



Mål nr. 8021-14	Enhet 1
--------------------	---------

Anges vid kontakt med domstolen

Energimarknadsinspektionen  
Box 155  
631 03 Eskilstuna

ENERGIMARKNADSINSPEKTIONEN	
Ank.	2015 -03- 1 8
D/Dnr	

E.ON Gas Sverige AB ./ Energimarknadsinspektionen  
angående **fastställande av intäktsram enligt naturgaslagen**

---

Ni får tillfälle att yttra Er över innehållet i bifogade handlingar, aktbilaga 10.

Om Ni yttrar Er ska yttrandet vara skriftligt och ha kommit in till förvaltningsrätten **senast den 15 april 2015**. Ange förvaltningsrättens målnummer som finns längst upp till höger. OBS! Om Ni faxar eller skickar via e-post behöver Ni inte skicka originalet via post.

Om Ni har några frågor kan Ni kontakta förvaltningsrätten.

Åsa Lindqvist  
Telefon direkt 013-25 11 50

FÖRVALTNINGSRÄTTEN  
I LINKÖPING

Till

Förvaltningsrätten i Linköping  
Box 406  
581 04 Linköping

2015-03-16

Mål nr

8021-14  
E1 Aktil 10

Mål nr 8021-14 (Enhet 1)

Malmö den 16 mars 2015

**KOMPLETTERING AV ÖVERKLAGANDE (E.ON 2)****Klagande:** E.ON Gas Sverige AB, org.nr. 556015-9492  
205 09 MALMÖ**Ombud:** advokaterna Mikael Wärnsby, Madeleine Edqvist och  
Charlotta Wälsäter  
Advokatfirman Lindahl KB  
Studentgatan 6  
211 38 Malmö  
Telefon: 040-664 66 50  
E-post: mikael.warnsby@lindahl.se;  
madeleine.edqvist@lindahl.se;  
charlotta.walsater@lindahl.se**Motpart:** Energimarknadsinspektionen, Box 155, 631 03 Eskilstuna**Överklagat  
beslut:** Energimarknadsinspektionens beslut den 23 oktober  
2014, dnr 2014-101952**Saken:** Fastställande av intäktsram enligt naturgaslagen  
(2005:403)

## Innehåll

1.	YRKANDEN.....	3
2.	BAKGRUND .....	4
3.	RÄTTSLIGA UTGÅNGSPUNKTER .....	4
3.1	Allmänt om regleringen på gasområdet .....	4
3.2	Rätten till skälig kostnadstäckning och rimlig avkastning.....	5
4.	SÖKT OCH BESLUTAD INTÄKTSRAM .....	7
4.1	Påverkbara kostnader.....	7
4.2	Kalkylränta (WACC).....	8
4.3	Övrigt.....	8
5.	GRUNDER I SAMMANFATTNING .....	9
6.	PÅVERKBARA KOSTNADER .....	10
6.1	Avyttring av transmissions- och lagerverksamheterna .....	12
6.2	E.ON-koncernens principer för kostnadsallokering beaktas inte i beslutet14	
6.3	E.ON Gas påverkbara kostnader efter gjorda justeringar .....	15
6.4	Justerade påverkbara kostnaders effekt på intäktsramen .....	16
7.	WACC/KALKYLRÄNTA .....	17
7.1	Ei:s bedömning av kalkylräntan .....	17
7.2	EON Gas bedömning av kalkylräntan för att erhålla rimlig avkastning ....	18
7.2.1	Den riskfria räntan .....	19
7.2.2	Kreditriskpremien.....	21
7.2.3	Särskilda riskpremien .....	22
7.3	Beräkning av rimlig kalkylränta utifrån gjorda parameterjusteringar .....	24
7.4	Den korrigerade kalkylräntans effekt på intäktsramen.....	25
8.	DE SAMMANLAGDA JUSTERINGARNAS EFFEKT PÅ INTÄKTSRAMEN.....	25
9.	BEVISNING OCH HANDLÄGGNINGSPRÅGOR .....	26
	BILAGEFÖRTECKNING .....	27

I egenskap av ombud för E.ON Gas Sverige AB (**E.ON Gas**) får vi härmed till utveckling av talan i målet anföra följande.

## 1. YRKANDEN

E.ON Gas önskar precisera i överklagandeskriften framställda yrkanden så att dessa efter justering i sin helhet lyder enligt följande.

1.1 E.ON Gas yrkar i första hand att förvaltningsrätten med ändring av Ei:s beslut ska fastställa intäktsramen för tillsynsperioden 2015-2018 till 2 157 622 tkr, angivet i 2013 års prisnivå, och med justering i enlighet med beslutspunkterna 1 a och 1 b på sätt anges i Ei:s beslut.

1.2 E.ON Gas yrkar i andra hand att förvaltningsrätten ska undanröja det överklagade beslutet och återförvisa ärendet till Ei för fastställande av intäktsram till faktiskt belopp för tillsynsperioden 2015-2018 med tillämpning av följande förutsättningar:

a) de totala löpande påverkbara kostnaderna<sup>1</sup> ska fastställas till 358 631 tkr efter effektiviseringskrav; och

b) beräkning av rimlig avkastning på kapitalbasen ska ske med en real kalkylränta före skatt om 7,5 %.

1.3 E.ON Gas yrkar i sista hand – för det fall förvaltningsrätten inte fullt ut bifaller antingen yrkande 1.2 a) eller yrkande 1.2 b) – att domstolen, med undanröjande av Ei:s beslut och återförvisning enligt 1.2 ovan, fastställer

a) den nivå på de löpande påverkbara kostnaderna för perioden 2015-2018 – överstigande 297 174 tkr (enligt Ei:s beslut) men understigande 358 631 tkr – som domstolen finner ska tillämpas, och;

b) den nivå på den reala kalkylräntan – överstigande 6,26 % (enligt Ei:s beslut) men understigande 7,5 % – som domstolen finner ska tillämpas.

E.ON Gas vill klargöra att yrkandena vid återförvisning enligt punkterna 1.2 och/eller 1.3 ovan inrymmer

att delyrkandena a) och b) under respektive punkt (1.2 och 1.3) kan bifallas var för sig eller tillsammans, och

---

<sup>1</sup> Jfr. tabell 3 i Ei:s beslut och tabell 4 i bilaga 3 till Ei:s beslut



att övriga delar av intäktsramen, inklusive justering enligt beslutspunkterna 1a och 1b, ska fastställas i enlighet med det överklagande beslutet.

Vidare önskar E.ON Gas tydliggöra att det belopp som anges i förstahandsyrkandet (1.1) utgör en beräkning av intäktsramen utifrån de förutsättningar som yrkas i andrahandsyrkandet (1.2). Vid fullt bifall till andrahandsyrkandet (1.2) kommer med andra ord E.ON Gas intäktsram att beräknas till det belopp som anges i 1.1. Beräkningen av detta belopp framgår av punkten 8 nedan.

Vid bifall till talan (helt eller delvis) utgår E.ON Gas från att Ei, vid avstämning efter tillsynsperiodens slut, beaktar de justeringar av beslut och metod som följer av förvaltningsrättens dom, och att detta klagas genom domslutet eller domskälen.

## **2. BAKGRUND**

E.ON Gas bedriver överföring (distribution) av ledningsbunden naturgas (inkluderande biogas) i södra Sverige, däribland i Malmö och ytterligare ett antal orter. E.ON Gas äger och driver för detta ändamål ett naturgasnät med en sammanlagd längd av 2 012 km varigenom gas transporteras till ca 24 000 anslutna naturgaskunder, vilka utgörs både av industrier/företag och enskilda hushåll. Detta gör E.ON Gas till det största distributionsföretaget (DSO) i Sverige. E.ON Gas drev fram till oktober 2011 även transmissionsverksamhet, dvs. överföring av gas genom högstrycksledningar som utgör del av det svenska s.k. stamnätet för naturgas, och lagerverksamhet. Transmissions- och lagerverksamheterna och därmed sammanhörande anläggningar (däribland stamnätsdelen, inklusive mät- och reglerstationer) överläts detta år till Swedegas AB, som sedan dess äger och driver hela det svenska stamnätet för överföring av naturgas.

E.ON Gas bedriver även teknisk service- och besiktningsverksamhet samt distribution av gasol och fordonsgas. Den reglerade delen av verksamheten, som detta mål avser, utgörs enbart av den rörledningsanknutna distributionsverksamheten av naturgas (redovisningsenhet REN00598).

E.ON Gas ägs till 100% av E.ON Sverige AB som i sin tur ingår i den europeiska energikoncernen E.ON SE.

## **3. RÄTTSLIGA UTGÅNGSPUNKTER**

Nedan beskrivs – i de delar som bedöms ha relevans för överklagandet – det regelverk som det överklagande beslutet aktualiserar.

### **3.1 Allmänt om regleringen på gasområdet**

Överföring av naturgas genom rörledningar är ett naturligt monopol som regleras av Energimarknadsinspektionen (Ei). Den centrala lagstiftningen på området utgörs av

naturgaslagen (2005:403). Enligt denna lag ansvarar berörda naturgasföretag för drift, underhåll och vid behov utbyggnad av sitt ledningssystem. Naturgasföretaget svarar bl.a. för att dess ledningssystem är säkert, tillförlitligt och effektivt och att det på lång sikt kan uppfylla rimliga krav på överföring av naturgas. Ledningsinnehavare är skyldiga att på skäliga villkor dels ansluta andra naturgasledningar (samt lagrings- och förgasningsanläggningar), dels överföra naturgas för annans räkning.

Naturgaslagen i sin nuvarande lydelse utgör för svenskt vidkommande en anpassning till EU:s s.k. tredje energimarknadspaket och syftar i relevanta delar till att implementera gasmarknadsdirektivets<sup>2</sup> bestämmelser till svensk rätt.

