

	Tillsynsperiod 3 elnät <sup>124</sup>	Tillsynsperiod 4 elnät <sup>125</sup>	Tillsynsperiod 3 naturgasnät <sup>126</sup>
<b>Mars</b>	2,42%	2,74%	2,10%
<b>Juni</b>	2,06%	2,80%	2,47%
<b>September</b>	1,72%	2,87%	2,49%
<b>December</b>	1,66%	2,75%	2,39%

Källa: Konjunkturinstitutets prognosdatabas

#### 4.5.2 Nollalternativet – Mix av tidsperspektiv

Nollalternativet är att fortsätta använda en mix av tidsperspektiv enligt Tabell 14 nedan.

Tabell 14 Nuvarande hantering av tidsperspektivet

Parameter	Historik	Prognos/Scenario
<b>Aktiemarknadsriskpremie</b>	X	
<b>Beta</b>	X	
<b>Inflation</b>		X
<b>Kreditriskpremie</b>	X	
<b>Risikfri ränta</b>		X
<b>Skattesats<sup>127</sup></b>	X	X
<b>Skuldandel</b>	X	

Det är inte möjligt att använda prognoser eller scenarier för alla parametrar, eftersom tillförlitliga källor saknas för vissa av parametrarna. När prognoser används kan kalkylräntan betraktas som framåtblickande. En utmaning med långa prognoser är dock att de sällan speglar faktiska marknadsförhållanden, utan snarare en återgång till makroekonomiska målsättningar och jämviktslägen. Dessutom uppdateras prognoser kontinuerligt, vilket minskar förutsägbarheten i kalkylräntans nivå. Eftersom kalkylräntan fastställs för en fyraårsperiod och inte justeras under tillsynsperioden, kommer beräkningarna att baseras på prognoser som vid beslutstillfället är aktuella men som under tillsynsperioden riskerar att

<sup>124</sup> Juniprognosen användes i beslutet.

<sup>125</sup> Septemberprognosen användes i beslutet.

<sup>126</sup> Septemberprognosen användes i beslutet.

<sup>127</sup> Skattesatsen skattas utifrån dagens skattesats men om ändringar framåt har aviserats så inkluderas dessa.

avvika från marknadsutvecklingen. Detta skapar risker när övriga marknaden anpassar sig till nya förutsättningar och uppdaterade prognoser, medan naturgasföretagen får den fastställda kalkylräntan fram till nästa tillsynsperiod utan kompensation för det faktiska utfallet. Risker drabbar både naturgasföretagen och kunderna. Historiskt har dessutom prognosbaserade skattningar av den riskfria räntan ofta legat högre än det faktiska utfallet, vilket indikerar att prognoser kan ge systematiska avvikelser, något som är problematiskt i en regleringsmodell som ska säkerställa ersättning för effektiva kostnader och ta hänsyn till kundernas intressen av låga avgifter.

#### 4.5.3 Alternativ 1 – Historiska tidsserier

Detta alternativ innebär att *alla* parametrar skattas med ett historiskt tidsperspektiv. En central aspekt är att med ett historiskt tidsperspektiv finns en koppling till *faktiska* marknadsvillkor, vilket gör att nivån på kalkylräntan påverkas av det som faktiskt sker på marknaden. För en reglering som ska beräkna en rimlig avkastningsnivå för naturliga monopol är det centralt att nivån efterliknar nivån på en konkurrensutsatt marknad. Det innebär att både perioder med hög respektive låg ränta kommer att få genomslag på nivån på kalkylräntan.

Att använda historiska tidsserier för att skatta alla parametrar innebär att tidsperspektivet på alla parametrar i kalkylräntan harmoniseras. Det innebär att samma riskfria ränta används i kostnaden för eget kapital och i kostnaden för lånat kapital vilket minskar risken för felaktiga finansieringsincitament. Det gör även att hanteringen inom CAPM blir konsekvent vilket minskar risken för felskattningar på grund av olika tidsperspektiv på den riskfria räntan.

Internationellt är det klart vanligast att ha ett historiskt tidsperspektiv på riskfri ränta. I EU är det bara ett fåtal länder som använder prognos/scenarier på den riskfria räntan.<sup>128</sup> Det historiska tidsperspektivet kan därmed betraktas som konsensus bland europeiska tillsynsmyndigheter för el- och naturgasnät. Ett historiskt tidsperspektiv skulle göra att metoden för att beräkna den svenska kalkylräntan blir mer jämförbar med andra kalkylräntor för liknande verksamheter i Europa. Även i EU-kommissionens vägledning för WACC-beräkning inom telekom (tidigare generations infrastruktur) rekommenderas att använda en historisk tidsperiod för att skatta den riskfria räntan.<sup>129</sup>

---

<sup>128</sup> Ceer (2025)

<sup>129</sup> Europeiska kommissionen (2019)

Att parametrar skattas utifrån historiska tidsserier är också förenligt med en förmögenhetsbevarande kapitalbasvärderingsprincip, då den syftar till att ge naturgasföretagen och dess investerare ersättning för de finansiella resurser som investerats i nuvarande tillgångar.<sup>130</sup> Därutöver är WACC och CAPM metoder som lämpar sig väl för att använda historiska tidsserier.<sup>131</sup>

#### 4.5.4 Ei:s val – Historiskt tidsperspektiv

Ett historiskt tidsperspektiv ska användas för att skatta alla parametrar i kalkylräntan. I och med bytet till en förmögenhetsbevarande värderingsprincip för kapitalbasen är det lämpligt med ett historiskt perspektiv även på kalkylräntan. Med en förmögenhetsbevarande värderingsprincip ska naturgasföretagen få ersättning för gjorda investeringar, vilket innebär att det är befintliga effektiva kapitalkostnader som ska ersättas. De flesta naturgasföretag behöver refinansiera sin verksamhet löpande, vilket innebär att deras nuvarande finansieringskostnader är baserade på historiska marknadsförutsättningar. Ei bedömer att den genomsnittliga löptiden på lån för företag inom energisektorn är mellan fem och tio år. Denna uppfattning är även något som Ernst & Young lyft fram och beskrivit i utredning i samband med tidigare tillsynsperiod.<sup>132</sup> Med löpande refinansiering bör en kalkylränta beräknad med historiska tidsserier täcka naturgasföretagets effektiva finansieringskostnader för det kapital som investerats i verksamheten.

Vidare är ett harmoniserat tidsperspektiv mer teoretiskt korrekt då skattningarna i WACC och CAPM blir mer konsekventa. Det gör att risken för felskattningar på grund av olika tidsperspektiv för den riskfria räntan elimineras samtidigt som intäktsramsregleringen inte skapar snedvridna finansieringsincitament genom att kalkylräntan över- eller underskattar avkastningen utifrån risknivån.

Ett historiskt tidsperspektiv ger en koppling till *faktiska* marknadsvillkor, vilket är centralt för en reglering som ska försöka skapa marknadsförutsättningar för monopolverksamheter. Att använda historik ökar förutsägbarheten då uppgifterna som ligger till grund för att beräkna nivån på kalkylräntan är kända för alla. Naturgasföretagen kan också i högre utsträckning förutse vad kalkylräntan kommer att bli kommande tillsynsperioder vilket gynnar långsiktigheten i investeringsbeslut. Att nivån på kalkylräntan påverkas av faktiska marknadsförutsättningar säkerställer också att kunderna får betala skäliga

---

<sup>130</sup> DFC (2024)

<sup>131</sup> Montell & Partners (2024)

<sup>132</sup> Ernst & Young (2015)

nätavgifter och naturgasföretagen ersätts för effektiva kapitalkostnader. Det innebär också att den svenska intäktsramsregleringens skattning av kalkylräntan harmoniseras med hur majoriteten av Europas tillsynsmyndigheter beräknar kalkylräntan.

I Tabell 15 nedan sammanfattas de olika alternativen utifrån våra bedömningskriterier.

Tabell 15 Sammanfattning av alternativ avseende tidsperspektiv utifrån bedömningskriterierna

Mål	Nollalternativet	Alternativ 1
<b>Marknadskoppling</b>	Nej, de långa scenarierna som använts speglar inte faktiska marknadsvillkor utan mer jämviktstvillkor.	Ja, marknadsvillkoren påverkar nivån på kalkylräntan men med en eftersläpning.
<b>Stabilitet</b>	Delvis, prognoserna/scenarierna återgår till jämvikt men nivån kan variera beroende på vilken prognos som används.	Delvis, beror på hur lång historik som används.
<b>Långsiktighet och förutsägbarhet</b>	Delvis, men eftersom prognoser uppdateras är förutsägbarheten lägre.	Ja, eftersom historiken är känd för alla är det hög förutsägbarhet.
<b>Konsistent och strukturerad</b>	Delvis, metoden blir något mer komplex när det är en mix av tidsperspektiv och det blir en inkonsekvent hantering av parametrarna.	Ja, antalet subjektiva bedömningar minimeras och metoden förenklas när samma tidsperspektiv används för alla parametrar.

Att använda historiska tidsserier gör att marknadsförutsättningarna påverkar nivån på riskfri ränta. Nivån under tillsynsperioden kommer ibland att vara högre än de historiska tidsserierna, och ibland lägre, men den kommer över tid att ge korrekt ersättning. Genom att ta ställning till hur lång tidsperiod som ska användas, görs en avvägning mellan hur fort marknadsförutsättningarna får genomslag på nivån och stabilitet.

#### 4.6 Tidsperiod

För att skatta parametrarna inom WACC och CAPM behöver det bestämmas hur många år av historiska data som skattningarna ska baseras på.

Vid valet av tidsperiod behöver en avvägning göras mellan att fånga de faktiska marknadsförhållandena som råder vid den tidpunkt då kalkylräntan sätts, eller att fånga en mer långsiktig stabil nivå. Att skatta parametrarna med en kortare

tidsperiod innebär att de faktiska marknadsförhållandena som råder på marknaden när kalkylräntan beräknas fångas in bättre. Det innebär dock också att nivån på parametrarna och kalkylräntan blir mer volatil, särskilt i tider med snabba förändringar på marknaden. En längre tidsperiod ger mer stabila nivåer på parametrarna och kalkylräntan, men kan innebära att nivån i högre utsträckning kan skilja sig från de förhållanden som råder på marknaden när kalkylräntan beräknas. Avvägningen mellan marknadskoppling och stabilitet är något som även andra europeiska tillsynsmyndigheter beskriver att de behöver förhålla sig till, där olika länder gör olika prioriteringar beroende på vad de anser vara viktigast.<sup>133 134</sup>

För att kunna bedriva en effektiv verksamhet krävs ett kontinuerligt tillskott av kapital för investeringar i befintliga och nya anläggningar. Det är nödvändigt att den avkastning som ges i intäktsramsregleringen är på en sådan nivå att det går att attrahera det kapital som krävs för att vidmakthålla och utveckla naturgasnäten. Det är viktigt att beakta att tillsynsperioderna är fyra år, vilket innebär att kalkylräntan uppdateras vart fjärde år, men också att de investeringar som görs under tillsynsperioden har ett tidsperspektiv som är betydligt längre än tillsynsperiodens fyra år. Utöver längden på tidsperioden har möjligheten att uppdatera parametrar under eller efter tillsynsperioden analyserats. Ei har tidigare inte uppdaterat parametrar, något som dock kan vara relevant beroende på om en lång eller kort historisk tidsperiod används.

Ei har identifierat tre alternativ avseende tidsperioden, baserat på de avväganden som diskuterats ovan:

- Parametrarna kan skattas baserat på data som ligger nära i tiden från den tidpunkt då kalkylräntan beräknas, det vill säga med en kort historisk tidsperiod (diskuterat i avsnitt 4.6.2).
- Parametrarna kan skattas med längre dataserier (detta alternativ diskuteras i avsnitt 4.6.3 Alternativ 2 – Lång tidsperiod).
- Skattningarna kan baseras på ännu längre tidserier eller med långsiktiga jämviktsnivåer (se avsnitt 4.6.4).

---

<sup>133</sup> Se exempelvis WACC-ekspertgruppen (2016) för resonemang gällande tidsperiod för riskfri ränta i Danmark, ERSE (2021) för resonemang avseende tidsperiod för riskfri ränta i Portugal och konsultstudie genomförd på uppdrag av tyska tillsynsmyndigheten, Randl, O., Zechner, J. & Frontier Economics (2025)

<sup>134</sup> CNMC (2019)

Det finns inget entydigt svar på vad som definieras som kort respektive lång tidsperiod. Definitionen i vår analys utgår från en omvärldsanalys, bland annat av andra europeiska tillsynsmyndigheter.<sup>135</sup> En kort tidsperiod definieras som ungefär tre månader till fyra år. En lång tidsperiod definieras som mellan fem och tio år.

#### 4.6.1 Nollalternativet – Nio år

I dagsläget skattas parametrarna i kalkylräntan med nio års data. Riskfri ränta och inflation har skattats utifrån nioåriga prognoser medan aktiemarknadsriskpremien, beta, kreditriskpremien och skuldandel har skattats utifrån nioårig historik. Valet av att använda nio år har utgått från tillgången till de prognoser/scenarier som används för att skatta den riskfria räntan och inflationen, där nio år är den längsta prognosen/scenariot som finns tillgänglig från KI. Detta har sedan fått ligga till grund även för längden på den historiska tidsperioden.

Då Ei kommande tillsynsperiod inte avser använda sig av prognoser/scenarier för att skatta några parametrar bör inte tillgången till prognoser/scenarier ligga till grund för valet av tidsperiod. En tidsperiod på nio år inkluderas i Ei:s definition av en lång tidsperiod och de för- och nackdelar som denna tidsperiod ger diskuteras i avsnitt 4.6.3.

#### 4.6.2 Alternativ 1 – Kort tidsperiod

För att fånga de marknadsförhållanden som råder vid tidpunkten när kalkylräntan sätts kan parametrarna baseras på data som ligger nära i tiden. I praktiken innebär detta att färre års data inkluderas i skattningarna av parametrarna. Det kan innebära att allt från några månaders till ett fåtal års historik inkluderas i skattningarna. Den definition av kort tidsperiod som används i detta avsnitt avser cirka tre månader till fyra år.

På konkurrensutsatta marknader förändras marknaden och förväntningar om framtiden med ny information. Vid varje investeringsögonblick baseras därför investeringsbeslutet på hur marknaden ser ut just nu och förväntningarna framåt. Att basera kalkylräntan på dagens marknadsförhållanden skulle därför ge en kalkylränta som i högre utsträckning liknar de marknadsvillkor som företag på konkurrensutsatta marknader möter. Det ger en starkare koppling mellan nivån på kalkylräntan och finansiering från marknaden. En metod som används i exempelvis Danmark är att skatta riskfri ränta utifrån en tremånaders historik,

---

<sup>135</sup> Ceer (2025)

vilket ger en ränta som ligger nära den då gällande marknadsnivån.<sup>136</sup> Kalkylräntan ska dock till skillnad från konkurrensutsatta marknader beräkna en avkastning som står fast i fyra år.

Att basera skattningarna på en kort historisk tidsperiod ger en mer volatil och en mindre förutsägbar kalkylränta. Enstaka år med stora marknadsförändringar kommer att påverka nivån på parametrarna i högre utsträckning än om en längre tidsserie används. Det skulle därmed kunna leda till mer volatila nätavgifter för kunderna och göra planeringen av nätavgifter svårare för naturgasföretagen. Denna volatilitet skulle kunna leda till större osäkerhet för naturgasföretagen, vilket kan leda till högre risk som då måste kompenseras med högre avkastningskrav och därmed behov av en högre kalkylränta.

#### 4.6.3 Alternativ 2 – Lång tidsperiod

Att använda en lång tidsperiod till grund för skattningarna av parametrarna i kalkylräntan innebär att nivån på kalkylräntan blir mer stabil över tid. Den definition på lång tidsperiod som används i detta avsnitt avser fem till tio år, vilket leder till mer stabila skattningar eftersom den tidsperioden fångar in en konjunkturcykel.<sup>137</sup> Att inkludera en hel konjunkturcykel innebär att nivån på kalkylräntan jämnas ut över tid. Skattningarna inkluderar både lågkonjunktur med låga räntor och högkonjunktur med höga räntor. Några få år med en lågkonjunktur påverkar exempelvis inte nivån på parametrarna och kalkylräntan lika mycket som om en kortare tidsperiod hade använts. Att använda flera år till grund för skattningarna av parametrarna innebär att de aktuella marknadsförhållanden som råder då kalkylräntan beräknas inte fångas i lika hög utsträckning.

Om kalkylräntan inte speglar aktuella marknadsförhållanden riskerar den att hamna på en nivå som avviker från andra räntor på marknaden. Detta gör jämförelser svårare, eftersom kalkylräntan då visar marknadsutvecklingen med en eftersläpning. När en lång historisk tidsperiod används påverkas kalkylräntan av faktiska marknadsvillkor, samtidigt som konjunkturrella svängningar jämnas ut. Naturgasföretag och investerare får därmed en ränta som reflekterar marknadens förutsättningar över tid, men med en längre fördröjning jämfört med om en kortare tidsperiod används. Det innebär att de faktiska finansieringsvillkoren vid en given tidpunkt inte alltid överensstämmer med kalkylräntan. Samtidigt tar

---

<sup>136</sup> Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet. (2017)

<sup>137</sup> Fregert, K. & Jonung, L. (2018)

naturgasföretag in kapital och omförhandlar lån regelbundet under olika marknadsförhållanden. En längre tidsperiod kan därför ge en mer representativ bild av villkoren för hela kapitalportföljen, även om den aktuella marknadssituationen inte speglas lika väl.

Då samma tidsperiod för alla parametrar ska användas behöver olika aspekter vägas för de olika parametrarna vid val av tidsperioden. Betavärdet i CAPM ska exempelvis fånga de risker som finns på marknaden som naturgasföretagen verkar inom. En längre tidsperiod ger en mer stabil nivå på beta men riskerar att inkludera strukturella förändringar som en kortare tidsperiod kan undvika. Exempelvis är ett ettårigt perspektiv på beta mer volatilt och fångar in korta rörelser i underliggande tillgångar. För branscher med snabb teknologisk utveckling är en kortare tidsperiod därför att föredra. I stabila branscher är det möjligt att använda längre tidsperioder, då det inte förekommer lika mycket snabba strukturella förändringar på marknaden. Risknivån för de jämförelseföretag som legat till grund för betavärdet för tillsynsperioden 2023–2026 har exempelvis legat på en stabil nivå det senaste decenniet. Detta kan indikera att naturgasbranschen är stabil och att risknivån inte har förändrats i stor utsträckning de senaste åren. Om marknaden skulle förändras skulle dock detta fortfarande fångas in i betaskattningen (se avsnitt 4.7.2).

#### 4.6.4 Alternativ 3 – 60 år

Ett tredje alternativ som har analyserats är att använda en betydligt längre tidsperiod för att få fram någon form av jämviktsvärden för parametrarna och därmed beräkna en kalkylränta som i väldigt liten utsträckning påverkas av marknadsvillkoren.

Ett problem med en väldigt lång historik är att den riskfria räntan inte påverkas av vad som händer på marknaden. Den riskfria räntan skulle med en lång tidsperiod behöva baseras på det långsiktiga jämviktsläget på marknaden. Ett exempel på en sådan metod är BNP-metoden<sup>138</sup>, som speglar det långsiktiga jämviktsläget på marknaden. De faktiska marknadsförhållanden bör dock påverka nivån på kalkylräntan, vilket gör BNP-metoden olämplig. Dessutom avviker BNP-metoden från vad som är ett vedertaget angreppssätt på marknaden vid beslut om långsiktiga investeringar och har historiskt lett till att kostnaderna för kapital

---

<sup>138</sup> BNP-metoden beräknar den nominella riskfria räntan som summan av den långsiktigt förväntade reala BNP-tillväxten (två procent) och Riksbankens långsiktiga inflationsmål (två procent), och ger en fast nominell riskfri ränta om fyra procent.

kraftigt överskattats. Det finns en hög sannolikhet att metoden även i framtiden kommer att leda till att kapitalkostnader överskattas. Det faktum att BNP-metoden indikerar en långsiktig jämviktsränta oavsett om ekonomin de facto är i jämvikt eller inte utgör ett ytterligare vägande skäl till att ifrågasätta dess lämplighet som metodval.

Ett annat problem är att de företag som användes som jämförelseföretag för tillsynsperioden 2023–2026 har som längst varit börsnoterade sedan slutet av 1990-talet och många har varit börsnoterade i cirka tjugo år. Att skatta exempelvis betavärdet baserat på dessa företag skulle därför inte vara möjligt för en längre tidsperiod än maximalt tjugo år. Att skatta betavärdet med en lång tidsperiod på exempelvis tjugo år skulle även spegla branschens risknivå under hela denna tidsperiod. Det skulle innebära att strukturella förändringar i risknivån på marknaden inkluderas i skattningen.

För att fortsätta använda PWC:s riskpremiestudie vid skattning av aktiemarknadsriskpremien kan endast historik från 1998 användas, eftersom studien startade då.<sup>139</sup> Att fortsätta skatta kreditriskpremien med indexet IGEEBU10 skulle endast vara möjligt från 2009 då det endast finns så lång historik för detta index. Det innebär att dessa två parametrar inte skulle kunna skattas på samma sätt som idag med sextio års historik.

#### 4.6.5 Ei:s val – Tidsperiod om åtta år

En historisk tidsperiod om åtta år kommer att användas för att beräkna kalkylräntan. Med utgångspunkt i bedömningskriterierna innebär en så pass lång historisk tidsperiod att nivån på kalkylräntan får en koppling till marknadsförutsättningarna, samtidigt som både förutsägbarheten och stabiliteten ökar eftersom en lång tidsperiod fångar in en hel konjunkturcykel. En tidsperiod på åtta år innebär att en period motsvarande två tidigare tillsynsperioder sätter nivån för kommande tillsynsperiod. Då stabilitet och förutsägbarhet prioriteras kommer inte parametrar uppdateras efter fastställandet av kalkylräntan inför tillsynsperioden. Med en beräkningsmetod som fångar in en konjunkturcykel finns inte hellre samma behov av att uppdatera parametrarna som om en kort tidsperiod hade använts.<sup>140</sup>

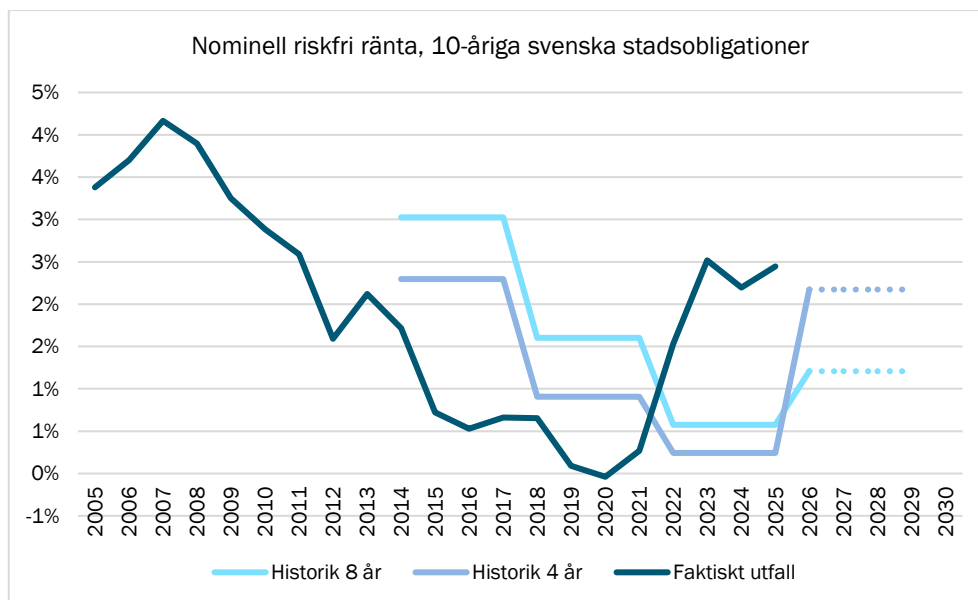
---

<sup>139</sup> PWC (2025)

<sup>140</sup> Rاندl, O., Zechner, J. & Frontier Economics (2025)

Den riskfria räntan är den parameter som har enskilt störst effekt på nivån på kalkylräntan. Ei har därför jämfört hur olika längd på den historiska tidsperioden som ligger till grund för skattningen av parametern påverkar dess marknadskoppling och stabilitet, se Figur 15 nedan. Figuren visar vad den riskfria räntan hade blivit under respektive tillsynsperiod sedan intäktsramsregleringen introducerades 2015 om den riskfria räntan, med grund i svenska 10-åriga svenska statsobligationer, skattats med åtta respektive fyra års historisk tidsperiod samt hur den riskfria räntan utvecklats de senaste två decennierna. Resultatet visar på att en längre tidsperiod skapar mer stabilitet i skattningarna och därmed även i nivån på kalkylräntan.<sup>141</sup> Stabilare parametervärden kan bidra till att dämpa effekterna av kraftiga marknadsfluktuationer. En tidsperiod om åtta år kan därför anses skapa förutsägbarhet i intäktsramsregleringen. Nivån på kalkylräntan blir stabilare från tillsynsperiod till tillsynsperiod jämfört med en kortare historisk tidsperiod. Detta kan även leda till mindre variationer i kapitalkostnader mellan tillsynsperioderna och kan därmed också leda till mer stabila nätavgifter för kunderna.

