



Datum
2016-09-14

Er beteckning
Mål nr 4712-15 m fl

Förvaltningsrätten i Linköping

Mål nr 4712-15, 4713-15, 4714-15, 6849-15, 6685-15 och 7380-15; Vattenfall Eldistribution m.fl./ Energimarknadsinspektionen

Detta yttrande avser samtliga mål avseende elnätsföretag som företräds av Frank Advokatbyrå. Yttrandet är likalydande med de yttranden som idag ges in i övriga mål om elnätsföretagens intäktsramar 2016-2019. Bilagorna är också desamma. Hänvisningar till elnätsföretagen avser samtliga elnätsföretag som har överklagat Ei:s beslut om intäktsramar 2016-2019 om inte annat anges.

Energimarknadsinspektionen (Ei) vidhåller vad myndigheten tidigare anfört i de överklagade besluten och tidigare yttranden med följande ändringar och tillägg.

1 Ei:s inställning

Ei medger att de överklagade besluten ändras på så sätt att kalkylräntan fastställs till 4,56 procent (realt före skatt). Detta innebär en nominell kalkylränta, och därmed omvandlingsränta, om 6,68 procent. Förvaltningsrätten bör överlämna till Ei att med tillämpning av den justerade kalkylräntan beräkna elnätsföretagens intäktsramar för 2016-2019 till faktiskt belopp.

Grunden för justeringen framgår av avsnitt 6.

I övrigt bestrider Ei ändring av de överklagade besluten. Ei:s inställning till företagsspecifika yrkanden framgår av separata yttranden.

2 Den riskfria räntan

Ei vidhåller sin inställning avseende den riskfria räntan i alla delar, med följande tillägg.

I avsnitt 2.1-2.3 behandlar Ei frågan om tidsperioden för skattningen av den riskfria räntan. Frågan om den underliggande tillgångens löptid och elnätsföretagens begäran om en löptidspremie behandlas i avsnitt 2.4.

Datum
2016-09-14

2.1 Det är vedertaget och rimligt att utgå från tillsynsperioden

Elnätsföretagen anser att den riskfria räntan ska bedömas utifrån en längre period än tillsynsperioden och med hänsyn till ett jämviktsläge i ekonomin. Det saknas enligt Ei skäl med hänvisning till såväl teori som praktik att skatta den riskfria räntan för någon annan period än tillsynsperioden. Det är vedertaget och i enlighet med teorin att beräkna WACC vid en given tidpunkt, även för långsiktiga investeringar. Elnätsföretagens sakkunniga PWC framhåller även de att "vanligen beräknas, vid icke-regulatoriska förhållanden, WACC vid en specifik tidpunkt och det är vid denna tidpunkt gällande marknadsförutsättningar som speglas i WACC-beräkningen."¹

Ei vidhåller att WACC-beräkningen i största möjliga utsträckning bör ske på det sätt som är vedertaget vid icke-regulatoriska förhållanden. Detta framförallt för att regleringen syftar till att efterlikna icke-regulatoriska förhållanden. Post- och telestyrelsen (PTS) har på ett bra sätt beskrivit skillnaderna, såvitt avser priser och avkastning, mellan marknader med fungerande konkurrens och av PTS reglerade marknader i yttrande i Förvaltningsrätten i Stockholms i mål 10447-15 (nedan Teracom-målet), se bilaga 1 sid. 3-4.

På en marknad med fungerande konkurrens kommer avkastningen variera över tid. På det sättet är den, som Teracom uttrycker saken, momentan. På en sådan marknad kan aktörerna inte förvänta sig en trygghet, genom en konstant, jämn och garanterad avkastning, utan denna kommer med nödvändighet att variera med konjunkturcykler, marknadsförändringar och skiftande förutsättningar på kapitalmarknaden. På en marknad där ett företag i betydande omfattning kan prissätta sina produkter oberoende av konkurrenter, kunder och konsumenter är förutsättningarna annorlunda, och det finns betydligt större möjligheter för ett företag att sätta ett jämnt långsiktigt avkastningskrav och ta ut ersättning för detta utan hänsyn till yttre omständigheter. En sådan marknad har lagstiftaren emellertid funnit är skadlig och har därför infört reglerna i LEK och ålagt PTS att se till att genom reglering begränsa en SMP-operatörs möjligheter till fri prissättning.

När PTS ska fastställa WACC:en ska PTS alltså försöka efterlikna en marknadssituation med varierande avkastning.

Enligt Ei är utgångspunkterna desamma för elnätsregleringen, dvs. regleringen ska försöka efterlikna en marknadssituation där avkastningen varierar med konjunkturcykler, marknadsförutsättningar och skiftande förutsättningar på kapitalmarknaden.

I linje med ekonomisk teori kan man förenklat beskriva att investerare fattar sina beslut baserat på gällande marknadsinformation och en jämförelse av olika investeringsalternativ vid investeringstillfället. En sådan jämförelse grundar sig ofta på en WACC-beräkning. Det är den WACC som gäller vid investeringstillfället som investeraren förväntas basera sitt beslut på enligt ekonomisk teori. Detta gäller vid både lång- och kortsiktiga investeringar. Eftersom den aktuella kalkylräntan ska gälla under en fyraårsperiod finns det dock skäl att göra en skattning för hela den perioden. Först om

¹ PWC, Löptidens påverkan på beräknad kalkylränta för elnätsverksamhet, 27 maj 2016, sid. 4. Bilaga till elnätsföretagens yttrande den 31 maj 2016.

kalkylräntan skulle bestämmas för en längre tidsperiod skulle det vara relevant att göra skattningen av den riskfria räntan för en längre period. En jämförelse kan göras med avgäldsräntan för tomträtter, som elnätsföretagen har hänvisat till. Tomträtts- och arrendeutredningen föreslog i sitt betänkande (SOU 2012:71), baserat på de utlåtanden från Konjunkturinstitutet (KI) som elnätsföretagen hänvisat till, att avgäldsräntan skulle framgå direkt av lag och uppgå till 2,75 procent. Själva avgäldsräntan skulle alltså inte ändras eller uppdateras, utan ligga fast i lag. Utredningen ansåg det relevant att utgå från tioåriga statsobligationer vid bedömningen av den långsiktiga realräntan, vilket Ei återkommer till nedan (avsnitt 2.4.1). WACC-metoden tycks för övrigt inte ha varit aktuell i utredningen. Här är situationen en annan. Den aktuella kalkylräntan ska uppdateras vart fjärde år och bör bedömas med avseende på den period som den ska gälla för. Det finns i det hänseendet inte något vägande skäl att göra ytterligare frånsteg från hur WACC brukar beräknas, dvs. vad som är vedertaget.