Ei har tidigare granskat de tariffer som naturgasföretagen får ta ut i efterhand (*ex post*). Grundat i gasmarknadsdirektivets krav trädde den 1 juni 2013 nya bestämmelser i kraft i naturgaslagen, innebärande att Ei i förväg (*ex ante*) ska fastställa de samlade intäkter som ett naturgasföretag högst får uppbära under en kommande tillsynsperiod (6 kap. 6 § naturgaslagen). En tillsynsperiod är som huvudregel fyra år och ska tillämpas första gången för perioden 2015-2018.

Baserat på det grundläggande regelverket i naturgaslagen har regeringen bemyndigats att reglera vissa frågor i förordning och även vidaredelegera viss föreskriftsrätt till Ei. Regeringen har i enlighet härmed utfärdat förordningen (2014:35) om fastställande av intäktsram på naturgasområdet ("kapitalbasförordningen"). Ei har i sin tur bl.a. utfärdat föreskrifter (EIFS 2014:6) om skäliga kostnader och en rimlig avkastning vid beräkning av intäktsram för naturgasföreskrifter ("beräkningsföreskriften").

### **3.2 Rätten till skälig kostnadstäckning och rimlig avkastning**

Gasmarknadsdirektivets övergripande syfte (preambeln p. 1) är att skapa ökad effektivitet, konkurrenskraftiga priser och högre kvalitet samt bidra till försörjningstrygghet och hållbarhet. I artikel 41 punkten 6a anges att de tariffer eller metoder som den behöriga tillsynsmyndigheten (dvs. för Sveriges vidkommande, Ei) förutsätts fastställa eller godkänna ska utformas så att nödvändiga investeringar i näten kan göras på ett sätt som gör det möjligt att säkra nätets funktion på längre sikt. Enligt motiven till bestämmelserna om förhandsregleringen i naturgaslagen (prop. 2012/13:85, s. 51) syftar den svenska regleringen på motsvarande sätt till att naturgasföretagens verksamhet ska bedrivas effektivt till låga kostnader och att kunden får betala ett skäligt pris för de reglerade tjänsterna. Regleringen ska vidare bidra till att kunderna får en

---

<sup>2</sup> Europaparlamentet 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.



långsiktig leveranssäkerhet och att den svenska naturgasförsörjningen tryggas, Naturgasföretagen ska samtidigt möta stabila och långsiktiga villkor för sin verksamhet.

Mot denna bakgrund anges i 6 kap. 10 § naturgaslagen att intäktsramen ska beräknas så att den täcker skäligen kostnader för att bedriva den verksamhet som ramen avser och ger en rimlig avkastning på det kapital som behövs för att bedriva verksamheten, den s.k. kapitalbasen.

I 6 kap. 11 § naturgaslagen anges att med "skäligen kostnader" avses kostnader för en ändamålsenlig och effektiv drift av en verksamhet med likartade objektiva förutsättningar. Av förarbetena till bestämmelsen framgår bl.a. att hänsyn således kan behöva tas till att de enskilda naturgasföretagen verkar under olika objektiva förutsättningar. Bestämmelsen innebär vidare att det inte nödvändigtvis är naturgasföretagets faktiska kostnader som ska tas upp vid beräkningen av skäligen kostnad (prop. 2012/13:85, s. 55 f).

De kostnader som avses är dels löpande påverkbara och opåverkbara löpande kostnader, dels kapitalkostnader. De löpande påverkbara kostnaderna utgörs t.ex. av personalkostnader samt drift- och underhållskostnader. De löpande opåverkbara kostnaderna utgörs av kostnader som naturgasföretaget inte kan påverka, såsom skatter, avgifter och kostnader för överliggande nät.<sup>3</sup>

Till grund för beräkning av kapitalkostnaderna ligger kapitalbasen, vari ingår de tillgångar som naturgasföretaget använder för att bedriva verksamheten (se ovan). Kapitalkostnaderna utgörs av kostnaderna för förbrukning av kapitalet och kostnader för kapitalbindningen. Förbrukningen av kapitalet beaktas genom avskrivningar och regleras närmare i kapitalbasförordningen.

Kostnaden för kapitalbindningen sammanhänger med den alternativa förräntning (avkastning) som en investerare hade kunnat erhålla på det kapital som är bundet i naturgasverksamheten. I förarbetena (prop. 2012/13:85, s. 61) anges vidare att en rimlig avkastning måste beräknas utifrån vedertagna ekonomiska metoder. Den vedertagna ekonomiska metod som används i Ei:s metod för att bestämma avkastningen är den s.k. WACC-metoden (*Weighted Average Cost of Capital*).

Enligt Ei:s metod beräknas intäktsramen, i förenklade ordalag, genom att naturgasföretagets s.k. historiska löpande kostnader för åren 2009-2012 summeras. Från denna summa dras de opåverkbara kostnaderna för samma period av. Tillägg görs för kapitalkostnaderna. Efter avdrag för anslutningsavgifter och tillägg för

---

<sup>3</sup> Ei har i 2 § EIFS 2014:6 föreskrivit vilka kostnader som ska anses opåverkbara.

prognosticerade opåverkbara kostnader för den kommande tillsynsperioden 2015-2018 erhålls intäktsramen för denna period, eller kortare uttryckt:

*Intäktsram = (kapitalkostnader + löpande kostnader) – avdrag för anslutningsavgifter*

Det bör noteras att Ei:s metod att bestämma skäliga kostnader med utgångspunkt i historiska kostnader för jämförperioden 2009-2012 är ett "metodval" som gjorts av myndigheten inför besluten om intäktsramar.<sup>4</sup> Detta är således inte ett utflöde av särskilda bestämmelser i naturgaslagen, förordning eller föreskrift. På motsvarande sätt är den av Ei fastställda kalkylräntan om 6,26 % ett led i myndighetens beslutsfattande och inte baserat på särskilt bemyndigande om föreskriftsrätt i överordnad författning.

#### **4. SÖKT OCH BESLUTAD INTÄKTSRAM**

Som angetts i överklagandeskriften ingav E.ON Gas den 27 juni 2014 ett förslag till intäktsram uppgående till 2 250 000 tkr för tillsynsperioden 2015-2018. Ei beslutade den 23 oktober 2014 att fastställa intäktsramen till 2 019 274 tkr. Ei:s beräkning av E.ON Gas intäktsram framgår av bilaga 3 till sagda beslut.

E.ON Gas erhöll därmed en väsentligt lägre intäktsram än vad bolaget föreslagit och bedömer behövs för att driva verksamheten under tillsynsperioden utifrån de krav som naturgaslagen ställer. E.ON Gas anser att den beslutade ramen inte uppfyller naturgaslagens krav på skälig kostnadstäckning och rimlig avkastning i verksamheten.

Den intäktsram som, efter justering av talan, begärs i målet uppgår till 2 157 622 tkr (se punkten 1.1 ovan), dvs. ett lägre belopp än det ursprungligen sökta. Detta ska inte förstås som att E.ON Gas sökta intäktsram varit "för hög", utan är endast ett utslag av att bolaget av processekonomiska skäl valt att begränsa sin talan till två huvudpunkter – påverkbara kostnader och kalkylräntan.

De väsentliga skillnaderna mellan det av E.ON Gas lämnade förslaget till intäktsram och den av Ei beslutade intäktsramen kan sammanfattas enligt följande.

##### **4.1 Påverkbara kostnader**

Vid beräkningen av löpande påverkbara kostnader för tillsynsperioden 2015-2018 har Ei använt ett genomsnitt av rapporterade uppgifter för perioden 2009-2012 (vilka kostnader uppräknas med konsumentprisindex till 2013 års prisnivå och åsätts ett effektiviseringskrav). E.ON Gas har i sitt förslag till intäktsram utgått från de prognosticerade kostnaderna för tillsynsperioden 2015-2018 utgående från bolagets kostnadsnivå 2012-2013, eftersom de historiska kostnaderna för perioden 2009-2012 i

---

<sup>4</sup> Se Ei:s beslut s. 9.



väsentliga avseenden inte är representativa för den verksamhet som E.ON Gas idag bedriver och kommer att bedriva under tillsynsperioden 2015-2018.

Ei har i sitt beslut (s. 10) anfört att sådana "individuella hänsyn som företaget har anfört endast bör tillåtas under mycket speciella förutsättningar, där det dessutom är av stor ekonomisk betydelse att metoden frångås", samt att vad E.ON Gas anfört härom "inte kan anses utgöra tillräckliga skäl för att frångå metoden".

E.ON Gas yrkande om höjning av de påverkbara kostnaderna enligt punkten 1.2 a) ovan<sup>5</sup> har emellertid så långt möjligt anpassats till Ei:s metod, varvid justeringar har gjorts för korrigera de brister av stor ekonomisk betydelse, vilka E.ON Gas identifierat beträffande de använda historiska kostnaderna enligt Ei:s beslut.

E.ON:s yrkande i målet rörande de påverkbara kostnaderna omfattar, mot bakgrund av anpassningen till Ei:s metod, inte en höjning intill det belopp av de påverkbara kostnaderna som ursprungligen söktes i ansökan om intäktsram.<sup>6</sup> De närmare skälen till yrkad höjning av de löpande påverkbara kostnaderna utvecklas under punkten 6 nedan.

#### **4.2 Kalkylränta (WACC)**

Ei har valt att tillämpa en real kalkylränta (WACC) före skatt om 6,26 %. E.ON Gas har i sin ansökan utgått från en kalkylränta om 7,5 %. E.ON Gas yrkar i målet att beräkning av skälig avkastning i första hand ska ske med tillämpning av en real kalkylränta före skatt uppgående till samma procentsats som använts i ansökan, dvs. 7,5 %. Under alla förhållanden ska kalkylräntan fastställas till en högre procentsats än den i beslutet tillämpande (6,26 %). Skälen härför utvecklas under punkten 7 nedan.

