

**Bifogade handlingar till ansökan om intäktsram för åren
2012-2015 för Utsikt Katrineholm Elnät AB**

Mars 2011

Innehållsförteckning

| | |
|--|----|
| Generell motivering, förklaring och metod..... | 3 |
| Kapitalkostnader | 5 |
| Metod för beräkning av kapitalbas | 5 |
| Varning gällande reservmaterial | 5 |
| Härledning och motivering av kalkylränta | 5 |
| Sammanfattning | 5 |
| Teori..... | 5 |
| Parameterval | 7 |
| Beräkning av WACC..... | 9 |
| Löpande kostnader..... | 9 |
| Löpande opåverkbara kostnader | 9 |
| Löpande påverkbara kostnader | 10 |
| Omorganisation..... | 10 |
| Ökade kostnader för mätning | 10 |
| Kostnad för mätinsamlings- och mätvärdessystem | 11 |
| Ökade kostnader för nyinvesteringar..... | 11 |
| Ökning av intäktsramen | 13 |
| Beräkning av intäktsram..... | 13 |

Generell motivering, förklaring och metod

Utsikt Katrineholm Elnät AB är ett bolag som bedriver effektiv nätverksamhet i Katrineholm. Detta bekräftas av benchmarkingstudier där omfattande jämförelser görs av nätbolag av samma storlek.

Det belopp som bolaget yrkar på är beräknat med grund i Energimarknadsinspektionen:s (EI:s) egen metod. Beloppet motsvarar alltså vad modellen *tillåter* bolaget att ta ut. Detta skall inte blandas ihop med vad bolaget *kommer att* ta ut. Beslut om eventuella framtida prishöjningar kommer fortsatt att tas årligen med hänsyn till ägarens direktiv.

När det gäller nätverksamheten i Katrineholm har en marginal till "taket" funnits också i tidigare regleringsmodeller (regleringen i "mellanperiodstiden"). Marginalerna till "taket" i de olika regleringsmodellerna ser vi som ett bevis på en effektiv verksamhet i kombination med låga priser sett till våra förutsättningar. Vi ser det som orimligt att ett bolag med historiskt låga nätavgifter skulle tilldelas en lägre intäktsram än ett bolag med historiskt höga nätavgifter på grund av just den lägre utgångsnivån.

Ansökan avser 2012-2015 vilket är en relativt lång period. Under denna period kan mycket inträffa som idag kan vara svårt att förutsäga. Ökade systemkostnader kan bli en följd av en gemensam nordisk slutkundsmarknad och "en kontakt för kunden". Timmätning för alla kunder med en årsförbrukning högre än en viss gräns innebär ökande kostnader. Smarta nät, elbilar och mikroproduktion kan komma att utvecklas under reglerperioden vilket påverkar elnätsverksamheten. Därför är det befogat med marginal till "taket".

Ansökan om intäktsram avser 2010 års prisnivå enligt den huvudregel som omtalas i handboken (Handbok version 3.1, 2011-03-01, kap 4.1).

Löpande kostnader

När det gäller löpande kostnader, exempelvis kostnader för drift och underhåll samt mätning av elförbrukning, beräknas dessa i EI:s metod utifrån **historiska faktiska kostnader för respektive bolag**. Detta missgynnar som vi ser det effektiva bolag och premierar istället ineffektivitet, vilket vi också påpekat för EI. Vi anser att reglermodellen på denna punkt inte är i linje med förarbetena till lagstiftningen. I prop. 2008/09:141 kan man i ett stycke som berör löpande kostnader läsa:

" I de fall då ett nätföretag bedriver sin verksamhet mer effektivt än kostnadsnormen är det rimligt att nätföretaget får tillgodogöra sig skillnaden. Nätföretaget kommer då att kunna öka sin avkastning i verksamheten. Detta i sin tur ger incitament till nätföretaget att pressa sina kostnader, vilket är positivt från ett samhällsperspektiv."