Det skäl som anförts för att beräkna den riskfria räntan utifrån en längre tidsperiod är att det skulle ge mer stabila intäkter respektive avgifter. Denna stabilitet skulle dock inte vara till fördel för elnätsföretagens kunder och inte heller, i alla lägen, för investerarna. Elnätsföretagen har också varit tydliga med att de inte vill ha en kalkylränta som ligger fast utan att de istället vill ha en lång prognos som tar hänsyn till ett jämviktsläge i ekonomin. Ei har tidigare redogjort för de problem och risker som är förknippade med längre prognoser/scenarier (i den mån de finns) och hänvisar här särskilt till yttrande av den 14 september 2015 i mål om gasföretagens intäktsramar 2015-2018² (gasmålen), se bilaga 3 till Ei:s yttrande den 26 februari 2016 (Ei 1). Det stämmer inte heller att EU-regelverk och förarbeten ställer krav på att den riskfria räntan ska vara stabil och förutsägbar på det sätt som företagen hävdar. Det finns endast generella uttalanden/regler som avser att hela regleringen av företagens intäkter/avgifter ska vara förutsägbar. Detta är inte samma sak som att den riskfria räntan i en WACC-beräkning ska vara baserad på långsiktiga scenarier som går långt utanför tillsynsperioden. Historiskt har den riskfria räntan i elnätsregleringen inte heller bedömts utifrån någon annan period än den vid var tid aktuella reglerperioden (se bilaga 7 till Ei 1). Att utgå ifrån en prognos för tillsynsperioden är alltså både mer vedertaget och rimligt än längre skattningar och dessutom i enlighet med hur den riskfria räntan fastställdes i tidigare efterhandsreglering.

2.2 Det är inte lämpligt att använda KI:s nioåriga scenarier

Den nioåriga skattning som förvaltningsrätten har gjort i gasmålen har också andra brister, vilket Ei tidigare har påpekat. Den nioåriga "prognosen" är i själva verket ett scenario. Det är centralt att inte sammanblanda ett scenario med en prognos. Med prognos avses här ett försök att förutsäga den mest troliga utvecklingen för ett antal variabler, inklusive konjunkturvariationer. Med scenario avses en konsistent beskrivning av en trolig utveckling givet vissa antaganden. KI beskriver skillnaden mellan en prognos och ett scenario på sin hemsida, se [bilaga 2](#). Det framgår där att bedömningen i scenariot är mer osäker än prognosen för de närmaste cirka två åren. Det beror bland annat på att fler oväntade händelser som påverkar ekonomin kan inträffa både i Sverige och

² Mål nr 8016-14, 8020-14, 8021-14 och 8124-14

Datum
2016-09-14

utomlands. Men det beror också på att scenariot baseras på ett antal centrala, men samtidigt förenklade, antaganden. Dessa konstrueras normalt så att räntor och andra variabler i ekonomin under en period på cirka tio år går från det faktiska utgångsläget till ett värde som utifrån teoretiskt grundade empiriska modeller uppskattats vara ett jämviktsvärde. I en skrivelse som Ei gav in i gasmälen har KI, genom sin prognoschef, förklarat detta, se [bilaga 3](#).

Det är redan mot bakgrund av detta tydligt att det är orimligt att använda scenarier som om de vore prognoser och lägga de till grund för beräkning av rimlig avkastning i elnätsverksamhet. Två av de antaganden som KI använder i sina scenarier stämmer dessutom inte överens med det historiska utfallet. Båda dessa antaganden innebär en för hög skattning jämfört med historiskt utfall. Det gäller antagandet att BNP-gapet går mot noll, samtidigt som det ända sedan 1980-talet varit cirka - 1 procent. Vidare antar KI att inflationsmålet ska uppnås och i genomsnitt uppgå till 2 procent, trots att inflationen i genomsnitt uppgått till cirka 1,5 procent sedan inflationsmålet infördes, se [bilaga 2](#). Detta innebär att en användning av KI:s nioåriga scenario, förutom det orimliga i att använda jämviktsvärden, även kan antas leda till en överskattning av den riskfria räntan för den aktuella tillsynsperioden. Detta framgår också av Ernst & Youngs (EY) genomgång av hur KI:s prognoser och scenarier historiskt förhållit sig till det faktiska utfallet, se nytt utlåtande från EY, [bilaga 4](#). Denna genomgång visar att redan användningen av KI:s prognoser och scenarier för tillsynsperioden, såsom Ei har gjort, kan antas vara en i förhållande till elnätsföretagen generös metod för skattning av den riskfria räntan. Detta blir än mer tydligt vid en jämförelse med marknadens förväntningar på utvecklingen av statsobligationsräntan. EY har analyserat detta och funnit att marknaden i mars 2015 inte trodde att den tioåriga statsobligationsräntan kommer att överstiga 1,4 procent under överskådlig framtid.

Om en kalkylränta bestäms utifrån långsiktiga scenarier betyder det att kalkylräntan inte kommer att spegla de vid var tid gällande faktiska avkastningskraven. Det är också högst sannolikt att den inte heller kommer att spegla avkastningen ens för den period som scenariot avsett. Resultatet är att den avkastning som erbjuds inom elnätssektorn i de flesta fall kommer att gå i otakt med ekonomin i övrigt. Det är helt enkelt inte möjligt att göra några tillförlitliga prognoser för avkastningskraven för mer än ett par år framöver. De antaganden som ligger till grund för KI:s nioåriga scenario är också sådana att det finns goda skäl att anta att skattningen av den riskfria räntan blir för hög, i vart fall för den aktuella nioårsperioden.