#### **4.3 Övrigt**

Som anförts i överklagandeskriften har Ei genom 3 § i beräkningsföreskriften av oklar anledning – och till skillnad från vad som gäller på elnätsområdet – fastslagit att de historiska kostnaderna för jämförelseåren 2009-2012 ska justeras med hänsyn till förändringar i prisläget med tillämpning av *konsumentprisindex (KPI)*. Detta innebär att t.ex. anställdas reallöneökningar, som ej beaktas i KPI, inte kommer att beaktas genom Ei:s beslut om intäktsram för naturgasföretag. Vid sin ansökan om intäktsram har E.ON tidigare utgått från användning av en indexeringsmetod som på ett mer korrekt sätt speglar utvecklingen av verkliga kostnadsförhållanden än det av Ei föreskrivna KPI.

---

<sup>5</sup> Beloppet ingår i – men har inte särskilt preciserats genom – förstahandsyrkandet enligt punkten 1.1.

<sup>6</sup> E.ON har genom sin ansökan om intäktsram beräknat de löpande påverkbara kostnaderna för tillsynsperioden 2015-2018 till 384 000 tkr, medan Ei i sitt beslut fastställt motsvarande belopp till 297 174 tkr. Som framgår av yrkandena enligt punkten 1 ovan begärs i målet att höjning av de löpande påverkbara kostnaderna ska ske intill ett belopp om 358 631 tkr; alla belopp angivna efter effektiviseringskrav.

Detta har i ansökan beräkningsmässigt lett till en högre intäktsram än vad som, allt annat lika, följer med en uppräknig enligt KPI enligt Ei:s beräkningsföreskrift.

Som också påtalats i överklagandeskriften medger inte regleringen på naturgasområdet (i form av kapitalbasförordningen) – till skillnad från motsvarande reglering på elnätsområdet<sup>7</sup> – att naturgasföretagen i intäktsramen får någon kompensation för kapitalkostnader avseende tillgångar vars ålder överstiger den ekonomiska livslängden. Skälen till att sådana bestämmelser saknas i kapitalbasförordningen för naturgasområdet är också i rättslig mening oklara.

E.ON Gas talan har dock justerats på så sätt att någon kompensation för de förhållanden som anförts ovan i denna punkt 4.3 (dvs. indexering enligt KPI och kapitalkostnader för avskrivna tillgångar) inte begärs enligt i målet yrkad intäktsram (punkten 1.1). E.ON Gas finner likväl anledning att uppmärksamma rätten på dessa förhållanden, som innebär att *redan utgångspunkterna* för Ei:s metod och beslutsfattande innehåller sådana genom förordning och föreskrift inbyggda begränsningar att det med fog kan ifrågasättas om dessa författningar i sig står i strid med naturgaslagens regler om skälig kostnadstäckning och rimlig avkastning. Även om sagda förhållanden alltså inte omfattas av E.ON Gas överklagande i målet (eller utgör grund för E.ON Gas yrkanden) bör de likväl noteras när bolagets talan om höjning av påverkbara kostnader och kalkylränta bedöms. Det sagda innebär att, även vid ett fullt bifall till E.ON Gas talan i målet, bolagets intäktsram kommer att ligga på en lägre nivå än vad E.ON Gas i faktisk mening bedömer krävs för att bedriva verksamheten under tillsynsperioden utifrån naturgaslagens krav.

## 5. GRUNDER I SAMMANFATTNING

Den av Ei genom beslutet fastställda intäktsramen understiger vad som behövs för att E.ON Gas ska erhålla täckning för skäliga kostnader för att bedriva verksamheten under tillsynsperioden 2015-2018 och för att ge bolaget en rimlig avkastning på det kapital som används i verksamheten (kapitalbasen).

Ei har vid beräkning av de löpande påverkbara kostnaderna felaktigt valt att underkänna vissa kostnader som i objektiv mening behövs för verksamhetens bedrivande under tillsynsperioden, vilket är av stor ekonomisk betydelse för E.ON Gas.

Ei har vid beräkning av bolagets kapitalkostnader tillämpat en för låg kalkylränta (WACC) som inte medför en rimlig avkastning på kapitalbasen.

---

<sup>7</sup> Se 10-12 §§ förordningen (2014:1064) om intäktsram för elnätsföretag



Ei:s beslut om intäktsram står därför i strid med 6 kap. 10 § naturgaslagen, varvid ändring ska ske på sätt E.ON Gas har yrkat i målet.

### **UTVECKLING AV GRUNDERNA FÖR TALAN**

Nedan utvecklar E.ON Gas grunderna för sin talan i målet och i vilka avseenden Ei:s beslut om intäktsram är felaktigt. Dispositionen följer i allt väsentligt den ordning i vilken bolagets yrkanden har framställts (se punkten 1 ovan).

#### **6. PÅVERKBARA KOSTNADER**

Som redovisats ovan och i överklagandeskriften (punkten 6) har E.ON Gas vid sin ansökan om intäktsram utgått från bolagets prognosticerade kostnadsnivå för tillsynsperioden istället för kostnaderna enligt distributionsverksamhetens årsrapporter för åren 2009-2012 (basårsperioden), vilket är den period utifrån vilken Ei enligt beslutet fastställt de löpande påverkbara kostnaderna för tillsynsperioden 2015-2018. Skälet är att den rapporterade kostnadsnivån för åren 2009-2012 inte är representativ för att bedöma E.ON Gas löpande påverkbara kostnader under tillsynsperioden.

Detta har två huvudorsaker.

Dels har det skett väsentliga ändringar av E.ON Gas verksamhet i slutet av den av Ei använda basårsperioden 2009-2012 genom att E.ON Gas har avyttrat hela sin transmissions- och lagerverksamhet. Denna avyttring har inneburit att kvarvarande del av verksamheten (distribution) med nödvändighet därefter, dvs. under tillsynsperioden, har att bära en större del av E.ON Gas gemensamma kostnader. Dessa tillkommande kostnader återfinns därför inte i årsrapporterna för 2009-2012 (se vidare punkten 6.1 nedan).

Dels innebär den koncernstruktur i vilken E.ON Gas ingår att kostnader för ett antal centrala bolagsfunktioner, som är objektivt nödvändiga för att naturgasverksamheten i E.ON Gas ska kunna bedrivas, redovisningsmässigt endast belastat moderbolaget E.ON Sverige AB under basårsperioden 2009-2012 och inte allokaterats ut till dotterbolagen i koncernen, däribland E.ON Gas. Kostnaderna för dessa centrala bolagsfunktioner återfinns därför inte heller i årsrapporterna för 2009-2012 (se vidare punkten 6.2 nedan).

Ei har i sitt beslut (s. 10) anfört att sådana *"individuella hänsyn som företaget har anfört [avseende påverkbara kostnader enligt ovan] endast bör tillåtas under mycket speciella förutsättningar, där det dessutom är av stor ekonomisk betydelse att metoden frångås"*, samt att vad E.ON Gas anfört härom *"inte kan anses utgöra tillräckliga skäl för att frångå metoden"*.



Ei:s bedömning är felaktig av tre skäl.

För det första finns inget stöd i naturgaslagen eller dess förarbeten (eller i någon av Ei självt publicerad rapport) för uppfattningen att möjligheten att ta individuella hänsyn till enskilda naturgasföretags kostnadsförhållanden skulle vara så starkt begränsad ("mycket speciella förutsättningar") som Ei hävdar. Tvärtom anger naturgaslagen att kostnader som kan anses spegla en ändamålsenlig och effektiv drift av en verksamhet med likartade objektiva förutsättningar ska anses vara skäliga – och därmed ingå i intäktsramen. I beslutet ifrågasätter Ei inte, som myndighetens inställning måste förstås, att de kostnader E.ON Gas åberopat till höjning av de påverkbara kostnaderna är av sådan karaktär att de krävs för en ändamålsenlig och effektiv drift av verksamheten. Vidare har Ei när det gäller de ändringar av elnätsregleringen som trätt i kraft inför den andra tillsynsperioden på elnätsområdet (2016-2019) – och som baseras på samma utgångspunkter som den aktuella naturgasregleringen – i olika sammanhang betonat att det inte är rimligt att tillämpa en metod som *"bortser från de cirka 180 elnätsföretagens individuella förutsättningar i fråga om storlek, historik och ägarbild"*.<sup>8</sup> Det som på detta sätt uttalats av Ei gällande regleringen på elnätssidan gör sig än starkare gällande på naturgasområdet där regleringen för närvarande endast avser sammanlagt sju naturgasföretag. Som anförts i överklagandeskriften (p. 6.2.4) framstår det sammantaget som uppenbart orimligt – och lagstridigt – att E.ON Gas ska tvingas tåla en schablonisering till sin nackdel när det föreligger objektiva och starka individuella skäl att frångå schablonen i fråga.

För det andra har de anförda tillkommande påverkbara kostnaderna – i motsats till vad Ei anför i ovan citerade del av beslutet – en stor ekonomisk betydelse för E.ON Gas. Att bortse från dem innebär – allt annat lika – att E.ON Gas intäktsram reduceras med högst betydande belopp under tillsynsperioden 2015-2018, vilket kommer att framgå av punkterna 6.1 - 6.4 nedan.

För det tredje har E.ON Gas justerat sin talan så att beräkningen av de tillkommande påverkbara kostnaderna så långt detta låter sig göras anpassats till och utgår från Ei:s egen metod (se nedan), istället för att utgå från den prognosticerade kostnadsnivån – vilket förespråkades i ansökan om intäktsram. Den höjning av de påverkbara kostnaderna som E.ON Gas yrkar i målet innebär således inte att Ei:s metod "frångås", utan baseras tvärtom på den metod som Ei anvisat och tillämpat vid sitt beslut. Som förklarats ovan har detta medfört att E.ON Gas reducerat sitt yrkande avseende höjningen av de påverkbara kostnaderna.

---

<sup>8</sup> Se t.ex. Ei R 2014:09, s. 7 och s. 47.

Nedan utvecklas skälen för, och beräkningen av, yrkad höjning av de löpande påverkbara kostnaderna.