När det gäller mätning har förutsättningarna förändrats för nätbolagen jämfört med den referensperiod som används i EI:s metod, 2006-2009. Numera finns ett lagkrav om månadsvis mätning som inte fanns tidigare vilket är något vi tagit hänsyn till i våra kostnadsberäkningar. Vi har även i beräkningarna tagit hänsyn till en omorganisation som skedde inom Tekniska Verken i maj 2008, där Utsikt Katrineholm Elnät AB bildades som ett systerbolag till Utsikt Nät AB. Slutligen har vi adderat en drift- och underhållskostnad för det nät som byggs under reglerperioden eftersom, vad vi kan se, detta saknas i EI:s modell.

Ytterligare en omständighet, som vi dock inte tagit hänsyn till i ansökt belopp, är innebörden av lagkravet om maximalt 24 h avbrott. Detta innebär en ökning av de löpande kostnaderna i form av relativt omfattande projekt som genomförs och kommer att genomföras. Projekten tittar på allt från passning av behövd personals barn till inköp av reservmaterial.

Kapitalkostnader

Kapitalbasen har beräknats med EI:s normprislista samt översättningslistor. Vid beräkningen av kapitalkostnader är den så kallade kalkylräntan en viktig parameter. EI har under lång tid utrett kalkylräntan. EI:s inriktning har, enligt vad vi har förstått, varit att presentera den kalkylränta som kommer användas vid prövning av intäktsramarna **innan** 31:a mars. I ett mejl från EI den 11:e februari får vi dock reda på att EI kommer att leverera sin kalkylränta först efter 31:a mars och att vi "oavsett vilken kalkylränta vi använder skall motivera den". Detta initierade en utredning av lämplig kalkylränta för elnätsverksamheten i Utsikt Katrineholm Elnät AB. Resultatet av denna utredning har använts i EI:s metod.

En omständighet, som resulterar i en högre kapitalkostnad är de nya lagkraven om dels månadsvis avläsning av elmätare och dels maximalt 24 h avbrott. Detta har lett till att många fullt fungerande komponenter bytts ut i förtid vilket vi anser rimmar dåligt med en kapacitetsbevarande utgångspunkt. Att liknande regler/lagar kan komma att införas i framtiden har vi valt att ta hänsyn till genom ett riskpremietillägg i härledningen av vår kalkylränta.

Kapitalkostnader

Metod för beräkning av kapitalbas

Den av EI framtagna normprislistan samt översättningslistor har använts för att beräkna kapitalbasen.

Hänsyn till olika förläggingsmiljöer har tagits genom att köpa aktuella gränser från SCB, Lantmäteriet och SGU. Gränserna har sedan importerats till nätinformationssystemet.

Under arbetet med kapitalbasen har en dialog förts med regionnätägaren för att klargöra drift- och ägo gränser vad gäller överliggande nät.

Investeringsprognosen har gjorts med grund i vår långtidsbudget. Hänsyn har tagits till att exempelvis kablifiering av luftledningsnät innebär nyinvesteringar samt utrangeringar i regleringsmodellen.

Utsikt Katrineholm Elnät AB har ett antal reservkraftaggregat som finns med i kapitalbasen. Dessa används uteslutande till att ersätta utebliven elleverans och redovisas därför just i kapitalbasen. Kommunen äger några aggregat. Dessa står på Utsikt Katrineholm Elnät AB:s förråd. Nätföretaget kopplar in och underhåller aggregaten och ingen årlig hyreskostnad betalas till kommunen. Enligt överenskommelse per telefon med EI anges dessa som "ägda" (eftersom det endast finns en rad för respektive storlek i excel-mallen) och en kommentar läggs in i kommentars-fältet.

Varning gällande reservmaterial

I KENT varnas för att vi inte har med något reservmaterial i kapitalbasen. Vi är medvetna om detta och har medvetet valt att exkludera reservmaterial. Detta beror på följande:

- Alltför omfattande system och rutiner skulle behöva införas för att uppfylla EI:s krav på uppföljning (nyinvesteringar, utrangeringar), som enligt vad vi har förstått gäller även reservmaterial.
- Reservmaterial skulle bidra marginellt till att höja kapitalbasen.

Härledning och motivering av kalkylränta

Sammanfattning

I detta avsnitt görs beräkningar av kalkylränta för elnätsverksamheten i Utsikt Katrineholm Elnät AB. Beräkningar görs enligt WACC/CAPM (Weighted Average Cost of Capital / Capital Asset Pricing Model) –ansatsen.