Ei vidhåller sammanfattningsvis att det varken är vedertaget eller lämpligt att använda ett nioårigt scenario som utgångspunkt för fastställande av riskfri ränta och rimlig avkastning i elnätsregleringen.

2.3 Användning av historiskt utfall är bättre än nioåriga scenarier

Elnätsföretagen kritiserar Ei:s alternativa förslag att använda såväl historiskt utfall som prognos till grund för den riskfria räntan. Ei:s alternativa metodförslag ska ses i ljuset av förvaltningsrättens motivering till att använda nioåriga scenarier i gasdomarna.

Förvaltningsrätten motiverade detta med att kortsiktiga konjunkturförändringar inte ska få för stort genomslag. Om det anses nödvändigt att ha ett annat tidsperspektiv än tillsynsperioden för att undvika kortsiktiga konjunkturförändringar (vilket Ei menar att det inte är) är ett alternativ att utgå från såväl historiskt utfall som prognos. Det är Ei:s uppfattning att ett sådant underlag leder till ett rimligare och mer korrekt resultat än en användning av nioåriga scenarier. Inte minst eftersom det ingår ett verkligt utfall för en period under vilken elnätsföretagen också har gjort investeringar. Båda metoderna avviker för övrigt från hur WACC normalt beräknas, dvs. vid en viss tidpunkt, se ovan avsnitt 2.1. Den minsta avvikelserna från vedertagen metod för att beräkna WACC uppnås genom en användning av Ei:s metod i de överklagade besluten.

Elnätsföretagen har endast ett argument mot användningen av ett historiskt genomsnitt vid skattning av riskfri ränta, nämligen att WACC ska vara framåtblickande. Användningen av historiskt utfall vid skattningen av olika parametrar innebär dock inte att WACC:en inte är framåtblickande. I praktiken används historiskt utfall vid skattningen av ett flertal parametrar, t ex kreditriskpremien och betavärdet, vilket också är vedertaget. Det är uppenbart att inte heller elnätsföretagen tycker att detta i sig är något problem. Elnätsföretagen föreslår exempelvis att en löptidspremie, som Ei förstår det, ska fastställas baserat i princip enbart på historiskt utfall (Ei återkommer till detta nedan). PTS utgår också sedan länge från ett historiskt rullande genomsnitt i sin reglering av telekombranschen. Det är alltså inte främmande att beakta historiskt utfall vid bedömningen av enskilda parametrar i en WACC-beräkning. När det gäller regleringen av elnät finns det också rimlighetsskäl som kan tala för att delvis utgå från historien om långsiktiga skattningar ska göras.

2.4 Löptidspremie

Ei bestrider elnätsföretagens krav på en löptidspremie.

2.4.1 Det är vedertaget och rimligt att utgå från tioåriga statsobligationer

Elnätsföretagen återkommer till att löptiden ska motsvara investeringshorisonten och kräver mot den bakgrunden en löptidspremie. Som framgått ovan är det dock både vedertaget och rimligt att använda tioåriga statsobligationer som underliggande tillgång vid bedömning av WACC för långsiktiga investeringar.

Ei vill här återigen framhålla att syftet med att använda WACC för att bedöma en rimlig avkastning är att efterlikna en konkurrensutsatt marknad. Avsikten är alltså att söka efterlikna ett konkurrenstryck som inte finns. Det är därför fullt rimligt att utgå från vedertagen marknadspraxis för fastställande av riskfri ränta, dvs. tioåriga statsobligationer. Detta har också Ernst & Young konstaterat i sitt senaste utlåtande, bilaga 4. PTS har i sin reglering bemött och avvisat invändningar från Teracom angående ett särskilt tillägg motsvarande en skillnad mellan tioåriga och 30-åriga statsobligationer, se bilaga 5 sid. 4-5. PTS hänvisar särskilt till att det är etablerat att utgå från tioåriga statsobligationer. Även tomträtts- och arrendeutredningen, som elnätsföretagen hänvisat till, ansåg det rimligt att utgå från tioåriga statsobligationer vid fastställande av avgäldsrentan och uttalade till stöd för detta följande (SOU 2012:71 sid. 126).

Datum
2016-09-14

Av Konjunkturinstitutets rapport får anses framgå att utbudet av värdepapper med så lång löptid som 30 år är högst begränsat och att utvecklingen för sådana papper därför är svårbedömd, åtminstone för svensk del. Därmed är det svårt att på säkra grunder göra en bedömning av realräntan utifrån värdepapper med löptider kring 30 år. Det finns helt enkelt för få riskfria placeringsalternativ med 30-årig löptid för att det ska vara ett relevant mått på realräntans nivå. En genomsnittlig avkastning på tioåriga nominella statsobligationer – vilka i Sverige är likvida, i princip riskfria och har funnits under lång tid – framstår därför som det rimligaste måttet vid bedömningen av den långsiktiga långa realräntans nivå.

Att använda ett tioårigt perspektiv är också rimligt utifrån den finansiella verklighet som elnätsföretagen verkar i. Det finns för de flesta infrastrukturinvesteringar en skillnad mellan tillgångens livslängd och tidshorisonten för finansieringen. En vanlig löptid och ibland även räntebindningstid för infrastrukturinvesteringar är 5-10 år. En WACC ska representera avkastningen som ett företag behöver för att klara långivares räntekrav och ägares avkastningskrav. Ei delar därför inte elnätsföretagens uppfattning att finansieringshorisonten är irrelevant. Här kan det också upprepas att redan den skattning av den riskfria räntan utifrån KI:s prognos respektive scenario för tillsynsperioden som Ei har gjort kan antas vara generös mot företagen, se avsnitt 2.2.