Figur 15 Riskfri ränta i intäktsramsregleringen med olika historiska tidsperioder jämfört med faktiskt utfall<sup>142</sup>



Källa: Riksbanken

<sup>141</sup> Exempelvis blir nivån mer volatil med fyra års historik än med åtta års historik när marknadsräntorna förändras snabbt, vilket varit fallet de senaste åren och tydliggörs i nivån kommande tillsynsperiod.

<sup>142</sup> De preliminära beräkningarna för 2027–2030 genomfördes i mitten av december 2025.

Figur 15 visar även att stabiliteten i skattningarna får olika effekt vid olika marknadsförändringar. Vid sjunkande marknadsräntor innebär stabiliteten att den riskfria räntan i intäktsramsregleringen kommer att vara högre än de aktuella marknadsräntorna under tillsynsperioden. I tider med stigande marknadsräntor kommer i stället den riskfria räntan i intäktsramsregleringen vara lägre än de aktuella marknadsräntorna. Fördröjningen kan skydda naturgasföretagen mot marknadsfluktuationer och ge naturgasföretagen täckning för lånekostnader för lån som tagits till tidigare marknadsförhållanden. Oavsett längd på den historiska tidsperioden kommer dock alla förändringar att påverka den riskfria räntan i intäktsramsregleringen över tid. Att de faktiska marknadsförutsättningarna återspeglas i den riskfria räntan och i kalkylräntans nivå är centralt, då naturgasföretagen attraherar kapital från investerare som jämför investeringen i naturgasföretag med andra investeringar på konkurrensutsatta marknader. Avkastningen på dessa alternativa placeringar påverkas av de faktiska marknadsförändringarna. Det är därför viktigt att även kalkylräntan gör det för att inte snedvrider incitamenten att investera i naturgasföretagen framför alternativa placeringarna.

En tidsperiod om åtta år säkerställer att nivån på kalkylräntan (som är låst i fyra år) inte påverkas för kraftigt av enskilda extremvärden. En åttaårig tidsperiod innefattar en konjunkturcykel, vilket innebär att både hög- och lågräntelägen kommer att inkluderas i skattningarna, vilket skapar stabilitet. Det innebär också att metoden kan användas oavsett marknadsförutsättningar vilket innebär mer stabilitet jämfört med en kort tidsperiod.

I Tabell 16 nedan återfinns, utifrån bedömningskriterierna, en sammanfattning av alternativen avseende tidsperiod.

Tabell 16 Sammanfattning av alternativ avseende tidsperiod utifrån bedömningskriterierna

Mål	Nollalternativet	Alternativ 1 – kort tidsperiod	Alternativ 2 – lång tidsperiod	Alternativ 3 – 60 år
<b>Marknadskoppling</b>	Delvis, men med en viss eftersläpning av marknadsförutsättningarna	Ja, fångar marknadens rörelser bättre	Delvis, men med en viss eftersläpning av marknadsförutsättningarna	Nej, påverkas i princip inte alls av aktuella marknadsförhållanden
<b>Stabilitet</b>	Ja, stabiliserar nivån när en konjunkturcykel inkluderas	Nej, nivån blir mer volatil och påverkas av kortsiktiga marknadsrörelser	Ja, stabiliserar nivån när en konjunkturcykel inkluderas	Ja, nivån blir i princip helt oförändrad mellan tillsynsperioderna
<b>Långsiktighet och förutsägbarhet</b>	Ja, stabilare nivå skapar förutsägbarhet i nivån	Delvis, mindre förutsägbarhet då nivån ändras mer av varje enskilt år	Ja, stabilare nivå skapar förutsägbarhet i nivån	Ja, förutsättningarna påverkas inte av vad som sker i närtid
<b>Konsistent och strukturerad</b>	Ja	Ja	Ja	Delvis, riskerar fler subjektiva bedömningar och att metoden blir mindre transparent

## 4.7 Enskilda parametrar

Samma historiska tidsperiod om åtta år kommer att användas för att skatta aktiemarknadsriskpremien, beta, inflation, kreditriskpremie och riskfri ränta.

Förutom de övergripande ställningstagande som har analyserats ovan har beräkningsmetod för enskilda parametrar utretts och fastställts. Nedan följer en analys av dessa ställningstaganden.

### 4.7.1 Aktiemarknadsriskpremie

Aktiemarknadsriskpremien kommer precis som tidigare skattas utifrån PwC:s marknadsriskstudie där de årligen presenterar aktiemarknadsriskpremien för den svenska aktiemarknaden. Att utgå från svenska förutsättningar ökar sannolikheten att parametern är korrekt skattad utifrån de svenska naturgasföretagens förutsättningar. Det finns alltid en risk med att använda en studie framtagen av en privat aktör men studien har publicerats årligen sedan 1998.

#### 4.7.2 Beta

Tidigare tillsynsperioder har jämförelseföretag använts för att skatta betavärdet och risknivån för svenska naturgasföretag. Detta är fortsatt en lämplig metod som kommer användas även framöver. Metoden är dessutom vanligt förekommande bland andra europeiska tillsynsmyndigheter.<sup>143</sup> Detta tillvägagångssätt är också i linje med vad som anses vara bästa regleringspraxis.<sup>144</sup>

När beta skattas med jämförelseföretag behöver ett antal metodologiska överväganden göras, vilka beskrivs nedan.

##### **Urval av jämförelseföretag**

Det är viktigt att de jämförelseföretag som väljs ut är så lika de svenska naturgasföretagen som möjligt för att i så hög utsträckning som möjligt fånga risknivån för svenska naturgasföretag. Det innebär att de valda jämförelseföretagen ska ha samma eller liknande verksamhet, motsvarande riskprofil och omfattas av liknande regelverk som de svenska naturgasföretagen. För att säkerställa detta sätts ofta ett antal kriterier upp som företag ska uppfylla för att inkluderas som jämförelseföretag. Nedan presenteras de urvalskriterier Ei avser använda:

- minst 50 procent av företagets verksamhet ska vara överföring av naturgas för annans räkning, innehavare av anläggning för förgasning eller lagring av naturgas,
- företaget ska ha sitt säte i ett EU- eller EES-medlemsland,
- företaget ska vara noterat och ha aktier som kan handlas fritt om minst 25 procent<sup>145</sup> och
- företaget ska ha hög eller högsta kreditvärdighet<sup>146</sup>.

Urvalskriterierna gör det möjligt att få en grupp med jämförbara företag som kan användas för att skatta svenska naturgasföretagens risknivå. Generellt är urvalskriterierna lika dagens urvalskriterier, men med vissa justeringar. Dagens urvalskriterium för affärsverksamhet innebär att företaget har som huvudsaklig verksamhet att överföra naturgas för andras räkning via transmissions- eller

---

<sup>143</sup> Ceer (2025)

<sup>144</sup> DFC Economics (2024)

<sup>145</sup> Med aktierna fritt handlade avses samma definition som i engelskan benämns "free float".

<sup>146</sup> Denna kreditvärdighetsnivå motsvarar det som internationellt betecknas som "investment grade".

distributionsledningar, eller företaget äger en anläggning för förgasning av kondenserad naturgas, där anläggningen är ansluten till en naturgasledning som används för överföring av naturgas. Detta omfattar i teorin de företag som svenska naturgasföretag bör jämföras med. I praktiken är dock kriteriet svårt att kontrollera och kan vara svårtolkat. Därför avser Ei att ändra detta kriterium för att öka tydligheten.

I dagens metod inkluderas endast jämförelseföretag som har sitt säte i Europa, detta för att säkerställa att jämförelseföretagen är så lika de svenska naturgasföretagen som möjligt och även i så hög utsträckning som möjligt omfattas av liknande regelverk som de svenska naturgasföretagen. Detta kriterium fångar företag som verkar inom liknande investeringsmiljö. Dock kan det säkerställas ytterligare att jämförelseföretagen följer liknande regelverk om kriteriet specificerades till företag som är med i EU, eller länder som följer EES-avtalet. Detta skulle säkerställa att alla företag som inkluderas som jämförelseföretag följer samma grundläggande lagstiftning och omfattas av eventuella förändringar av EU-lagstiftning som kan påverka risknivån för naturgasföretagen.

Betaberäkningar baseras på företagets aktiekurser och för att beräkningarna ska bli korrekta är det viktigt att företaget är börsnoterat och att företagets aktier är likvida. Ju större antal aktier och andel av ett företag som är tillgängligt för handel, desto effektivare prissättning och mindre risk att relativt små transaktioner kan orsaka stora prisrörelser. Under nuvarande tillsynsperiod krävs att företaget har en free float på minst 25 procent för att inkluderas som jämförelseföretag, vilket är vad som krävs för att få noteras på Nasdaq OMX Stockholm. Detta kriterium är även fortsättningsvis lämpligt.

För att säkerställa att jämförelseföretagets riskprofil i så hög utsträckning som möjligt överensstämmer med de svenska naturgasföretagens inkluderas idag endast jämförelseföretagen de år som de har "investment grade". Detta är fortsättningsvis ett lämpligt och relevant urvalskriterium för att säkerställa jämförbar riskprofil.

#### ***Övriga beräkningsdetaljer***

För att göra beta mer robust kommer några beräkningsjusteringar att genomföras inför kommande tillsynsperiod. Ett betavärde för varje år ska skattas och därför ska alla observationer som ingår uppfylla urvalskriterierna årligen. Det innebär att ett företag bara inkluderas som jämförelseföretag de år då företaget uppfyller samtliga kriterier. Företag som till exempel köper eller avyttrar sin

naturgasverksamhet inkluderas därför endast de år då deras verksamhet liknar de svenska naturgasföretagens, vilket ger en mer rättvisande bild av risknivån. Genom att bedöma alla kriterier på samma sätt varje år skapas en enhetlig bedömningsgrund. Det är tydligare än att tolka vissa kriterier årligen och andra som ett medelvärde över hela perioden<sup>147</sup> när årliga beta ska skattas.

Årliga aktiebeta<sup>148</sup> ska skattas med hjälp av jämförelseföretagen och sedan omvandlas till årliga tillgångsbeta, för att i nästa steg skatta ett svenskt aktiebeta per år (med respektive års skattesats). Nästa steg är att ett medelvärde av de årliga svenska aktiebetavärdena skattas, vilket därefter används i beräkningen av WACC. Hamadas formel<sup>149</sup> kommer även fortsättningsvis att användas för omvandling av betavärden.

I tidigare tillsynsperioder har veckovisa observationer använts för att göra betaberäkningarna, men framöver kommer dagliga observationer användas för att skatta aktiebeta. Detta gör att fler observationer används för de årliga skattningarna.

Som jämförelseindex kommer ett brett lokalt aktiemarknadsindex att användas för att skatta aktiebeta för jämförelseföretagen. Årliga skattesatser kommer att hämtas från OECD.

#### 4.7.3 Inflation

Det är en vedertagen princip, både i Sverige och internationellt, att investerarens avkastning ska ta hänsyn till inflation. Inflation är därför en central komponent inom intäktramsreglering.

Det finns två huvudsakliga sätt att hantera inflationen. Antingen kompenseras inflationen genom att prisjustera kapitalbasens värde. Då beräknas avkastningen med en real kalkylränta, det vill säga inflation räknas bort från kalkylräntan. Eller så integreras inflationen direkt i beräkningen av kapitalkostnad med en nominell kalkylränta. I det senare fallet justeras inte värdet på tillgångarna i kapitalbasen, utan kompensation för inflation sker genom kalkylräntan. Med en nominell

---

<sup>147</sup> I dagens metod tillämpas vissa kriterier årligen medan andra utifrån ett medelvärde över perioden.

<sup>148</sup> Baserat på kalenderår.

<sup>149</sup> Hamadas formel justerar beta-värdet för företagets skuldsättning för att ge ett mer korrekt riskmått vid beräkning av WACC.

kalkylränta är kalkylräntan direkt jämförbar med marknadsräntor och avkastningsnivåer.

Av avsnitt 3.6.2 framgår att Ei valt en real metod för att beräkna kapitalkostnader. Det innebär att kalkylräntan, även fortsättningsvis, ska vara real för att ge en korrekt kompensation för inflationen i intäktsramsregleringen. Användningen av en real kalkylränta innebär dock att den reala kalkylräntan i intäktsramsregleringen inte blir jämförbar med andra nominella räntor på marknaden och att inflationen kompenseras för i kapitalbasen. För att en real kalkylränta ska vara jämförbar med marknadsförhållanden behöver aktuell inflation adderas.

Tidigare har konsumentprisindex med fast ränta (KPIF) använts för att omvandla kalkylräntan till real. För att inflationskompensationen ska bli korrekt ska samma index användas i både kapitalbasen och kalkylräntan. Därför kommer KPI användas för att omvandla kalkylräntan till en real kalkylränta eftersom detta index används för kapitalbasen.

#### ***Inflationsjustering av kalkylräntan***

Flera olika sätt att hantera inflationsjusteringen i kalkylräntan har identifierats. Dessa följer av hur kalkylräntan fastställts tidigare och hur kapitalbasen värderas. De alternativ Ei bedömer som relevanta beskrivs nedan. I alla alternativ avser inflationen KPI.

Det första alternativet är att uppdatera kalkylräntan med faktiskt utfall av inflationen efter tillsynsperioden på samma sätt som kapitalbasen inflationsjusteras efter tillsynsperioden. Den nominella kalkylräntan skulle då konverteras till en real kalkylränta för respektive år med den årliga inflationen. Att årligen konvertera den nominella kalkylräntan till en årlig real ränta med samma indexparameter minskar dock stabiliteten och förutsägbarheten i nivån på den reala kalkylräntan, något som sker på konkurrensutsatta marknader, där den reala avkastningen varierar med inflationen. Årliga konverteringar av kalkylräntan skulle dock innebära sämre förutsägbarhet för naturgasföretagen eftersom den reala kalkylräntan inte skulle vara känd innan tillsynsperioden. För kunderna kan det leda till mer volatila nätavgifter. Metoden skulle också kunna leda till extremvärden i den reala kalkylräntan, vilket minskar stabiliteten i metoden. Dock är marknadskoppling stark med denna metod och över tid förväntas därmed nettonuvärdesneutraliteten öka.

Ett alternativ till ovan är att använda prognos på inflationen för att justera den nominella kalkylräntan till real. Detta alternativ skulle om vissa förutsättningar uppfylls kunna anses vara teoretiskt mest korrekt. I EU-kommissionens vägledning för WACC-beräkning inom telekom (tidigare generations infrastruktur) rekommenderas att använda en prognos på inflationen vid användandet av en real kalkylränta. De beskriver att inflationsprognosen i så hög grad som möjligt bör matcha löptiden på de statsobligationer som ligger till grund för den riskfria räntan.<sup>150</sup> I den aktuella nominella riskfria räntan för 10-åriga svenska statsobligationer (se avsnitt 4.5.1) är teoretiskt en 10-årig inflationsförväntan inkorporerad i nivån.

Teoretiskt sett ger ett historiskt genomsnitt av den riskfria räntan, i kombination med historiska inflationsprognoser för samma tidsperiod den bästa samstämmigheten mellan inflationen *inom kalkylräntan*. Dock skulle då historiska prognoser behöva beaktas. Detta tillvägagångssätt blir därmed komplicerat och innebär att många äldre prognoser och scenarier, som inte har slagit in, skulle ligga till grund för beräkningen av inflationsparametern. Metoden skulle innebära en bra matchning mellan den inflation som innefattas i den historiska riskfria räntan och den inflation som används vid kalkylräntans konvertering till real, men har i stället andra brister. Som tidigare diskuterats (se avsnitt 4.5.1) är långsiktiga prognoser osäkra och prickar sällan rätt. Vidare blir metoden komplex och inflationsjusteringen mellan kapitalbasen och kalkylräntan blir inte harmoniserad, vilket riskerar att leda till felaktig inflationskompensation. Att inflationskompensationen inte är harmoniserad mellan kapitalbasen och kalkylräntan medför en risk för över- eller underavkastning. Detta innebär vidare att sannolikheten för nettonuvärdesneutralitet minskar och det ger en metod som är mindre konsistent och med sämre marknadskoppling i och med risken att inflationskompensationen blir felaktig. Det blir därmed en avvägning mellan det teoretiska sambandet mellan riskfri ränta och inflation å ena sidan och å andra sidan behovet att intäktsramsregleringen säkerställer korrekt inflationskompensation.

Ett ytterligare alternativ är att utgå från inflationsmålet när den nominella kalkylräntan konverteras till real. Att använda inflationsmålet skulle innebära att inflationen i kapitalbasen vissa år skulle överstiga (eller understiga) den inflation som används för att justera kalkylräntan. Metoden tar inte hänsyn till

---

<sup>150</sup> Europeiska Kommissionen (2019)

marknadsförändringar som varierar över tid. Denna metod skulle innebära att inflationshanteringen blir inkonsekvent mellan kapitalbasen och kalkylräntan, vilket ger en risk för inkorrekt inflationskompensation för naturgasföretagen, vilket också minskar sannolikheten för nettonuvärdesneutralitet. Sannolikheten för nettonuvärdesneutralitet över tid minskar särskilt mycket om stora investeringar sker under kort tid och i synnerhet om inflationsparametern i kalkylräntan avviker mycket från inflationskompensationen i kapitalbasen under den period som investeringarna sker. Detta eftersom när stora investeringar görs under en kort period blir utfallet extra känsligt för hur väl inflationsparametern i kalkylräntan och inflationskompensationen i kapitalbasen speglar de faktiska marknadsförhållandena just då. Alternativet innebär inte heller att inflationsförväntningarna som inkluderas i den nominella riskfria räntan stämmer överens med inflationsparametern.

Ännu ett alternativ är att använda ett historiskt medelvärde av det faktiska utfallet av inflationen. Det innebär att samma inflation som kompenseras för i kapitalbasen kommer att användas för att beräkna en real kalkylränta. Detta bidrar både till ökad nettonuvärdesneutralitet över tid samt att inflationskompensationen blir konsekvent mellan kapitalbas och kalkylränta. Dock skapas en eftersläpning av inflationskompensationen i förhållande till kapitalbasen på grund av det historiska medelvärdet. Naturgasinvesteringar är långsiktiga investeringar och eftersläpningen bör därmed endast ha en mindre effekt över investeringarnas livslängd. Eftersom alla observationer av inflationen som kapitalbasen indexerar med, trots viss eftersläpning, kommer att inkluderas i skattningen av inflation i kalkylräntan bör detta tillvägagångssätt över en tillgångs livslängd närma sig nettonuvärdesneutralitet jämfört med att använda prognoser eller inflationsmålet. Jämfört med att årligen uppdatera kalkylräntan med den faktiska inflationen (alternativ ett ovan), blir ett historiskt genomsnitt av inflationen mer stabilt, samtidigt som extremvärden får mindre effekt på nivån på den reala kalkylräntan. Detta ökar förutsägbarheten och ger mer stabila skattningar utan att förlora marknadskopplingen över tid. Detta tillvägagångssätt gör dock att det teoretiska sambandet mellan inflation och riskfri ränta, som beskrivs tidigare i detta avsnitt, inte tillgodoses.

Ett historiskt medelvärde av det faktiska utfallet kommer att användas för att justera kalkylräntan för inflation. Inflationsparametern kommer att skattas med ett

åttaårigt historiskt medelvärde av KPI.<sup>151</sup> I avvägningen mellan det teoretiska sambandet mellan riskfri ränta och inflation mot behovet av en intäktramsreglering som säkerställer korrekt inflationshantering och därmed ger naturgasföretagen rimlig avkastning och kunderna skäliga nätavgifter, har det senare prioriterats. Detta tillvägagångssätt är i linje med vad en tillsynsmyndighet bör sträva efter för att uppnå en balans mellan att skydda konsumenterna från överpriser och att skapa effektiva incitament för investeringar. Nettonuvärdesneutralitet kan förväntas *i genomsnitt* över investeringens livslängd och det finns inte systematiska förväntade över- eller undervinster.<sup>152</sup>

#### 4.7.4 Kreditriskpremie

Kreditriskpremien kommer även under nästa tillsynsperiod att skattas med en indexmetod. Den skattas som skillnaden mellan ett index för 10-åriga företagsobligationer inom europeiska energibolag med kreditvärdighet BBB (IGEEUB10<sup>153</sup> från Bloomberg) och den tyska 10-åriga statsobligationsräntan. Eftersom IGEEUB10 baseras på obligationer i euro används den tyska statsobligationen som jämförelse, då den är den mest likvida och volymmässigt största 10-åriga statsobligationen i euroområdet. Beräkningen kommer även fortsättningsvis att baseras på dagliga observationer

Då resultatet avspeglar marknadens syn på risken för företag med en kreditrating motsvarande riskprofil kan metoden anses robust.<sup>154</sup> DFC Economics beskriver även hur risknivån i detta index är rimlig för de flesta företag i svensk kontext.<sup>155</sup>

#### 4.7.5 Riskfri ränta

Den riskfria räntan ska precis som vid tidigare tillsynsperioder skatta utifrån räntan på svenska statsobligationer med en 10-årig löptid. Naturgasföretagen har sin verksamhet i Sverige som är ett finansiellt stabilt land med högsta kreditrating, därför är det lämpligt att utgå från svenska statsobligationer. Löptiden för statsobligationer bör matcha investeringens tidshorisont. Det finns visserligen svenska statsobligationer med en löptid på 30 år, men då dessa inte är tillräckligt likvida är en 10-årig löptid mer lämplig. Den genomsnittliga löptiden på lån för

---

<sup>151</sup> Fisherekvationen kommer precis som tidigare användas för konverteringen.

<sup>152</sup> Montell & Partners (2024)

<sup>153</sup> Index för europeiska kraftbolag.

<sup>154</sup> Montell & Partners (2024)

<sup>155</sup> DFC Economics (2024)

företag inom energisektorn bedömer Ei vara mellan fem och tio år, en bedömning som delas av Ernst & Young.<sup>156</sup>

#### 4.7.6 Skattesats

Skattesatsen som används för att beräkna kalkylräntan före skatt kommer även fortsättningsvis att baseras på den aktuella svenska bolagsskatten. Om det vid beräkningstillfället finns information om kommande förändringar av bolagsskatten, används ett medelvärde av nuvarande och framtida skattesats. Metoden är oförändrad jämfört med den nuvarande tillsynsperioden.

#### 4.7.7 Skuldandel

En WACC ska enligt teorin beräknas utifrån en långsiktigt effektiv skuldandel som minimerar företagets totala kostnad för kapital. Tidigare tillsynsperioder har jämförelseföretag använts för att skatta den effektiva skuldnivån och därmed förhållandet mellan eget och lånat kapital i WACC. En effektiv skuldnivå (till skillnad från respektive naturgasföretags faktiska skuldsättning) ger naturgasföretagen ett incitament att arbeta med sin kapitalstruktur och välja den mest effektiva kapitalstrukturen som minimerar deras individuella kostnad för kapital. Det är viktigt att den reglerade skuldnivån är oberoende från den faktiska skuldandelen hos de reglerade företagen för att stötta en effektiv skuldnivå hos de reglerade företagen.<sup>157</sup> Trots detta rekommenderar Europeiska kommissionen att tillsynsmyndigheter som reglerar monopol inom telekom använder bokförda värden för att skatta skuldnivå.<sup>158</sup>

Inför kommande tillsynsperiod kommer en fiktiv skuldandel användas för att skatta skuldnivå, i stället för att skatta nivån utifrån jämförelseföretagens skuldandel. Med en fiktiv skuldandel avses att en fast nivå av skuldandel fastställs och ligger fast mellan tillsynsperioderna, såvida inte förutsättningarna ändras på ett sätt som motiverar en justering. En fiktiv skuldandel representerar en nivå av effektiv skuldandel som Ei bedömer vara ändamålsenlig för ett genomsnittligt effektivt naturgasföretag med hänsyn till intäktramsregleringens egenskaper. Att använda en fiktiv skuldandel är det vanligaste tillvägagångssättet bland andra tillsynsmyndigheter i Europa.<sup>159</sup> Ur ett teoretiskt perspektiv leder användandet av en fiktiv skuldandel till att naturgasföretagens skuldsättning hamnar på en effektiv

---

<sup>156</sup> Ernst & Young (2015)

<sup>157</sup> DFC Economics (2024)

<sup>158</sup> Europeiska kommissionen (2019)

<sup>159</sup> Ceer (2025)

nivå i stället för att styras av hur jämförelseföretag skuldsätter sig. I teorin ska även jämförelseföretagen ha en effektiv skuldsättning och om jämförelseföretagen hade genererat ett robust resultat hade denna metod också fungerat bra, men eftersom det är relativt få jämförelseföretag riskerar det att styra naturgasföretagen mot en ineffektiv skuldsättningsnivå som varierar mellan tillsynsperioder. Den valda metoden innebär att skuldandelen blir mer stabil och förutsägbar då samma skuldandel avser användas i flera tillsynsperioder.

