

Nya regler för elnätsföretagen inför perioden 2020–2023

Energimarknadsinspektionen (Ei) är en myndighet med uppdrag att arbeta för väl fungerande energimarknader.

Det övergripande syftet med vårt arbete är att Sverige ska ha väl fungerande distribution och handel av el, fjärrvärme och naturgas. Vi ska också ta tillvara kundernas intressen och stärka deras ställning på marknaderna.

Konkret innebär det att vi har tillsyn över att företagen följer regelverken. Vi har också ansvar för att utveckla spelreglerna och informera kunderna om vad som gäller. Vi reglerar villkoren för de monopolföretag som driver elnät och naturgasnät och har tillsyn över företagen på de konkurrensutsatta energimarknaderna.

Energimarknaderna behöver spelregler – vi ser till att de följs

Energimarknadsinspektionen

Box 155, 631 03 Eskilstuna

Energimarknadsinspektionen R2017:07

Författare: Johan Carlsson, Tobias Alkefjärd, Carl Johan Wallnerström, Kristina Östman, Anna Elfvärn, Semira Pandur, Marie-Louise Eriksson, Elon Strömbäck, Bengt Gustavsson, Jens Lundgren, Mattias Önnegren, Erik Blomqvist, Herlita Bobadilla Robles och Mona Karlsson.

Copyright: Energimarknadsinspektionen

Rapporten är tillgänglig på www.ei.se

Tryck: Reklamtryckeriet i Köping AB, Köping, 2017.

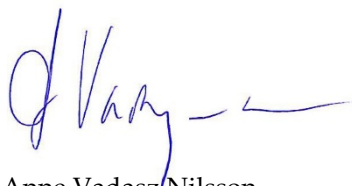
Förord

Regeringen har gett Energimarknadsinspektionen (Ei) i uppdrag att föreslå en författningsreglering avseende en rimlig avkastning vid fastställandet av intäktsramar för elnätsföretag. I uppdraget ingår också att se över bestämmelserna om elnätsföretagens intäkter från nätverksamheten och vid behov lämna författningsförslag. Slutligen framgår även att Ei ska ta fram och redovisa elnätsföretagens investeringar i elnäten.

Ei föreslår i rapporten att avkastningen för elnätsföretagen även fortsättningsvis ska bestämmas med Weighted Average Cost of Capital (WACC-metoden). Tidigare har avkastningen i väsentliga delar bestämts med prognoser, men Ei föreslår nu att flera av de ingående parametrarna stäms av med det verkliga utfallet efter tillsynsperioden. Denna metodik innebär att riskerna för över- eller underavkastning minskar för elnätsföretagen.

I rapporten presenteras också förslag på differentierade avskrivningstider för elnätsföretagens anläggningar. Detta innebär fler kategorier av anläggningar och att avskrivningstiderna bättre överensstämmer med anläggningarnas verkliga ekonomiska livslängd. Rapporten innehåller också författningsförslag som leder till bättre incitament i kvalitetsregleringen samt effektivare regler för att fastställa intäktsramarna.

Eskilstuna, oktober 2017



Anne Vadasz Nilsson
Generaldirektör



Johan Carlsson
Projektledare

Innehåll

1.	Inledning.....	18
1.1	Uppdraget.....	18
1.2	Avgränsningar.....	19
1.3	Dialogmöten och kommunikation i projektet.....	19
1.4	Rapportstruktur.....	20
2.	Författningsreglerad avkastning.....	21
2.1	Att avkastningen för elnätsföretagen är rimlig är centralt för en välfungerande reglering.....	21
2.2	Otydliga regler har lett till omfattande domstolsprocesser.....	21
2.3	Ytterligare regler för hur avkastningen ska beräknas bör fastställas i förordning.....	23
2.4	Vad behöver regleras i en förordning om hur avkastningen ska bestämmas?.....	24
2.5	Metod för att bedöma vad som är rimlig avkastning.....	25
2.6	Alternativa metoder.....	28
2.7	Ei föreslår att WACC ska användas för att bestämma kapitalkostnaderna.....	33
2.8	Hur kan kostnaderna för eget och lånat kapital bestämmas i WACC-metoden?.....	34
2.9	Ei föreslår att CAPM ska användas för att bestämma kostnaderna för eget kapital.....	41
2.10	Övergripande beskrivning av den WACC-metod med CAPM-modell som Ei föreslår.....	42
2.11	Grundläggande utgångspunkter vid bedömning av parametrar i WACC.....	43
2.12	Riskfri ränta.....	47
2.13	Skuldandel.....	59
2.14	Urvalskriterier för jämförelsebolag.....	64
2.15	Aktiemarknadsriskpremie.....	64
2.16	Tillgångsbeta.....	72
2.17	Kreditriskpremie.....	77
2.18	Särskild riskpremie.....	79
2.19	Konvertering av WACC.....	81
2.20	Sammanfattning av författningsreglering för rimlig avkastning.....	85
3.	Investeringar i elnäten.....	87
3.1	Inledning.....	87
3.2	Allmänt om förutsättningarna för att kunna beskriva investeringstakten i de svenska elnäten.....	87
3.3	Vad är en rimlig investeringsnivå?.....	88
3.4	Åldersstrukturen i de svenska elnäten.....	88
3.5	Drivkrafter till elnätsföretagens investeringar.....	90
3.6	Koppling mellan investeringar och prisökningar av elnätstariffer.....	92
3.7	Elnätsföretagens investeringar 2006–2016.....	93