Beräkningar och antaganden resulterar i följande kalkylränta: 6,86 %

Teori

β equity beräknas utifrån β asset genom:

$$\beta_{equity} = \beta_{asset} * \left(1 + \left(\frac{(1-t)*(1-W_e)}{W_e} \right) \right) \quad (1)$$

Där:

β_{equity} = beta equity

β_{asset} = beta asset

t = skattesats

W_e = andel eget kapital i förhållande till totalt kapital

Kostnaden på eget kapital beräknas genom formeln:

$$r_e = r_f + \beta_{equity} * (r_m - r_f) + \varepsilon \quad (2)$$

Där:

r_e = kostnad för eget kapital

r_f = riskfri ränta

r_m = marknadsavkastning

β_{equity} = beta equity

ε = riskpremietillägg

$r_m - r_f$ är med andra ord en riskpremie.

En nominell WACC efter skatt beräknas genom:

$$WACC_{nom,efter_skatt} = r_e * W_e + r_d * (1 - t) * W_d \quad (3)$$

Där:

$WACC_{nom,efter_skatt}$ = nominell WACC efter skatt

r_e = kostnad för eget kapital

W_e = andel eget kapital i förhållande till totalt kapital

r_d = kostnad för lånat kapital

t = skattesats

W_d = andel lånat kapital i förhållande till totalt kapital

Den nominella WACC:en efter skatt räknas om till nominell WACC före skatt genom:

$$WACC_{nom,före_skatt} = \frac{WACC_{nom,efter_skatt}}{1-t} \quad (4)$$

Där:

$WACC_{nom,före_skatt}$ = nominell WACC före skatt

$WACC_{nom,efter_skatt}$ = nominell WACC efter skatt

t = skattesats

Slutligen beräknas en real WACC före skatt genom att ta hänsyn till inflationen:

$$WACC_{real,före_skatt} = \frac{1+WACC_{nom,före_skatt}}{1+i} - 1 \quad (5)$$

Där:

$WACC_{real,före_skatt}$ = real WACC före skatt

$WACC_{nom,före_skatt}$ = nominell WACC före skatt

i = inflation

Parameterval

t (skattesats)

Den svenska bolagsskattesatsen 26,3 % har använts i beräkningarna.

i(inflation)

Inflationsförväntan har satts till 2,0 % (Riksbankens inflationsmål).

W_e och W_d (andel eget respektive lånat kapital i förhållande till totalt kapital)

Med grund i balansräkningen för 2010 har vi beräknat följande:

Eget kapital 38 010 + 73,7% av de obeskattade reserverna 88 346 = **126 356**

Totalt kapital exklusive ej räntebärande skulder = **185 883**

Eget kapital i förhållande till totalt kapital exklusive ej räntebärande skulder = **68,0%**

r_f (riskfri ränta)

Den riskfria räntan har satts till 3,41 % vilket var räntan på en 10-årig svensk stadsobligation 2011-03-10 (källa: www.riksbank.se). Eftersom reglerperioden ligger framåt i tiden och den aktuella räntan

speglar framtidsbedömningen är detta en bättre metod än att exempelvis använda ett historiskt genomsnitt.

β_{asset} (beta asset)

Beta asset har i beräkningarna satts till 0,48.

Grant Thornton kommer i en analys till intervallet 0,42 till 0,54 för beta asset¹. Detta intervall är ett resultat av historisk regressionsanalys för ett antal jämförelseföretag. Vi har bedömt att metoden är en rimlig metod för uppskattning av beta asset och har valt att i beräkningarna använda ett beta asset värde i mitten av detta intervall.

$r_m - r_f$ (riskpremie)

Riskpremien har satts till 5,0 % i beräkningarna.

Det finns ett antal sätt att skatta en riskpremie. Ernst & Young tar i en rapport upp fyra olika sätt². Dessa är historiska studier, enkätundersökningar bland finansanalytiker, implicita beräkningar utifrån kapitalmarknadsdata samt justerad historisk riskpremie. Utifrån ett antal studier som gjorts med dessa olika metoder gör Ernst & Young i ovan nämnda rapport bedömningen att en rimlig storlek på riskpremien är 5,0 %.