### **6.1 Avyttring av transmissions- och lagerverksamheterna**

E.ON Gas bedrev under 2009, 2010 och större delen av 2011 – som utgör nästan tre av de fyra år från vilka Ei valt att hämta uppgifter avseende löpande påverkbara kostnader för intäktsramen 2015-2018 – en betydligt mer omfattande verksamhet än vad som idag är fallet.

Förutom dagens distributionsverksamhet bedrev E.ON Gas fram till slutet av 2011 även transmissions- och lagerverksamhet. De tre verksamheterna bedrevs som en affärsenhet (benämnd "gasnät") av samma juridiska person, dvs. E.ON Gas, men utgjorde självständiga redovisningsenheter. Utöver affärsenheten "gasnät" bedrev, och bedriver fortfarande, E.ON Gas även affärsenheterna "gasol" och "fordonsgas" (den senare utgör ett helägt dotterbolag till E.ON Gas).

E.ON Sverige AB avyttrade den 1 oktober 2011 sin transmissions- och lagerverksamhet till den svenska stamnätsoperatören Swedegas AB. Genom avyttringen gick E.ON Gas således från sammanlagt fem verksamhetsområden (transmission, lager, distribution, gasol, fordonsgas) till tre stycken (distribution, gasol och fordonsgas).

E.ON Gas har gemensamma kostnader som allokeras till de olika affärsenheterna inom bolaget. Dessa gemensamma kostnader utgörs av bl.a. av kostnader för lokaler, administration, IT, affärsanalys, bolagsstyrning och marknadsföring. Före avyttringen 2011 allokerades de gemensamma kostnaderna ut på de dåvarande fem verksamhetsområdena inom E.ON Gas. De gemensamma kostnaderna för E.ON Gas som allokerades till transmissions- och lagerverksamheten försvann emellertid inte från bolaget när dessa verksamheter avyttrades 2011. Istället fick de återstående verksamheterna (distribution, gasol och fordonsgas) gemensamt bära dessa kostnader. Den andel av de gemensamma kostnaderna för E.ON Gas som allokeras till redovisningsenheten distribution (som nu är föremål för Ei:s beslut om intäktsram) har därför ökat till följd av den avyttring av transmissions- och lagerverksamheterna som skedde 2011. Dessa ökade påverkbara kostnader avspeglas dock inte i de historiska löpande kostnaderna för åren 2009-2011, vilka (tillsammans med kostnader år 2012) ligger till grund för Ei:s beslut om intäktsram.

För att beslutet om intäktsram ska bli korrekt och ge skälig kostnadstäckning under den kommande tillsynsperioden 2015-2018 måste en justering ske av de löpande påverkbara kostnaderna 2009-2012 (såvitt här relevant 2009-2011) enligt Ei:s metod. För en rättvisande bild av de historiska påverkbara kostnaderna behöver ett tillägg till



dessa kostnader ske med det belopp som motsvarar den andel av de bolagsgemensamma påverkbara kostnaderna – efter avdrag från avgående direkta kostnader – som redovisningsenheterna transmission respektive lager haft för nämnda år före avyttringen (dvs. 2009, 2010 och del av 2011). Detta är alltså kostnader som till en större del måste bäras av redovisningsenheten distribution till följd av avyttringen, och som är objektivt nödvändiga för att distributionsverksamheten ska kunna bedrivas.

E.ON Gas kan ur årsrapporterna och räkenskaperna för redovisningsenheterna transmission och lager för åren 2009-2011 härleda uppgifter om påverkbara kostnader under nämnda år, och efter avdrag för reducerade kostnader beräkna den del av de kvarvarande bolagsgemensamma kostnaderna som belastar distributionsverksamheten efter avyttringen. Beräkningen har gjorts enligt följande.

De totala påverkbara kostnaderna (i löpande penningvärde) för transmissions- respektive lagerverksamheterna under åren 2009-2011 (fram till 1 oktober 2011) framgår av Bilaga 1. Beräkningen är utförd enligt Ei:s metod för att fastställa påverkbara kostnader. De totala påverkbara kostnaderna för respektive verksamhet (transmission och lager) anges i tabellens sista rad.

Från de totala påverkbara kostnaderna för verksamheterna transmission och lager har dragits av sådana påverkbara kostnader som reducerades (kostnader för personal och drift- och underhåll) när transmissions- och lagerverksamheterna avyttrades. De totala avgående påverkbara kostnaderna har beräknats och redovisas i Bilaga 2 (belopp med minustecken i tabellen). De kostnader som efter avyttringen belastar de tre kvarvarande enheterna (distribution, gasol och fordonsgas) framgår också av Bilaga 2 (se rad "Summa kvarvarande kostnader").

Det är dock endast en viss andel av de gemensamma kostnaderna som belastar den reglerade verksamheten (redovisningsenheten distribution). Denna andel uppgår till 51 %, och följer av att E.ON Gas allokera sina gemensamma kostnader till affärsenheterna baserat på antal anställda i respektive enhet. I affärsenheten "gasnät" (redovisningsenheten distribution) arbetar 51 % av det totala antalet anställda i E.ON Gas. Med tillämpning av allokeringsnyckeln 51 % beräknas således de gemensamma kostnader (hänförliga till de avyttrade transmissions- och lagerverksamheterna) som allokeras till distributionsverksamheten (se beloppen på sista raden i tabellen i Bilaga 2).

Dessa belopp återfinns också i tabell 1 nedan. Av tabell 1 framgår alltså den ökning av de påverkbara kostnaderna för vart och ett av åren 2009-2011 som ska ske för att de påverkbara kostnaderna under basårsperioden ska bli jämförbara med den verksamhet som E.ON Gas kommer att bedriva under tillsynsperioden, och för att intäktsramen ska



beräknas utifrån ett korrekt underlag enligt Ei:s metod för fastställande av påverkbara kostnader.

**Tabell 1** (belopp i tkr)

	Prisnivå	2009	2010	2011	2012
Påverkbara kostnader enligt årsrapporter	Löpande	73 201	79 805	74 767	76 227
Påverkbara kostnader enligt Ei:s beslut	2013	76 719	82 593	75 398	76 193
<b>Ökning av påverkbara kostnader med anledning av avyttrad transmissions- och lagerverksamhet</b>	<b>Löpande</b>	<b>14 108</b>	<b>12 934</b>	<b>7 976</b>	<b>0</b>

Den påverkan som nu aktuell justering får på de påverkbara kostnaderna och intäktsramen framgår av punkterna 6.3 och 6.4 nedan.

## **6.2 E.ON-koncernens principer för kostnadsallokering beaktas inte i beslutet**

Som beskrivits i punkten 2 ovan utgör E.ON Gas en del av E.ON-koncernen. Moderbolaget i den svenska koncernen (E.ON Sverige AB) tillhandahåller en rad centrala funktioner till sina olika dotterbolag, däribland E.ON Gas. Detta är ett led i en effektiv bolagsstyrning och syftar till att minimera de totala kostnaderna i E.ON:s samlade verksamhet, däribland gasnätverksamheten.

De centrala funktioner som på detta sätt kostnadsförs i moderbolaget, men tillhandahålls dotterbolagen, avser ekonomi, juridik, koncernledningsfunktioner, kundkommunikation, inköp, strategi m.m. (nedan gemensamt "centrala funktioner"). De centrala funktioner som anges ovan är i objektiv mening nödvändiga för att E.ON Gas verksamhet ska kunna bedrivas.

Under åren 2009-2012 (basperioden) kostnadsfördes de centrala kostnaderna till 100 % i moderbolaget E.ON Sverige AB. De centrala kostnaderna har därför under samma period inte allokerats ut till eller kostnadsförts i dotterbolagen i E.ON-koncernen, däribland E.ON Gas. Dessa kostnader speglas därför inte i årsrapporterna för E.ON Gas 2009-2012 och medför därför enligt Ei:s metod att en för låg intäktsram har fastställts för perioden 2015-2018.

För att beslutet om intäktsram ska bli korrekt måste därför E.ON Gas påverkbara löpande kostnader för 2009-2012 justeras upp med belopp som motsvarar den andel av de centrala kostnaderna som hänför sig till distributionsverksamheten.

Under perioden 2009-2012 uppgick de centrala kostnaderna för E.ON Sverige AB till totalt ca 2 566 000 tkr. Dessa kostnader har beräknats utifrån moderbolagets resultaträkning med avdrag för kostnadsposter som enbart hör till specifika dotterbolag, t.ex. kärnkraftsförsäkring, och hänför sig till de olika verksamheter som bedrivs i dotterbolagen, däribland till den verksamhet som E.ON Gas bedriver.

Vedertagna principer för att fördela centrala kostnader inom en koncern är fördelning i förhållande till omsättning eller till antalet anställda. För en så korrekt allokering av kostnader som möjligt har E.ON Gas beräknat de kostnader som ska allokeras till E.ON Gas distributionsverksamhet enligt en genomsnittlig fördelningsnyckel utifrån antalet anställda respektive omsättning åren 2009-2012 i förhållande till totalt antal anställda i E.ON-koncernen respektive E.ON-koncernens omsättning nämnda år. Av Bilaga 3 framgår beräkningen av de allokerade centrala påverkbara kostnader som hänför sig till E.ON Gas åren 2009-2012.

I Tabell 2 nedan framgår den justering av de påverkbara kostnaderna för vart och ett av åren 2009-2012 som ska ske med anledning av de allokerade kostnaderna (utifrån de mer detaljerade beräkningarna i Bilaga 3). Beloppen i de markerade fälten ska således adderas till de påverkbara kostnaderna 2009-2012 för att intäktsramen för 2015-2018 ska beräknas utifrån ett korrekt underlag och ge skälig kostnadstäckning.