3.8	Ei:s jämförelse mellan investeringar 2012–2015 och investeringar 2016–2019	96
3.9	Ei:s samlade bedömning är att prisökningarna inte enbart kan förklaras med ökade investeringar	97
4.	Förslag till differentierade avskrivningstider	99
4.1	Avskrivningstider i regleringen	99
4.2	Swecos utredning	102
4.3	Inkomna synpunkter på Swecos utredning	107
4.4	Ei:s slutsatser och förslag på nya anläggningskategorier med tillhörande avskrivningstider	111
4.5	Konsekvenser av förslaget om ändrade avskrivningstider	116
4.6	Angränsande regler	120
4.7	Summering av Ei:s förslag	124
5.	Incitamentsfunktioner som justerar avkastningen	126
5.1	Inledning och övergripande regler	126
5.2	Utveckling av incitament för effektivt nätutnyttjande	127
5.3	Utveckling av incitament för leverans kvalitet	127
5.4	Inkludera avbrott från tolv timmar i kvalitetsregleringen	130
6.	Ändrade regler för fastställande av intäktsramar	138
6.1	Förslag inom ramen för översynen av ellagen	138
6.2	Förseningsavgift om uppgifter lämnas in för sent	139
6.3	Avvikelse från intäktsramen	141
6.4	Omprövning av intäktsramen	144
6.5	Undantag från kravet på intäktsram	151
6.6	Flaskhalsintäkter i intäktsramsregleringen	153
7.	Fortsatt utveckling av regleringen	156
7.1	Förutsättningarna inför införandet av förhandsreglering	156
7.2	Ändring av regleringen inför tillsynsperioden 2016–2019	158
7.3	Några frågeställningar inför arbetet med den fortsatta utvecklingen av elnätregleringen	158
8.	Författningskommentarer	161
8.1	Förslag till lag om ändring i ellagen (1997:857)	161
9.	Konsekvensutredning	167
9.1	Branschbeskrivning elnät i Sverige	167
9.2	Bakgrund till uppdraget	168
9.3	Samlade konsekvenser på en övergripande nivå	169
9.4	Konsekvenser för kunderna	169
9.5	Konsekvenser för lokal- och regionnätstföretag	185
9.6	Konsekvenser för Svenska kraftnät	189
9.7	Konsekvenser för Energimarknadsinspektionen	190
9.8	Konsekvenser för de allmänna förvaltningsdomstolarna	191
9.9	Förenlighet med EU-rätten	192
10.	Referenser	193

Sammanfattning

Energimarknadsinspektionen (Ei) har fått i uppdrag av regeringen att föreslå en författningsreglering avseende en rimlig avkastning på kapital vid fastställandet av en intäktsram för elnätsverksamhet. Ei har även fått i uppdrag att se över bestämmelserna om elnätsföretagens intäkter från nätverksamheten och vid behov lämna författningsförslag. Slutligen framgår även av uppdraget att Ei ska ta fram och redovisa uppgifter om elnätsföretagens investeringar i elnäten och vilka drivkrafter som finns för investeringarna. Samtliga förslag bör införas så att de kan tillämpas från nästa tillsynsperiod 2020–2023.