Då olika metoder kan leda till vitt skilda resultat är vår bedömning att Ernst & Young:s angreppssätt, som innebär att titta på olika metoder, är rimligt. Att 5,0 % är en rimlig riskpremie bekräftas också av Aswath Damodaran³. Aswath Damodaran beräknar här en riskpremie som kontinuerligt uppdateras och för januari 2011 har marknadsriskpremien för Sverige uppskattats till 5,0 %.

ϵ (riskpremietillägg)

Ett riskpremietillägg på 1,2 % har använts i beräkningarna.

När det gäller antagandet av beta asset har vi hänvisat till en analys gjord av Grant Thornton¹. Här har man utgått från ett antal jämförelsebolag som generellt sett är större än Utsikt Katrineholm Elnät AB. Därför är det rimligt att riskpremietillägget innefattar ett småbolagstillägg. Också en kassaflödesrisk bör ingå i riskpremietillägget eftersom majoriteten av jämförelsebolagen har en diversifierad produktportfölj till skillnad från de särredovisande elnätsverksamheterna i Utsikt Nät AB och Utsikt Katrineholm Elnät AB. En diversifierad produktportfölj är förknippad med en lägre risk.

Vidare har Utsikt Katrineholm Elnät AB haft sk treeing problem med kraftkablar vilket motiverar ett företagsspecifikt risktillägg.

¹ "Energimarknadsinspektionen, Estimering av kalkylränta (WACC) för elnätsverksamhet under tillsynsperioden 2012-2015", Grant Thornton, mars 2011

² "Energimarknadsinspektionen: Estimering av kalkylränta för elnätsverksamhet för åren 2012-2015", Ernst & Young, februari 2011

³ http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html

Vi bedömer även att det finns en betydande regulatorisk risk på den svenska elnätmarknaden, innebärande att svenska myndigheter kan ändra regleringen avseende avgifter, skatter, regleringsmodell mm.

Utifrån ovanstående faktorer bedömer vi att ett rimligt riskpremietillägg är 1,2 %.

r_d (kostnad för lånat kapital)

En kostnad för lånat kapital på 5,51 % har använts i beräkningarna.

Lånekostnaden skall ses som den förväntade kostnaden för den framtida lånefinansieringen och inte den nuvarande lånekostnaden. Vid bestämmandet av den riskfria räntan har vi använt oss av räntan på en 10-årig svensk stadsobligation. Det är rimligt att ha samma tidshorisont när det gäller kostnaden för lånat kapital. Efter att ha varit i kontakt med flera banker kan vi dra slutsatsen att en rimlig ränta för ett 10-årigt lån är 2,1 % högre än den riskfria räntan. Detta leder till en kostnad för lånat kapital på 5,51 % (3,41 + 2,1).

Beräkning av WACC

Med den under kapitel "Teori" redovisade beräkningsgången samt med antagandena redovisade i kapitel "Parameterval" fås följande WACC: 6,86 %

Löpande kostnader

Löpande opåverkbara kostnader

Löpande opåverkbara kostnaderna som ska prognostiseras för första tillsynsperioden enligt 5 kap. 14§ EIFS 2010:6 är:

- Abonnemang till överliggande nät
- Myndighetsavgifter
- Kostnad för inköpt energi för att täcka nätförluster
- Kostnad för egenproducerad energi för att täcka nätförluster
- Kostnader för abonnemang i inmatningspunkt (nätnyttoersättning)

Vi har utgått från verkligt utfall 2010 samt budget 2011 när vi prognostiserar kostnader för överliggande nät. För åren 2012-2015 har vi lagt in samma värden som vi har i vår långtidsprognos (=budget) och har angetts i respektive års penningvärde.

När det gäller nätförluster arbetar Utsikt Katrineholm Elnät AB med portföljförvaltning. Kostnaden för nätförluster har uppskattats genom att ta hänsyn till gjorda prissäkringar samt aktuella terminspriser.

Vad gäller myndighetsavgifter har vi utgått från verkligt utfall 2010 och sedan använt den förinställda utvecklingen i KENT.