**Tabell 2 (tkr)**

	Prisnivå	2009	2010	2011	2012
Påverkbara kostnader enligt årsrapporter	Löpande	73 201	79 805	74 767	76 227
Påverkbara kostnader enligt Ei:s beslut	2013	76 719	82 593	75 398	76 193
<i>Ökning av påverkbara kostnader med anledning av icke allokerade centrala kostnader</i>	Löpande	<b>6 015</b>	<b>8 874</b>	<b>5 747</b>	<b>6 801</b>

Den påverkan som nu aktuell justering får på de påverkbara kostnaderna och intäktsramen framgår av punkterna 6.3 och 6.4 nedan.

Riktigheten av ovanstående justering stöds även av att E.ON-koncernen sedan 2013 har implementerat en ny allokeringmodell avseende kostnader för centrala funktioner. Sedan 2013 debiteras E.ON Gas av E.ON Sverige AB för mottagna centrala tjänster i verksamheten, vilket medför en beräknad ökad årlig nettokostnad om ca 8 700 tkr för E.ON Gas under tillsynsperioden 2015-2018 jämfört med perioden 2009-2012. Den justering som begärs i målet understiger således de faktiska centrala kostnader som E.ON Gas beräknas ha under tillsynsperioden.

### **6.3 E.ON Gas påverkbara kostnader efter gjorda justeringar**

De nödvändiga justeringarna av de påverkbara kostnaderna i Ei:s metod för att fastställa intäktsramen för 2015-2018 till följd av avyttringen av transmissions- och lagerverksamheten (p. 6.1, Tabell 1) samt oallokerade koncerngemensamma kostnader (p. 6.2, Tabell 2) sammanfattas i följande Tabell 3. De markerade fälten visar effekten av justeringarna. Det belopp som anges på sista raden i tabellen motsvarar således det belopp som anges i delyrkande 1.2(a).



**Tabell 3 (tkr)**

<b>Kostnader</b>		RR73120	2009	2010	2011	2012
Råvaror och förnödenheter		RR73130	264 711	284 483	259 092	217 428
Övriga externa kostnader		RR73140	46 707	46 544	43 995	39 523
Personalkostnader		RR73180	43 183	38 690	35 102	31 882
Övriga rörelsekostnader			0	0	141	192
<b>Summa kostnader</b>			<b>354 601</b>	<b>369 717</b>	<b>338 330</b>	<b>289 025</b>
<b>Förändring av varulager</b>		RR71120	0	0	0	0
Aktiverat arbete för egen räkning		RR71140	1 848	2 173	3 972	2 274
Kostnad för överliggande gasnät		NTN501	264 710	274 847	248 747	199 644
Kostnader för elnät			85	107	92	85
Kostnader för myndighetsavgifter		NTN516	1 119	2 611	1 978	1 739
Kostnader för nätförluster			6 995	5 634	4 731	4 857
Kostnader för skatter enligt lag (1994:1776) om skatt på energi			6 643	4 540	4 043	4 199
Kostnader för skatter enligt lag (1984:1052) om statlig fastighetskatt			0	0	0	0
Leasing och/eller hyreskostnader för anläggningar som ingår i kapitalbasen			0	0	0	0
<b>Summa avgår</b>			<b>281 400</b>	<b>289 912</b>	<b>263 563</b>	<b>212 798</b>
<b>Påverkbara kostnader</b>			<b>73 201</b>	<b>79 805</b>	<b>74 767</b>	<b>76 227</b>
<b>Anläggningstillgångar som inte ingår i kapitalbasen</b>		2008	2009	2010	2011	2012
Utgående bokfört värde			0	0	0	0
Årets avskrivningar			0	0	0	0
Kapitalkostnad för anläggningar som inte ingår i kapitalbasen			0	0	0	0
<b>Totala påverkbara kostnader ink. kapitalkostnader</b>			<b>73 201</b>	<b>79 805</b>	<b>74 767</b>	<b>76 227</b>
Justering avyttring Transmission och Lager			14 108	12 934	7 976	0
Justering centrala kostnader E.ON Sverige-koncernen			6 015	8 874	5 747	6 801
<b>Totala påverkbara kostnader ink. justeringar</b>			<b>93 324</b>	<b>101 613</b>	<b>88 490</b>	<b>83 028</b>
<b>Uppräkningsfaktor till 2013</b>			1,0481	1,0349	1,0084	0,9996
Summa påverkbara kostnader i 2013 års prisnivå (enligt beslut)			76 719	82 593	75 398	76 193
<b>Medelvärde 2009-2012 påverkbara kostnader (enligt beslut)</b>						<b>77 726</b>
		2013	2014	2015	2016	2017
<b>Påverkbara löpande kostnader efter effektiviseringskrav (enligt beslut)</b>		76 948	76 179	75 417	74 663	73 916
<b>Totalsumma påverkbara kostnader för perioden 2015-2018 (enligt beslut)</b>						<b>297 174</b>
Summa påverkbara kostnader i 2013 års prisnivå med justeringar			97 810	105 163	89 236	82 991
<b>Medelvärde 2009-2012 påverkbara kostnader med justeringar</b>						<b>93 800</b>
		2013	2014	2015	2016	2017
<b>Påverkbara löpande kostnader efter effektiviseringskrav med justeringar</b>		92 862	91 933	91 014	90 104	89 203
<b>Totalsumma påverkbara kostnader för perioden 2015-2018 med justeringar</b>						<b>358 631</b>

#### 6.4 Justerade påverkbara kostnaders effekt på intäktsramen

Med beaktande *enbart* av gjorda justeringar av påverkbara kostnader 2009-2012 enligt punkterna 6.1 och 6.2 ovan, och med tillämpning av Ei:s metod för beräkning av intäktsramen (inklusive den av Ei fastställda kalkylräntan om 6,26 %), uppgår E.ON Gas intäktsram för tillsynsperioden 2015-2018 till 2 080 732 tkr, enligt den beräkning som redovisas nedan.



**Tabell 4**

Kapitalkostnader	635 977 tkr (oförändrat)
Opåverkbara löpande kostnader	1 093 564 tkr (oförändrat)
Påverkbara löpande kostnader	358 631 tkr (justerat)
Avdrag för anslutningsavgifter	7 440 tkr (oförändrat)
<b>Summa beräknad intäktsram (WACC 6,26 %)</b>	<b>2 080 732 tkr (justerat)</b>

Ei har genom beslutet bestämt E.ON Gas intäktsram till 2 019 274 tkr. En justering av intäktsramen med avseende på de felaktigheter i beslutet som redovisats under punkterna 6.1 och 6.2 ovan – baserat på Ei:s metod och kalkylränta (6,26 %) innebär således en höjning av intäktsramen med 61 458 tkr.

Justeringarna har således en väsentlig inverkan på E.ON Gas intäktsram.

## **7. WACC/KALKYLRÄNTA**

### **7.1 Ei:s bedömning av kalkylräntan**

Som sagts ovan ska, enligt 6 kap. 10 § naturgaslagen, intäktsramen medge en rimlig avkastning på det kapital som behövs för att bedriva verksamheten under tillsynsperioden. För att beräkna skälig avkastning har Ei i regleringen valt att använda den s.k. WACC-metoden. Detta är en vedertagen metod för att beräkna en kalkylränta för avkastningskravet i en verksamhet.

I korthet innebär WACC-metoden en beräkning av den avkastning ett företag måste generera för att kunna attrahera investerare och kapital för verksamheten, och är således även ägarnas krav på avkastning från verksamheten. Avkastningskravet är beroende av risken i investeringen. Ju högre risk som ligger i verksamheten, desto högre avkastningskrav och ränta kommer ägare respektive långgivare att kräva. Beräkning enligt WACC-metoden innefattar bedömning av olika ingående parametrar, däribland riskfri ränta, kreditriskpremie, särskild riskpremie och marknadsriskpremie.

Ei har fastställt en kalkylränta för tillsynsperioden utifrån bedömningar gjorda av tre konsultföretag – EY, Grant Thornton och Montell & Partners. Dessa konsultföretag har föreslagit olika nivåer på kalkylräntan. EY har föreslagit en kalkylränta om 6,26 %, Grant Thornton har föreslagit 4,6 % och Montell & Partners kalkylränta uppgår till 6,61 %. Ei valde att ansluta sig till EY:s bedömning, dvs. en kalkylränta om 6,26 %.

Enligt beslutet om intäktsram har Ei beräknat kalkylräntan utifrån följande parametrar:

Tillgångsbeta	0,45
Riskfri ränta	3,33 %
Marknadspremie	5 %
Särskild riskpremie	1,5 %
Kreditriskpremie	1,8 %
Skuldandel	47 %
Inflationsförväntning	1,9 %

E.ON Gas anser att den kalkylränta om 6,26 % som Ei har fastställt är för låg och inte förenlig med naturgaslagens krav på rimlig avkastning på kapitalbasen. Den av Ei fastställda kalkylräntan svarar inte heller mot de specifika risker och förutsättningar som gäller för gasnätverksamhet.

## **7.2 EON Gas bedömning av kalkylräntan för att erhålla rimlig avkastning**

E.ON Gas har i sin ansökan till intäktsram bedömt att en kalkylränta om 7,5 % är en rimlig nivå för att avkastningen från verksamheten ska uppfylla naturgaslagens krav på rimlig avkastning. Det är också denna nivå på kalkylräntan som E.ON Gas yrkar i målet.

Till stöd för E.ON Gas yrkade kalkylränta ligger bl.a. Kammarrättens i Jönköping domar i de tre pilotmålen avseende elnätsföretagens intäktsramar för tillsynsperioden 2012-2015 (mål nr 61-14, 101-14 och 129-14). WACC-metoden användes även vid beräkningen av intäktsramar för elnätsverksamhet. Elnätsregleringen och gasnätregleringen har gemensamma syften: att skapa förutsebarhet för nätföretagen och deras kunder samt skapa stabila och långsiktiga villkor för nätverksamheten och att nödvändiga investeringar i näten ska kunna göras för att säkra nätens funktion på längre sikt. Detta framgår bl.a. av förarbetena till naturgaslagens bestämmelser om fastställande av intäktsramar: "*Naturgasföretagen ska också få stabila och långsiktiga villkor för sin verksamhet*" (prop. 2012/13:85, s. 51, jfr. även motsvarande uttalande för ellagens bestämmelser, prop. 2008/09:141, s. 58). Samma princip, nämligen den att kalkylräntan ska vara så långsiktigt stabil som möjligt, ligger således till grund för regleringen av både elnäts- respektive gasnätverksamheterna.