Ei föreslår att elnätsföretagens avkastning regleras

Det är centralt att den reglerade avkastningsnivån för elnätsföretagens verksamhet är rimlig. I dag finns inga närmare regler eller förarbetsuttalanden om vad som avses med en rimlig avkastning. Detta har lett till omfattande domstolsprocesser. Processerna har gällt mycket stora ekonomiska värden. De har också varit extremt komplexa och tidskrävande för aktörer, myndigheten och för domstolarna. Processerna har också skapat en stor osäkerhet, för elnätsföretagen om vilken avkastningsnivå som är rimlig, och för kunderna om hur nättarifferna kommer att utvecklas.

De domstolsavgöranden som kommit inom området ger inte heller någon större vägledning för hur framtida bedömningar ska göras. Dessutom har avgörandena inneburit en systematisk överskattning av elnätsföretagens avkastning i förhållande till risknivån i verksamheten. Dessa förhållanden kommer med stor sannolikhet att bestå om det inte görs en närmare reglering av vad som avses med rimlig avkastning i elnätsverksamhet. Ei föreslår därför att det ska införas ytterligare regler i förordning.

Avkastningen bör regleras genom att fastställa en metod och närmare regler för hur nivån på avkastningen ska beräknas

Det är inte möjligt att reglera själva nivån på avkastningen i förordning, enligt gällande EU-direktiv. Det skulle inte heller vara lämpligt på grund av att förhållanden på kapitalmarknaden kan förändras snabbt. I stället bör det fastställas närmare regler som innebär att utgångspunkterna blir fastlagda för hur nivån på avkastningen ska uppskattas.

Den metod som föreslås bli författningsreglerad är den så kallade WACC-metoden (Weighted Average Cost of Capital) där CAPM-modellen (Capital Asset Pricing Model) används för att estimerar kapitalkostnaderna för ägarfinansierat kapital. Dessa metoder är vedertagna och dominerande i europeiska elnätsregleringar, andra regleringar och andra branscher.

Ei föreslår detaljreglering av sex parametrar i WACC-metoden

Flera av parametrarna i WACC och CAPM har ett inbördes samband. Det är därför av stor vikt att utgångspunkterna och bedömningarna av olika parametrar är konsistenta med varandra för att det ska bli ett rimligt resultat när avkastningen beräknas. Av det skälet är det av yttersta vikt att så mycket som möjligt regleras i detalj.

Förslaget är uppbyggt efter vedertagna metoder för att bedöma kapitalkostnader. Utöver att själva WACC-formeln inklusive CAPM framgår av författning föreslår Ei även att sex parametrar regleras i detalj. Dessa parametrar är riskfri ränta, skuldandel, kreditriskpremie, tillgångsbeta, inflation och skattesats. Ei bedömer dock att det i nuläget inte går att fastställa en detaljerad metod för att fastställa aktiemarknadsriskpremien.

Ei föreslår en metod som återspeglar de verkliga förhållandena på kapitalmarknaderna

En central fråga i domstolsprocesserna har varit vilket tidsperspektiv som ska användas när avkastningen (kalkylräntan) bestäms. Elnätsföretagen har ansett att ett tidsperspektiv som är avsevärt mycket längre än en tillsynsperiod på fyra år ska användas. Detta synsätt riskerar att leda till en överskattning av kalkylräntan. Ei föreslår därför att det är de aktuella förhållandena för de år som tillsynsperioden omfattar som ska användas och att nivån i möjligaste mån ska följa förutsättningarna på kapitalmarknaderna under den aktuella tillsynsperioden.

Ett specifikt problem som uppkommit när kalkylräntan ska bestämmas i förväg för respektive tillsynsperiod har varit tillförlitligheten i tillgängliga prognoser av exempelvis ränta, inflation och marknadsavkastning. Det har historiskt varit en stor skillnad mellan prognostiserade värden och verkligt utfall.

För att komma tillrätta med osäkerheten i de prognoser som används när kalkylräntan fastställs på förhand och för att säkerställa att kalkylräntan varken över- eller underskattas föreslår Ei att fyra centrala parametrar (riskfri ränta, skuldandel, kreditriskpremie och tillgångsbeta) först fastställs med prognoser och sedan ersätts med verkligt utfall vid tillsynsperiodens slut. På så vis säkerställs att avkastningen baseras på verkliga förhållanden på kapitalmarknaderna. Genom att hela metoden framgår av författning anser Ei också att det inte finns något som motiverar en särskild riskpremie för svenska elnätsföretag.

Ei:s förslag till reglerad avkastning innebär en kraftigt sänkt kalkylränta jämfört med Förvaltningsrättens dom i december 2016

Inför tillsynsperioden 2016–2019 fastställde Ei en real kalkylränta på 4,56 procent baserat på de prognoser som var tillgängliga vid tidpunkten för beslutet.