Löpande påverkbara kostnader

Enligt föreskrifterna EIFS 2010:6 4 kap. 10 - 12 §§ ska nätbolaget rapportera vissa historiska kostnader från åren 2006-2009. Eftersom dessa uppgifter finns hos EI hämtas de från Årsrapporterna i Neon. Om förutsättningarna har förändrats genom exempelvis omorganisationer eller kostnaderna inte stämmer ska nätbolaget rapportera de kostnader man anser vara de rätta.

Omorganisation

Fr.o.m. 2008-05-01 har Katrineholm Energi AB gått upp i Tekniska Verken i Linköping AB och elnätsverksamheten i Katrineholm är fr.o.m. detta datum placerad i Utsikt Katrineholm Elnät AB. Personalen som arbetar med elnätsfrågor fördes över från Katrineholm Energi till Utsikt Nät AB och "hyrs" sedan ut till Utsikt Katrineholm Elnät AB.

Utsikt Nät AB och Utsikt Katrineholm Elnät AB är två olika juridiska personer. Alla kostnader som ska fördelas till Utsikt Katrineholm Elnät AB måste faktureras.

För Utsikt Katrineholm Elnät AB medförde denna organisationsförändring inget med avseende på regleringen. Kostnaden för den personal som hanterar elnätsfrågor flyttades från Personalkostnader till Övriga rörelsekostnader.

Ökade kostnader för mätning

De kostnader som finns rapporterade via årsrapporterna för åren 2006-2009 är för låga jämfört med de kostnader som vi nu har för mätning och rapportering. 1/7 2009 ändrades lagen och det infördes krav på insamling av mätvärden vid varje månadsskifte. Därutöver ska mätvärden insamlas vid byte av elhandelföretag, påbörjande och avslutande av elleverans samt vid nyanslutning, permanent fränkoppling och byte av mätare. Allt detta har medfört att det idag ställs betydligt större krav på mätning och insamling, vilket också då har medfört betydligt större kostnader för elnätsbolaget.

Detta betyder att om EI använder de kostnader som Utsikt Katrineholm Elnät AB hade under perioden 2006-2009 som grund för att beräkna mätkostnader för tillsynsperioden 2012-2015 kommer de att bli alldeles för låga.

Rapporterade kostnader för åren 2006-2009:

| | |
|-------|---------|
| 2006: | 2,0 Mkr |
| 2007: | 2,0 Mkr |
| 2008: | 2,0 Mkr |
| 2009: | 3,0 Mkr |

Genomsnittet för ovanstående kostnader blir 2,25 Mkr.

Utfallet 2010 var 3,6 Mkr och för 2011 har Utsikt Katrineholm Elnät AB budgeterat 4,0 Mkr för mätning. För de kommande åren finns det i budget:

| | |
|-------|---------|
| 2012: | 4,1 Mkr |
| 2013: | 4,2 Mkr |
| 2014: | 4,2 Mkr |
| 2015: | 4,2 Mkr |

Genomsnittet för dessa fyra åren blir 4,2 Mkr.

I dessa budgetsiffror ingår en liten ökning av verksamheten varje år, samtidigt som det finns en kostnadsminskning för varje mätpunkt för respektive år. Utsikt Katrineholm Elnät AB har med hänsyn taget till de ökade mätkostnaderna enligt lagkrav höjt sin intäktsram med 2,0 Mkr för varje år => en höjning med 8,0 Mkr för hela fyraårsperioden.

Kostnad för mätinsamlings- och mätvärdessystem

I regleringen skall kapitalkostnader för insamlingssystemen räknas i kapitalbasen. Enligt handboken avsnitt 5.2.5 och svar från EI får man dock redovisa ett system som löpande kostnader om den huvudsakliga kostnaden för systemet utgörs av löpande kostnader. För vår del är endast en liten del av kostnaden per kanal kapitalkostnad vilket medför att vi redovisar alla kostnader vi har för insamlingssystemen som löpande.

Ökade kostnader för nyinvesteringar

I EI:s model tas ingen hänsyn till ökade löpande påverkbara kostnader på grund av nyinvesteringar, dvs att kapitalbasen växer under åren. Vi anser dock att ett tillägg är befogat eftersom också det nybyggda nätet skall underhållas.

Vi har valt att göra uppskattningen av dessa ökade kostnader genom att multiplicera procentsatser med den summa som vi uppskattar att kapitalbasen kommer att öka med under åren. Endast perioden 2011-2015 har beaktats då vi inte har gjort detaljerade kapitalbasberäkningar på det sätt som görs i regleringsmodellen tidigare (egentligen borde man titta på hur kapitalbasen har förändrats sedan 2006).