Lagstiftaren har även uttalat att det är angeläget att tillsynen av energimarknaden i Sverige bedrivs på ett likartat sätt, oavsett energislag och verksamhetsinriktning. Detta bör underlätta såväl tillsynsmyndighetens som naturgasföretagens verksamhet samt bidra till en ökad förutsägbarhet på naturgasmarknaden för både kunder och företag (prop. 2012/13:85, s. 21 och 30. Se även Ei R 2014:11, s. 10). Kammarrättens

ställningstaganden rörande WACC-frågan i elnätsmålen har därför direkt betydelse för förevarande mål.

Vid WACC-beräkningen för gasnätsverksamhet har Ei anlagt ett felaktigt tidsperspektiv i bedömningen av rimlig kalkylränta. Enligt vedertagen WACC-teori ska kalkylräntans parametrar anpassas efter investeringarnas tidshorisont. Även i elnätsmålen fastslog kammarrätten att parametrar i WACC-beräkningen ska spegla investeringarnas tidshorisont, dvs. livslängd. För gasnätsföretagens intäktsramar har Ei dock istället utgått från den 10-åriga statsobligationsräntan för WACC-beräkningen, vilket inte speglar investeringarnas livslängd i el- och gasnätsverksamhet (se vidare punkten 7.2.1 nedan).

Till stöd för yrkad kalkylränta åberopar E.ON Gas generellt även de rapporter från KPMG och utlåtanden från professor Thore Johnsen avseende WACC-bedömningen som getts in av Swedegas AB i mål nr 8016-14 och 8020-14.

E.ON Gas överklagande rörande WACC-nivån hänför sig särskilt till parametrarna riskfri ränta, kreditriskpremie och särskild riskpremie, vilket utvecklas nedan.

#### 7.2.1 Den riskfria räntan

Den riskfria räntan är avkastningen från riskfria investeringar. Den riskfria räntan anses vara den minsta avkastning en investerare kan kräva. Tidsperspektivet är av central vikt då den riskfria räntans löptid ska spegla investeringens tidshorisont.

EY:s uppfattning, som Ei har anslutit sig till, är att den riskfria räntan uppgår till 3,33 % baserat på en prognos av den 10-åriga statsobligationsräntan. Beräkningen är dock baserad på ett alltför kortsiktigt tidsperspektiv och strider mot vad som tillämpats för elnätsföretagens intäktsramar, och vad vedertagen teori föreskriver.

Den riskfria räntan är en generell parameter i WACC-beräkningen. Enligt WACC-metoden innebär en generell parameter att nivån ska vara densamma oberoende av vilken tillgång, bransch eller typ av risk som avkastningskravet avser. En utgångspunkt för den riskfria räntan för gasnätsverksamhet bör därför vara den nivå på den riskfria räntan som har prövats och fastställts i elnätsmålen.

I besluten om intäktsramar för elnätsföretagen tillämpade Ei en riskfri ränta om 4 % för beräkningen av WACC, vilket baserades på den långsiktigt förväntade utvecklingen av BNP och Riksbankens långsiktiga inflationsmål. Ei fastställde således *inte* den riskfria räntan för elnätsföretagen utifrån den 10-åriga statsobligationsräntan, trots att vissa konsulter utgått från denna ränta i sina WACC-beräkningar för elnätsverksamheten.



Ei har i sina egna rapporter till stöd för Ei:s beslut om intäktsramar för elnätsföretagen bl.a. angett följande om den riskfria räntan i WACC-beräkningen (Ei PM 2011:07 "Kalkylränta i elnätsverksamhet", Bilaga 4, s. 9-10) [vår understrykning]:

*"Ei anser att det är riktigt att utgå från att den riskfria räntan i princip ska motsvara den långsiktiga tillväxten av BNP. Det är därför rimligt att vid bestämmandet av den riskfria räntan utgå från underlag med en längre tidshorisont än vad 10-åriga statsobligationer har. Det finns obligationer med längre löptid, men likviditeten i dessa är dock lägre.*

*Om Ei utgår från den 10-åriga statsobligationen kommer det att få till följd att räntan för tillsynsperioden 2012-2015 blir förhållandevis låg sett i ett historiskt perspektiv. På längre sikt, i takt med att konjunkturen förändras kommer ett 10-årigt perspektiv innebära att den riskfria räntan "hoppas upp och ner" mellan åren i tillsynsperioden och mellan tillsynsperioderna, dvs. en kalkylränta som går upp och ner över tiden. En bättre ansats är att utgå från en stabil riskfri ränta utifrån vad som är rimligt utan hänsyn till konjunktursvängningar.*

*Ei bedömer sammantaget att utgångspunkten för fastställande av den riskfria räntan i regleringen bör vara att utgå från den förväntade BNP-utvecklingen. Från ett empiriskt perspektiv synes det därför rimligt att utgå från en nominell riskfri ränta runt 4 procent dvs. i nivå med den förväntade BNP-tillväxten och rådande penningpolitiska inflationsmål."*

Kammarrätten har i elnätsmålen funnit att Ei:s bedömning avseende den riskfria räntan är riktig. Kammarrätten uttalade bl.a. i domen i mål nr 61-14 (s. 51):

*"Vid bestämmande av värdet på riskfri ränta har tidsperspektivet stor betydelse. Den riskfria ränta som används i WACC-metoden ska spegla investeringarnas tidshorisont. Uppskattningen bör därför baseras på en löptid som sammanfaller med investeringens livslängd."*

Den riskfria räntan ska alltså beräknas utifrån livslängden på anläggningstillgångarna i den aktuella typen av verksamhet. Kammarrätten har utifrån detta fastställt den riskfria räntan till 4 %.

Som nämnts ovan är riskfri ränta en generell parameter som är oberoende av vilken tillgång eller typ av risk som finns i den aktuella verksamheten. Anläggningstillgångarna i såväl elnätsverksamhet som gasnätsverksamhet har mycket lång livslängd. För elnätet gäller en regulatorisk avskrivningstid på 40 år. För gasnätet har Ei fastställt en ännu längre regulatorisk livslängd uppgående till 50-65 år (se bilaga 1 till beslutet om intäktsram). Ei har således bedömt att investeringarnas tidshorisont för gasöverföring är längre än för elnät. En längre löptid motiverar en högre räntenivå, varför den riskfria räntan för gasnät bör vara högre än vid beräkning av WACC för elnät.

Då det inte finns svenska statsobligationer med löptider som motsvarar livslängden för investeringar i gasnätsverksamhet går det med Ei:s tillämpade angreppssätt inte att matcha den riskfria räntans löptid med investeringens tidshorisont. En beräkning av den riskfria räntan baserad på den 10-åriga statsobligationsräntan ger därför en uppenbart felaktig nivå för WACC-beräkningen.

Mot denna bakgrund menar E.ON Gas att den riskfria räntan, i vart fall, ska vara 4 %, beräknad utifrån riksbankens långsiktiga inflationsmål om 2 % och förväntad real BNP-utveckling om 2 %. Då E.ON Gas tar utgångspunkt i ett långsiktigt perspektiv vad gäller bedömning av riskfri ränta och övriga WACC-parametrar tillämpas en förväntad inflation om 2 % baserat på Riksbankens långsiktiga inflationsmål vid beräkning av real WACC. Ei har vid bedömning av inflationsförväntan till skillnad mot E.ON Gas tillämpat ett mer kortsiktigt perspektiv som resulterar i en förväntad inflation om 1,9 %.<sup>9</sup>

Ei:s, enligt E.ON Gas mening felaktiga, bedömning av nivån på parameten riskfri ränta i WACC-beräkningen har en betydande påverkan på bolagets totala intäktsram för den aktuella tillsynsperioden. Vid WACC-beräkningen ska därför sammantaget en riskfri ränta om 4 % tillämpas enligt vad som sagts ovan.

#### 7.2.2 Kreditriskpremien

Kreditriskpremien motsvarar vad en långgivare kräver, utöver den riskfria räntan (se ovan), som kompensation för att låna ut kapital. Kreditriskpremien tar hänsyn till kostnaden för lånefinansiering för en löptid som motsvarar den långsiktiga lånekostnaden för företaget. Ju längre löptid en kredit har desto högre är vanligtvis riskpremien.

Ei har i sitt beslut om intäktsram för gasnätsföretagen tillämpat en kreditriskpremie på 1,80 %, som baseras på en löptid om 10 år.

I besluten om intäktsram för elnätsföretagen tillämpade Ei en kreditriskpremie om 1,49 %. Kammarrätten bedömde dock i elnätsmålen (mål nr 61-14 och nr 101-14) att denna nivå var för låg med hänsyn till det långsiktiga perspektiv som ska tillämpas för WACC-beräkningen och anförde bland annat följande (domen i mål nr 61-14, s. 52):

*"Bedömningen av kreditriskpremien ska göras med ett långsiktigt perspektiv. Skillnaderna i experternas bedömning beror till stor del på att de haft olika utgångspunkter i detta avseende och bedömt företagets kreditrating olika. En längre löptid på en kredit motiverar vanligtvis en högre riskpremie. De experter som använt ett långsiktigt perspektiv har kommit fram till en högre riskpremie än den som Ei använt.*

<sup>9</sup> Det bör noteras att en tillämpning av en inflationsförväntan om 2 %, allt annat lika, medför en lägre WACC än vad som blir fallet vid en beräkning baserad på en inflationsnivå om 1,9 % enligt Ei:s beslut.