Ei menar sammanfattningsvis att det är rimligt att utgå från tioåriga statsobligationer och att det saknas skäl att beakta en eventuell löptidspremie vid fastställande av den riskfria räntan. Om detta ändå övervägs måste också följande beaktas.

2.4.2 Vad är en löptidspremie och finns det en sådan den aktuella perioden?

Av elnätsföretagens argumentation är det lätt att få uppfattningen att en löptidspremie (ibland terminspremie) är detsamma som räntedifferensen (löptidsdifferensen) mellan en lång och en kort obligation. Denna koppling görs ibland, men den är fel.

Löptidsdifferensen är skillnaden mellan en lång ränta och dagens korta ränta.

Löptidspremien är något annat. Även om räntedifferensen är positiv kan löptidspremien vara noll eller negativ. Precis som tidigare är det centralt att sortera och beskriva dessa komplexa begrepp – både vad gäller vad en löptidspremie är och om den ska användas i regleringen.

Det finns olika teorier om löptidspremier. Enligt den s.k. förväntningshypotesen (en allmänt vedertagen ekonomisk metod för att förklara avkastningskurvans utseende). kräver marknadsaktörerna samma avkastning på långa och korta räntepapper/obligationer. Det innebär att långa och korta obligationer är substitut till varandra och det finns ingen löptidspremie. Det finns också teorier enligt vilka löptidspremier förekommer.

Om det finns en löptidspremie innebär det att ett antal investerare föredrar vissa löptider framför andra och att obligationer med olika löptid inte anses vara perfekta substitut. Den positiva löptidspremien (en löptidspremie kan också vara negativ) motsvarar då den kompensation en investerare önskar för att ta positioner utanför sin normala placerings-/finansieringshorisont. Med andra ord är en positiv löptidspremie en kompensation för en risk som investerare kan förknippa med den längre löptiden. Sådana risker kan bero

på osäkerhet kring låntagares återbetalningsförmåga på lång sikt, men även på osäkerhet kring framtida makroekonomiska förutsättningar så som inflationsutvecklingen.

Löptidspremien kan beräkningsmässigt definieras på följande sätt, se [bilaga 6](#).

- (i) den långa räntan är ett genomsnitt av förväntade framtida korta räntor plus en löptidspremie,
- (ii) terminsräntan är den förväntade framtida korta räntan plus en löptidspremie, och
- (iii) den förväntade avkastningen av att hålla en lång obligation är lika med avkastningen av att hålla en kort obligation plus en löptidspremie.

Ei har inte särskilt utrett frågan om förekomsten av och storleken på en eventuell löptidspremie. Riksgälden har dock mätt löptidspremiernas storlek enligt alla tre definitioner ovan i samband med förslag till riktlinjer för statsskuldens förvaltning 2016-2019, se [bilaga 6](#).

Riksgälden konstaterar att dagens räntor på ett eller annat sätt beror på marknadsaktörernas förväntningar om framtida räntor och på eventuella löptidspremier, oberoende av vilken definition av löptidspremie som avses. Men varken förväntningar eller löptidspremier är observerbara var för sig, vilket gör dem svåra att mäta. Riksgälden har använt de enkätundersökningar om ränteförväntningar som Prospera utför på uppdrag av Riksbanken. Riksgälden har dessutom använt två räntemodeller som utvecklats av Diebold och Li (2006) respektive Adrian, Crump och Moench (2013).

Riksgälden kommer fram till att för samtliga metoder och perioden 1995-2015 indikerar resultaten att löptidspremier har fallit över tiden för att nu ligga nära eller något under noll. Detta betyder såklart inte att löptidspremierna alltid kommer att vara låga eller negativa, men det kan förväntas vara så under en överskådlig framtid. Regeringen har utgått från Riksgäldens förslag vid beslut om riktlinjer för statsskuldens förvaltning 2016. Regeringen konstaterar bl.a. att man genom att förlänga löptiden något kan minska riskerna i skulden till en låg eller ingen kostnad, se [bilaga 7](#) sid. 19. Detta beror på avsaknaden av löptidspremier.

Det enda räntedifferensen mellan en lång och kort obligation säger när löptidspremien är noll är att det finns förväntningar om högre räntor någon gång i framtiden, vilket är naturligt i ett läge med låga, i vissa fall negativa, räntor. Däremot finns det ingen teoretisk eller praktisk grund för att "kompensera" en aktör i förtid för förväntningar om framtida räntor. Eftersom kalkylräntan fastställs vart fjärde år säkerställs det också att upp- och nedgångar i det allmänna ränteläget beaktas för den tidsperiod då det är relevant. Det skulle vara orimligt att i förtid använda en eventuell och inte säkerställd framtida högre räntenivå vid beräkning av kalkylräntan. Det skulle leda till högre avkastning än någon annan marknadsaktör har möjlighet att få i dagens ränteläge. Detta är inte heller förenligt med WACC, CAPM eller vedertagen metod i allmänhet.

Datum
2016-09-14

2.4.3 Fler skäl som talar mot att beakta en eventuell löptidspremie

Redogörelsen ovan tillsammans med de utlåtanden som elnätsföretagen gett in visar på de stora svårigheterna med att fastställa en löptidspremie. Ei delar företagens uppfattning att det är viktigt att en tydlig, transparent och repetitiv tillämpning av regleringen fastställs. Den löptidspremie som företagen förespråkar är för det första inte en löptidspremie utan en löptidsdifferens. Metoden är vidare varken tydlig eller repetitiv. Företagen föreslår ett intervall baserat på olika utredningar som har använt delvis olika underlag och utgått från olika perioder. Detta är svårt att upprepa.

Det kan vidare ifrågasättas om det överhuvudtaget kan bli aktuellt med en löptidspremie om den riskfria räntan skattas på det sätt som företagen förespråkar. Om samma tidsperspektiv används som i gasmålen innebär det i praktiken att den riskfria räntan i regleringen alltid kommer att röra sig mot det så kallade jämviktsläget, se ovan avsnitt 2.2. Detta följer av de förenklade antaganden som ligger till grund för KI:s scenario. Detta innebär att elnätsföretagen skulle vara tillförsäkrade en riskfri ränta nära jämvikten. Under dessa förhållanden finns knappast de risker som kan ge upphov till/motivera en löptidspremie. Till detta kommer att en av de risker som kan ge upphov till en löptidspremie är inflationsrisken. Denna risk är dock inte alls aktuell för inflationskyddade tillgångar som det handlar om här.