Skuldandelen i intäktsramsregleringen för naturgasföretagen har under de tre föregående tillsynsperioderna uppgått till 47 procent i tillsynsperiod ett, 44 procent i tillsynsperiod två och 46 procent i tillsynsperiod tre. De svenska naturgasföretagens faktiska skulder presenteras i avsnitt 1.2.7.

Inom tillsynsmyndigheter i Europa är det vanligast med en skuldandel på 40–60 procent, med ett medelvärde på 51 procent.<sup>160</sup> Effekten på den totala nivån på kalkylräntan inom detta intervall är förhållandevis liten.<sup>161</sup> Majoriteten av de företag som inkluderades som jämförelseföretag under tillsynsperioden 2023–2026 hade också en skuldandel inom detta intervall, och dessa företags skuldandel har varit relativt stabil över tid. Företag med investment-grade (BBB/Baa3-rating), vilket är ett kriterium för att inkluderas som jämförelseföretag, bör även ha som målsättning att ligga i detta intervall.<sup>162</sup>

Mot bakgrund av ovan kommer en skuldandel om femtio procent att användas för svenska naturgasföretag. Om naturgasföretagen kan finansiera sin verksamhet till en lägre kostnad än WACC genom en annan skuldnivå, får naturgasföretaget behålla den extra avkastning som det ger naturgasföretaget. Detta skapar även incitament för naturgasföretagen att uppnå den mest effektiva skuldsättningen utifrån sina respektive förutsättningar.

#### 4.7.8 Särskild riskpremie

I sin ursprungliga form innehåller CAPM ingen särskild riskpremie. All risk går antingen att diversifiera bort eller ersätts via beta och aktiemarknadsriskpremien. Kritik mot CAPM har bland annat inkluderat att empiriska resultat visat att det kan finnas risker som inte fångas i den ursprungliga CAPM. Det skulle då vara

---

<sup>160</sup> Ceer (2025)

<sup>161</sup> Randl, O., Zechner, J. & Frontier Economics (2025)

<sup>162</sup> Randl, O., Zechner, J. & Frontier Economics (2025)

risker som inte är diversifierbara eller systematiska och som inte redan ersätts via aktiemarknadsriskpremie eller betavärdet.

Tidigare tillsynsperioder har en särskild riskpremie inkluderats i beräkningen av kostnad för eget kapital. Denna särskilda riskpremie har beslutats till en nivå på 1,5 procent och motiveras utifrån den högre risken för naturgasverksamheten i Sverige jämfört med jämförelseföretagen som har andra förutsättningar på den europeiska gasmarknaden. Nivån bestämdes till följd av det svenska naturgasnätets struktur, den politiska risken och att svenska naturgasföretag till stor del är beroende av ett förhållandevis litet antal kunder som har alternativa försörjningsmöjligheter.

Mycket har hänt på gasmarknaden i Europa de senaste åren, vilket skulle kunna påverka risknivån för de svenska naturgasföretagen, eller risken i övriga Europa. Det skulle kunna påverka vilka risker som behöver täckas av den särskilda riskpremie. Ei följer utvecklingen på gasmarknaden med exempelvis vätgasens framfart i Europa, tillväxten av LNG-terminaler i Europa, osäkra världsläget, alternativa uppvärmningslösningar med mera. Hur dessa faktorer påverkar gasmarknaden och dess risker är ännu osäkert. I dagsläget syns ingen tydlig förändring av risknivån<sup>163</sup> hos stora naturgasföretag i Europa.

Risken för de svenska naturgasföretagen bedöms vara högre än för de europeiska naturgasföretagen, främst när det gäller nätets struktur i Sverige med endast en tillförselpunkt genom en gasledning från Danmark.

Utifrån resonemanget ovan bedöms i dagsläget inte att en förändring av den särskilda riskpremie är motiverad. En särskild riskpremie om 1,5 procent på eget kapital kommer därför att användas kommande tillsynsperiod.

#### 4.8 Sammanfattning av metodval

Sammanfattningsvis kommer WACC och CAPM fortsätta att användas för att beräkna en real kalkylränta före skatt. Även andra centrala delar av metoden kommer att vara oförändrade, med skillnaden att åtta års historiska tidsserier kommer att användas för att skatta samtliga parametrar förutom skattesatsen. Andra förändringar är att skuldandelen kommer sättas till en fiktiv nivå på femtio procent och inflationsparametern kommer att skattas med KPI som index. I Tabell

---

<sup>163</sup> Här mätt genom betavärde.

17 nedan sammanfattas förändringarna i metoden jämfört med nuvarande tillsynsperiod.

Tabell 17 Översikt av metodval och metodförändringar för kalkylräntan

	<b>Förändring jämfört med gällande reglering</b>	<b>Metodförändring</b>
<b>Real WACC &amp; CAPM före skatt</b>	Nej	
<b>Tidsperspektiv</b>	Ja	Historiskt tidsperspektiv i stället för mixat tidsperspektiv
<b>Tidsperiod</b>	Ja	Åtta år i stället för nio år
<b>Uppdatera parametrar</b>	Nej	
<b>Skuldandel</b>	Ja	50 procent skuldandel i stället för skuldandel skattad utifrån jämförelseföretags skuldandel
<b>Beta</b>	Ja	Justerade urvalskriterier Årliga utvärderingar för att kunna skatta årliga aktiebeta för svenska företag Dagliga observationer Breda lokala index
<b>Särskild riskpremie</b>	Nej	
<b>Risfri ränta</b>	Nej	
<b>Aktiemarknadsriskpremie</b>	Nej	
<b>Kreditriskpremie</b>	Nej	
<b>Skattesats</b>	Nej	
<b>Inflation</b>	Ja	KPI i stället för KPIF

Risfri ränta kommer även framöver utgå från svenska statsobligationer med en löptid på tio år. Aktiemarknadsriskpremie kommer att skattas utifrån PwC:s svenska riskpremiestudie. Kreditriskpremie kommer att skattas som skillnaden mellan ett företagsobligationsindex och räntan på tyska statsobligationer. Beta kommer fortsättningsvis att skattas med hjälp av jämförelseföretag. Fyra urvalskriterier har tagits fram för urval av jämförelseföretag för att företagen som inkluderas ska vara så lika de svenska naturgasföretagen som möjligt. Dessa kriterier är snarlika de som används i nuvarande metod där de främsta skillnaderna är att kriterierna kommer att tillämpas årligen. Medel av årligt beta kommer att skattas och omvandling mellan aktiebeta och tillgångsbeta kommer även fortsatt ske med Hamadas hävstångsformel.

I Tabell 18 nedan sammanfattas metoden som helhet utifrån våra bedömningskriterier. Metoden som helhet uppfyller de valda bedömningskriterierna. När kalkylräntan utgår från ett historiskt tidsperspektiv värnas både kundernas och naturgasföretagens intressen. Naturgasföretagen får rimlig avkastning utifrån vad som sker på marknaden samtidigt som kundernas intresse av låga avgifter beaktas. Risken för felskattningar minimeras när riskfri ränta utgår från historik. Det gör också att det blir en konsekvent hantering av kostnaden för eget kapital, samtidigt som det inte ger snedvridna finansieringsincitament. Eftersom investeringar i naturgasnät är långsiktiga investeringar ger en stabilare kalkylränta naturgasföretagen långsiktiga förutsättningar samtidigt som kundernas nätavgifter blir stabilare över tid.

Tabell 18 Sammanfattning av metoden utifrån bedömningskriterierna

Mål	Uppfyller metoden bedömningskriterierna?
<b>Marknadskoppling</b>	Ja, metoden med ett historiskt tidsperspektiv säkerställer att det som sker på marknaden påverkar nivån på kalkylräntan men med en eftersläpning.
<b>Stabilitet</b>	Ja, metoden att använda åtta års historik fångar en konjunkturcykel vilket gör att extremvärdens effekt på nivån på kalkylräntan minskar. Nivån blir därmed mindre volatil genom att inkludera flera datapunkter.
<b>Långsiktighet och förutsägbarhet</b>	Ja, metoden ger naturgasföretagen täckning för sina effektiva kapitalkostnader och eftersom det som sker på marknaden påverkar nivån på kalkylräntan får naturgasföretagen långsiktiga förutsättningar för nätutbyggnad.
<b>Konsistent och strukturerad</b>	Ja, genom att använda ett konsekvent tidsperspektiv minskar antalet subjektiva bedömningar samtidigt som metoden blir mer transparent. WACC och CAPM är metoder som används och ett historiskt tidsperspektiv är konsensus inom reglering.

## 4.9 Konsekvenser

### 4.9.1 Konsekvenser för företag

#### *Berörda företag*

Förändringarna omfattar alla svenska naturgasföretag. Effekter på företag som använder naturgas beskrivs under avsnitt 4.9.2. Ei har inte identifierat några effekter för andra företag.

#### *Påverkan på företagens kostnader och verksamhet*

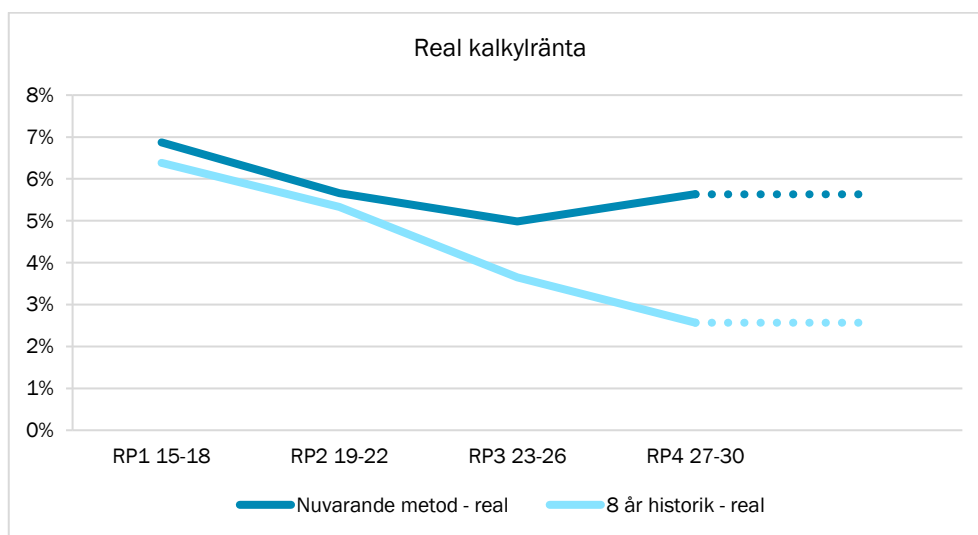
Med ett historiskt tidsperspektiv kommer naturgasföretagens avkastning påverkas av de faktiska marknadsförhållandena, vilket både säkerställer att

naturgasföretagen får täckning för sina effektiva kapitalkostnader samtidigt som kunderna får betala skäliga nätavgifter.

### **Kortsiktiga effekter**

Den kommande tillsynsperioden kommer den reala kalkylräntan med stor sannolikhet att bli lägre än tidigare tillsynsperioder. Figur 16 nedan illustrerar hur den reala kalkylräntan utvecklats under olika tillsynsperioder beroende på vilken metod som används för att beräkna kalkylräntan, nuvarande metod eller kommande metod med åtta års historik. Genom att använda åtta års historisk för samtliga parametrar i kalkylräntan säkerställs att kalkylräntan i högre grad speglar de faktiska marknadsförhållanden, men med en eftersläpning. Inför kommande tillsynsperiod uppskattas den nominella kalkylräntan bli cirka sex procent, där kostnaden för eget kapital uppskattas bli drygt 7,5 procent och kostnaden för lånat kapital före skatt närmare 2,5 procent. Den reala kalkylräntan uppskattas till knappt 2,6 procent före skatt. Detta är dock preliminära uppskattningar som kommer att uppdateras inför kommande tillsynsperiod.<sup>164</sup> För en analys av hur kalkylräntans nivå påverkar intäktsramen kommande tillsynsperiod, se avsnitt 8.1.2.

**Figur 16** Real kalkylränta, tillsynsperiod 1–4, olika metoder<sup>165</sup>



Källa: Ei, 2025

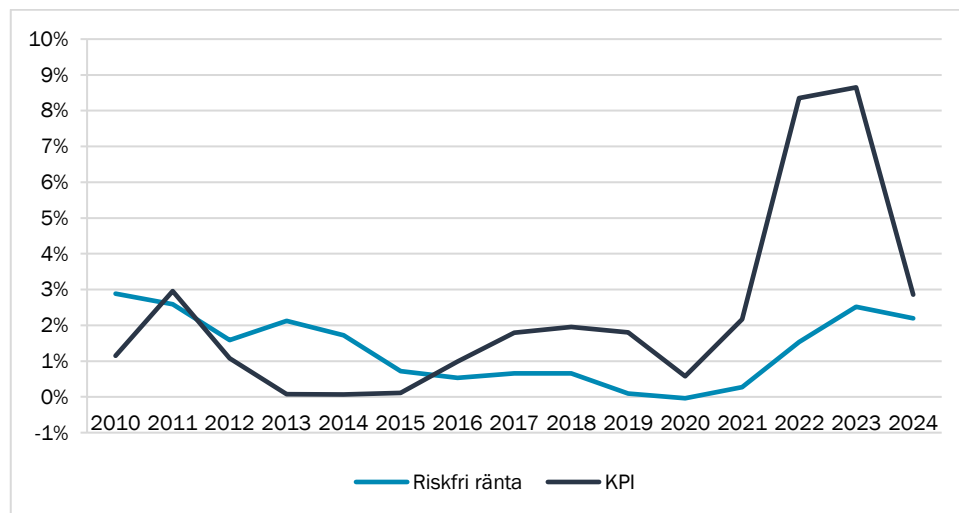
Att kalkylräntan blir lägre kommande tillsynsperiod beror på marknadsutvecklingen de senaste åren med låga räntor följt av hög inflation, se

<sup>164</sup> De preliminära beräkningarna genomfördes november 2025.

<sup>165</sup> Nivån för tillsynsperiod fyra är en preliminär uppskattning.

Figur 17 nedan. Med ett historiskt tidsperspektiv ger det effekter på nivån på kalkylräntan kommande tillsynsperiod.

Figur 17 Nominell riskfri ränta<sup>166</sup> och inflation<sup>167</sup> mellan 2010 och 2024



Källa: Riksbanken och SCB

De två år som sticker ut och bidrar till att den reala kalkylräntan förväntas bli lägre kommande tillsynsperiod, jämfört med om nuvarande metod hade använts, är 2022 och 2023. Dessa år kommer att påverka nivån på den reala kalkylräntan de två nästkommande tillsynsperioderna för naturgasföretag. Samtidigt har naturgasföretagen 2022 och 2023 fått kompensation för den höga inflationen genom att kapitalbasen har räknats upp med de två sektorspecifika index (naturgasindex) som över tid överstigit KPI, se avsnitt 3.2.3. Det är här viktigt att poängtera att kalkylräntan ska ersätta befintliga effektiva kapitalkostnader, det vill säga de kostnader som bundits i form av till exempel lån de senaste 5–10 åren utifrån *dåvarande* aktuella marknadsvillkor. Även här är det värt att komma ihåg att den reala kalkylräntan inte är jämförbar med andra marknadsräntor då dessa uttrycks i nominella termer och naturgasföretagen kompenseras i stället för inflation i kapitalbasen. Med den nya metoden kommer det vara en eftersläpning på inflationen i kalkylräntan, men naturgasföretagen får ersättning för inflationen under tillsynsperioden genom en årlig indexeringen av kapitalbasen. Denna indexering kommer att ske med samma index vilket framöver ger naturgasföretagen en mer korrekt inflationskompensation över tid.

<sup>166</sup> 10-åriga svenska statsobligationer.

<sup>167</sup> KPI

Att kalkylräntan sannolikt kommer att landa på en lägre nivå än tidigare är således en konsekvens av de marknadsvillkor som har rått under de senaste åren. Med andra historiska marknadsförhållanden kan nivån i stället bli högre än aktuella marknadsförhållanden. Det är alltså de faktiska marknadsförutsättningarna och inte metoden i sig som förklarar den lägre nivån för kommande tillsynsperiod.

#### ***Långsiktiga effekter***

Naturgasföretagens kapitalkostnader kommer i större utsträckning än tidigare spegla faktiska marknadsförutsättningar, något som minskar risken för felskattningar för både naturgasföretag och kunder. Samtidigt kommer användandet av historiska värden för att beräkna kalkylräntan leda till en eftersläpning jämfört med aktuella marknadsvillkor. Naturgasföretag har dock kapitalkostnader med olika villkor, olika bindningstid och fattar löpande investeringsbeslut, vilket gör att deras kapitalkostnader inte enbart motsvarar aktuella marknadsvillkor. Att kalkylräntan ger en eftersläpning av marknadsförhållanden spelar mindre roll för långa investeringsprojekt där investeringarna har lång livslängd, vilket är fallet för naturgasinvesteringar med långa avskrivningstider. Möjligheten till överrullning av över- och underintäkter i förhållande till intäktsramen kan också minska effekten av den eventuella eftersläpningen av ersättning för kapitalkostnader. Det viktiga är att de faktiska marknadsförhållandena påverkar nivån på kalkylräntan. Till skillnad från dagens metod minskar detta risken för felskattningar, vilket gör att naturgasföretagen får ersättning för sina effektiva kapitalkostnader och kunderna får betala skäliga avgifter för nättjänsten.

Den nya metoden ger naturgasföretagen förutsättningar till en avkastning som kommer ge täckning för effektiva kapitalkostnader men med en viss eftersläpning. En kalkylränta som fastställs utifrån ett historiskt tidsperspektiv om åtta år bidrar inte bara till att minska felskattningar och öka förutsägbarhet och stabilitet i intäktsramregleringen, utan säkerställer även att den, oberoende av framtida utveckling, följer marknadsutvecklingen. Sammantaget innebär detta att kalkylräntan bättre följer den historiska marknadsutvecklingen, oberoende av framtida osäkerheter, och att intäktsramregleringen blir mer robust och tillförlitlig.

#### ***Företagens möjlighet till finansiering och kapitalstruktur***

Naturgasföretagens kapitalstruktur kommer att styras mot en nivå som minimerar finansieringskostnaderna, se avsnitt 4.7.7. Möjligheterna till finansiering på marknaden bedöms som goda då ökad förutsägbarhet och ett åttaårigt historiskt tidsperspektiv utan uppdatering av parametrar bidrar till stabilitet.

Naturgasföretagen har generellt en liten andel långfristiga skulder och väldigt goda ekonomiska resultat (se avsnitt 1.2.7). Möjligheten att ta nya lån till förmånliga villkor på marknaden bör därför vara goda. Naturgasföretagen har inte heller nyttjat hela sina intäktsramar historiskt, vilket kan antyda att naturgasföretagen inte har problem med att finansiera sina kapitalkostnader.

Metoden som helhet bedöms återskapa de faktiska marknadsvillkoren bättre än tidigare metod, men med viss eftersläpning. Möjligheten för naturgasföretagen att attrahera finansiering borde vara goda då det som faktiskt sker på marknaden får genomslag på nivån på kalkylräntan, vilket gör att risken minskar. Om naturgasföretagen tar ett lån till rådande marknadsränta kommer dessa villkor att avspeglas i kalkylräntans nivå kommande tillsynsperioder, och naturgasföretagen vet därav att de får täckning för lån de tar till marknadsvillkoren. Det är viktigt att notera att intäktsramregleringen utgår från en real kalkylränta. För jämförelser med marknadsräntor och andra branscher behöver inflation adderas för att få en nominell kalkylränta.

Trots att den reala kalkylräntan förväntas bli lägre under kommande tillsynsperiod bedöms naturgasföretagen ha fortsatt goda möjligheter att genomföra nödvändiga investeringar. Den nya metoden säkerställer att naturgasföretagen får täckning för sina effektiva kapitalkostnader över tid, även om räntenivån under kommande period blir lägre än tidigare vilket främst är en följd av marknadsutvecklingen de senaste åren, snarare än av metodbytet.

Naturgasföretagens kapitalkostnader påverkas även av andra faktorer, såsom finansieringsstruktur, effektivitet, lånevillkor och investeringsbehov. Eftersom investeringar i naturgasnät är långsiktiga och ofta har långa avskrivningstider, har naturgasföretagen möjlighet att planera och anpassa sina investeringar utifrån de förutsättningar som råder. Dessutom har naturgasföretagen historiskt inte nyttjat hela sina intäktsramar, vilket indikerar att det finns marginal för att hantera en lägre kalkylränta utan att investeringsförmågan äventyras.

Den nya metoden innebär också att hanteringen av parametrar blir mer lik övriga Europa, vilket gör avkastningen mer jämförbar mellan länder och bättre speglar marknadsvillkoren i förhållande till risknivå. Sammantaget ger detta naturgasföretagen en mer förutsägbar ersättning för sina investeringar, vilket skapar goda förutsättningar för att även fortsättningsvis kunna attrahera kapital och genomföra nödvändiga investeringar i infrastrukturen.

**Administrativa kostnader**

Förändringarna bedöms inte leda till några nya administrativa kostnader för naturgasföretagen.

**Påverkan på konkurrensförhållanden**

Förändringarna bedöms inte påverka konkurrensförhållandena mellan naturgasföretagen, eftersom dessa verkar inom geografiskt avgränsade områden där de har monopolställning.

**Annan påverkan på företag**

En förändring av metoden skulle kunna leda till högre upplevd *osäkerhet* för naturgasföretagen. Ei har dock aviserat de tänkta förändringarna i god tid och haft god dialog med alla berörda aktörer. Alla aktörer har haft möjlighet att komma med inspel och lämna synpunkter på förändringarna. Det bör också noteras att stora delar av metoden är oförändrad och att flera av de förändringar som genomförs bedöms medföra en lägre risk för naturgasföretagen. Risken för naturgasföretagen bedöms därmed sammantaget minska med de metodförändringar som genomförs.

**Särskild hänsyn till små företag**

Ei bedömer inte att någon särskild hänsyn behöver tas till små naturgasföretag. Intäktsramen ska ge en rimlig avkastning på det kapital som krävs för att bedriva verksamheten under tillsynsperioden. Det vore orimligt att till exempel kunder som är anslutna till små naturgasföretag behandlas på ett annat sätt än kunder som är anslutna till stora naturgasföretag. Den nya metoden ställer inte högre krav på små naturgasföretag än den befintliga metoden.

**4.9.2 Konsekvenser för kunder**

Förändringarna innebär att kalkylräntan med den nya metoden sannolikt blir lägre kommande tillsynsperiod än om den gamla metoden hade använts, samtidigt som den blir mer korrekt i förhållande till de faktiska kostnaderna för kapital. Det gör att risken för att naturgasföretagen blir överkompenserade minskar, vilket stärker intäktsramsregleringens legitimitet hos kunderna. En lägre kalkylränta innebär att intäktsramarna blir lägre, allt annat lika, vilket bör leda till lägre nätavgifter för kunderna. Hur stor effekten blir beror dock på hur omfattande investeringar naturgasföretagen gör under tillsynsperioden. Stora investeringar kan motverka en del av den kostnadsenkning som följer av en lägre kalkylränta. Det beror också på hur stor del av sin intäktsram som naturgasföretagen väljer att nyttja, där flera naturgasföretag idag lämnar en del av sitt intäktsutrymme outnyttjat.