De procentsatser vi har valt är följande:

Drift & Underhållskostnadsandel av investeringar i ledningar: 1,0 %.

Drift & Underhållskostnadsandel av investeringar i transformatorer: 2,0 %.

Enligt våra noteringar är det också dessa procentsatser som EI använde i den tidigare Nätnyttomodellen för att beräkna drift- och underhållskostnader.

Kapitalbasen förmodas förändras på följande sätt (vilket också framgår i KENT):

| | 2011-01-01 | 2012-01-01 | 2013-01-01 | 2014-01-01 | 2015-01-01 |
|--|------------|------------|------------|------------|------------|
| Ledningar | 652 387 | 658 487 | 664 087 | 669 687 | 675 687 |
| Stationer, transformatorer och kringutrustning | 209 550 | 214 150 | 217 350 | 220 550 | 223 850 |
| Elmätare och it-system | 33 832 | 33 907 | 33 982 | 34 058 | 34 133 |
| Tot | 895 769 | 906 544 | 915 419 | 924 295 | 933 670 |

Samtliga belopp i kkr.

Då ökade mätkostnader behandlas i ett annat avsnitt har vi valt att här endast beakta kategorierna "Ledningar" och "Stationer, transformatorer och kringutrustning". Den mängd "extra nät" som vi måste underhålla under vart och ett av åren 2012-2015 har beräknats genom att beräkna differensen mot kapitalbasen 2011-01-01:

| | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
|--|-------|--------|--------|--------|
| Ledningar | 6 100 | 11 700 | 17 300 | 23 300 |
| Stationer, transformatorer och kringutrustning | 4 600 | 7 800 | 11 000 | 14 300 |

Samtliga belopp i kkr.

Ex: Den mängd "extra nät" i kategorin "Ledningar" som vi måste underhålla under 2014 är den mängd som byggts under 2011, 2012 och 2013. Denna summa, 17 300 kkr, fås genom beräkningen 669 687 – 652 387.

Dessa belopp multipliceras nu med aktuella procentsatser ovan för att skatta den ökade drift- och underhållskostnaden:

| | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
|--|------|------|------|------|
| Ledningar | 61 | 117 | 173 | 233 |
| Stationer, transformatorer och kringutrustning | 92 | 156 | 220 | 286 |
| Ökad LPK per år | 153 | 273 | 393 | 519 |

Samtliga belopp i kkr.

Summeras raderna på den sista raden i den sista tabellen ovan fås 1 338 kkr vilket vi bedömer är en rimlig kostnad för att skatta den ökade drift- och underhållskostnaden under perioden.

Ökning av intäktsramen

Utöver den intäktsram som EI:s modell räknar fram kommer Utsikt Katrineholm Elnät AB att ansöka om en ram som beror på att de påverkbara kostnaderna för åren 2006-2009 inte är representativa för de kommande åren som ingår i regleringen.

I ansökan om intäktsram för Utsikt Katrineholm Elnät AB tas hänsyn till:

- Förändrade krav på mätning och rapportering innebär en genomsnittlig ökning av kostnaderna med 2 000 kkr per år. Detta innebär att den totala intäktsramen för de fyra åren ökar med 8 000 kkr.
- Ökning av drift- och underhåll på grund av exploateringar innebär total ökning av intäktsramen för de fyra åren med 1 338 kkr.

Beräkning av intäktsram

En beräkning i EI:s IT-system Kent enligt ovan angivna förutsättningar (kvalitetstillägg/-avdrag anges ej) resulterar i den beräknade intäktsramen 549 145 kkr för reglerperioden. Tilläggen enligt ovan adderas till detta belopp:

| | |
|---------------------------------|---------|
| Intäktsram från KENT | 549 145 |
| Ökad DU kostnad pga volymökning | 1 338 |
| Ökad mätkostnad pga lagkrav | 8 000 |
| Tot | 558 483 |

Samtliga belopp i kkr.

Utsikt Katrineholm Elnät AB ansöker enligt beräkningen om intäktsramen 558 483 kkr.