När det gäller användningen av den 30-åriga statsobligationen vill Ei tillägga följande. Likviditet kan mätas på olika sätt och i olika syften. Endast den omständigheten att Finansinspektionen har uttalat att obligationen är likvid och kan användas i ett sammanhang innebär således inte att den är lämplig att använda i andra sammanhang. Ei menar att det finns uppenbara svårigheter med att använda en obligation som, i vart fall periodvis, har bristande likviditet. Det finns dessutom endast *en* 30-årig statsobligation i Sverige, som löper ut 2039. Dessa förhållanden innebär i sig att obligationen är olämplig att använda i en reglering som ska vara tydlig, transparent, repetitiv och gälla under en lång tid. Här kan återigen en hänvisning göras till tomträtts- och arrendeutredningen som också ansåg att det fanns svårigheter med att använda den 30-åriga statsobligationen och att tioåriga statsobligationer är det rimligaste måttet, se ovan avsnitt 2.4.1.

Under alla förhållanden ger den utredning som har presenterats i målet inte ett tillräckligt, eller entydigt, stöd för slutsatsen att det finns en löptidspremie eller hur stor den i så fall är.

3 Marknadsriskpremien

Ei vidhåller att det finns ett direkt samband mellan den riskfria räntan och marknadsriskpremien som måste beaktas. Detta följer direkt av formeln för CAPM. Ei har inte påstått att marknadsförväntade avkastning (r_m) alltid är given och inte kan ändras. Ei har endast påvisat att en ändring av endast den riskfria räntan, med nödvändighet medför att även marknadsriskpremien ska ändras. Det går inte att bortse från formeln för CAPM. EY beskriver på nytt detta samband i sitt senaste utlåtande, se [bilaga 4 sid. 3](#). EY beskriver där bl.a. PWC:s studie av marknadsriskpremien, som Ei har utgått från i besluten så här.

PwC:s riskpremiestudie åberopas ofta som källa till bedömd marknadsriskpremie. Det framgår av PwC:s studie att merparten av respondenterna inom finanssektorn använder sig av en obligationsränta som är tio år eller kortare. PwC:s metod för att beräkna marknadsriskpremien går till på följande sätt: PwC frågar marknadsaktörerna om vilket avkastningskrav de för närvarande tillämpar för en placering på Stockholmsbörsen. Sedan beräknar PwC riskpremien implicit genom att subtrahera den 10-åriga riskfria räntan från medelvärdet av respondenternas avkastningskrav. Detta innebär att PwC:s marknadsriskpremie inte automatiskt kan appliceras på en 30-årig riskfri ränta.

Ei anser, liksom elnätsföretagen, att det är viktigt att metoderna för att fastställa de olika parametrarna är transparenta och repetitiva, vilket Ei:s metod i besluten är. Ei:s metod för att fastställa marknadsriskpremien utgår från ett historiskt snitt för tre år och är enligt Ei lämplig om den riskfria räntan fastställs för den fyraåriga tillsynsperioden. Den förhållandevis höga marknadsriskpremien i Ei:s beslut har ett tydligt samband med att den riskfria räntan har varit låg under motsvarande period. Det skulle därför vara direkt felaktigt att använda samma marknadsriskpremie om den riskfria räntan fastställs utifrån ett snitt för en betydligt längre framåtblickande period, där det antas att den riskfria räntan ökar stadigt och går mot ett jämviktsläge.

Elnätsföretagens förslag om att istället använda ett genomsnitt av uppskattad marknadsriskpremie för en nioårsperiod har väsentliga nackdelar. Det främsta problemet är att ingen kan veta vad marknadsriskpremien kommer att vara under de nio år som företagen utgår från. Vi vet inte om marknadsläget kommer att vara "normalt" 2019-2024. Det vet ingen. Det framgår inte heller hur elnätsföretagen har gjort uppskattningen för respektive år. Ei ställer sig också mycket frågande till elnätsföretagens³ kategoriska påstående att det aldrig kan komma ifråga att fastställa marknadsriskpremien till en nivå under 5 procent. Den marknadsriskpremie som PwC årligen räknar ut och publicerar för den svenska marknaden har endast för sex av 18 år, (2009 och 2012-2016), överstigit fem procent.

Frågan om bedömningen av marknadsriskpremien visar på svårigheterna med att vid en användning av WACC, göra skattningen av den riskfria räntan för en mycket lång tidsperiod. WACC beräknas normalt för ett nuläge, dvs. vid en viss tidpunkt ("momentant"), oavsett investeringarnas livslängd, se ovan. Ju större avsteg som görs från det vedertagna sättet att beräkna WACC desto större blir problemen.

4 Särskild riskpremie

Ei vidhåller att det inte finns skäl att göra ett tillägg för företagsspecifika icke-systematiska risker vid beräkningen av WACC för svenska elnätsföretag. Beträffande de specifika riskerna som elnätsföretagen tar upp hänvisar Ei till sitt tidigare yttrande med vissa tillägg nedan. Ei menar att myndigheten har haft goda skäl att frånga den bedömning som gjorts historiskt. Ei har i sitt tidigare yttrande redogjort för de skäl som

³ Se A1 31 maj 2016 sid. 11

Datum
2016-09-14

har återopats historiskt för en särskild riskpremie och visat att dessa inte är relevanta för svenska elnätsföretag.

4.1 Det är inte alltid motiverat med en särskild riskpremie

Elnätsföretagen gör kategoriskt gällande att de risker som de tar upp inte beaktas i WACC-beräkningen, eftersom det är icke-systematiska risker, och att de därför ska ersättas genom en särskild riskpremie. Ei delar inte denna uppfattning.