Med ett historisk åttaårigt tidsperspektiv har stabilitet prioriterats framför att fullt ut följa marknadsvillkoren inför varje tillsynsperiod. Detta leder till att kalkylräntan blir mindre volatil mellan tillsynsperioderna, jämfört med om de faktiska marknadsförhållandena hade fångats mer exakt inför varje tillsynsperiod med en kortare historisk tidsperiod. En mindre volatil kalkylränta leder i sin tur till mindre variation i kapitalkostnader och intäktsramar, vilket bör resultera i mer stabila nätavgifter för kundkollektivet. För kunderna innebär detta en ökad förutsägbarhet i kostnadsbilden.

Samtidigt är det viktigt att poängtera att vald metod syftar till att efterlikna marknadsförutsättningarna, vilket innebär att om det är höga kapitalkostnader på marknaden kommer detta leda till en högre kalkylränta. Men på samma sätt kommer en marknadssituation med låga kapitalkostnader leda till lägre kalkylränta. Metoden kommer på så sätt att följa marknaden, vilket gör att förutsättningarna för naturgasföretagen mer liknar konkurrensutsatt verksamhet.

Sammantaget innebär förändringen att naturgasföretagen för täckning för sina effektiva kostnader och att kunderna därmed får betala skäliga nätavgifter.

Ei har utöver ovan beskrivna effekter på kunderna inte kunnat identifiera andra effekter på företagskunder avseende administration eller annat.

#### **4.9.3 Konsekvenser för offentlig sektor**

När intäktsramsbeslutet är fattat finns det möjlighet för naturgasföretagen att överklaga besluten till förvaltningsrätten. Historiskt har flera naturgasföretag överklagat sitt beslut och antalet överklaganden och omfattningen av dem till följd av de metodförändringar som genomförs är svårbedömda. Det är inte orealistiskt att tro att naturgasföretagen även fortsättningsvis kommer att överklaga Ei:s beslut. En eventuell överklagan till domstol kommer ta resurser i anspråk för domstolen, Ei och den aktör som överklagar beslutet. I övrigt bedömer Ei att den nya hanteringen av kalkylräntan inte kommer få några betydande konsekvenser för offentlig sektor.

#### ***Konsekvenser för Ei***

Ändringar i metoden för att beräkna kalkylräntan bedöms inte få någon betydande påverkan på resursåtgången för Ei. Den nya metoden innebär att alla urvalskriterier för beta ska tillämpas årligen vilket bedöms ta marginellt längre tid.

#### 4.9.4 Andra relevanta konsekvenser

Ändringar i metoden för att beräkna kalkylräntan bedöms inte få direkta miljömässiga konsekvenser. Ei har inte heller identifierat några övriga konsekvenser för social välfärd, säkerhet, integritet med mera utöver vad som beskrivits ovan.

## 5 Hantering av anslutningsavgifter

Den som innehar en naturgasledning ska enligt 3 kap. 5 § naturgaslagen på objektiva, icke-diskriminerande och i övrigt skäligen villkor ansluta en annan naturgasledning, en lagringsanläggning eller en förgasningsanläggning, om innehavaren av den andra ledningen eller anläggningen begär det. Detsamma gäller vid återinkoppling av en befintlig naturgasledning, ändring av den avtalade kapaciteten i anslutningspunkten och ändring av tiden för överföringen.<sup>168</sup> När ett naturgasföretag ansluter en ny kund ska naturgasföretaget ta ut en anslutningsavgift från den anslutande kunden.

Ei har inför tillsynsperioden 2027–2030 utrett frågan om nuvarande hantering av anslutningsavgifter inom ramen för intäktsramsregleringen uppnår målen med regleringen, och vilka konsekvenser en eventuell förändrad hantering skulle få.

### 5.1 Problemformulering

#### 5.1.1 Nuvarande hantering av anslutningsavgifter

I intäktsramsregleringen för innevarande tillsynsperiod hanteras anslutningsavgifter på så sätt att det från intäktsramen görs ett avdrag för intäkter från anslutningar.<sup>169</sup> Närmare bestämmelser om hur avdraget ska beräknas finns i Ei:s föreskrifter.<sup>170</sup>

Enligt föreskrifterna ska avdraget omfatta intäkter från anslutningar som har genomförts både före och under den aktuella tillsynsperioden. Detta innebär att även intäkter från anslutningar som utförts före tillsynsperiodens början kan bli föremål för avdrag, förutsatt att intäkten har periodiserats så att den uppkommer

---

<sup>168</sup> Skyldigheten gäller inte om den först nämnda ledningen saknar kapacitet för den begärda åtgärden eller om det annars finns särskilda skäl. Skyldigheten gäller inte heller den som innehar en naturgasledning som uteslutande används för egen räkning.

<sup>169</sup> Numera upphävda 6 kap. 10 § 2 st naturgaslagen.

<sup>170</sup> EIFS 2014:6, 4–6 §§ är upphävda fr.o.m. den 1 mars 2026.

under tillsynsperioden. Föreskrifterna anger även att inkomster från anslutningar som uppkommit under tillsynsperioden ska intäktsföras med lika belopp för varje år över anläggningens ekonomiska livslängd. Denna bestämmelse har tillämpats sedan tillsynsperioden 2015–2018 och innebär att inkomster från anslutningsavgifter som inkommit sedan dess fördelas över anläggningarnas ekonomiska livslängd. Avdraget som görs för anslutningsavgifter avser därmed periodiserade intäkter som infaller under den aktuella tillsynsperioden, och dessa kan vara periodiserade antingen enligt bokföringsmässiga regler eller enligt föreskrifternas bestämmelser.

Ei beräknar ett avdrag för intäkter för anslutningar under tillsynsperioden baserat på de uppgifter som naturgasföretagen rapporterat in till Ei inför tillsynsperioden. Dessa uppgifter omfattar periodiserade intäkter från anslutningar före tillsynsperioden och prognostiserade inkomster från anslutningsavgifter som förväntas uppkomma under tillsynsperioden. Naturgasföretagen uppger de prognostiserade inkomsterna fördelat per anläggningsslag och dessa fördelas jämnt över anläggningsslagens avskrivningstid. Vid avstämningen efter tillsynsperioden beräknas avdraget på motsvarande sätt, men då med utgångspunkt i det faktiska utfallet som naturgasföretagen rapporterar in.

Samtliga anläggningar som används i naturgasverksamheten och som omfattas av den numera upphävda förordningen (2014:35) om fastställande av intäktsram på naturgasområdets definition av en anläggningstillgång ingår i naturgasföretagens kapitalbas. Dessa anläggningar genererar därmed kapitalkostnader, det vill säga avskrivning och regulatorisk avkastning (avkastning), vilka ingår som en del av naturgasföretagens intäktsramar.

Syftet med det avdrag som görs i nuvarande hantering av anslutningsavgifter från intäktsramen är att kunden inte ska betala för investeringsutgiften först i form av en anslutningsavgift och sedan som avskrivning för samma anläggning. Avdraget har dock inte någon koppling till den andra komponenten i kapitalkostnaden, avkastningen. De anläggningar som naturgasföretagen tagit ut anslutningsavgifter för genererar därmed avkastning som utgör en del av intäktsramen.

Nuvarande hantering av anslutningsavgifter i intäktsramsregleringen, det vill säga att naturgasföretagen får avkastning på anläggningar vars investeringsutgifter helt eller delvis täckts av anslutningsavgifter, är mycket ovanlig ur ett internationellt perspektiv. I merparten av andra europeiska länder görs ett avdrag motsvarande anslutningsavgifterna ifrån kapitalbasens beräknade värde, innan kapitalkostnader

beräknas för den kommande tillsynsperioden.<sup>171</sup> Detta innebär i praktiken att i de flesta europeiska länder bidrar anslutningsavgifterna varken till att generera avskrivning eller avkastning.

Grunden till att andra europeiska länder valt att exkludera anslutningsavgifterna från kapitalbasen är att i den mån en tillgång inte har finansierats av naturgasföretaget ska den inte inkluderas i kapitalbasen och generera någon ersättning i intäktsramen.<sup>172</sup> Det rimmar även väl med att avkastning ingår i intäktsramen för att naturgasföretagen ska ha möjlighet att attrahera kapital. Ett sådant behov saknas avseende kundfinansierade anslutningsavgifter.

### 5.1.2 Nuvarande hantering av anslutningsavgifter behöver justeras

Ei har utvärderat nuvarande hantering av anslutningsavgifter utifrån hur väl den uppnår mål och syfte med intäktsramsregleringen. Ei har konstaterat att den nuvarande hanteringen behöver justeras.

I den nuvarande hanteringen betalar anslutande kunder en anslutningsavgift som naturgasföretagen använder för att finansiera anläggningar som därefter inkluderas i kapitalbasen. Detta innebär att anslutningsavgifterna minskar naturgasföretagens behov av att finansiera anläggningar i kapitalbasen med eget eller lånat kapital. Problemet som Ei har identifierat är att naturgasföretagen därmed får avkastning på kapital som man inte har satsat, vilket innebär att naturgasföretagen får avkastning utan att ha burit någon finansiell risk.

En viktig anledning till att intäktsramsregleringen inkluderar en avkastning med en beräknad regulatorisk kalkylränta (kalkylränta) är att naturgasföretagen ska kunna attrahera det kapital som behövs för att bedriva verksamheten. Till den del kunden finansierat anläggningar i kapitalbasen genom anslutningsavgifter behöver naturgasföretagen inte attrahera kapital. I dagens intäktsramsreglering görs, trots detta, inget avdrag för den del av avkastningen på anläggningar som finansierats med anslutningsavgifter. Det leder till att intäktsramarna tillåter högre

---

<sup>171</sup> Council of European Energy Regulators (Ceer), 2026, Regulatory Frameworks for European Energy Networks. Avsnitt 5.1.5 <https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2026/01/RFR-2025-Main-report-combined.pdf>.

<sup>172</sup> Council of European Energy Regulators (Ceer), 2026, Regulatory Frameworks for European Energy Networks. Avsnitt 5.1.5 <https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2026/01/RFR-2025-Main-report-combined.pdf>.

intäkter än vad naturgasföretagen behöver för att bedriva sin verksamhet. Kundkollektivet riskerar därmed att betala oskäligen priser.

#### ***Kostnaden för kapitalbindning***

I intäktsramsregleringen tillämpas en kalkylränta för att beräkna naturgasföretagens tillåtna avkastning. Den ska ersätta naturgasföretagen och dess investerare för det kapital som investerats i befintliga tillgångar och göra det möjligt att attrahera nytt kapital för investeringar. Avkastningen ska också ta hänsyn till kundernas intresse av låga avgifter. Kalkylräntan fastställs genom WACC-metoden, som beräknar det viktade genomsnittliga avkastningskravet på eget respektive lånat kapital. Avkastningen beräknas med kalkylräntan utifrån värdet på naturgasföretagets kapitalbas.

Då naturgasföretagen inte binder något kapital för den del av investeringarna som kundens anslutningsavgifter täcker, kan inte aktieägare eller långivare ha ett avkastningskrav på motsvarande andel av dessa anläggningar. Trots detta får naturgasföretagen i dagens intäktsramsreglering avkastning för dessa anläggningar. När företag får avkastning utan att ha exponerat sig för någon finansiell risk, uppstår en obalans mellan risk och ersättning.

#### ***Den nuvarande hanteringen ger en oskäligen ökning av intäktsramen***

För att illustrera effekten av nuvarande hantering visar Tabell 19 ett räkneexempel på hur hanteringen påverkar intäktsramen under de första tio åren som en ny kundfinansierad anläggning genererar kapitalkostnader. I räkneexemplet antas att en anslutande kunds anslutningsavgift motsvarar hundra procent av investeringsutgiften för en ny anläggning med ett anskaffningsvärde om en miljon kronor. Vidare antas att den reala kalkylräntan är fyra procent, inflationen två procent och den ekonomiska livslängden är nittio år<sup>173</sup>. Samtliga belopp i tabellen är i tusentals kronor och har diskonterats till investeringsårets prisnivå.

Det första året som anläggningen ingår i kapitalbasen genereras kapitalkostnader om totalt 51 tkr, bestående av avkastning och avskrivning. I detta exempel medför nuvarande hantering av anslutningsavgifter ett avdrag på intäktsramen på 11 tkr, vilket motsvarar avskrivningen. Naturgasföretagets intäktsram ökar därmed med

---

<sup>173</sup> Samtliga anslutningsavgifter har i den senast avstämde tillsynsperioden (2018–2022) rapporterats in under anläggningsskategorier med 90 års ekonomisk livslängd.

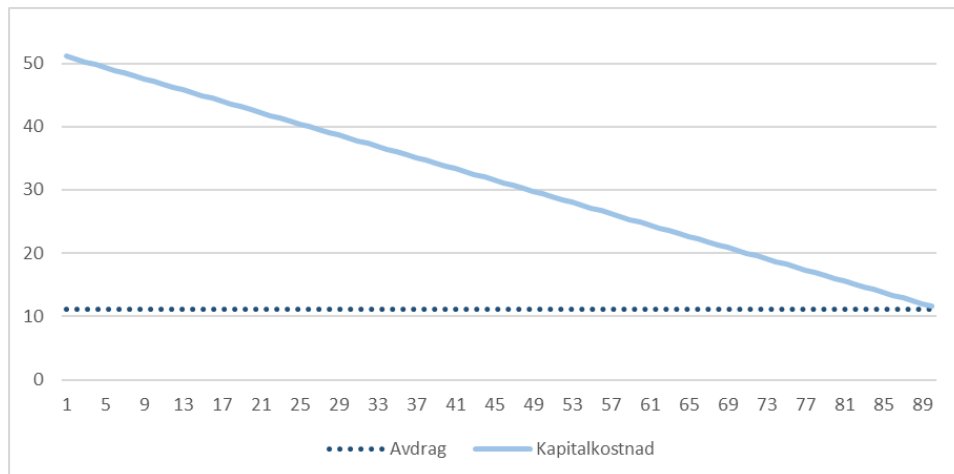
40 tkr det första året som anläggningen genererar avkastning, trots att kunden har betalat hela investeringsutgiften för anläggningen.

Tabell 19 Nuvarande hantering av anslutningsavgifter, kapitalkostnad och avdrag, beloppen anges i investeringsårets prisnivå och tusental kronor.

År	Kapitalkostnad Avkastning	Kapitalkostnad avskrivning	Avdrag för Anslutningsavgifter
1	40	11	11
2	40	11	11
3	39	11	11
4	39	11	11
5	38	11	11
6	38	11	11
7	37	11	11
8	37	11	11
9	36	11	11
10	36	11	11
...	...	...	...
<b>Summa år 90</b>	<b>1 820</b>	<b>1 000</b>	<b>1 000</b>

Samma antaganden gäller i Figur 18 nedan, då figuren visar effekterna över hela den ekonomiska livslängden för anläggningen. Den heldragna linjen visar de totala kapitalkostnaderna som anläggningen genererar. Med nuvarande hantering av anslutningsavgifter görs ett avdrag på intäktsramen motsvarande anläggningens avskrivning, vilket illustreras av den streckade linjen. Ytan mellan den heldragna och streckade linjen är skillnaden mellan anläggningens totala kapitalkostnader och avdraget som motsvarar anläggningens avskrivning, vilket motsvarar den totala avkastningen som anläggningen genererar under hela dess ekonomiska livslängd på nittio år. Ytan visar således den möjliga överkompensationen, givet de antaganden som gjorts. Så länge anläggningen genererar avkastning kommer överkompensation att uppstå, oavsett antaganden.

Figur 18 Nuvarande hantering av anslutningsavgifter, kapitalkostnad och avdrag på 90 års sikt, beloppen anges i investeringsårets prinsnivå och tusental kronor



Källa: Ei

Ovan exempel visar effekten av anslutningsavgiften när den finansierar en helt ny anläggning i kapitalbasen. Även om naturgasföretagens metoder för utformning av anslutningsavgifter kan se olika ut, omfattar anslutningsavgifter i naturgasnätet i huvudsak investeringskostnader för nya anläggningar. Det innebär att anslutande kunder, genom anslutningsavgiften, bidrar till naturgasföretagens finansiering av anläggningar i kapitalbasen och att dessa genererar både avskrivning och avkastning. Om ett avdrag motsvarande hela anslutningsavgiften och den avkastning som anslutningsfinansierade anläggningar genererar inte genomförs, riskerar intäktsramen att bli större än vad naturgasföretaget behöver för verksamheten.

Sammanfattningsvis innebär nuvarande hantering av anslutningsavgifter att den av Ei bestämda kalkylräntan tillämpas på en del av kapitalbasen som inte har krävt att naturgasföretagen satsat lånat eller eget kapital. Det avdrag som görs inom ramen för nuvarande hantering tillåter därmed att avkastning ges trots att anslutningsavgifterna innebär ett reducerat behov av satsat kapital.

För att intäktsramsregleringen ska leda till rätt kompensation behöver metoden för hantering av anslutningsavgifter ta hänsyn till att naturgasföretagen inte har behov av att satsa eget eller lånat kapital för investeringar som finansierats via anslutningsavgifter.

Slutsatserna är i linje med hur majoriteten av de europeiska tillsynsmyndigheterna hanterar anslutningsavgifter i intäktsramsregleringen, det vill säga genom ett avdrag från kapitalbasens värde motsvarande anslutningsavgifterna. Ett liknande

resonemang gällande kapitalbindningen synes regeringen ha haft när bestämmelserna om hanteringen av kapitalkostnader för anläggningar som finansierats genom statligt stöd infördes i intäktsramsförordningen för elnätsverksamhet.<sup>174</sup> I dessa fall ska elnätsföretagets kostnader vid beräkningen av intäktsramen anses ha minskat med ett belopp som beräknas med utgångspunkt i lånet. På så sätt tar intäktsramsregleringen hänsyn till att elnätsföretaget har fått ett förmånligt lån för att finansiera investeringar i dessa anläggningar. I nuvarande intäktsramsreglering får elnätsföretaget därför enbart ersättning för sina lånekostnader, vilket inte är samma ersättning för kapitalbindningen som beräknas för andra anläggningar.

Genom att tillåta en felaktig kompensation för denna typ av investeringar skapas ekonomiska incitament att prioritera nyanslutningar. Det kan leda till att reinvesteringar eller kapacitetshöjande investeringar får stå tillbaka till förmån för nyanslutningar. Det är samtidigt viktigt att understryka att förändringen inte är att betrakta som att ett incitament att ansluta kunder tas bort. Då dagens hantering innebär att naturgasföretagen får ersättning för kostnader som de inte har, bör förändringen i hanteringen av anslutningsavgifter betraktas som en justering av en felaktig hantering.

Anslutningsavgifterna har sedan intäktsramsregleringen introducerades legat på en relativt låg nivå för naturgasföretagen och har därmed haft en liten påverkan på intäktsramarnas storlek.<sup>175</sup> Oavsett hur gasbranschen utvecklas är det viktigt att intäktsramsregleringen säkerställer att naturgasföretag inte felkompenseras och att kunder inte riskerar att betala oskäligen nätavgifter på grund av framtida nyanslutningar. Ei kan konstatera att det avdrag som görs inom ramen för hanteringen av anslutningsavgifter under tillsynsperiod 2023–2026 inte kommer till rätta med överkompensationen. Omfattningen av framtida överkompensation beror på flera faktorer, bland annat nivån på kalkylränta i kombination med värdet på anläggningarna som kunderna betalar anslutningsavgifter för.

## 5.2 Nollalternativet

Nollalternativet innebär att ingen åtgärd vidtas. I tidigare lagstiftning fanns bestämmelser om att intäktsramen skulle minskas med ett belopp som motsvarade

---

<sup>174</sup> Nuvarande 33–34 §§ förordning (2018:1520) om intäktsram för elnätsverksamhet.

<sup>175</sup> Under tillsynsperioderna 2015–2018 och 2019–2022 har inkomster från anslutningsavgifter motsvarat ca 4,4% av totala inrapporterade investeringar. Avdraget för anslutningsavgifter har under samma tillsynsperioder uppgått till ca 0,2% av de beslutade intäktsramarna.

naturgasföretagets intäkter från anslutningsavgifter. Dessa bestämmelser har tagits bort, vilket innebär att det saknas bestämmelser om hanteringen av anslutningsavgifter. För jämförbarhetens skull kommer därför nuvarande hantering att utgöra nollalternativet.

Effekten av att fortsätta med nollalternativet blir att naturgasföretagen fortsatt får avkastning på samtliga tillgångar i kapitalbasen, oavsett om de har bekostats av anslutande kund eller genom eget eller lånat kapital. Detta innebär att kunderna riskerar att behöva betala oskäligen priser, men också att Sverige fortsätter med en hantering som avviker från övriga europeiska länders.

Nollalternativet är inte heller förenligt med att naturgasföretagen ska få en sådan avkastning som behövs för att i konkurrens med alternativa placeringar med motsvarande risk få tillgång till kapital för investeringar, och att kundernas intresse av låga avgifter särskilt ska beaktas vid tillämpningen av beräkningen av nämnda avkastning.

### 5.3 Alternativa lösningar

Ei har identifierat två alternativ för att hantera anslutningsavgifter i intäktsramsregleringen. Båda alternativen syftar till att ta bort risken för överkompensation kopplat till de anläggningar som kunder bekostar med anslutningsavgifter.

- 1 Anslutningsavgifterna reducerar anläggningarnas värde i kapitalbasen.
- 2 Anslutningsavgifterna genererar ett avdrag som beräknas på samma sätt som kapitalkostnader.

Därutöver har Ei undersökt om hanteringen som idag tillämpas för elnät skulle kunna vara ett alternativ. Hanteringen innebär i korthet att intäkter från anslutningsavgifter tas med bland de intäkter som stäms av mot intäktsramen efter en tillsynsperiod. På så sätt minskas utrymmet för uttag för nätavgifter, till skillnad från regleringen av naturgasföretagens intäktsramar där intäkter från anslutningsavgifter minskar intäktsramen. Eftersom den hantering som tillämpas i regleringen av elnätsföretagens intäktsramar rent principiellt motsvarar den hantering som tillämpas i regleringen av naturgasföretagens intäktsramar har Ei kunnat konstatera att den inte skulle leda till att målen med intäktsramsregleringen uppnås och att den fortsatt skulle ge en överkompensation. Den skulle dessutom föra med sig andra negativa konsekvenser, såsom risk för

volatila nätavgifter. Detta eftersom elnätsföretagens bokföringsmässiga anslutningsavgifter används i intäktsramsregleringen, men intäkterna matchas inte alltid tidsmässigt mot de ekonomiska livslängderna. Detta innebär att utrymmet för nätavgifter kan variera kraftigt över tid. För naturgasföretagen periodiseras däremot anslutningsavgifterna över de ekonomiska livslängderna.

Även om hanteringen skulle justeras för att åstadkomma en låg risk för volatila nätavgifter, till exempel genom att periodiseringen regleras, skulle detta inte lösa de brister som har identifierats i nuvarande hantering i intäktsramsregleringen. Med anledning av detta bedöms det inte vara en relevant lösning.

Ingen hantering som utgår från synsättet att anslutningsavgifter är att hantera som en intäkt leder till att målen med intäktsramsregleringen uppfylls. Det finns dessutom flera anledningar till varför anslutningsavgiften i stället ska hanteras som finansiering. Anslutningsavgiften är en engångsavgift som inte är kopplad till en löpande tjänst eller till distribution i sig, utan till den initiala etableringen av anslutningen. I praktiken har kunderna bidragit till att betala för investeringar som annars hade behövts finansieras med naturgasföretagens kapital. Det innebär att den anslutande kunden har bidragit med att finansiera delar av kapitalbasen.