*Kammarrätten, som tagit ställning till ett långsiktigt perspektiv, anser att det är rimligt att använda en kreditriskpremie om 1,83 % vid beräkning av kalkylräntan.”*

Kammarrätten har alltså fastställt att bedömningen av kreditriskpremien ska utgå från ett långsiktigt perspektiv – tillgångarnas livslängd. Detta är en slutsats som i högsta grad är relevant även för gasnätverksamheten.

För elnätsföretagen fastställde kammarrätten en kreditriskpremie om 1,83 %. När det gäller det nu överklagade beslutet har Ei tillämpat en kreditriskpremie om 1,80 %, vilket är i nivå med vad som fastslagits för elnätsföretagen. Ei har dock bedömt att både risk (beta) och skuldsättningsgraden i gasnätverksamhet är högre än för elnätverksamhet, vilket borde innebära att kreditriskpremien för gas ska vara högre än för elnät.

Ei har även för gasföretagen, i strid med kammarrättens domar, inte utgått från ett långsiktigt perspektiv ifråga om löptiden för krediten utan har beräknat kreditriskpremien baserat på företagsobligationer med en 10-årig löptid. Detta leder till en för låg nivå på kreditriskpremien. Vid bedömningen av nivån på kreditriskpremien bör en längre tidshorisont tillämpas (då tillgångarna i gasnätverksamheten har en livslängd om 50-65 år) i enlighet både med kammarrättens bedömning och den typ av investeringar som görs i gasnätverksamhet.

De rapporter och utlåtanden (KPMG och Johnsen) som ingetts i mål nr 8016-14 och 8020-14 ger vid handen att kreditriskpremien vid en försiktig bedömning kan uppskattas till 2,5 % – 2,9 %.

E.ON Gas anser mot denna bakgrund att nivån på kreditriskpremien vid WACC-beräkningen bör uppgå till lägst 2,5 %.

### *7.2.3 Särskilda riskpremien*

Den särskilda riskpremien används för att fånga upp icke-systematiska risker och utgör ett tillägg till avkastningen på eget kapital utöver det som uppskattningarna av betavärdet ger. Den särskilda riskpremien beaktar olika företagsspecifika osäkerheter och bl.a. den eventuellt högre riskprofil som svenska naturgasföretag har i sin verksamhet jämfört med motsvarande bolag i andra länder.

Ei har tillämpat en särskild riskpremie om 1,5 %. EY:s rapport avseende WACC, vilken Ei har utgått från i sitt beslut, identifierar ett antal risker som är högre i gasnätverksamhet bedriven i Sverige jämfört med motsvarande verksamhet bedriven i övriga Europa. EY har bedömt risktillägget till 1,5 %. E.ON Gas anser att denna nivå är för låg och inte i tillräcklig utsträckning beaktar de särskilda risker som är förenade med svensk gasnätverksamhet. Riskerna för gasverksamhet i Sverige är högre än riskerna för motsvarande bolag i andra jämförbara länder, och även betydligt högre än riskerna



för bedrivande av elnätsverksamhet. Detta gäller i huvudsak risker i fråga om försörjningstrygghet, politiska/regulatoriska risker och konkurrensrisker.

Sverige har inga egna naturgasresurser och inte tillräcklig biogasproduktion för att täcka behovet. Det svenska gasnätet är beroende av tillförsel av gas från övriga Europa och transmission till Sverige sker enbart via en gasledning från Danmark. Detta innebär att den svenska gasverksamheten är föremål för en särskild risk vad gäller försörjningstryggheten. Försörjningstrygghet är även en aktuell fråga inom EU med anledning av den känsliga situation som råder ifråga om gasleveranser mellan EU och Ryssland. EU:s försörjningstrygghetsförordning<sup>10</sup> ställer ökade krav på riskbedömningar, förebyggande åtgärder och krisplanering, vilket har kompletterats genom lagen (2012:273) om trygg naturgasförsörjning. Slutförbrukare behöver ha krisplaner vid försörjningsbrist och Energimyndigheten har i sitt arbete fört diskussioner och förfrågningar till slutförbrukare om deras tillgång till reservkapacitet. E.ON Gas erfar att de flesta stora slutförbrukare saknar reserver för gastillförsel och en reell risk är att nuvarande gasförbrukare överger gas för andra energislag.

E.ON Gas instämmer i slutsatserna i EY:s rapport avseende WACC att Sveriges låga beroende av naturgas utgör en politisk risk eftersom naturgaskonsumtionen i Sverige endast är 3 % av den totala energikonsumtionen. Politiska beslut skulle därför kunna missgynna och marginalisera naturgasens roll i Sverige (för att t.ex. öka andelen förnybar energi), utan att detta skulle innebära någon större negativ eller kännbar konsekvens för samhället. E.ON Gas anser dock att denna stora potentiella risk har en större inverkan på den särskilda riskpremien än den bedömning som EY har gjort.

Varken EY eller Ei synes ha beaktat konkurrensförhållandena för gasnätsverksamhet vid bedömning av den särskilda riskpremien. Marknaden för naturgas är konkurrensutsatt, och till skillnad från elmarknaden finns det alternativa energilösningar till gas. Gasförbrukare kan relativt enkelt byta från gasnätsanslutning till värmepump, fast biobränsle eller liknande, vilket gör gasnätsverksamheten mer riskfylld jämfört med elnätsverksamhet.

Andra faktorer som motiverar ett högre riskpåslag är att de svenska gasnätsföretagen är betydligt mindre än de flesta elnätsföretag och att gassystemet och infrastrukturen ser annorlunda ut än elinfrastrukturen, bl.a. då gas används i större utsträckning för uppvärmning och efterfrågan kan variera kraftigt. Infrastrukturen måste även anläggas

---

<sup>10</sup> Europarådets och parlamentets förordning (EU) nr 994/2010 av den 20 oktober 2010 om åtgärder för att trygga naturgasförsörjningen och om upphävande av rådets direktiv 2004/67/EG.

där gasen produceras eller landsförs, medan kraftanläggningar för el kan lokaliseras närmare förbrukningen/uttagspunkter.

Vid sina intäktsramsbeslut för elnätsföretagen avseende perioden 2012-2015 tillämpade Ei en särskild riskpremie om 0,5 %. Kammarrätten fann däremot i ovan angivna domar att en rimlig riskpremie för elnätsverksamheten bör uppgå till 1 %. Vid beräkningen av kalkylräntan för naturgasföretagen har Ei självt tillämpat en särskild riskpremie om 1,5 %, dvs. 1 procentenhet högre (1,5 % - 0,5 %) än den nivå myndigheten ansett bör gälla för elnätsföretagen. Om detta synsätt överförs på den nivå avseende den särskilda riskpremien vilken kammarrätten funnit bör tillämpas för elnätsföretagen, leder även detta till slutsaten att den särskilda riskpremien för naturgasföretag rätteligen bör bestämmas till 2,0 %.

KPMG:s rapport och Johnsens utlåtande, som getts in i mål nr 8016-14 och 8020-14, ger också stöd för att den särskilda riskpremien bör bedömas till 2,0 % vid beräkning av naturgasföretagens kalkylränta.

Slutligen har Ei tillämpat en nivå på betavärde (tillgångsbeta) om 0,45, vilket baseras på EY:s bedömning. E.ON Gas anser att EY:s val av jämförelsegrupper/bolag för bedömning av beta med fog kan ifrågasättas då jämförelsebolagen inte är föremål för samma risker som svenska gasnätsföretag. E.ON Gas godtar emellertid en tillgångsbeta om 0,45 men anser att de särskilda riskerna då bör kompenseras genom en höjd nivå på den särskilda riskpremien, vilket således motiverar att Ei:s tillämpade nivå på premien ska höjas.

Mot denna samlade bakgrund anser E.ON att en rimlig nivå på den särskilda riskpremien uppgår till 2,0 %.

### **7.3 Beräkning av rimlig kalkylränta utifrån gjorda parameterjusteringar**

Med beaktande av ovan angivna justeringar av parametrarna *riskfri ränta*, *inflationförväntan*, *kreditriskpremie* och *särskild rikspremie* medför detta en real WACC före skatt om 7,57 %, se beräkning i Bilaga 4.

Denna nivå på kalkylräntan vinner stöd av de beräkningar som utförts av KPMG och Johnsen och vilka ingetts i målen nr 8016-14 och 8020-14. KPMG har bedömt att skälig nivå på kalkylräntan bör bestämmas till 7,62 % medan Johnsen för sin del funnit att den skäliga nivån bör uppgå till 7,5 %.

E.ON Gas anser därför sammantaget att den av bolaget vid ansökan om intäktsram använda och i målet yrkande nivån om 7,50 % utgör en rimlig och riktig nivå för WACC

vilken bör fastställas vid beräkning av bolagets intäktsram för tillsynsperioden 2015-2018.

#### 7.4 Den korrigerade kalkylräntans effekt på intäktsramen

Med tillämpning enbart av den av E.ON Gas yrkade kalkylräntan om 7,5 %, men utan beaktande av under punkterna 6.1-6.2 vidtagna justeringar avseende påverkbara kostnader, uppgår E.ON Gas intäktsram för tillsynsperioden 2015-2018 till 2 096 165 tkr, enligt den beräkning som redovisas nedan.

**Tabell 5**

Kapitalkostnader	712 867 tkr (justerat)
Påverkbara kostnader	297 174 tkr (oförändrat)
Opåverkbara kostnader	1 093 564 tkr (oförändrat)
Avdrag för anslutningsavgifter	7 440 tkr (oförändrat)
<b>Summa beräknad intäktsram (WACC 7,5 %)</b>	<b>2 096 165 tkr (justerat)</b>

#### 8. DE SAMMANLAGDA JUSTERINGARNAS EFFEKT PÅ INTÄKTSRAMEN

Med beaktande av samtliga ovan enligt punkterna 6.1-6.2 vidtagna justeringar och med tillämpning av Ei:s metod för beräkning av intäktsramen samt med tillämpning av den av E.ON Gas yrkade kalkylräntan om 7,5 % medför detta att E.ON Gas intäktsram för tillsynsperioden 2015-2018 uppgår till 2 157 622 tkr, enligt den beräkning som redovisas nedan.