I betavärdet ingår systematiska, välkända risker för en hel marknad/bransch. Ett tillägg genom en särskild riskpremie avser att ersätta risker som är specifika för ett visst företag. Detta innebär inte att alla icke-systematiska risker med nödvändighet ska generera en särskild riskpremie. Enligt CAPM kan de icke-systematiska riskerna diversifieras bort, genom att investerare gör justeringar i sina tillgångsinnehav. Exempelvis kan en investerare i elnät åstadkomma en diversifiering genom att investera i andra tillgångar och därmed sprida riskerna. CAPM innehåller därför ingen särskild riskpremie, eller ersättning för icke-systematiska risker.

Den så kallade särskilda riskpremien är en följd av kritik mot CAPM. Kritiken är relaterad till värdering av små onoterade bolag på en konkurrensutsatt marknad, som kan möta risker som inte verkar fångas av CAPM. Det finns dock inte någon teoretisk konsensus om hur detta ska hanteras. Ei är av uppfattningen att det under vissa förutsättningar för vissa typer av verksamhet/företag kan vara motiverat med en särskild riskpremie. Sådana förutsättningar saknas dock för svensk elnätsverksamhet, som har mycket låga risker. Även här är det relevant att jämföra med hur PTS tillämpar WACC och CAPM i sin reglering av telekombranschen. PTS anser inte att det är motiverat med en särskild riskpremie av flera skäl, se [bilaga 1 och 8](#). PTS gör bl.a. en jämförelse med riskerna hos de bolag som PTS använt som jämförelsebolag.

Om en särskild riskpremie ska utgå ska den avse icke-systematiska risker som inte rimligen kan diversifieras bort. Det kan vara svårt att avgöra vad som är en systematisk respektive en icke-systematisk risk. Redan det förhållandet att en hel bransch med ett stort antal företag vill ha ersättning för samma risker talar dock för att det inte handlar om sådana företagsspecifika risker som den särskilda riskpremie normalt avser. Det skulle dessutom vara orimligt att ge hela den svenska elnätsbranschen extra avkastning för att något enstaka företag möjligen har t ex en kundrelaterad risk. Den absoluta majoriteten av svenska elnätsföretag har inte ett sådant beroende av en specifik kund som elnätsföretagen⁴ hävdar. Ei ifrågasätter att ens något företag har ett beroende som medför en risk för företaget. Här kan det tilläggas att inget svenskt elnätsföretag, med ett ytterst speciellt undantag, såvitt Ei känner till har gått i konkurs.

4.2 Illikviditet är inte skäl för särskild riskpremie i regleringen

Ei vidhåller att det finns ett samband mellan småbolagsrisk och illikviditetsrisk. Illikviditetsrisken handlar ofta om att det för små onoterade bolag kan ta tid att avyttra

⁴ A1 31 maj 2016 sid. 15

en ägarandel till ett bra pris, vilket påverkar både ägaren och det lilla bolaget. Enbart det förhållandet att det tar längre tid att avyttra ägarandelar för onoterade bolag än att avyttra aktier motiverar dock inte en särskild riskpremie. Fler faktorer måste beaktas och vägas samman. Frågan om en likviditetspremie är motiverad eller hur stor den ska vara är inte enbart beroende av likviditeten i tillgången utan också av investerarna och deras riskpreferenser. Det kan på goda grunder ifrågasättas om ägarna till svensk elnätsverksamhet värdesätter att snabbt kunna avyttra sitt innehav, vilket EY också gör i sitt senast utlåtande, se bilaga 4 sid. 10.

Att vara ägare i ett litet onoterat bolag innebär mer kontroll över bolaget, vilket har en motverkande positiv effekt. I dagsläget finns det heller ingenting som tyder på att det skulle vara svårt eller ta särskilt lång tid att sälja en ägarandel till bra pris på den svenska elnätsmarknaden. Det finns heller ingenting som i dag tyder på att svensk elnätsinfrastruktur som genererar en garanterad ström av intäkter skulle vara svårsåld. I detta hänseende hänvisar Ei också till EY:s yttrande den 14 april 2015.⁵

4.3 Den regulatoriska risken motiverar inte en särskild riskpremie

4.3.1 Vad är "downside risk"?

Elnätsföretagen framhåller med stöd av Kenth Skogsvik att den regulatoriska risken är en "downside risk" (nedåtrisk), dvs. en risk att elnätsföretagens avkastning blir sämre än det förväntade värdet, och att en sådan risk inte beaktas i CAPM. Detta är inte korrekt. Återigen är det centralt att sortera och beskriva begreppen.

Det finns många olika sätt att mäta risk. Redan 1959 beaktade Harry Markowitz flera olika riskmått i sitt banbrytande arbete om portföljval. Förutom att använda varians som mått analyserade han "downside risk"-mått, som bygger på semivarians. Semivarians innebär att riskbedömningen endast utgår från nedsidan av variationen under en viss krävd avkastning och inte hela variationen, som är fallet med varians. Det är varians som CAPM bygger på. Både vid användning av CAPM och downside-risk mått beaktas såväl nedåtrisk som "upside-potential" (uppåtrisk) vid bedömning av den totala risken. I finansiell ekonomisk teori visas det att ett "downside risk" mått ger samma resultat som CAPM under vissa förutsättningar. Dessa förutsättningar har empiriskt visat sig svåra att förkasta. Det är alltså svårt att visa att "downside risk" och CAPM inte skulle ge samma resultat. I grunden handlar skillnaderna i de teoretiska ansatserna om skillnader i antaganden om investerarens riskpreferenser. Det är alltså inte korrekt att endast påstå att det finns en regulatorisk risk som är en nedåtrisk. Det är istället nödvändigt att börja med att faktiskt visa att investerarnas riskpreferenser sammanfaller med det som antas i en sådan ansats. Om det skulle vara så att det kan visas empiriskt att riskpreferenserna stödjer "downside risk"-ansatsen skulle det innebära att CAPM inte ger rätt värde på kostnaden för eget kapital. Under sådana förhållanden skulle det kunna vara motiverat att använda en annan metod än CAPM. Elnätsföretagen har dock inte ifrågasatt användningen av CAPM. Det finns idag heller ingen grund att tro att aktörer på elnätsområdet skulle ha helt andra riskpreferenser än övriga marknaden och vi har inte

⁵ Finns som en del i materialet i respektive akt, som har överlämnats till förvaltningsrätten

Datum
2016-09-14

heller noterat att någon sådan argumentation förekommit i litteraturen eller att ett sådant riskmått används i någon annan typ av reglering.