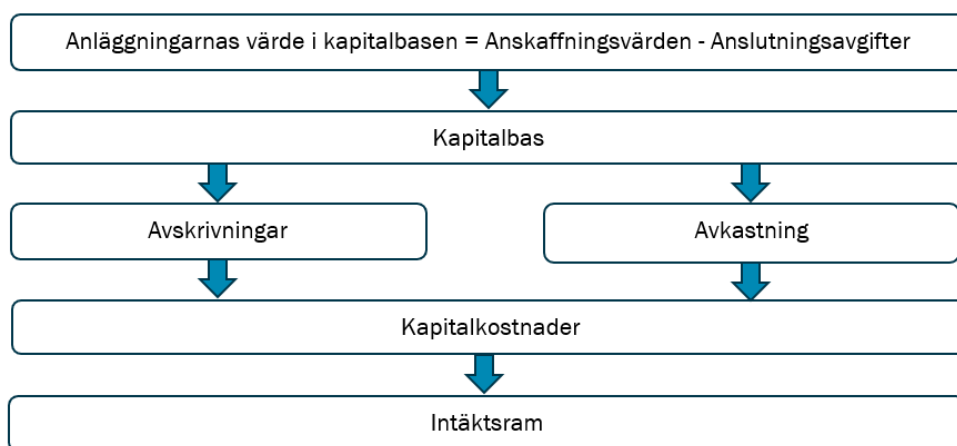
Mot bakgrund av ovanstående är det rimligt att de alternativa lösningarna utgår ifrån synsättet att en anslutningsavgift är en finansiering av en anläggning. Detta innebär att samma synsätt kommer användas i Sverige som i en klar majoritet av övriga europeiska länder.

När Ei genomför större förändringar i regleringen är det nödvändigt att förändringarna genomförs på ett rättssäkert sätt, där risken för en osäkerhet runt framtida ekonomiska och regulatoriska förutsättningar minimeras. Detta innebär att anslutningsavgifter kommer hanteras olika beroende på vilken tidpunkt de erhållits, oavsett vilket alternativ Ei väljer. År 2027 är det första året i den kommande tillsynsperioden, och utgör det första året med den nya hanteringen. Anslutningsavgifter som mottagits innan dess kommer fortsättningsvis att följa den nuvarande hanteringen men med justering gällande vilket index som tillämpas. Eftersom avdragsberäkningen ska följa kapitalbasens prisutveckling innebär därför övergången till en förmögenhetsbevarande värderingsprincip att även avdragsberäkningen från och med kommande tillsynsperiod justeras till gällande prisnivåer med KPI. Följande avsnitt beskriver den nya hanteringen från 2027.

### 5.3.1 Alternativ 1: Anslutningsavgifterna reducerar anläggningarnas värde i kapitalbasen

Detta alternativ innebär att värdet på anläggningarna i kapitalbasen minskas med anslutningsavgifterna. Således beräknas varken avskrivning eller avkastning för den delen av kapitalbasen som finansieras med anslutningsavgifter. Intäktsramen ökar inte av kundfinansierade anläggningar, då det inte beräknas några kapitalkostnader för dem, se Figur 19.

Figur 19 Avdrag på anläggningarnas värden i kapitalbasen



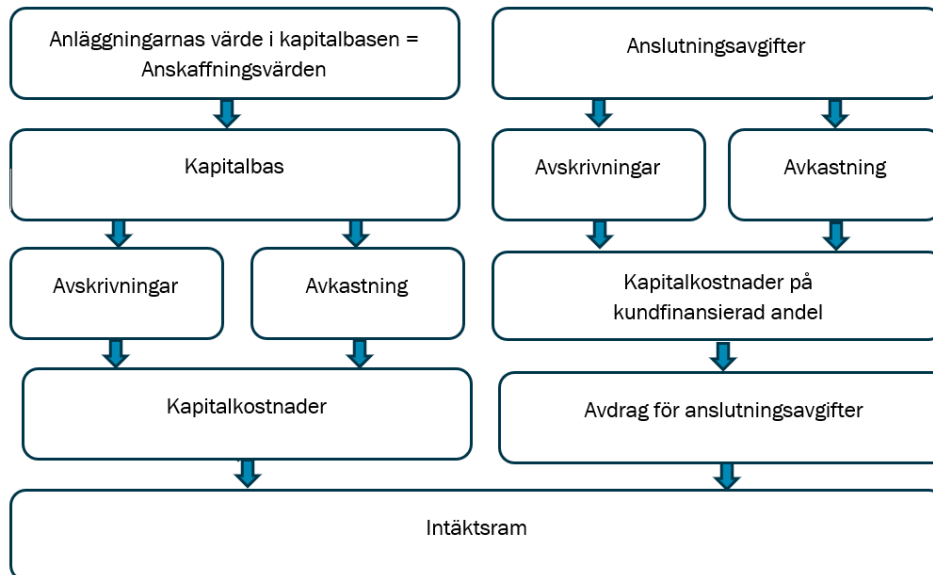
Att reducera anläggningarnas värde i kapitalbasen med anslutningsavgiften eliminerar den avkastning som nuvarande hantering tillåter. Denna hantering ger naturgasföretagen avkastning på kapital som de satsat samtidigt som den tar hänsyn till kundernas bidrag till finansieringen.

### 5.3.2 Alternativ 2: Anslutningsavgifterna genererar ett avdrag som beräknas på samma sätt som kapitalkostnader.

Detta alternativ innebär att ett avdrag görs vid intäktsramsberäkningen. Avdraget baseras på inkomster från anslutningsavgifter och beräknas med samma metod och parametrar som kapitalkostnaderna.

Skillnaden mot nollalternativet är därmed att även avkastningen relaterad till kundfinansierade anläggningar dras av, inte endast avskrivningen. Intäktsramen ökas inte av kundfinansierade anläggningar då det görs ett avdrag, se Figur 20.

Figur 20 Avdrag för kapitalkostnaderna som motsvarar anslutningsavgifterna



Anläggningarna ingår i kapitalbasen och anläggningens värde i kapitalbasen påverkas inte av anslutningsavgifterna. Kapitalkostnader beräknas fortfarande för samtliga anläggningar, men ett avdrag görs på intäktsramen.

Att göra ett avdrag på intäktsramen eliminerar den avkastning som nuvarande hantering tillåter. Denna hantering ger naturgasföretagen avkastning på kapital som de satsat samtidigt som den tar hänsyn till kundernas del av finansieringen.

### 5.3.3 Bedömningsgrunder vid val av ny hantering

Intäktsramen ska inte vara större än vad naturgasföretaget behöver för naturgasverksamheten och det är därför viktigt att den överkompensation som Ei identifierat i form av avkastning hanteras och elimineras i intäktsramsberäkningen. Både alternativ 1 och 2 uppnår detta. De två alternativen värderas därför utifrån andra relevanta bedömningsgrunder. Tabell 20 visar Ei:s bedömningsgrunder och hur väl hanteringen att reducera kapitalbasens värde eller göra ett avdrag på intäktsramen påverkar dessa.

Tabell 20 Bedömningsgrunder vid val av metod för anslutningsavgifter

Bedömningsgrund	Alternativ 1 Reducera kapitalbasens värde	Alternativ 2 Avdrag på intäktsramen
Transparens	Mindre transparens	Mer transparens
Administrativ börda	Något mindre	Något större
Jämförbarhet	Sämlre jämförbarhet	Bättre jämförbarhet

### *Transparens*

Eftersom Ei avser att fortsätta med den hantering för avdrag som gäller i nuvarande reglering kopplat till inkomster före 2027, innebär alternativ 1 att justering för anslutningsavgifter i kommande tillsynsperioder skulle ske i flera delar av intäktsramsberäkningen. Dels som ett avdrag på intäktsramen, dels som ett avdrag på kapitalbasens värde. En sådan situation kan upplevas som mindre transparent eftersom den samlade effekten av hanteringen av anslutningsavgifter inte framgår tydligt.

Alternativ 2 innebär att anslutningsavgifter både före och efter metodändringen resulterar i ett avdrag på intäktsramen. Att likt nuvarande metod göra ett avdrag även för framtida anslutningsavgifter kan upplevas som mer transparent eftersom den samlade effekten av anslutningsavgifter framgår tydligare.

### *Administrativ börda*

Både alternativ 1 och 2 leder till en något ökad administrativ börda för naturgasföretagen. I alternativ 1 kommer naturgasföretagen under kommande tillsynsperioder att behöva veta vilka anläggningar som är kundfinansierade. För alternativ 2 kommer naturgasföretagen under kommande tillsynsperioder att behöva veta vilka anläggningar som är kundfinansierade, och dessutom vid en eventuell förtida utrangering av en kundfinansierad anläggning upplysa Ei om detta. Dessa uppgifter har inte rapporterats in med nuvarande metod. Ei:s arbetsbörda förväntas öka marginellt med båda hanteringarna.

### *Jämförbarhet*

Alternativ 1 innebär att värdet av kundfinansierade anläggningar inte ingår i kapitalbasen. Detta innebär att kapitalbasen inte kommer att reflektera värdet av samtliga anläggningar som ingår i naturgasnätet och att värdet på kapitalbasen före och efter metodförändringen blir svårare att jämföra. Alternativ 2 innebär att värdet av anläggningar i kapitalbasen inte påverkats av anslutningsavgifter, vilket gör det lättare att jämföra värdet på kapitalbasen före och efter metodförändringen.

## 5.4 Ei:s val: Anslutningsavgifterna genererar ett avdrag som beräknas på samma sätt som kapitalkostnader

Ei:s bedömning är att det framöver ska göras ett avdrag på intäktsramen som ska beräknas med utgångspunkt i anslutningsavgifter. Detta för att eliminera risken att det i intäktsramsregleringen ges avkastning på kapital som finansierats av anslutande kunder.

Hanteringens innebär att anslutningsavgifter som mottagits innan 2027 även fortsättningsvis principiellt följer den nuvarande hanteringen, med skillnaden att det index som används för prisjustering för kommande tillsynsperioder byts till KPI, för att följa den prisjustering som görs i kapitalbasen. Från och med tillsynsperioden 2027–2030 kommer anslutningsavgifter utgöra beräkningsunderlag för ett avdrag på intäktsramen. Avdraget motsvarar hela kapitalkostnaden för den del av anläggningen där kunden bidragit till finansieringen. Ei:s val innebär därmed att den avskrivning och avkastning som beräknas med utgångspunkt i anslutningsavgifter som tas emot från 2027 inte ökar intäktsramen i den mån kunder har bidragit till att finansiera anläggningarna.

Ett avdrag motsvarande kapitalkostnaderna innebär att den oskäligen ersättning som nuvarande hantering av anslutningsavgifter ger inte uppstår för anslutningar som sker från 2027. Det innebär att naturgasföretagen även fortsättningsvis får ersättning, men endast för det kapital som de själva satsat. Detta ger naturgasföretagen rimlig avkastning och minskar risken för att intäktsramen blir större än vad naturgasföretagen behöver.

## 5.5 Konsekvenser

I det här avsnittet jämförs effekterna av en övergång från den nuvarande hanteringen av anslutningsavgifter till den valda nya hanteringen att anslutningsavgifterna genererar ett avdrag som beräknas med samma metod och parametrar som kapitalkostnader.

### 5.5.1 Konsekvenser för företag

#### *Berörda företag*

Förändringarna omfattar alla svenska naturgasföretag. Konsekvenser för företag som använder naturgas beskrivs under avsnitt 5.5.2. Ei har inte identifierat konsekvenser för andra företag.

**Påverkan på företagens kostnader och verksamhet**

Ei bedömer att ändringen i hanteringen för anslutningsavgifterna inte kommer ha betydande påverkan på naturgasföretagens kostnader eller verksamhet.

Avdraget på intäktsramarna förväntas på kort sikt att uppgå till relativt låga belopp. Detta beror främst på det låga värdet av prognostiserade anslutningsavgifter.

För att illustrera storleken på avdraget och effekten av bytet av hantering har Ei använt naturgasföretagens prognostiserade årliga anslutningsavgifter inför tillsynsperioden 2023–2026. Prognosen antas vara samma även för nästa tillsynsperiod.<sup>176</sup> Utifrån detta har årliga avdrag på kapitalkostnaderna beräknats med den nya metoden och med nollalternativet. Avdraget för respektive år motsvarar kapitalkostnaderna som baseras på inkomster från anslutningsavgifter med den nya metoden och endast avskrivningarna med nollalternativet.<sup>177</sup> Vidare har antagits att anslutningsavgifterna är utformade så att de endast finansierar nya anläggningar.

Figur 21 visar skillnaden i avdrag mellan den valda hanteringen och nollalternativet. Under tillsynsperioden 2027–2030 ökar avdraget varje år eftersom nya anslutningsavgifter tillkommer. Det årliga avdragsbeloppet planar därefter ut, eftersom det inte tillkommer några nya anslutningar efter 2030 i detta scenario.

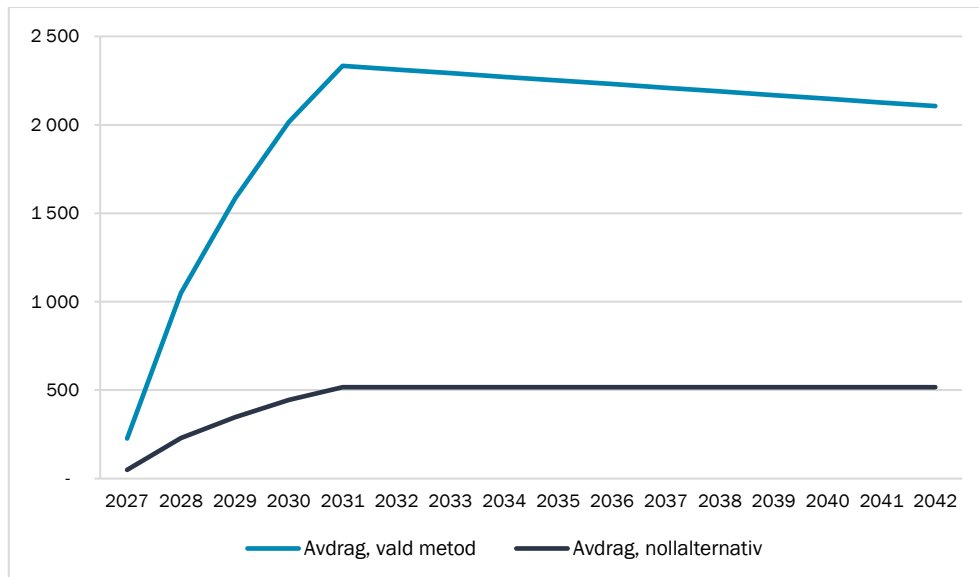
Eftersom avdraget beräknas med samma metod och parametrar som kapitalkostnader, kommer det årliga avdragsbeloppet minska varje år med den nya metoden. Denna minskning fortsätter tills dess att det avdraget är noll. De årliga avdragsbeloppen i nollalternativet är däremot reellt konstanta tills anläggningens ekonomiska livslängd har uppnåtts, då det går ner till noll.

---

<sup>176</sup> Prognostiserade anslutningsavgifter som rapporterades in inför tillsynsperiod 2023–2026 uppgick till 36 500 tkr i 2021 års prisnivå.

<sup>177</sup> Avdraget har beräknats med en ekonomisk livslängd för anläggningarna på 90 år, en real kalkylränta på fyra procent och en inflation på två procent. Beloppen har därefter diskonterats till 2026 års prisnivå utifrån samma inflationsantagande.

Figur 21 Årliga avdrag för inkomster från anslutningsavgifter som inkommer under tillsynsperiod 2027–2030, belopp i tusental kronor och 2026 års prisnivå



Källa: Ei

Givet ovan antaganden uppgår avdraget i den nya hanteringen till 0,15 procent av de uppskattade totala kapitalkostnaderna för tillsynsperioden 2027–2030.<sup>178</sup> Det motsvarar cirka 0,09 procent av naturgasföretagens nuvarande intäktsramar. Detta kan jämföras med avdraget i nollalternativet som uppgår till 0,03 procent av de uppskattade totala kapitalkostnaderna för tillsynsperiod 2027–2030. Detta kan ställas i relation till naturgasföretagens utnyttjandegrad som tidigare tillsynsperiod har uppgått till 79 procent, med ett outnyttjat utrymme om knappt 1,7 mdr kr<sup>179</sup>. Detta innebär att effekten av metodförändringen på kort sikt blir ytterst begränsad.

Den relativt långa ekonomiska livslängden som anläggningarna har i intäktsramsregleringen innebär att kapitalkostnaderna minskar långsamt. Sammantaget innebär detta att så länge anslutningsavgifter endast tas ut för tillkommande anläggningar fortsätter avdraget att öka, och att ökningen är större med den valda metoden än med nollalternativet. Effekten av avdraget blir därför större på längre sikt.

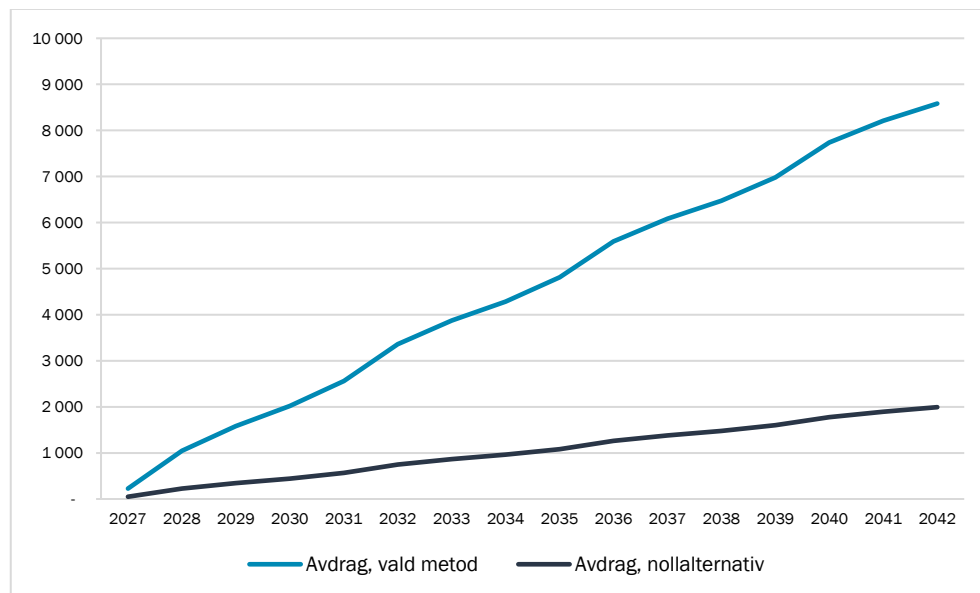
I Figur 22 illustreras de totala årliga avdragsbeloppen för nollalternativet och den valda hanteringen under de fyra närmast kommande tillsynsperioderna i 2026 års prisnivå. I figuren har naturgasföretagens prognoser för årliga anslutningsavgifter

<sup>178</sup> Uppskattade totala kapitalkostnader för tillsynsperiod 2027–2030 presenteras i kapitel 3.7

<sup>179</sup> Utrymmet uttrycks här i 2027 års prisnivå, indexerat med KPI samt prognos för KPI.

från åren 2023–2026 upprepats för varje kommande tillsynsperiod. Under de fyra tillsynsperioderna uppgår avdraget som görs med den valda hanteringen totalt till 73,4 miljoner kronor, medan avdraget som görs enligt nollalternativet uppgår till 16,7 miljoner kronor. Detta innebär att den totala effekten av bytet av hantering under dessa fyra tillsynsperioder och antaganden är att naturgasföretagen får 56,8 miljoner lägre intäktsramar efter avdraget för anslutningsavgifterna. Det kan ställas i relation till de totala intäktsramarna för naturgasföretagen som för tillsynsperioden 2023–2026 uppgick till drygt sex miljarder kronor i 2021 års prisnivå. Med en högre kalkylränta eller dyrare investeringar för nya anslutningar kommer avdraget enligt den valda hanteringen att öka, och vice versa.

**Figur 22** Årliga avdrag för anslutningsavgifter under de fyra närmsta tillsynsperioderna, belopp i tusental kronor och 2026 års prisnivå



### **Företagens möjlighet till finansiering och kapitalstruktur**

Ei bedömer att ändringen i hanteringen av anslutningsavgifter inte kommer få någon betydande påverkan på naturgasföretagens möjlighet till finansiering av sin verksamhet och kapitalstruktur. Precis som tidigare kommer naturgasföretagen inte behöva använda eget eller lånat kapital för att finansiera de delar av nya anslutningar som kunderna betalar för. Investerare kan inte heller förvänta sig att få avkastning för dessa delar.

Den nya hanteringen där anslutningsavgifter genererar ett avdrag som beräknas på samma sätt som kapitalkostnader innebär att naturgasföretagen som ansluter kunder från 2027 inte längre får avkastning för den del av anslutningen som

kunderna har finansierat. För den del av anslutningen som naturgasföretagen har satsat kapital på ges fortfarande kapitalkostnader i intäktsramen. Allt annat lika innebär detta att naturgasföretagen totalt sett får lägre avkastning än de får idag på de anläggningar som ingår i kapitalbasen, givet att nyanslutningar sker efter metodförändringen. I sammanhanget kan också lyftas fram att naturgasföretagen historiskt inte har nyttjat sina intäktsramar fullt ut och att det ytterligare begränsar effekterna av förändringen på naturgasföretagens ekonomi. Idag sker få nyanslutningar i naturgasnätet, utan naturgasföretagens kostnader utgörs främst av underhåll och reinvesteringar i befintligt nät. Utifrån detta, i kombination med att det endast är anslutningar från 2027 och framåt som påverkas av den nya metoden, samt att regleringsmässigt har naturgasföretagen historiskt inte nyttjat sina intäktsramar fullt ut, gör Ei bedömningen att förändringen i hantering inte medför några betydande ekonomiska konsekvenser.

Den nya hanteringen innebär att naturgasföretagens kommande kassaflöden kan bli lägre jämfört med nollalternativet. Detta då naturgasföretagen inte längre får samma kontinuerliga avkastning på anläggningar i kapitalbasen som är kundfinansierade som de annars hade fått. Det finns dock inte heller några utgifter kopplade till finansieringen av dessa anläggningar och det lägre kassaflödet är därmed ett resultat av att den överkompensation som funnits i intäktsramsregleringen har tagits bort.

#### ***Administrativa kostnader***

Ei:s föreslagna hantering leder till något ökad administrativ börda för naturgasföretagen. Naturgasföretagen kommer under kommande tillsynsperioder att behöva veta vilka anläggningar som är kundfinansierade, och vid en eventuell förtida utrangering av en kundfinansierad anläggning upplysa Ei om detta, vilket inte varit aktuellt i nuvarande hantering. När mängden inrapporterade data ökar kommer även Ei:s administrativa börda öka, om än marginellt.

#### ***Påverkan på konkurrensförhållanden***

Ei bedömer att en ändrad hantering av anslutningsavgifter inte kommer ha någon påverkan på konkurrensförhållanden mellan naturgasföretagen. De svenska naturgasnäten är monopol vilket innebär att det saknas konkurrens på marknaden.

#### ***Annan påverkan på företag***

Naturgasföretag är skyldiga att ansluta en annan naturgasledning som innehas av ett naturgasföretag eller en berättigad kund till sin naturgasledning. Bedömningen

är därför att en ny kunds möjlighet att ansluta sig till naturgasnätet inte bör påverkas.

#### **Särskild hänsyn till små företag**

Ei bedömer att det inte behöver tas någon särskild hänsyn till små naturgasföretag. Intäktsramen ska täcka skäliga kostnader och ge en rimlig avkastning på det kapital som krävs för att bedriva verksamheten under tillsynsperioden. Det vore orimligt att till exempel kunder som är anslutna till små naturgasföretag behandlas på ett annat sätt än kunder som är anslutna till stora naturgasföretag. Den nya hanteringen ställer inte högre krav på små naturgasföretag än den befintliga metoden.

#### **Konsekvenser för offentlig sektor**

När intäktsramsbesluten är fattade finns det möjlighet för naturgasföretagen att överklaga besluten till förvaltningsrätten. Historiskt har flera naturgasföretag överklagat sitt beslut och antalet överklaganden och omfattningen av dem till följd av metodförändringarna som genomförs är svårbedömda. Det är inte orealistiskt att tro att naturgasföretagen även fortsättningsvis kommer att överklaga Ei:s beslut. En eventuell överklagan till domstol kommer ta resurser i anspråk för domstolen, Ei och den aktör som överklagar beslutet. I övrigt bedömer Ei att den nya hanteringen av anslutningsavgifter inte kommer få några betydande konsekvenser för offentlig sektor.

#### **Konsekvenser för Ei**

Resursåtgången för Ei förväntas öka marginellt. Ei kommer behöva utforma sitt inrapporteringssystem så att naturgasföretagen kan rapportera in de tillkommande uppgifter som behövs för den nya hanteringen, såsom förtida utranteringar av anläggningar för vilka naturgasföretagen mottagit anslutningsavgifter från och med 2027.

#### **5.5.2 Konsekvenser för kunder**

Ei bedömer att den nya hanteringen kommer få en positiv påverkan för kunder. Den nya hanteringen kommer leda till att kundkollektivet inte fortsättningsvis får betala avkastning för en anläggning som en anslutande kund redan har betalat för. På så sätt minskar den nya hanteringen risken för att kunderna betalar oskäliga priser och hänsyn tas till kundernas intresse av låga avgifter.