Förvaltningsrättens dom i december 2016 innebar en ändrad avkastning till 5,85 procent, vilket är 28 procent högre än Ei:s ursprungliga beslut¹.

Det förslag till författningsreglerad avkastning som Ei utarbetat skulle med de marknadsförutsättningar som rått under 2016 och 2017 inneburi kalkylräntor på 2,03 respektive 2,47 procent.

Elnätsföretagens investeringar kan endast till begränsad del motivera prisökningarna av elnätsavgifterna

Ei fick också i uppdrag att ta fram och redovisa uppgifter om elnätsföretagens investeringar i elnäten och vilka drivkrafter som finns för investeringarna.

De viktigaste drivkrafterna för investeringar är, enligt elnätsföretagen, att uppfylla kunders förväntan på kvalitet, ersätta uttjänta anläggningar och att uppfylla funktions- och leveranssäkerhetskrav från myndigheten. Det är dock svårt att utifrån tillgängliga studier och material dra några säkra slutsatser om hur mycket intäktsramsregleringen påverkar reinvesteringstakten eftersom avskrivningsmetoden i regleringen nyligen ändrades till en real linjär metod. Ändringen genomfördes i samband med den nuvarande tillsynsperioden 2016–2019. Det är inte säkert att nätföretagen har haft tillräcklig lång tid på sig att anpassa sig så att eventuella nya beteendemönster märks i statistiken.

De investeringar som elnätsföretagen planerar att genomföra under perioden 2016–2019 ligger något högre än för föregående period. Däremot visar de faktiska investeringarna under 2016 och enkätundersökningen att elnätsföretagen sannolikt inte kommer att kunna nå den planerade nivån. För närvarande är bedömningen att investeringsnivån för 2016–2019 inte väsentligt kommer att överstiga föregående tillsynsperiod.

Kostnaderna för de planerade investeringsnivåerna motsvarar en prisökning av elnätsavgifterna på cirka 1 procent. Detta innebär att kostnader för investeringar bara till en begränsad del kan förklara de prisökningar som har skett hos många av elnätsföretagen under 2016 och 2017.

Ei föreslår mer differentierade avskrivningstider för elnätskomponenter

När elnätsföretagen genomför investeringar i elnäten ska kapitalkostnaderna fördelas på en viss tid. Avskrivningstiderna är bestämda i förordning.

För att regleringen samhällsekonomiskt ska styra rätt är korrekta avskrivningstider centralt. För korta avskrivningstider minskar drivkrafterna för kvalitet och underhåll och ökar risken för att anläggningar byts ut tidigare än vad som är motiverat sett till ekonomisk livslängd. Felaktiga avskrivningstider ger också omotiverade kostnader för kunderna. Avskrivningstiderna som tillämpas i

¹ Ei har överklagat förvaltningsrättens dom till kammarrätten som ännu inte har beslutat om prövningstillstånd.

regleringen ska därför så långt som möjligt avspegla den verkliga ekonomiska livslängden för anläggningarna.

I dagsläget tillämpas en 40-årig avskrivningstid för samtliga anläggningskategorier förutom för mätare med mera där avskrivningstiden är 10 år. Utvecklingen mot mer elektronik och smarta lösningar samt den linjära avskrivningsmetoden har ökat behovet av att dela upp anläggningarna i fler kategorier.

För att kunna gynna användning av ny modern teknik tillsammans med att nyttja konventionell teknik under längre tid föreslår Ei en differentiering av avskrivningstiderna där antalet anläggningskategorier ökar. Exempelvis bryts styr- och kontrollutrustning ut till en separat kategori, vilket möjliggör en regulatorisk avskrivningstid som bättre matchar den verkliga ekonomiska livslängden för olika delkomponenter i elnätsanläggningar. Förslaget innebär att mer traditionella elnätsanläggningar får en längre avskrivningstid än de 40 år som tillämpas i dag.

I dagens regelverk finns ett incitament att vidmakthålla fungerande anläggningar även efter att den regulatoriska avskrivningstiden tagit slut (successiv revideringskomponent). Ei föreslår att den successiva revideringskomponenten ska finnas kvar trots förslaget om förändrade avskrivningstider eftersom det är samhälls-ekonomiskt positivt om anläggningars livslängd kan förlängas.

Ei föreslår däremot att regeln om schablonålder tas bort (38-årsregeln) eftersom en sådan regel skulle innebära orimlig överkompensation för elnätsföretagen.