I tillägg till att det har visat sig svårt att visa att aktörer har andra preferenser än de som antas i CAPM är det problematiskt att använda "downside risk" modeller eftersom de generellt sett är mycket svårare att skatta än t.ex. CAPM. Anledningen är bland annat att alla datapunkter inte används som underlag. Detta ger stor volatilitet och instabilitet i skattningarna och det är svårt att dra några slutsatser från resultaten.

4.3.2 Avkastningen kan bli högre än förväntat

Som Ei förstår det vill elnätsföretagen, med stöd av Kenth Skogsvik, göra gällande att en investering i elnät inte kan generera utfall som överstiger den förväntade avkastningen, dvs. att det inte finns någon "upside potential" (uppåtrisk). Detta är fel. I den finansiella "downside risk" litteraturen och empirin bidrar nedåtrisk och uppåtrisk olika till den totala risken. Det är självklart att uppåtrisk ska ingå i avkastningsberäkningen.

Ändringar i regleringen och/eller dess tillämpning kan t ex medföra såväl en högre som en lägre kalkylränta och därmed högre avkastning än förväntat. Detta framhåller också EY i sitt senaste utlåtande, se bilaga 4 sid. 9. Förändringar i investeringsincitamenten i regleringen kan också medföra att företagen får större möjligheter att påverka sin avkastning. Den reglerade avkastningen är inte heller detsamma som företagets faktiska avkastning. Elnätsföretagens kostnader kan t ex mycket väl understiga de kostnader som regleringen ger täckning för, vilket ger företagen en högre avkastning än den reglerade. Det förhållandet att företagets intäkter är reglerade innebär alltså inte att avkastningen bara skulle kunna bli lägre med tiden.

Skogsvik förutsätter i sin problematisering av den regulatoriska risken att den avkastning som fastställs i regleringen kan vara skälig med sannolikheten (1-p) och för låg med sannolikheten p. Frågan är vad Skogsvik menar med för låg. Det är osannolikt att regleringen skulle ändras i grunden på så sätt att elnätsföretagen inte längre tillförsäkras en rimlig avkastning. Det är alltså inte rimligt att anta att avkastningen kan bli för låg. Det är inte heller rimligt att företagen ska kunna använda höga kostnader som grund för att påstå att avkastningen är för låg. Kostnaderna styr elnätsföretagen över, på samma sätt som företag på en konkurrensutsatt marknad, och en viktig del i all monopolreglering är just att säkerställa ett effektivt resursutnyttjande och rimliga kostnader. En viktig skillnad i förhållande till annan verksamhet är dock att elnätsföretagen aldrig riskerar att inte få täckning för sina skäliga kostnader. Om det trots detta skulle antas att avkastningen kan bli för låg bör det rimligen på motsvarande sätt antas att den lika gärna kan bli "för hög".

När det gäller Skogsviks matematiska formler och den egentliga innebörden av dessa hänvisar Ei också till vad EY anför i sitt senaste utlåtande, se bilaga 4 sid. 9 f.

Skogsvik anför också att *svensk* regulatorisk risk inte har beaktats. Ei vill återigen påpeka att förhandsregleringen härrör från elmarknadsdirektivet som gäller även för

Datum
2016-09-14

jämförelsebolagen. Även dessa bolag är alltså reglerade utifrån samma övergripande ramverk som svenska elnätsföretag.

Ei vill också tillägga att det skulle vara direkt oskäligt att ge elnätsföretagen ett extra tillägg på avkastningen med hänvisning till de senaste ändringarna i regleringen, som särskilt Vattenfall Eldistribution m.fl. nämner som skäl för en särskild riskpremie. Dessa ändringar syftade till att elnätsföretagen inte längre ska kunna få en orimligt hög avkastning på kundernas bekostnad. I Ei:s utredning som sedan låg till grund för ändringarna i regelverket framgår följande (EIR 2014:9 sid. 5), se bilaga 9.

I dagens reglering tillämpas real annuitetsmetod för fördelning av kapitalkostnader. Metoden tillämpas utan uppgifter om anläggningarnas ålder vilket leder till flera allvarliga konsekvenser. Det finns en uppenbar risk för att företagen överkompenseras och att kunderna får betala för en och samma anläggning mer än en gång. Denna risk uppkommer i och med att kapitalkostnadsersättning utgår för helt avskrivna tillgångar samt genom att elnätsföretagen erhåller för hög kapitalersättning för det fall avskrivningstiden i regleringen är för kort. Vidare innebär avsaknaden av uppgifter om anläggningarnas ålder att Ei inte har möjlighet att följa upp de avskrivningstider som tillämpas i regleringen och inte heller vilken förnyelsetakt och åldersstatus som råder i de svenska elnäten.

Den nuvarande reglermodellen innebär således att det finns stora och uppenbara risker för att nätföretagen överkompenseras, vilket drabbar landets elkunder.

Det förhållandet att regleringen har ändrats för att säkerställa att elnätsföretagen inte längre överkompenseras på kundernas bekostnad kan inte rimligen motivera en särskild riskpremie. Ett sådant resonemang skulle innebära att en tidigare överkompensation alltid styr kommande beslut, vilket skulle få till följd att överkompensationen i någon mån alltid skulle bestå.

5 Skuldandelen och jämförelsebolagen

Ei vidhåller att de av Ei använda jämförelsebolagen är de bästa tillgängliga och att de också är tillräckligt lika svenska elnätsföretag för att användas som jämförelsebolag.