Naturgasföretagen är skyldiga att ansluta en annan naturgasledning som innehas av ett naturgasföretag eller en berättigad kund till sin naturgasledning. Ei bedömer därför att kunders möjlighet att ansluta till naturgasnätet inte bör påverkas.

Idag sker få nyanslutningar i naturgasnätet. En stor del av avdraget för anslutningsavgifter kommer från anslutningar som genomförts innan respektive tillsynsperiod och som intäktsförs under tillsynsperioderna. Detta innebär att förändringen i hanteringen kommer att få marginell effekt på storleken på intäktsramarna. Det kan komma att förändras om antalet nyanslutningar ändras. I det fall naturgasföretagen vill använda sig av en ny metod för att utforma sin anslutningsavgift ska de inkomma med dessa till Ei för förhandsgodkännande innan de börjar tillämpas.

### 5.5.3 Andra relevanta konsekvenser

En ny hantering av anslutningsavgifter i intäktsramsregleringen bedöms inte få direkta miljömässiga konsekvenser. Ei har inte heller identifierat några övriga konsekvenser för social välfärd, säkerhet, integritet med mera utöver vad som beskrivits ovan.

## 6 Föreskrifter om beräkning av naturgasföretagens intäktsramar

### 6.1 Problemformulering

Ändringarna i naturgaslagen och intäktsramsförordningen som innebär dels utökad befogenhet för Ei att bestämma metoden för fastställande av naturgasföretagens intäktsramar, dels ändrade möjligheter för Ei att meddela föreskrifter, medför att Ei behöver se över nuvarande föreskrifter om fastställande av naturgasföretagens intäktsramar. Nuvarande föreskrifter skulle inte stämma överens med den ändrade lagstiftningen och den nya metoden för fastställande av intäktsramar för naturgasföretagen. Det finns därför ett behov av att ta fram nya föreskrifter som samtidigt upphäver de nuvarande föreskrifterna.

Jämfört med nuvarande reglering innebär ändringarna i naturgaslagen och intäktsramsförordningen att Ei fått

- mandat att meddela föreskrifter om undantag från kravet på intäktsram,
- utökat mandat att föreskriva om kostnader för driften av naturgasverksamhet,

- mandat att meddela föreskrifter om hur avkastningen ska beräknas, och
- utökat mandat att meddela föreskrifter om hur avskrivningar på anläggningstillgångar ska beräknas.

Föreskrifterna syftar till att, så långt det är möjligt inom den föreskriftsrätt myndigheten har, tydliggöra hur naturgasföretagens intäktsramar fastställs. Bestämmelserna ökar förutsägbarheten för naturgasföretagen och förenklar för dem att följa regleringen och bedriva sin verksamhet. En tydligare reglering genom föreskrifter kan även innebära att eventuella processer vid förvaltningsdomstolarna kommer att bli mindre omfattande.

Den aktuella föreskriften behandlar frågor om hur kostnader för driften ska beräknas, hur avskrivningen och hur avkastningen ska beräknas. Dessa delar är nödvändiga för att kunna bestämma en intäktsram för naturgasföretagen.

När Ei meddelar nya föreskrifter krävs också övergångsbestämmelser som innebär att nuvarande föreskrifter fortsatt gäller för tidigare tillsynsperioder. Detta då ingen förändring är avsedd att göras för tillsynsperioder innan perioden 2027–2030.

## 6.2 Nollalternativet

Nollalternativet innebär att Ei inte meddelar nya föreskrifter om fastställande av naturgasföretagens intäktsramar och inte heller upphäver de gällande föreskrifterna. Detta trots att ändringar i naturgaslagen och intäktsramsförordningen trätt i kraft samt det faktum att Ei identifierat behov av ändringar i metoden om hur intäktsramarna fastställs.

Nollalternativet innebär att nuvarande föreskrifter fortsatt gäller, under förutsättning att de inte strider mot överordnad rätt. De bestämmelser som tagits bort i lag och förordning kommer inte längre återfinnas i lag, förordning eller föreskrift. I stället kommer dessa ställningstaganden endast framgå i enskilda förvaltningsbeslut. Om Ei inte upphäver nuvarande föreskrifter kommer de att innehålla bestämmelser som myndigheten inte längre har mandat att föreskriva om. Nollalternativet innebär också att Ei inte skulle använda nya bemyndiganden, som exempelvis hur avkastningen ska beräknas eller möjligheten att meddela undantag från kravet på att ha en intäktsram.

Om Ei inte tydliggör viss reglering genom föreskrifter kan det medföra att Ei inte uppfyller EU-rättens krav på att skapa förutsägbara förutsättningar för de aktörer som berörs av myndighetens beslut. Avsaknad av nödvändig reglering kan också få till följd att beslutsprocessen hos myndigheten tar längre tid och att beslut överprövas med anledning av minskad förståelse för metoden. Nollalternativet innebär att Ei inte skulle kunna uppfylla sitt uppdrag på ett tillfredställande sätt.

Sammantaget anser Ei att nollalternativet inte är ett rimligt alternativ.

### 6.3 Alternativa lösningar

I fråga om undantag från kravet på att ha en intäktsram är alternativet att inte föreskriva om något sådant undantag. Det skulle innebära att myndigheten inte kan meddela några sådana undantag utan att först behöva revidera i föreskriften. Vilket i sin tur skulle vara tidskrävande.

Vad gäller kostnader för driften har Ei i dagsläget inte sett ett behov av att ändra metoden. Ei ser det som önskvärt med ett mer individuellt anpassat incitament för kostnadseffektivitet, inte bara för de löpande kostnaderna utan också för kapitalkostnaderna. För att kunna genomföra det krävs dock någon form av modell för att jämföra företagens effektivitet med varandra, vilket är svårt eftersom antalet naturgasföretag är få. Ei kommer att fortsätta utreda hur en sådan metod skulle kunna utformas, men ett införande är inte aktuellt för tillsynsperioden 2027–2030.

När det kommer till hur avskrivningar på anläggningstillgångar ska beräknas har Ei tidigare ansett att myndigheten inte haft bemyndigande att föreskriva om avskrivningstider varför dessa tidigare bestämts i förvaltningsbesluten. Avskrivningstiderna har varit föremål för domstolsprocesser och Ei anser att det är lämpligt att avskrivningstiderna regleras i föreskrifter för att uppnå transparens och stabilitet. Metoden för hur Ei beräknar avskrivningar skiljer sig inte från nuvarande reglering.

Alternativa lösningar för hur avkastningen ska beräknas har redogjorts för i kapitel 4.

## 6.4 Ei:s val

### 6.4.1 Undantag från kravet på att ha en intäktsram

Ei har getts bemyndigande att meddela föreskrifter om undantag på att ha en intäktsram i fråga om en naturgasledning eller ett ledningsnät som används för överföring av naturgas uteslutande inom ett geografiskt avgränsat område som används för industriell eller kommersiell verksamhet.

Regeringen har tidigare haft rätt att meddela föreskrifter om undantag från kravet på intäktsram (tidigare 6 kap. 22 § naturgaslagen). Regeringen har inte meddelat något sådant undantag. Föreskrifter om undantag från kravet på intäktsram är avsett att tillämpas på slutna distributionssystem. I äldre förarbeten har regeringen uttalat att det är tveksamt om undantag för slutna distributionssystem har någon uttalad praktisk betydelse, men att det inte går att utesluta att det i framtiden kan visa sig finnas ett sådant behov. Om Ei inte använder bemyndigandet finns det ingen möjlighet att medge undantag från kravet på att ha intäktsram. Av dessa skäl avser Ei att i föreskrifter reglera att myndigheten har rätt att meddela undantag från kravet på intäktsram.

### 6.4.2 Kostnader för driften av naturgasverksamhet

Vad gäller kostnader för driften av naturgasverksamhet, det vill säga löpande kostnader, avser Ei inte göra några ändringar i metoden.

Naturgasföretagen utgör lokala naturliga monopol och det saknas därmed en naturlig konkurrens och kostnadspress. För att maximera den samhällsekonomiska effektiviteten och för att kunderna ska få del av förväntade produktivitetöknningar innefattar regleringen krav på effektiviseringar hos företagen. Vissa kostnadsposter åläggs därför ett effektiviseringskrav. Övriga kostnader kommer naturgasföretaget att kunna tillgodoräkna sig fullt ut.

Ei har i föreskriften angett att ett effektiviseringskrav ska åläggas på vissa löpande kostnader genom att tydliggöra vilka kostnader som vara föremål för effektiviseringskravet. Denna indelning har valts för att det inte är möjligt att ange samtliga löpande kostnader som ska åsättas ett effektiviseringskrav, eftersom de är fler till antalet och kan ändras över tid. Om Ei inte föreskriver om vilka kostnader som ska åsättas ett effektiviseringskrav får detta i stället anges i Ei:s beslut om intäktsram. I föreskriften har Ei även angett att de löpande kostnader som ska åsättas ett effektiviseringskrav ska beräknas enligt ett historiskt tidsperspektiv om fyra år. Det är ingen skillnad i hur Ei beräknat tidigare.

Ei tolkar bemyndigandet som att myndigheten också har föreskriftsrätt avseende vilket index som ska tillämpas när det gäller omräkning av de löpande kostnaderna. Ei har i föreskrifterna angett att för förändringar i prisläget för löpande kostnader som omfattas av ett effektiviseringskrav ska kostnadsindexet utgöra konsumentprisindex med årsmedelvärden. Detta är samma index som använts tidigare och Ei har inte sett någon anledning att ändra detta. Det är också samma index som Ei avser att använda för att inflationsjustera kapitalbasen (se avsnitt 3.6.2).

#### 6.4.3 Hur avskrivning på anläggningstillgångar ska beräknas

För att kunna beräkna en anläggningstillgångs ekonomiska livslängd behöver regleringsmässiga avskrivningstider bestämmas för tillgångarna som ingår i kapitalbasen. Syftet med avskrivningstiden är att återspegla under vilken tidsperiod en tillgång förbrukas. Den regulatoriska avskrivningstiden bör ligga så nära en anläggnings ekonomiska livslängd som möjligt.

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

Det är viktigt att regulatoriska avskrivningar inte förväxlas med bokföringsmässiga eller skattemässiga avskrivningar. De bokföringsmässiga avskrivningarna behöver inte baseras på den ekonomiska livslängden eftersom den externa redovisningen bland annat följer försiktighetsprincipen. Försiktighetsprincipen innebär att försiktighet ska iaktas vid värdering av tillgångar vilket kan leda till kortare avskrivningstider än vad som motsvarar den ekonomiska livslängden. De skattemässiga avskrivningarna motsvarar maximal avskrivning enligt gällande skattelagstiftning.

Med hänsyn till att tillgångar har olika ekonomisk livslängd är det nödvändigt att i viss mån differentiera olika typer av tillgångars avskrivningstid i regleringen. Eftersom det krävs omfattande och relativt komplicerade beräkningar för att fastställa intäktsramar accepteras förenklade beräkningsmodeller och schabloniseringar.

Ei har getts bemyndigande att föreskriva om hur avskrivningar ska beräknas. Ei föreslår att i föreskrifter ange att avskrivningen för en anläggningstillgång beräknas som en fast andel av anläggningstillgångens åsatta värde. För att kunna bestämma hur avskrivningstiderna i kapitalbasen ska beräknas måste anläggningstillgångarna kunna delas in i anläggningskategorier och den ekonomiska livslängden för respektive anläggningskategori anges. Förslaget innebär ingen ändring jämfört med hur avskrivning för anläggningstillgångar har beräknats tidigare.

#### 6.4.4 Hur avkastning ska beräknas

Av 6 § 3 intäktsramsförordningen framgår att intäktsramen ska i fråga om det kapital som krävs för att bedriva verksamheten ge en sådan avkastning som behövs för att i konkurrens med alternativa placeringar med motsvarande risk få tillgång till kapital för investeringar. Ei har getts rätt att meddela föreskrifter om hur avkastningen enligt 6 § 3 ska beräknas.

Av gasmarknadsförordningen framgår att de tariffer, eller de metoder som används för att beräkna dem ska vara transparenta, beakta behovet av systemintegritet och förbättring av denna och återspegla de faktiska kostnaderna, i den utsträckning kostnaderna motsvaras av de kostnader som effektiva och strukturellt jämförbara nätoperatörer har och är transparenta, samtidigt som en rimlig avkastning på investeringar tillgodoses. Tarifferna eller de metoder som används för att beräkna dem ska tillämpas på ett icke-diskriminerande sätt (artikel 17).

I avsnitt 4 redovisas Ei:s analys om hur avkastningen ska beräknas. Ei avser att i föreskrifter reglera att kalkylräntan ska beräknas utifrån en viktad kapitalkostnad för lånat och eget kapital, där WACC (Weighted Average Cost of Capital) används på lånat kapital och CAPM (Capital Asset Pricing Model) används för att beräkna avkastningen på eget kapital. Vid beräkning av en viktad kapitalkostnad för lånat och eget kapital (WACC) ska en fiktiv skuldandel ska användas.

Vid beräkning av parametrarna beta, riskfri ränta, aktiemarknadsriskpremie, kreditriskpremie och inflation ska ett historiskt tidsperspektiv om åtta år användas. De historiska uppgifterna ska baseras på år två till år nio innan tillsynsperioden börjar där samtliga värden ska inkluderas.

Ei har i föreskriften även reglerat att vid beräkningen av beta ska beräkningen baseras på jämförelseföretag vilka ska uppfylla vissa kriterier som också fastställs i föreskrifterna. Vidare regleras skatt på kalkylräntan.

#### 6.4.5 Övergångsbestämmelser

Föreskrifterna träder i kraft 11 maj 2026. Föreskrifterna tillämpas första gången i fråga om en tillsynsperiod som börjar löpa den 1 januari 2027 eller senare eftersom det finns behov av att de gällande föreskrifterna fortsatt gäller för tillsynsperioder som börjar löpa före den 1 januari 2027. Detta då ingen förändring är avsedd att göras för tillsynsperioder innan perioden 2027–2030.

### 6.5 Konsekvenser

Enligt nuvarande reglering tillämpar Ei ett effektiviseringskrav på påverkbara kostnader i samband med att myndigheten beslutar om fastställande av intäktsram. Ei har haft rätt att föreskriva om vilka kostnader som är påverkbara respektive opåverkbara. Enligt nuvarande föreskrifter ska konsumentprisindex tillämpas på påverkbara kostnader. I sak föreslår Ei ingen ändring av hur löpande kostnader hanteras idag. Ei anser att regleringen blir tydligare om det av föreskrifter framgår att ett effektiviseringskrav kommer att tillämpas på löpande kostnader samt ange vilka kostnader som inte omfattas av ett sådant krav. Det blir även tydligare att i föreskrifterna reglera att ett historiskt tidsperspektiv om fyra år ska gälla för löpande kostnader som åsätts ett effektiviseringskrav. Detsamma gäller förslaget om att konsumentprisindex med årsmedelvärden ska tillämpas på löpande kostnader. Ei anser att begreppet löpande kostnader är mer ändamålsenlig än påverkbara/opåverkbara kostnader. Då förslaget inte innebär någon ändring från hur löpande kostnader hanteras idag, anser Ei, att föreskrifterna i denna del inte kommer att medföra några konsekvenser för företagen.

Ei har tidigare i besluten om naturgasföretagens intäktsramar fastställt avskrivningstider för anläggningstillgångar. Några av avskrivningstiderna har varit föremål för domstolsprövning där Ei sedermera medgett naturgasföretagens begäran om avskrivningstid. Ei föreslår nu att avskrivningstiderna regleras i föreskrifterna, vilket medför att regleringen avseende detta blir mer transparent och naturgasföretagen vet på förhand vilka avskrivningstider som kommer att tillämpas. Avskrivningstiderna är densamma som tillämpats vid föregående tillsynsperiod. Ei bedömer att beslutet att reglera avskrivningstider i föreskrifterna inte får någon konsekvens för naturgasföretagen i övrigt.

Vad gäller konsekvenser för hur avkastningen ska beräknas i föreskrifterna hänvisas till avsnitt 4.9.

När det gäller delarna som Ei nu väljer att ha i föreskrift och som tidigare fastställdes i enskilda förvaltningsbeslut hänvisas till konsekvenserna som redogjorts för i avsnitt 2.3.

Ei bedömer att de naturgasföretag som idag är skyldiga att ha en intäktsram inte kommer att påverkas av myndighetens möjlighet att besluta om undantag från kravet på att ha en intäktsram. För dessa aktörer innebär inte förslaget några konsekvenser. Regeringen, som sedan innan haft möjlighet att meddela undantag, har inte beslutat om något undantag från kravet på att ha en intäktsram. Som Ei redogjort för i avsnitt 6.4.1 kan myndigheten inte utesluta att det senare kan finnas behov av att kunna besluta om undantag. Ett sådant undantag är endast möjligt om Ei föreskriver om det. Det är mot denna bakgrund en sådan bestämmelse föreslås i föreskrifter. För ett naturgasföretag som inte skulle omfattas av kravet på att ha en intäktsram innebär bestämmelsen en lättnad.

Ei kommer inledningsvis få marginell arbetsökning med anledning av föreskrifterna. Detta arbete består främst av kompetensöverföring inom Ei, alltså att medarbetare behöver lära sig hur föreskrifterna ska tillämpas när intäktsramarna fastställs. Vidare kan det på kort sikt uppstå kostnader i form av arbetstid för Ei för informationsinsatser om tolkningen och tillämpningen av föreskrifterna. Exempelvis kan naturgasföretagen ställa flera frågor om föreskrifterna. Vidare ser Ei inga effekter på lång sikt.

## 7 Föreskrifter om naturgasföretagens uppgiftsskyldighet

### 7.1 Problemformulering

För att Ei ska kunna beräkna naturgasföretagens intäktsramar krävs uppgifter om företagets verksamhet. Den nya regleringen innebär att stora delar av detaljregleringen utgår från lag och förordning. Naturgasföretagen behöver inte längre lämna in ett förslag till intäktsram och förslag på anläggningstillgångarnas avskrivningstider. Därutöver har Ei även tagit fram en ny metod för beräkning av naturgasföretagens intäktsramar, vilket medför att naturgasföretagen till viss del behöver lämna in andra uppgifter än vad som framgår av befintlig föreskrift för att myndigheten ska kunna besluta om intäktsramar.

Den ändrade regleringen innebär också en helt ny regelstruktur och ett delvis ändrat språk.

## 7.2 Nollalternativet

Nollalternativet innebär att Ei inte tar fram en ny föreskrift utan utgår från befintlig inrapporteringsföreskrift vid insamling av uppgifter när intäktsramen ska fastställas. Detta trots att delvis nya uppgifter krävs med anledning av reglerförändringar och Ei:s ändrade metod.

Ei anser inte att nollalternativet är ett alternativ eftersom den gällande föreskriften ställer krav på uppgiftsinlämning som inte behövs för att Ei ska kunna fastställa intäktsramen, såsom exempelvis förslag till intäktsram. Därtill finns det uppgifter som Ei behöver för att kunna fastställa intäktsramarna, men som inte krävs in enligt gällande föreskrift.

## 7.3 Alternativa lösningar

För att Ei ska kunna räkna ut och fastställa intäktsramen krävs att Ei har tillgång till relevanta uppgifter. I inrapporteringsföreskriften anger myndigheten vilka uppgifter som är relevanta. Uppgifter som myndigheten återkommande behöver och som avser samtliga naturgasföretag för att fastställa intäktsramen kan endast begäras in genom föreskrifter. Det finns ingen annan alternativ lösning för att inhämta dessa uppgifter. Detta har Ei redogjort för närmare i avsnittet om alternativa regleringslösningar (se avsnitt 2.3).

## 7.4 Ei:s val

### 7.4.1 Hämta in uppgifter genom föreskrifter

Förslaget innebär att Ei beslutar om en ny inrapporteringsföreskrift med hänsyn till både reglerförändringar och Ei:s ändrade metod för fastställande av naturgasföretagen intäktsramar. Den största förändringen för naturgasföretagen vad gäller uppgiftsinlämning avser den nya värderingsmetoden av anläggningstillgångar som anskaffats och används efter den 30 juni 2026 och inkomster från anslutningsavgifter. I övrigt är det samma uppgifter som naturgasföretagen lämnat in tidigare. Vidare är både språket och strukturen på den rapporteringsföreskrift som föreslås tänkt att bättre stämma överens med den nya regleringen.

Precis som idag föreslås föreskrifterna innehålla vissa bestämmelser om dokumentation. Detta är uppgifter som Ei anser måste finnas dokumenterade för tillsynen men som inte behöver lämnas in till myndigheten med anledning av fastställande av intäktsram. Bestämmelsen om dokumentation är viktig för att Ei vid tillsynen bland annat ska kunna verifiera vilka tillgångar som ingår i ett naturgasföretags kapitalbas. Dokumentationen måste därför också vara tillgänglig på ett sätt som gör att Ei förhållandevis lätt kan granska och verifiera uppgifter. Det finns alltså ett behov för Ei att vid en eventuell granskning av företagens inrapporterade uppgifter kunna kontrollera dessa.

Ei avser att meddela föreskrifter avseende skyldigheten för naturgasföretaget att lämna de uppgifter som behövs för en omprövning enligt 6 kap. 12 § naturgaslagen. Bestämmelsen handlar om den avstämning som Ei gör efter tillsynsperioden, det vill säga när Ei jämför prognoser med faktiskt utfall, vilket görs för samtliga naturgasföretag.

Exakt vilka uppgifter som naturgasföretagen kommer att behöva rapportera in till Ei framgår av föreskrifterna om inrapportering.

#### 7.4.2 Övergångsbestämmelser

I inrapporteringsföreskriften föreslås att naturgasföretaget ska rapportera de inkomster från anslutningsavgifter som har kommit in under en period om tre kalenderår som slutar ett år innan tillsynsperioden börjar. Ei föreslår en övergångsbestämmelse som tydliggör att bestämmelsen tillämpas första gången för tillsynsperioden 2031–2034. Uppgifterna avser faktiskt utfall under pågående tillsynsperiod och eftersom den nya metoden för beräkning av anslutningsavgifter gäller från och med 1 januari 2027 behövs inte dessa uppgifter förrän till perioden 2031–2034.

Även om förändringarna i de uppgifter som ska rapporteras in är begränsade bedömer Ei att företagen bör få åtminstone cirka en månad på sig från det att föreskriften träder i kraft till dess att inrapportering senast ska ske. Föreskriften fastställer som huvudregel att företagen ska lämna uppgifter för fastställande av intäktsramen senast nio månader innan en ny tillsynsperiod börjar. Inför den första tillsynsperioden som börjar den 1 januari 2027 skulle det innebära att naturgasföretagen ska rapportera in uppgifter senast den 31 mars 2026. Eftersom intäktsramsförordningen inte utfärdades förrän den 3 december 2025 och inte trädde i kraft förrän den 1 januari 2026 och att Ei:s föreskrifter inte träder i kraft förrän den 11 maj 2026 är en sådan inrapporteringstidpunkt inte möjlig.

Inför första tillsynsperioden 2027–2030 har det därför i föreskriften införts en övergångsbestämmelse som innebär att företagen inte behöver rapportera in uppgifter förrän i juni 2026. Detta innebär att företagen får cirka en månad på sig att ta fram nödvändiga uppgifter från det att föreskrifterna träder i kraft. Denna övergångsbestämmelse är endast avsedd att användas för de företag som ska rapportera in inför den tillsynsperiod som börjar den 1 januari 2027.

## 7.5 Konsekvenser

I likhet med idag innebär inrapporteringsföreskriften att företagen ska sammanställa och rapportera in en stor mängd uppgifter inför en ny tillsynsperiod. Det är alltså uppgifter som ska lämnas in en gång vart fjärde år. Efter tillsynsperiodens slut ska naturgasföretagen rapportera in tillsynsperiodens verkliga utfall. Inrapporteringen ska ske via ett av Ei anvisat IT-system. Uppgifterna ska rapporteras på samma sätt som vid tidigare tillsynsperioder, något som företagen är väl bekanta med. Precis som idag samordnar Ei inrapporteringen av underlag till förhandsregleringen med årsrapporterna för att minimera administrationen.