**Tabell 6**

Kapitalkostnader	712 867 tkr (justerat)
Påverkbara kostnader	358 631 tkr (justerat)
Opåverkbara kostnader	1 093 564 tkr (oförändrat)
Avdrag för anslutningsavgifter	7 440 tkr (oförändrat)
<b>Summa beräknad intäktsram (WACC 7,5 %)</b>	<b>2 157 622 tkr (justerat)</b>

De justeringar som redovisas i tabellen motsvarar således vad som yrkas enligt punkten 1.2 a) och b) ovan. Beräkningen (summa av beräknad intäktsram med justerade påverkbara kostnader och WACC 7,5 %), blir sammanlagt 2 157 622 tkr, vilket utgör det belopp som yrkas under punkten 1.1 ovan.

Ei har genom beslutet om intäktsram fastställt E.ON Gas intäktsram till 2 019 274 tkr. De justeringar som redovisats ovan (punkterna 6.3, 7.4 ovan och denna punkt 8) innebär



således – såväl var för sig som sammantaget – en väsentlig påverkan på E.ON Gas intäktsram.

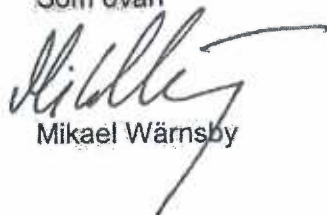
## 9. BEVISNING OCH HANDLÄGGNINGSFRÅGOR

E.ON Gas hemställer om att få avge uppgift om eventuell bevisning efter det att bolaget tagit del av Ei:s yttrande över denna inlaga.

E.ON Gas ser för närvarande inte något behov av muntlig förhandling i målet, dock att även denna fråga kan ha samband med innehållet i Ei:s kommande yttrande enligt ovan.

Behörighetshandlingar för ombuden i original biläggs i separat skrivelse.

Som ovan

  
Mikael Wärnsby

  
Madeleine Edqvist

  
Charlotta Wälsäter

## BILAGEFÖRTECKNING

1. Påverkbara kostnader för transmissions- och lagerverksamheterna i E.ON Gas Sverige AB åren 2009-2012
2. Beräkning av allokering till affärsenheten "gasnät" (redovisningsenheten distribution) av påverkbara gemensamma kostnader som ökat i E.ON Gas Sverige AB efter avyttringen av transmissions- och lagerverksamheterna 2011
3. Beräkning av allokering till affärsenheten "gasnät" (redovisningsenheten distribution) av för E.ON-koncernen centrala påverkbara kostnader
4. Beräkning av WACC

### Påverkbara kostnader för transmissions- och lagerverksamheterna i E.ON Gas Sverige AB åren 2009-2012

Beloppen är baserade på årsrapporter (totala kostnader) och bolagets räkenskaper (avgående kostnader). Belopp i tkr, löpande penningvärde

Kostnader	Transmission				Lager			
	2009	2010	2011	2012	2009	2010	2011	2012
Råvaror och förmögenheter	135 264	173 823	181 910	0	2 026	3 229	1 460	0
Övriga externa kostnader	19 228	18 802	14 325	0	2 605	3 816	3 711	0
Personalkostnader	20 397	17 397	9 129	0	832	793	641	0
Övriga rörelsekostnader	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Summa kostnader</b>	<b>174 889</b>	<b>210 022</b>	<b>205 364</b>	<b>0</b>	<b>5 463</b>	<b>7 838</b>	<b>5 812</b>	<b>0</b>
<i>(Avdrag för kostnader som ej utgör påverkbara kostnader enligt Eis metod)</i>								
Förändring av varulager								
Aktiverat arbete för egen räkning	491	119	12	0				
Kostnad för överliggande gasnät	130 079	162 885	165 729	0	1 838	2 733	1 369	0
Kostnader för elnät	50	50	50	0	10	10	10	0
Kostnader för myndighetsavgifter	1 955	3 147	1 729	0	-	0	0	0
Kostnader för nätförluster	3 265	7 602	14 638	0	112	479	91	0
Kostnader för skatter enligt lag (1994:1776) om skatt på energi								
Kostnader för skatter enligt lag (1984:1052) om statlig fastighetsskatt								
Leasing och/eller hyreskostnader för anläggningar som ingår i kapitalbasen								
<b>Summa avdrag</b>	<b>135 840</b>	<b>173 803</b>	<b>182 158</b>	<b>0</b>	<b>1 960</b>	<b>3 222</b>	<b>1 470</b>	<b>0</b>
<b>Påverkbara kostnader</b>	<b>39 049</b>	<b>36 219</b>	<b>23 206</b>	<b>0</b>	<b>3 503</b>	<b>4 616</b>	<b>4 342</b>	<b>0</b>



**Beräkning av allokering till affärsenheten "gasnät" (redovisningsenheten distribution) av påverkbara gemensamma kostnader som ökat i E.ON Gas Sverige AB efter avyttringen av transmissions- och lagerverksamheterna den 1 oktober 2011**  
(belopp i tkr, löpande penningvärde)

	2009	2010	2011 (Q1-Q3)	2012
Påverkbara kostnader, transmissionsverksamhet	39 049	36 219	23 206	0
Påverkbara kostnader, lagerverksamhet	3 503	4 616	4 342	0
<b>Totalt påverkbara kostnader</b>	<b>42 552</b>	<b>40 835</b>	<b>27 548</b>	<b>0</b>
Minskade kostnader för drift- och underhåll*	-10 603	-11 020	-8 482	0
Minskade kostnader för personal	-4 286	-4 454	-3 428	0
<b>Summa kvarvarande kostnader för E.ON Gas efter avyttring</b>	<b>27 663</b>	<b>25 361</b>	<b>15 638</b>	<b>0</b>
Allokering till affärsenheten "gasnät" (distribution) - %	51%	51%	51%	
<b>Allokering till affärsenheten "gasnät" (distribution) - tkr</b>	<b>14 108</b>	<b>12 934</b>	<b>7 976</b>	<b>0</b>

\* I begreppet drift- och underhåll ingår samtliga påverkbara kostnader som är hänförliga till transmissions- och lagerverksamhet (exkl. personal), exempelvis mätningar/mätningstjänster, resor, traktamenten, energi, hyror, material, resursinhyring/konsulter, larmavtal, haveriavtal, besiktningsgar, hantering/administration av koncessionsansökningar m.m., utbildning och markarbeten, etc.

**Beräkning av allokering till affärsenheten "gasnät" (redovisningsenheten distribution) av för E.ON-koncernen centrala påverkbara kostnader**  
(Belopp i tkr, löpande penningvärde)

	2009	2010	2011	2012
Påverkbara centrala kostnader för E.ON Sverige AB (resultat enligt årsrapporter) som ska allokeras ut på dotterbolag	598 281	881 647	522 692	563 701

**Fördelingsnyckel för allokering**

Omsättning E.ON Sverige AB	35 800 000	41 900 000	41 400 000	38 700 000
Omsättning E.ON Gas Distribution	439 000	502 000	471 000	470 000
Antal anställda (FTE) i E.ON Sverige-koncernen	5735	5522	4240	3755
Antal anställda (FTE) i E.ON Gas Distribution	45	45	45	45
Allokeringsnyckel E.ON Gas Distribution/E.ON Sverige-koncernen (baserad på antal anställda)	0,78%	0,81%	1,06%	1,20%
Allokeringsnyckel E.ON Gas Distribution/E.ON Sverige-koncernen (baserad på omsättning)	1,23%	1,20%	1,14%	1,21%

Allokerade påverkbara (centrala) kostnader till E.ON Gas Distribution (allokeringsnyckel anställda)	4 694	7 185	5 547	6 755
Allokerade påverkbara (centrala) kostnader till E.ON Gas Distribution (allokeringsnyckel omsättning)	7 336	10 563	5 947	6 846
<b>Medelvärde (tkr) för allokering av centrala påverkbara kostnader till E.ON Gas Distribution</b>	<b>6 015</b>	<b>8 874</b>	<b>5 747</b>	<b>6 801</b>

## Beräkning av WACC

(Tabell utifrån EY:s rapport, s. 23, Bilaga 2 till Ei:s beslut om intäktsram 2015-2018)

Parameter	Rad	Formel	Ei:s beslut 2015-2018	E.ON Gas beräkning 2015-2018
Tillgångsbeta	A		0,45	0,45
Skattesats	B		22,00%	22,00%
Skuldandel D/(D+E)	C		47,00%	47,00%
Skuldsättningsgrad D/E	D	$=C/(1-C)$	88,68%	88,68%
Hävstångsfaktor	E	$=1+(1-B)*D$	1,69	1,69
Equity beta	F	$=A*E$	0,76	0,76
<b>Risikfri ränta</b>	<b>G</b>		<b>3,33%</b>	<b>4,00%</b>
Aktiemarknadsriskpremie	H		5,00%	5,00%
Kostnad för eget kapital (ojusterat)	I	$=G+F*H$	7,14%	7,81%
<b>Särskild riskpremie</b>	<b>J</b>		<b>1,50%</b>	<b>2,00%</b>
Kostnad för eget kapital	K	$=I+J$	8,64%	9,806%
<b>Kreditriskpremie</b>	<b>L</b>		<b>1,80%</b>	<b>2,50%</b>
Kostnad för lånat kapital före skatt	M	$=G+L$	5,13%	6,50%
Kostnad för lånat kapital efter skatt	N	$=M*(1-B)$	4,00%	5,07%
Nominell WACC efter skatt	O	$=K*(1-C)+N*C$	6,46%	7,58%
Nominell WACC före skatt	P	$=O/(1-B)$	8,28%	9,72%
<b>Inflationsförväntning</b>	<b>Q</b>		<b>1,90%</b>	<b>2,00%</b>
<b>Real WACC före skatt</b>	<b>R</b>	$=(1+P)/(1+Q)-1$	<b>6,26%</b>	<b>7,57%</b>