Elnätsföretagen gör gällande att Ei:s utredning är bristfällig och att skuldandelen som användes 2012-2015 ska användas även nu. Detta är märkligt. Den utredning som låg till grund för de då valda jämförelsebolagen var inte bättre än Ei:s nuvarande utredning. Det är dessutom inte ens möjligt att vid bedömningen utgå från samma jämförelsebolag som kammarrätten gjorde för 2012-2015, eftersom den bedömningen grundade sig på ett snitt av olika beräkningar med olika jämförelsebolag. Det har alltså funnits mycket goda skäl att inte utgå från kammarrättens metod eller fastställda värde för tillsynsperioden 2012-2015. Det har inte ens varit möjligt för att Ei att repetera kammarrättens metod.

Den främsta skillnaden mellan de jämförelsebolag som fanns i det samlade tidigare underlaget för 2012-2015 och de jämförelsebolag som Ei nu har använt är att det tidigare innefattade även konkurrensutsatt verksamhet. Det är uppenbart att det inte är mer



Datum
2016-09-14

korrekt att använda jämförelsebolag som verkar på en konkurrensutsatt marknad. Fyra av de bolag som Ei nu har använt fanns dessutom med även i det tidigare underlaget. Om Ei:s utredning skulle anses bristfällig, vilket Ei inte tycker att den är, åtgärdas det knappast genom att använda sämre jämförelsebolag grundat på en sämre utredning. Inte heller åtgärdas det genom att använda samma parametervärde som tidigare, utan någon förnyad beräkning. Bedömningen blir heller inte mer korrekt enbart genom att lägga till fler, men sämre, jämförelsebolag.

EY har i sitt senaste utlåtande utvecklat valet av jämförelsebolag och bemött elnätsföretagens synpunkter, [bilaga 4](#). EY har undersökt vilka jämförelsebolag som aktieanalytiker använder när de själva analyserar de fem jämförelsebolagen. I en bilaga till utlåtandet finns också en kortfattad beskrivning av de olika ländernas reglering. EY:s slutsats är att de WACC-parametrar som är härledda utifrån jämförelsebolagen är lämpliga att använda vid en bedömning av avkastningskravet för svensk elnätsverksamhet.

När det gäller Ei:s underlag inför besluten kan det också konstateras att även Montell & Partners i sitt förslag till kalkylränta för den aktuella tillsynsperioden⁶ ansett att europeiska transmissionsbolag har en stor relevans och likhet med de svenska elnätsföretagen. Montell & Partners använde visserligen även integrerade energibolag i sin analys. Vid beräkningen av skuldandelen delade de dock upp jämförelsebolagen i två grupper, europeiska transmissionsbolag och europeiska integrerade energibolag, och bedömde att de svenska elnätsföretagen har mer liknande förutsättningar som de europeiska transmissionsbolagen eftersom de är aktiva inom samma typ av verksamhet och verkar på en monopolmarknad, vilket innebär lägre risk och möjlighet till högre skuldandel. Till följd av detta bedömde Montell & Partners att skuldandelen skulle ligga i den övre delen av intervallet. En rimlig skuldandel bedömdes vara 47 procent.

6 Kreditriskpremien

Elnätsföretagen har vid en kontrollräkning uppmärksammat en felräkning av kreditriskpremien. EY har därför kontrollerat sin beräkning och kan konstatera att ett fel har begåtts, se [bilaga 4](#). Ei medger med anledning av detta att kreditriskpremien korrigeras och fastställs till 1,8 procent. Detta innebär att kalkylräntan ska ändras till 4,56 procent reallt före skatt, vilket motsvarar 6,68 procent nominellt. Den nominella räntan ska användas som omvandlingsränta.

I övrigt vidhåller Ei vad som tidigare anförts angående tidsperspektivet. När det gäller refinansieringsrisken hänvisar Ei till vad EY anför i utlåtandet inför besluten den 14 april 2015 sid. 18 f.

⁶ Framtagande av kalkylränta för en skälig avkastning för elnätsföretagen för perioden 2016-2019, Montell & Partners, April 2015. Finns som en del i materialet i respektive akt, som har överlämnats till förvaltningsrätten.

Datum
2016-09-14

7 Omvandlingsränta

Ei har inga invändningar mot att omvandlingsräntan justeras vid en ändring av kalkylräntan. Ei:s medgivna ändring av kreditriskpremien innebär att omvandlingsräntan ska uppgå till 6,68 procent.

Detta yttrande har beslutats av chefsjuristen Hanna Abrahamsson. Vid den slutliga handläggningen deltog också biträdande chefsekonomen Jens Lundgren.



Hanna Abrahamsson

Bilagor

1. Post- och telestyrelsens yttrande den 20 november 2015 i Förvaltningsrätten i Stockholms mål nr 10447-15
2. Skillnad mellan scenario och prognos, utdrag från Konjunkturinstitutets hemsida, <http://www.konj.se/var-verksamhet/sa-gor-vi-prognoser/skillnad-mellan-scenario-och-prognos.html>
3. Konjunkturinstitutets svar på förfrågan daterad den 24 november 2015
4. WACC för elnätsföretag för tillsynsperioden 2016-2019, Kommentarer till yttranden från elnätsföretagen, Ernst & Young, 25 augusti 2016
5. Uppföljning av samråd - Uppdaterad kalkylränta för marksänd fri-tv och analog ljudradio, Post- och telestyrelsens promemoria den 4 november 2014, dnr 14-9457
6. Statsskuldens löptid, Riksgälden den 31 augusti 2015, dnr 2015/995
7. Riktlinjer för statsskuldens förvaltning 2016, Beslut vid regeringssammanträde den 12 november 2015
8. Post- och telestyrelsens yttrande den 31 augusti 2015 i Förvaltningsrätten i Stockholms mål nr 10447-15
9. Bättre och tydligare reglering av elnätsföretagens intäktsramar, Ei R 2014:9, Energimarknadsinspektionen mars 2014