Naturgasföretagen behöver, till skillnad mot vad som gäller idag, inte komma in med ett förslag på intäktsram och förslag på anläggningstillgångarnas avskrivningstider. Myndigheten har också möjlighet att bevilja undantag från föreskrifterna utan att naturgasföretaget har ansökt om det. Detta innebär en marginell lättnad för naturgasföretagen som inte längre behöver komma in med ett förslag på intäktsram och förslag på anläggningstillgångarnas avskrivningstider.

Föreslagna inrapporteringsföreskrifter innebär marginell ökning av belastning för företagen jämfört med idag. Naturgasföretagen har vid tidigare tillsynsperioder rapporterat in uppgifter om värdering av anläggningstillgångarna beroende på utifrån vilken grund anläggningstillgångarna har värderats. För de anläggningstillgångar som tagits i bruk efter metodbytet kommer naturgasföretagen endast rapportera anskaffningsvärden. Vad gäller anslutningsavgifter kommer naturgasföretagen behöva lämna in ytterligare uppgifter jämfört med tidigare tillsynsperioder. Det avser uppgifter om hur inkomsten av anslutningsavgifter fördelas på befintliga och nya anläggningstillgångar och nya anläggningstillgångar som utrangeras innan dess ekonomiska livslängd upphört.

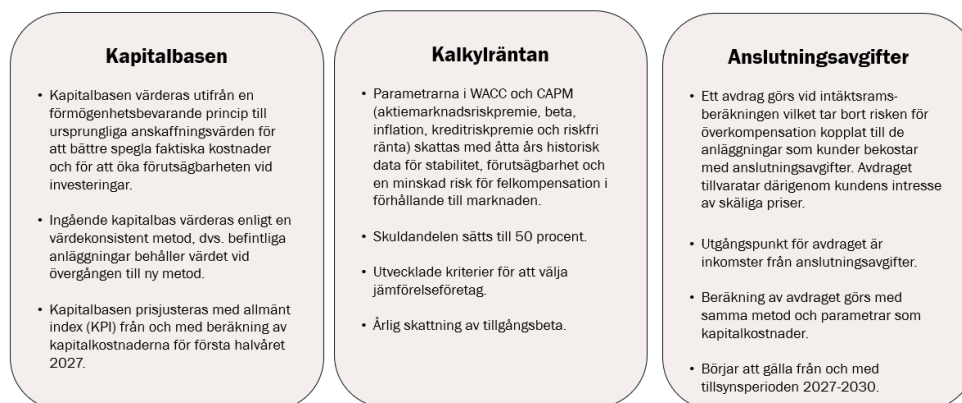
Ändringarna i inrapporteringsföreskriften bedöms därmed inte leda till ökade kostnader för naturgasföretagen.

Ei kommer inledningsvis få marginell arbetsökning med anledning av föreskrifterna. Detta arbete består främst av kompetensöverföring inom Ei, alltså att medarbetare behöver lära sig hur föreskrifterna ska tillämpas när intäktsramarna fastställs. Ei kommer också att ta fram en ny handbok för inrapporteringen som ska hjälpa naturgasföretagen att rapportera in uppgifter till myndigheten. Vidare kan det på kort sikt uppstå kostnader i form av arbetstid för Ei för informationsinsatser om tolkningen och tillämpningen av föreskrifterna. Exempelvis kan naturgasföretagen ställa flera frågor om föreskrifterna. Vidare ser Ei inga effekter på lång sikt.

## 8 Sammanfattning av konsekvenser

Nuvarande metod för att fastställa naturgasföretagens intäktsramar har brister och behöver utvecklas för att säkerställa skäliga nätavgifter till kunderna. Ei avser därför att göra ändringar i intäktsramsregleringen för naturgasföretag från och med tillsynsperioden 2027–2030. Metodförändringarna har beskrivits i kapitel 3- 5 och sammanfattas i Figur 23 Sammanfattning över metodförändringar.

Figur 23 Sammanfattning över metodförändringar



## 8.1 Konsekvenser för företag

### 8.1.1 Berörda företag

Metodförändringarna omfattar alla svenska naturgasföretag. Effekter på företag som använder naturgas beskrivs under avsnitt 8.2. Ei har inte identifierat några effekter för andra företag.

Från och med 2015 tillämpas en intäktsramsreglering för att fastställa intäktsramar för naturgasföretag. De naturgasföretag som bedriver verksamhet med överföring, förgasning och lagring av naturgas berörs av intäktsramsregleringen. Idag fastställer Ei intäktsramar för sju naturgasföretag i Sverige. Swedegas äger transmissionsledningarna i det västsvenska naturgassystemet och ansvarar för driften och underhållet av dem och har även systembalansansvaret i Sverige. Därutöver finns fem naturgasföretag som bedriver distributionsverksamhet i det västsvenska naturgasnätet och ett naturgasföretag som bedriver den reglerade verksamheten med distribution och förgasning i stads- och fordonsgasnäten i Stockholm. Av dessa sju naturgasföretag är fyra kommunägda och tre privatägda.

Tabell 1 i avsnitt 1.1 visar rapporterade uppgifter för 2024 för samtliga naturgasföretag. Av tabellen framgår att det finns en stor variation i storlek mellan naturgasföretagen. Varberg Energi är minst med 17 669 MWh överförd energimängd i sina 58 km ledningar och 180 uttagspunkter. Detta kan jämföras med det största distributionsföretaget som är Weum Gas AB med 2 683 267 MWh överförd energimängd i sina 1 954 km ledningar och 18 205 uttagspunkter. Däremellan finns naturgasföretag av olika storlekar. Det kan konstateras att det finns ett begränsat antal naturgasföretag och att de skiljer sig åt sett till storlek och ägarform. Förändringar i beräkningsmetoderna för kapitalbasen, den regulatoriska kalkylräntan (kalkylräntan) och den förändrade hanteringen av anslutningsavgifterna berör dock samtliga naturgasföretag på samma sätt.

### 8.1.2 Påverkan på företagens kostnader och verksamhet

Naturgasföretagens samlade intäktsramar har sedan införandet av intäktsramsregleringen 2015 uppgått till i genomsnitt 1 558 miljoner kronor per år i löpande priser.<sup>180</sup> Ungefär hälften av intäktsramen utgörs av kapitalkostnader och ungefär en fjärdedel vardera utgörs av påverkbara respektive opåverkbara

---

<sup>180</sup> Tillsynsperioden 2023–2026 är inte avstämmd då tillsynsperioden inte är slut. Prisnivån är därför den som beslutades i inför tillsynsperioden, det vill säga 2021 års prisnivå.

kostnader. Avdraget för anslutningsavgifter utgör mellan 0,1–0,2 procent av de totala intäktsramarna. En stor del av avdraget för anslutningsavgifter kommer från anslutningar som genomförts innan respektive tillsynsperiod och som intäktsförs under tillsynsperioderna. Naturgasföretagen har sett över perioden 2015–2022 inte nyttjat hela sina intäktsramar, vilket innebär att de har haft möjlighet att ta ut högre avgifter från kundkollektivet.

Tabell 21. Intäktsramar i miljoner kronor och löpande priser för 2015–2018 och 2019–2022 och 2021 års prisnivå för 2023–2026

	2015–2018	2019–2022	2023–2026
<b>Kapitalkostnader</b>	3 241	3 694	3 066
<b>Opåverkbara kostnader</b>	1 479	1 448	1 516
<b>Påverkbara kostnader</b>	1 358	1 474	1 449
<b>Avdrag för anslutningsavgifter</b>	10	12	6
<b>Beslutade intäktsramar</b>	6 067	6 604	6 024
<b>Nyttjade intäktsramar</b>	86 %	79 %	Uppgifter saknas

De förändringar som Ei avser att göra för att fastställa naturgasföretagens intäktsramar genom övergången till en förmögenhetsbevarande värderingsprincip för kapitalbasen och en ändrad metod för att fastställa nivån på kalkylräntan påverkar nivån på kapitalkostnaderna. Den ändrade hanteringen av anslutningsavgifter innebär en minskning av kapitalkostnaderna i form av ett avdrag på intäktsramen. Nedan analyseras vilken kortsiktig och långsiktig påverkan som förändringarna väntas medföra.

#### **Kortsiktiga effekter**

Konsekvenserna av en förändrad värderingsprincip för kapitalbasen och en förändrad hantering av anslutningsavgifter förväntas initialt ha en liten effekt på den totala intäktsramen. Den största initiala effekten av metodbytet kommer i stället att bero på den förändrade beräkningsmetoden för att fastställa nivån på kalkylräntan. Preliminära beräkningar för nivån på kalkylräntan för den kommande tillsynsperioden 2027–2030 utifrån nuvarande och ny metod visas i Tabell 22 nedan. Den nya metoden ger preliminärt en nominell kalkylränta på drygt 6 procent, vilket motsvarar en real kalkylränta på knappt 2,6 procent<sup>181</sup>. Jämfört med den preliminära reala kalkylräntan enligt nuvarande metod innebär

<sup>181</sup> Den preliminära beräkningen genomfördes i november 2025.

det en nivå som är cirka 3 procentenheter<sup>182</sup> lägre. Även om nivån är preliminär är det tydligt att nivån blir lägre med den nya metoden för tillsynsperioden 2027–2030.

Skillnaden i nivån beror främst på att den nya metoden speglar historiska marknadsförutsättningar medan den nuvarande metoden använder prognoser och scenarier. Inför tillsynsperioden 2027–2030 inkluderar den nya metoden åren 2022 och 2023, år då inflationen var betydligt högre än vad prognoserna för framtida inflation förväntas bli vilken skulle inkluderas med nuvarande metod. Det är alltså de faktiska marknadsförutsättningarna och inte den nya metoden i sig som förklarar den lägre nivån på den reala kalkylräntan kommande tillsynsperiod. En hög inflation gör att skillnaderna mellan metoderna blir större i reala termer, där inflation exkluderas, än i nominella termer, där inflationen ingår. Även om den reala kalkylräntan preliminärt blir lägre med den nya metoden har dock naturgasföretagen kompenserats för den historiskt högre inflationen i kapitalbasvärderingen. Kompensationen har skett genom att kapitalbasens värde skrivits upp med sektorspecifikt index. Historiskt har det sektorspecifika indexet över tid ökat mer än KPI. Att inflationsparametern som används i kapitalbasvärderingen är densamma som används för att beräkna en real kalkylränta gör att risken för felkompensation minskar över tid.

En hög inflation gör att skillnaderna mellan metoderna blir större i reala termer, där inflation exkluderas, än i nominella termer, där inflationen ingår. Även om den reala kalkylräntan preliminärt blir lägre med den nya metoden har dock naturgasföretagen kompenserats för den historiskt högre inflationen i kapitalbasvärderingen. Kompensationen har skett genom att kapitalbasens värde skrivits upp med sektorspecifikt index. Historiskt har det sektorspecifika indexet över tid ökat mer än KPI. Att inflationsparametern som används i kapitalbasvärderingen är densamma som används för att beräkna en real kalkylränta gör att risken för felkompensation minskar över tid.

En hög inflation gör att skillnaderna mellan metoderna blir större i reala termer, där inflation exkluderas, än i nominella termer, där inflationen ingår. Även om den reala kalkylräntan preliminärt blir lägre med den nya metoden har dock naturgasföretagen kompenserats för den historiskt högre inflationen i kapitalbasvärderingen. Kompensationen har skett genom att kapitalbasens värde

---

<sup>182</sup> Denna siffra kan ändras eftersom nivån på kalkylräntan med nuvarande metod inte kan fastställas november 2025 utan först andra halvan av 2026.

skrivits upp med sektorspecifikt index. Historiskt har det sektorspecifika indexet över tid ökat mer än KPI. Att inflationsparametern som används i kapitalbasvärderingen är densamma som används för att beräkna en real kalkylränta gör att risken för felkompensation minskar över tid.

En hög inflation gör att skillnaderna mellan metoderna blir större i reala termer, där inflation exkluderas, än i nominella termer, där inflationen ingår. Även om den reala kalkylräntan preliminärt blir lägre med den nya metoden har dock naturgasföretagen kompenserats för den historiskt högre inflationen i kapitalbasvärderingen. Kompensationen har skett genom att kapitalbasens värde skrivits upp med sektorspecifikt index. Historiskt har det sektorspecifika indexet över tid ökat mer än KPI. Att inflationsparametern som används i kapitalbasvärderingen är densamma som används för att beräkna en real kalkylränta gör att risken för felkompensation minskar över tid.

Tabell 22 Preliminära beräkningar av nivå på kalkylräntan i procent för tillsynsperioden 2027–2030 enligt nuvarande och ny metod

	Nominell kalkylränta	Real kalkylränta	Inflationsantagande i procent
<b>Nuvarande metod</b>	7,69	5,63	1,93 <sup>183</sup>
<b>Ny metod</b>	6,03	2,57	3,38 <sup>184</sup>
<b>Skillnad</b>	1,66	3,06	-

I nedanstående Tabell 23 visas de samlade effekterna för kapitalkostnaderna av en ändrad kalkylränta och en förmögenhetsbevarande värderingsprincip med en värdekonsistent övergång från och med metodbytet för tillsynsperioden 2027–2030 vid olika nivåer på inflationen.<sup>185</sup> Analysen visar att kapitalkostnaden inte påverkas nämnvärt av olika nivåer på inflationen. I samtliga fall uppgår skillnaden mellan ny metod och nuvarande metod till knappt fyrtio procent. Det är i stället den nya metoden för att beräkna kalkylräntan som medför lägre kapitalkostnader för branschen som helhet på knappt fyrtio procent för tillsynsperioden.

<sup>183</sup> Utifrån KI:s nioåriga prognos och scenario för KPI

<sup>184</sup> Utifrån åtta års historik, 2018–2025, där värdet för 2025 är utifrån KI:s prognos

<sup>185</sup> I beräkningarna har samma investeringar antagits för 2027–2030 som prognostiserats för 2023–2026. Indexering har skett med sektorspecifikt index fram till och med 2024. Från 2024 har KPI använts för indexering till 2025 års prisnivå och prognos för KPI för indexering till 2026 års prisnivå. Under perioden har indexering skett enligt antaganden i texten.

Tabell 23 Effekt för kapitalkostnaderna utifrån antaganden om olika nivåer på inflation och en preliminär kalkylränta beräknad utifrån nuvarande och ny metod i löpande priser i miljoner kronor för tillsynsperioden 2027–2030

Inflation	Ny metod – Real kalkylränta 2,57 %	Nuvarande metod – Real kalkylränta 5,63 %	Skillnad	Skillnad i procent mot nuvarande metod
1 %	2 473	4 053	-1 580	39 %
2 %	2 535	4 154	-1 619	39 %
3 %	2 598	4 258	-1 660	39 %

Med antagande om samma anslutningsavgifter som prognostiserats för innevarande tillsynsperiod, totalt 37 miljoner i 2021 års prisnivå, och en preliminär real kalkylränta för kommande tillsynsperiod på knappt 2,6 procent skulle avdraget för samtliga naturgasföretags tillkommande anslutningsavgifter för tillsynsperioden 2027–2030 uppgå till 3,7 miljoner kronor i löpande priser<sup>186</sup>. Med nuvarande hantering skulle avdraget för tillkommande anslutningar i stället uppgå till 1,1 miljon kronor. Förändringen i hantering ger alltså en minskning av de totala intäktsramarna på 2,6 miljoner för tillsynsperioden 2027–2030 givet de antaganden som gjorts. Beslutade intäktsramar för tillsynsperioden 2019–2022 uppgick till totalt 6 603 miljoner.

Med antagande om två procents inflationsutveckling för kapitalbasen<sup>187</sup>, en real kalkylränta på knappt 2,6 procent, samt ett avdrag för anslutningsfinansierade anläggningar 2027–2030 beräknat med samma metod och parametrar som kapitalkostnaderna, blir effekten av metodförändringarna för branschen som helhet minskade intäktsramar på 1 544 miljoner kronor för tillsynsperioden 2027–2030 i löpande prisnivå. Detta kan jämföras med det outnyttjade utrymmet från tillsynsperioden 2019–2022 på 1 684 miljoner kronor i 2027 års prisnivå<sup>188</sup>.

<sup>186</sup> Med antagande om inflation på två procent från 2024 och framåt.

<sup>187</sup> Samma antaganden i övrigt som ovan med två procents inflationsutveckling från 2026.

<sup>188</sup> Indexering har skett med KPI från 2021 till 2027, prognoser har använts för 2026 och 2027.

Tabell 24 Preliminär intäktsram 2027–2030 i löpande priser i miljoner kronor

Preliminär intäktsram 2027–2030	Ny metod	Nuvarande metod	Skillnad
<b>Kapitalkostnader</b>	2 412	3 953	-1 541
<b>Opåverkbara kostnader<sup>189</sup></b>	1 516	1 516	0
<b>Påverkbara kostnader<sup>190</sup></b>	1 449	1 449	0
<b>Avdrag för anslutningsavgifter<sup>191</sup></b>	-4	-1	-3
<b>Beräknad intäktsram</b>	<b>5 373</b>	<b>6 917</b>	<b>-1 544</b>

Intäktsramarna blir utifrån dessa antaganden drygt tjugo procent lägre än med nuvarande metod. Branschen som helhet nyttjade under tillsynsperioden 2019–2022 i genomsnitt 79 procent av intäktsramen. Effekten av metodförändringen motsvarar därmed i princip den del som branschen som helhet under tillsynsperioden 2019–2022 inte nyttjat av intäktsramen, även om vissa naturgasföretag har nyttjat intäktsramen i större utsträckning.<sup>192</sup> Det generella outnyttjade intäktsutrymmet gör dock att effekten av en lägre intäktsram för tillsynsperioden 2027–2030 väntas bli relativt liten. Naturgasföretagen har totalt 2,3 miljarder kronor<sup>193</sup> att nyttja från tidigare tillsynsperioder. Det outnyttjade utrymmet förfaller efter tillsynsperioden 2027–2030.

I avsnitt 1.2.7 redovisas att naturgasföretagen har höga vinstmarginaler jämfört med övriga jämförbara branscher och hög justerad soliditet<sup>194</sup>. Ei:s bedömning är att om naturgasföretagen nyttjar hela sina intäktsramar kommer vinstmarginalerna för tillsynsperioden 2027–2030 sjunka med cirka 4 procentenheter jämfört med nuvarande metod, obeaktat utrymmet från tidigare tillsynsperioder. Om naturgasföretagen utnyttjar utrymmet förväntas endast en marginell skillnad för

<sup>189</sup> 2021 års prisnivå. Samma belopp för ny och nuvarande metod eftersom metodförändringen inte påverkar denna post.

<sup>190</sup> 2021 års prisnivå. Samma belopp för ny och nuvarande metod eftersom metodförändringen inte påverkar denna post.

<sup>191</sup> Både ny metod och tidigare metod inkluderar även ett avdrag för anslutningsavgifter för inkomster för anslutningsavgifter som uppkommit innan 2027–2030 och som därför intäktsförs under perioden 2027–2030. Det totala avdraget för anslutningsavgifter blir därmed något högre än 3,7 miljoner i ny metodik och 1,1 miljon i nuvarande metodik.

<sup>192</sup> För perioden 2019–2022 nyttjade WEUM Gas 90 procent av sin intäktsram och Göteborg Energi Gasnät 89 procent.

<sup>193</sup> 2021 års prisnivå.

<sup>194</sup> Justerad soliditet tar hänsyn till obeskickade reserver (exkluderat latent skatteskuld) och ger därmed en mer rättvisande bild av företagets långsiktiga finansiella styrka.

vinstmarginalen. Naturgasföretagen förväntas därmed även fortsatt ha relativt höga vinstmarginaler i förhållande till de branscher som redovisas i avsnitt 1.2.7.

#### **Långsiktiga effekter**

På lång sikt kommer förändringarna bidra till mer förutsägbarhet för naturgasföretagen och deras kunder. Den förmögenhetsbevarande värderingsprincipen för kapitalbasen bygger på att säkerställa att naturgasföretaget erhåller kostnadstäckning för faktiska kostnader för investeringar i nätet utifrån anskaffningsvärden, givet kalkylräntan. I och med infasningen av den förmögenhetsbevarande principen i den värdekonsistenta metoden elimineras risken för fortsatt systematisk över- eller underavkastning i förhållande till kalkylräntan från och med metodbytet och framåt.

Den nya metoden för att fastställa kalkylräntan bygger på historiska värden i stället för en blandning av prognoser och historik för de ingående parametrarna, vilket säkerställer att de faktiska marknadsförutsättningarna påverkar nivån på kalkylräntan. Vidare skapar den nya metoden ökad förutsägbarhet eftersom den bygger på historiska värden och inte prognoser och scenarier. Den reala kalkylräntan kommer från och med metodbytet att fastställas utifrån historiska observationer av inflationen medan kapitalbasen justeras för inflation årligen. Eftersläpningen i inflationsjustering för kalkylräntan gör att inflationen i kalkylräntan under en tillsynsperiod kan komma att avvika från inflationsjusteringen i kapitalbasen. Förväntat är dock att inflationsjusteringen för kalkylräntan i genomsnitt över anläggningens ekonomiska livslängd kommer att motsvara inflationsjusteringen för kapitalbasen.

Naturgasföretagen kommer inte att få någon avkastning på kapitalbasen till den del kunden finansierat anläggningen med att betala en anslutningsavgift. Sett utifrån nuvarande investeringstakt kommer förändringen även i framtiden att få en mycket marginell effekt på totala intäktsramarna.

Hur intäktsramarna kommer att utvecklas i förhållande till nuvarande värderingsprincip för kapitalbasen är beroende av den framtida utvecklingen av relationen mellan det sektorspecifika indexet och den generella prisutvecklingen, och de parametrar som skattas för att beräkna nivån på kalkylräntan. Den värdekonsistenta övergången till en förmögenhetsbevarande princip kommer att garantera att naturgasföretagen när anläggningens ekonomiska livslängd löpt ut får en slutlig avkastning utifrån kalkylräntan baserat på den ingående kapitalbasens värde vid metodbytet. Motsatsvis medför den kapacitetsbevarande

principen en osäkerhet kring slutlig avkastning. Konsekvenserna för naturgasföretagen av övergången till en förmögenhetsbevarande metod blir att osäkerheten kring framtida slutlig avkastning minskar. För nya investeringar från och med metodbytet kommer naturgasföretagen att få täckning för investeringsutgiften som inte täcks via anslutningsavgifter och kalkylräntan.

Konsekvenserna för naturgasföretagen av metodförändringarna innebär sammantaget en ökad förutsägbarhet då osäkerheten kring framtida slutlig avkastning minskar. Detta förväntas gynna investeringar och bidra till minskade kostnader för att attrahera kapital till verksamheten eftersom investerare får behålla köpkraften i satsat kapital. Marknadsvärderingen av kapitalbasen blir konserverad vid metodbytet genom den värdekonsistenta hanteringen av övergången men ger en infasning till den förmögenhetsbevarande principen från och med metodbytet. Samtliga investeringar som genomförs efter metodbytet värderas med den förmögenhetsbevarande principen. Metodförändringarna kommer att ge intäktsramar som på ett bättre sätt motsvarar målsättningen med intäktsramsregleringen. Intäktsramarna med den nya metoden kommer därmed att bidra till att naturgasföretagen får ersättning för sina effektiva kostnader från och med metodbytet.

Historiskt sett har naturgasföretagen inte nyttjat hela intäktsramarna. När intäktsramen i och med metodbytet ger ersättning för effektiva kostnader är det troligt att naturgasföretagen i framtiden kommer att nyttja en större del av sina intäktsramar.

Ei:s bedömning är att vinstmarginalerna kan bli något lägre än med nuvarande metod, men att en sådan förändring är rimlig då den nya metoden ger ersättning för effektiva kostnader och därmed en rimlig avkastning för att bedriva verksamheten.

### **8.1.3 Företagens möjligheter till finansiering och kapitalstruktur**

Ei bedömer att förändringarna i metoden inte får någon betydande påverkan på naturgasföretagens möjlighet till finansiering av sin verksamhet och kapitalstruktur.

Den värdekonsistenta övergången vid bytet till en förmögenhetsbevarande princip garanterar att naturgasföretagen får en slutlig avkastning utifrån kalkylräntan baserat på den ingående kapitalbasens värde. Konsekvenserna för naturgasföretagen av övergången till en förmögenhetsbevarande princip blir

därmed att osäkerheten kring framtida slutlig avkastning minskar. För nya investeringar från och med metodbytet kommer naturgasföretagen att få täckning för investeringsutgiften och den slutliga avkastningen motsvarar kalkylräntan. Detta förväntas gynna investeringar och bidra till minskade kostnader för att attrahera kapital till verksamheten då investerare får behålla köpkraften i satsat kapital.

Metoden för att beräkna kalkylräntan gör att naturgasföretagens kapitalstruktur styrs mot en nivå som minimerar deras finansieringskostnader<sup>195</sup>. Möjligheterna till finansiering på marknaden med den nya metoden bedöms vara goda då metoden ökar förutsägbarheten samtidigt som den värnar om stabiliteten. Det är också viktigt att metoden som helhet påverkas av de faktiska marknadsvillkoren även om detta sker med viss eftersläpning. Ei bedömer att naturgasföretagens möjligheter att attrahera finansiering är goda då faktiska marknadsvillkor får genomslag på nivån på kalkylräntan och risknivån kan antas minska.

Ei:s nya hantering av anslutningsavgifter bedöms inte få någon betydande påverkan på naturgasföretagens möjlighet till finansiering och kapitalstruktur. Den nya metoden innebär att naturgasföretagen fortsatt får rimlig avkastning på de investeringar som de finansierar själva. För de delar av nya anslutningar som kunderna betalar genererar anslutningsavgifterna ett avdrag vid intäktsramsberäkningen. Avdraget beräknas med samma metod och parametrar som kapitalkostnaderna.

Naturgasföretagens skuldsättning består främst av interna lån inom koncernen och är låg i förhållande till tillgångarna. Andelen eget kapital är för de flesta naturgasföretag lågt eller negativt, men det justerade egna kapitalet är högt och även den justerade soliditeten är hög.

Sammanfattningsvis ger metodförändringarna fortsatt goda möjligheter för naturgasföretagen att finansiera sin verksamhet. Förändringarna leder till en ökad förutsägbarhet i intäktsramsregleringen och värnar samtidigt om stabila och långsiktiga förutsättningar för naturgasföretagen när de bedriver verksamheten.

---

<sup>195</sup> Skuldandelen i WACC sätts till femtio procent. Om företagen kan finansiera sin verksamhet till en lägre kostnad än WACC genom en annan skuldnivå, får företaget behålla den extra avkastning som det ger företaget. Detta skapar även incitament för företagen att uppnå den mest effektiva skuldsättningen utifrån sina respektive förutsättningar.

#### 8.1.4 Administrativa kostnader

Ei bedömer att ändringarna i intäktsramsregleringen inte kommer orsaka mer än marginellt ökade administrativa kostnader. Anledningen är att den nya hanteringen av anslutningsavgifter medför en något ökad administrativ börda för naturgasföretagen. Å andra sidan skapar den nya metoden för kalkylräntan mer förutsägbarhet för naturgasföretagen och underlättar därmed planeringen av framtida nätavgifter. Detta bör rimligen sänka den administrativa bördan.

Ei bedömer att den förändrade värderingsprincipen för kapitalbasen inte kommer att påverka de administrativa kostnaderna. Naturgasföretagen rapporterar redan i nuvarande metod anskaffningsvärden, vilket innebär att det inte krävs någon förändring i inrapporteringen. Naturgasföretagen behöver inte lämna in förslag på intäktsram och avskrivningstider, vilket bör innebära en lättnad för naturgasföretagen.

Ei har inte identifierat några andra konsekvenser för administrativa kostnader.

#### 8.1.5 Påverkan på konkurrensförhållanden

Naturgasföretagen verkar på lokala monopol utan någon konkurrens på marknaden. Detta i sig innebär att konkurrensförhållandena inte kommer påverkas.

#### 8.1.6 Annan påverkan på företag

Ei har inte identifierat någon annan påverkan på naturgasföretagen utöver det som nämnts i tidigare avsnitt.

#### 8.1.7 Särskild hänsyn till små företag

Ei bedömer att det inte behöver tas någon särskild hänsyn till små naturgasföretag. Intäktsramsregleringen är utformad och tillämpas på samma sätt för samtliga naturgasföretag. Intäktsramen ska täcka skäligena kostnader och ge en rimlig avkastning på det kapital som krävs för att bedriva verksamheten under tillsynsperioden. Det vore orimligt att, till exempel, kunder som är anslutna till små naturgasföretag behandlas på ett annat sätt än kunder som är anslutna till stora naturgasföretag. Ei anser dessutom att den nya metoden inte ställer högre krav på små naturgasföretag än den befintliga metoden. Ei bedömer sammanfattningsvis att förändringarna får samma effekt för både stora och små naturgasföretag.

## 8.2 Konsekvenser för kunder

Kortsiktigt förväntas effekten av en lägre intäktsram för tillsynsperioden 2027–2030 bli låg eftersom naturgasföretagen tidigare inte nyttjat sina intäktsramar. Effekten av metodförändringarna för branschen som helhet visar på ett minskat intäktsutrymme motsvarande 1 543 miljoner kronor för tillsynsperioden 2027–2030 i löpande prisnivå. Detta kan jämföras med det outnyttjade utrymmet från tillsynsperioden 2019–2022 på 1 684 miljoner kronor i 2027 års prisnivå<sup>196</sup>.

På längre sikt bedömer Ei att den ändrade värderingsprincipen för kapitalbasen kan ge positiva konsekvenser för naturgaskunderna (kunderna) eftersom den eliminerar risken för en slutlig systematiskt över- eller underavkastning i förhållande till kalkylräntan enbart på grund av hur kapitalbasen värderas. Vidare kommer den ändrade beräkningsmetoden för att fastställa nivån på kalkylräntan minska risken för felkompensation då den bygger på historiska värden för att skatta nivån på de ingående parametrarna. Även den nya hanteringen av anslutningsavgifter bedöms få en positiv påverkan för kunder då den kommer leda till att kundkollektivet inte fortsättningsvis får betala avkastning för en anläggning som en anslutande kund redan har betalat för. Metodförändringarna kommer därmed sammantaget på sikt att minska risken för att kunderna betalar oskäligen priser.

Det är osäkert om intäktsramarna kommer bli lägre som en följd av förändringarna. Hur intäktsramarna kommer att utvecklas i förhållande till nuvarande värderingsprincip för kapitalbasen är beroende av den framtida utvecklingen av relationen mellan det sektorspecifika indexet och den generella prisutvecklingen och hur marknaden utvecklas då det påverkar kalkylräntans nivå. Naturgasföretagen har därtill hittills inte nyttjat sina intäktsramar.<sup>197</sup> På grund av ovissheten kring framtida indexutveckling, nivån på kalkylräntan och i vilken grad naturgasföretagen kommer att nyttja intäktsramarna är det oklart hur effekten på nätavgifterna för kunderna kommer att bli. Oavsett nyttjandegraden av intäktsramen kommer metodförändringarna minska risken för att kunderna betalar oskäligen priser.

---

<sup>196</sup> Indexering har skett med KPI från 2021 till 2027, prognoser har använts för 2026 och 2027.

<sup>197</sup> För tillsynsperioden 2015–2018 har företagen i genomsnitt nyttjat 86 procent av intäktsramen och för tillsynsperioden 2019–2022 79 procent.

På sikt kommer övergången till en förmögenhetsbevarande princip att leda till en ökad förutsägbarhet och att risken för en systematisk över- eller underavkastning på grund av värderingsprincip för kapitalbasen och överkompensation på grund av hur kalkylräntan beräknas elimineras. Genom bytet av värderingsprincip har Ei därmed beaktat kundens intresse av låga nätavgifter enligt 6 § intäktsramsförordningen samtidigt som metodbytet sammantaget ger gynnsamma förutsättningar för investeringar.

Ei bedömer att leveranssäkerheten inte påverkas av metodbytet eftersom även förändringarna i metoden sammantaget erbjuder tillräckliga incitament för investeringar och underhåll och därmed förväntas en bibehållen nivå av leveranssäkerhet. Ei bedömer även att kunders möjlighet att ansluta till naturgasnätet inte bör påverkas. Detta då naturgasföretagen är skyldiga att ansluta en annan naturgasledning som innehas av ett naturgasföretag eller en berättigad kund till sin naturgasledning.

Ei har utöver ovan beskrivna effekter på kunderna inte kunnat identifiera andra effekter på företagskunder avseende administration eller annat.

### 8.3 Konsekvenser för offentlig sektor

När intäktsramsbeslutet är fattat finns det möjlighet för naturgasföretag att överklaga besluten till förvaltningsrätten. Historiskt har flera naturgasföretag överklagat sitt beslut och antalet överklaganden och omfattningen av dem till följd av de metodförändringar som genomförs är svårbedömda. Det är inte orealistiskt att tro att naturgasföretagen även fortsättningsvis kommer att överklaga Ei:s beslut. En eventuell överklagan till domstol kommer ta resurser i anspråk för domstolen, Ei och den aktör som överklagar beslutet. I övrigt bedömer Ei att den nya hanteringen av kapitalbasen, kalkylräntan och anslutningsavgifter inte kommer få några betydande konsekvenser för offentlig sektor.

#### 8.3.1 Konsekvenser för Ei

Ei kommer inledningsvis få en marginell arbetsökning med anledning av den nya metoden, inklusive föreskrifterna. Nya föreskrifter behöver tas fram och medarbetare behöver lära sig hur metoden ska tillämpas när intäktsramarna fastställs. Vidare kan det på kort sikt uppstå kostnader kopplat till informationsinsatser om den nya metoden, inklusive föreskrifterna. När besluten fattas kommer nya beslutsmallar och bilagor till besluten att behöva tas fram utifrån den nya metodens förutsättningar.

Övergången från en kapacitetsbevarande till en förmögenhetsbevarande princip förväntas inte få någon betydande påverkan på resursåtgången då den nya metoden inte ställer högre krav på underlag och datainhämtning. Naturgasföretagen har även tidigare rapporterat anskaffningsvärden till Ei och den förändrade värderingsprincipen förväntas därför medföra små förändringar av beräkningssystemen för att fastställa kapitalkostnaderna.

Ei kommer behöva utforma sitt inrapporteringssystem så att naturgasföretagen kan rapportera in de tillkommande uppgifter som behövs för den nya hanteringen av anslutningsavgifterna, såsom förtida utrangeringar av anläggningar för vilka naturgasföretagen mottagit anslutningsavgifter från och med 2027. Resursåtgången för att hantera anslutningsavgifterna och även kalkylräntan förväntas dock endast förändras marginellt.

Sammantaget förväntas den förändrade resursåtgången för Ei vara begränsad. Kortsiktiga kostnadsökningar bedöms rymmas inom ramen för befintligt budgetanslag och på lång sikt är bedömningen att förändringarna medför marginella ändringar i resursåtgång.

#### 8.4 Andra relevanta konsekvenser

Ei bedömer att den nya metoden, inklusive föreskrifterna, inte kommer ha några direkta miljömässiga konsekvenser. Ei har inte heller identifierat några övriga konsekvenser för social välfärd, säkerhet, integritet med mera utöver vad som beskrivits ovan.

## 9 Samråd

Ei har inom ramen för utredningen av de metodändringar som presenterats i denna konsekvensutredning samrått med både naturgasföretag och kundföreträdare vid ett flertal tillfällen under 2024 och 2025. I maj 2025 och under hösten samma år presenterades även de ändringar som Ei anser ska genomföras till nästa tillsynsperiod 2027–2030 och de alternativ som varit relevanta.

Både kundföreträdare och naturgasföretag har haft möjlighet att lämna synpunkter på metodändringarna. Ei har beaktat de synpunkter som kommit in vid framtagande av metoden, inklusive föreskrifterna.

Vissa delar av Ei:s metod regleras i föreskrifter. Under arbetet med att ta fram föreskrifterna har Ei beaktat de synpunkter som naturgasföretagen och kundföreträdare har kommit in med i samband med att Ei redogjort för metodändringar. Förordningen (2024:183) om konsekvensutredningar uppställer ett krav på att berörda ska ges tillfälle att lämna synpunkter när föreskrifter tas fram med tillhörande konsekvensutredning. Metod, förslag till föreskrifterna samt denna konsekvensutredning publiceras på Ei:s webbplats. Berörda aktörer och andra intressenter kommer därmed ges tillfälle att lämna synpunkter på metod, föreskrifter och konsekvensutredning. Ei kommer att beakta de synpunkter som kommer in innan föreskrifterna beslutas.

## 10 Referenslista

### Svenska lagar och förordningar

Förordning om fastställande av intäktsram på naturgasområdet. SFS 2014:35. Stockholm: Klimat- och näringslivsdepartementet.

Förordning om intäktsram för elnätsverksamhet. SFS 2018:1520. Stockholm: Klimat- och näringslivsdepartementet.

Förordning om intäktsram för naturgasverksamhet. SFS 2025:1350. Stockholm: Klimat- och näringslivsdepartementet.

Förordning om konsekvensutredningar. SFS 2024:183. Stockholm: Finansdepartementet.

Miljöbalk. SFS 1998:808. Stockholm: Klimat- och näringslivsdepartementet.

Naturgasförordning. SFS 2006:1043. Stockholm: Klimat- och näringslivsdepartementet.

Naturgaslag. SFS 2005:403. Stockholm: Klimat- och näringslivsdepartementet

### EU-fördrag

Europeiska unionens stadga om de grundläggande rättigheterna. (2016). *Europeiska unionens officiella tidning*, C 202/02.

## Direktiv

Europaparlamentet och Europeiska unionens råd. (2024). *Direktiv (EU) 2024/1788 av den 13 juni 2024 om gemensamma regler för de inre marknaderna för förnybar gas, naturgas och vätgas, om ändring av direktiv (EU) 2023/1791 och om upphävande av direktiv 2009/73/EG.*

Europaparlamentet och Europeiska unionens råd. (2019). *Direktiv (EU) 2019/944 av den 5 juni 2019 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om ändring av direktiv 2012/27/EU.*

Europaparlamentet och Europeiska unionens råd. (2009). *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.* Europeiska unionens officiella tidning, L 211, 14.8.2009.

Europaparlamentet och Europeiska unionens råd. (2009). *Direktiv 2009/72/EG av den 13 juli 2009 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om upphävande av direktiv 2003/54/EG.* Europeiska unionens officiella tidning, L 211, 14.8.2009.

## EU-förordning

Europaparlamentet och Europeiska unionens råd. (2024). *Förordning (EU) 2024/1789 av den 13 juni 2024 om de inre marknaderna för förnybar gas, naturgas och vätgas, om ändring av förordningarna (EU) nr 1227/2011, (EU) 2017/1938, (EU) 2019/942 och (EU) 2022/869 samt beslut (EU) 2017/684, och om upphävande av förordning (EG) nr 715/2009.*

## Propositioner

Regeringen. (2025). Regelverket för framtidens el- och gasnät (Prop. 2025/26:26). Stockholm: Regeringskansliet.

Regeringen. (2013). Naturgasfrågor. Proposition. (Prop. 2012/13:85). Stockholm: Regeringskansliet.

Regeringens. (2009) *Förhandsprövning av nättariffer* (Prop. 2008/09:141). Stockholm: Regeringskansliet.

## SOU

SOU 2023:64. *Ett förändrat regelverk för framtidens el- och gasnät*. Betänkandet av Utredningen om översyn av regleringen på el- och naturgasområdena Stockholm: Regeringskansliet.

## Kommittédirektiv

Regeringen. (2022). *Översyn av regleringen på el- och naturgasområdena*. Kommittédirektiv. (Dir. 2022:20). Stockholm: Regeringskansliet.

## Domstolsavgöranden

Kammarrätten i Jönköping. (2014). *Dom den 10 november 2014 i mål nr 101-14*.

Mål 6/64, Flaminio Costa mot ENEL, EU:C:1964:66.

Mål C-72/95, Aannemersbedrijf P.K. Kraaijeveld BV m.fl. mot Gedeputeerde Staten van Zuid-Holland, EU:C:1996:404.

Mål C-17/03, Mål C-17/03, VEMW m.fl. mot DTe, EU:C:2005:36.

Mål C-174/08, NCC Construction Danmark A/S mot Skatteministeriet, EU:C:2009:669.

Mål C-201/08, Plantanol GmbH & Co. KG mot Hauptzollamt Darmstadt, EU:C:2009:539.

Mål C-265/08, Federutility m.fl. mot Autorità per l'energia elettrica e il gas, EU:C:2010:205.

Mål C-474/08, Europeiska kommissionen mot Konungariket Belgien, EU:C:2009:681.

Mål C-718/18, Europeiska kommissionen mot Förbundsrepubliken Tyskland, EU:C:2021:662.

Mål C-771/18, Europeiska kommissionen mot Ungern, EU:C:2020:584.

Mål C-378/19, Prezident Slovenskej republiky, EU:C:2020:462.

Mål C-767/19, Europeiska kommissionen mot Konungariket Belgien,  
EU:C:2021:801.

### Övriga utredningar och rapporter med mera

Brealey, R.A., Myers, S.C. & Allen, F. (2011). *Principles of Corporate Finance*. 10:e uppl., Global Edition. New York: McGraw-Hill Education.

CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia). (2019). Guía sobre Contratación Pública y Competencia [online]. Madrid: CNMC. Tillgänglig: [https://www.cnmc.es/sites/default/files/2749939\\_32.pdf](https://www.cnmc.es/sites/default/files/2749939_32.pdf) [Hämtad 6 oktober 2025].

Ceer (Council of European Energy Regulators). (2025). Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2024 [online]. Brussels: Ceer. Tillgänglig: [https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2025/02/GA191\\_05\\_2\\_IRB-Regulatory-Frameworks-Report-2024-Main-report-1-1.pdf](https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2025/02/GA191_05_2_IRB-Regulatory-Frameworks-Report-2024-Main-report-1-1.pdf) [Hämtad 6 september 2025].

DFC Economics (2024), Pototschnig, A. & Volpato, F. *Return on investment for the Swedish energy network sector*. Konsultrapport beställd av Energimarknadsinspektionen. Tillgänglig på: <https://ei.se/download/18.6899b088196f63db43144a5/1748329870965/Konsultrapport-Return-on-investment-for-the-Swedish-energy-network-sector-DFC.pdf> [Hämtad: 7 november 2025].

Energimarknadsinspektionen. Vätgas i systemet – en gasmarknad i omställning. [online]. Tillgänglig: <https://ei.se/download/18.77ca4a9f197625ffc3e4a30/1750315583174/V%C3%A4tgas-i-systemet-en-gasmarknad-i-omst%C3%A4llning-Ei-R2025-10.pdf> Hämtad 2026-01-28.

Energimarknadsinspektionen. Bilaga 1 – Konsekvensutredning vätgas i systemet en gasmarknad i omställning Ei R2025:10. [Tillgänglig] <https://ei.se/download/18.77ca4a9f197625ffc3e4a35/1750315667545/Konsekvensutredning-v%C3%A4tgas-i-systemet-en-gasmarknad-i-omst%C3%A4llning-Bilaga-1-Ei-R2025-10.pdf>

Energimyndigheten. Naturgas. [online]. Tillgänglig: <https://www.energimyndigheten.se/energiberedskap/om-el-fjarrvarme-och-naturgas/naturgas/> Hämtad: 2026-01-28

ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos). (2021). Parâmetros de Regulação para o Período 2022-2025 [online]. Lisboa: ERSE. Tillgänglig: <https://www.erse.pt/media/bjdnrr05/par%C3%A2metros-2022-2025.pdf> [Hämtad 6 november 2025].

Ernst & Young. (2015). *WACC för elnätsföretag för tillsynsperioden 2016–2019*. Rapport på uppdrag av Energimarknadsinspektionen. [Online] Tillgänglig: <https://ei.se/download/18.4306b017176842faf913b27/1610534033210/WACC-f%C3%B6r-eln%C3%A4tsforetag-f%C3%B6r-tillsynsperioden-2016-2019-Ernst-o-Young.pdf> [Hämtad: 31 oktober 2025].

Europeiska kommissionen. (2019). *Kommissionsmeddelande om beräkning av kapitalkostnad för tidigare generationers infrastruktur i samband med kommissionens granskningar av nationella anmälningar inom EU-sektorn för elektronisk kommunikation (2019/C 375/01)*. [online] EUR-Lex. Tillgänglig: [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/PDF/?uri=CELEX:52019XC1106\(01\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/PDF/?uri=CELEX:52019XC1106(01)) [Hämtad 10 mars 2025].

Fregert, K. & Jonung, L. (2018). *Makroekonomi: Teori, politik och institutioner*. 5:e uppl. Lund: Studentlitteratur AB.

Hellström, J. (2018). *Litteraturgenomgång av forskning rörande kapitalvärderingsmetoder inom reglering av elnät*.

Hellström, J. (2024). *Metodutveckling el och gasnät: Kapitalvärderingsmetod och övergångseffekter*.

Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet. (2017). *Bekendtgørelse om forrentningssats for netvirksomheders fremadrettede forrentningsgrundlag (BEK nr 1595 af 18/12/2017)*. [online] Tillgänglig: <https://www.retsinformation.dk/eli/lt/2017/1595> [Hämtad 6 november 2025].

Konjunkturinstitutet. (u.å). *Skillnad mellan scenario och prognos*. [online] Tillgänglig: <https://www.konj.se/om-oss/var-verksamhet/om-vara-prognoser/skillnad-mellan-scenario-och-prognos/> [Hämtad 20 maj 2025].

Konjunkturinstitutet. (2025). *Prognosdatabasen* [online]. Stockholm: Konjunkturinstitutet. Tillgänglig: <https://www.konj.se/statistik-och-data/prognosdatabasen/>

Montell & Partners. (2024). *Avkastningsmetoder för nätverksamhet – En rapport för Energimarknadsinspektionen*. [online] Montell & Partners. Tillgänglig: <https://ei.se/download/18.6899b088196f63db43144a2/1748329870740/Konsultrapport-Avkastningsmetoder-f%C3%B6r-n%C3%A4tverksamhet-Montell-och-Partners.pdf> [Hämtad 31 oktober 2025].

Nordion Energi. [online] Nordion Energi investerar i anläggning för flytande biogas i Göteborgs Hamn. Tillgänglig: <https://nordionenergi.se/nyheter/2024-12-10-nordion-energi-investerar-i-anlaggning-for-flytande-biogas-i-goteborgs-hamn> [Hämtad 2025-06-09]

PwC Sverige. (2025). *Riskpremiestudien 2025*. [online] PwC. Tillgänglig: <https://www.pwc.se/sv/corporate-finance/riskpremiestudien-2025.pdf> [Hämtad 15 september 2025].

Randl, O., Zechner, J. & Frontier Economics. (2025). *Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode: Bericht für die Bundesnetzagentur*. [online] Frontier Economics. Tillgänglig: [https://www.bundesnetzagentur.de/EN/RulingChambers/GBK/Level2/return\\_on\\_capital/start.html](https://www.bundesnetzagentur.de/EN/RulingChambers/GBK/Level2/return_on_capital/start.html) [Hämtad 15 augusti. 2025].

Riksbanken. (2025). Statistik [online]. Stockholm: Sveriges Riksbank. Tillgänglig: <https://www.riksbank.se/sv/statistik/>

Statskontoret. Konsekvensutredning är ett verktyg för analys och bedömning. [online] Tillgänglig: <https://forum.statskontoret.se/konsekvensutredning/utgangspunkter/verktyg-for-bedomning-och-analys/#:~:text=En%20konsekvensutredning%20syftar%20till%20att,konsekvenser%20av%20en%20f%C3%B6reslagen%20%C3%A5tg%C3%A4rd.> [hämtad 2026-01-28]

SCB (Statistiska centralbyrån). (2025). Statistik [online]. Tillgänglig: <https://www.scb.se/>

Swedegas, Gasbarometern. Tillgänglig: <https://swedegas.se/gas/biogas/gasbarometern> [hämtad 2025-06-09]

Thema consulting Group (2024). *Metodbyte för regulatoriska kapitalkostnader*.

Villadsen, B., Vilbert, M.J., Harris, D. & Kolbe, A.L. (2017). *Risk and Return for Regulated Industries*. San Diego: Academic Press.

WACC-ekspertgruppen. (2016). *Baggrundsrapport: Forrentningen af netvirksomhedernes fremadrettede investeringer (WACC)*. [online] Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet. Tillgänglig: <https://forsyningstilsynet.dk/Media/638230431627192741/baggrundsrapport.pdf> [Hämtad 31 oktober 2025].

Wright, S., Mason, R. & Miles, D. (2003). *A Study into Certain Aspects of the Cost of Capital for Regulated Utilities in the U.K.* Rapport beställd av de brittiska tillsynsmyndigheterna och Office of Fair Trading. [online] Ofgem. Tillgänglig: [https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2003/02/2198-jointregscoc\\_0.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2003/02/2198-jointregscoc_0.pdf) [Hämtad 7 oktober 2025].