Ei föreslår att avbrott på 12 timmar eller mer inkluderas i leverans kvalitetsincitamenten

Det är viktigt att incitamenten för kvalitet och effektivt nätutnyttjande utvecklas med resten av regleringen så att denna som helhet styr rätt.

Ei har identifierat att för vissa kundkategorier och avbrottslängder kan långa avbrott innebära lägre kostnader för elnätsföretagen än kortare avbrott. För att komma till rätta med detta problem, som riskerar att påtagligt skada förtroendet för elmarknaden, föreslår Ei en ändring i ellagen. Den föreslagna förändringen innebär att avbrott från och med 12 timmar ska ingå som ett underlag för incitament om god leverans kvalitet i intäktsramsregleringen. För enskilda elnätsföretag innebär förändringen ett förstärkt incitament att minska risken för riktigt långa avbrott. Förslaget ger däremot inte någon genomsnittlig höjning eller sänkning av intäktsramarna.

Ändrade regler för fastställande av intäktsram

När reglerna i ellagen ursprungligen togs fram utgick lagstiftaren från att fastställandet av intäktsramarna skulle ske på ett särskilt sätt. Ei har nu fastställt intäktsramar inför två tillsynsperioder, 2012–2015 och 2016–2019. Ei har också omprövat intäktsramarna för den första tillsynsperioden och ersatt prognoserna med det verkliga utfallet avseende uppgifter om investeringar, utranteringar och företagens verkliga opåverkbara kostnader. Genom arbetet med att pröva och ompröva intäktsramar och processerna i domstol har det blivit uppenbart att vissa av lagstiftarens intentioner med reglerna inte har infriats.

Ei föreslår nu flera ändringar som syftar till att skapa en tydligare och enklare lagstiftning. Elnätsföretag som inte i tid rapporterar in uppgifter som ska ligga till grund för fastställande av intäktsram föreslås få en förseningsavgift i stället för att föreläggas med vite. En förseningsavgift skapar ett tydligare och mer direkt incitament att rapportera in uppgifter i tid vilket gör handläggningen av intäktsramarna effektivare. Ei föreslår också ytterligare ändringar som syftar till att stärka förhandsregleringen. För att ändra en intäktsram kommer elnätsföretagen med Ei:s förslag att vara tvungna att överklaga Ei:s beslut. Den nuvarande ordningen avseende omprövning är otydlig och ger elnätsföretagen möjlighet att tillämpa andra villkor för intäktsramen långt senare. Reglerna kring vad som ska ske om ett elnätsföretag inte nyttjar hela intäktsramen eller tar ut mer intäkter än intäktsramen tillåter behöver också förändras och förtydligas.

Ei avser att fortsätta översynen av regleringen inför tillsynsperioden 2024–2027

Flera av förslagen som Ei lämnar i denna rapport kommer att innebära att elnätsföretagens incitament anpassas till att bli mer korrekta.

Det finns dock starka skäl att fortsätta utveckla regleringen av de svenska elnätsföretagen. Under arbetet med detta uppdrag har Ei särskilt identifierat att det kapacitetsbevarande perspektivet för värdering av elnätsföretagens anläggningar, som är fastställt i förordning, måste analyseras djupare. Under många år har det varit stor skillnad mellan prisutvecklingen på elnätskomponenter och den allmänna inflationen. Detta har inneburit högre kostnader för kunderna med det kapacitetsbevarande perspektivet än om ett förmögenhetsbevarande perspektiv hade tillämpats. De vidare analyserna bör ta sikte på i vilken mån de effekter som man en gång i tiden ville uppnå med metodvalet är sådana att de står i rimlig proportion till vad reglermodellen inneburit i ökade elnätsavgifter och vilka konsekvenser som en eventuell övergång till en annan metod skulle medföra.

De övergripande utgångspunkterna för framtida analyser av hur regleringen kan utvecklas är om den ger korrekta och rimliga incitament till elnätsföretagen (t.ex. att investera i smarta nät), en skälig kostnadstäckning och rimlig avkastning samtidigt som kunderna inte ska behöva betala för mycket för nättjänsterna. Ei har de senaste åren tagit initiativ till flera stora förändringar i regleringen av elnätsföretagen. Det är också viktigt att utvärdera de genomförda förändringarna kopplat till hur väl företagen svarar på de incitament som regleringen ger. Av det skälet är det också rimligt att större förändringar följs upp och utvärderas över flera reglerperioder. Det är också viktigt att större förändringar föregås av tillräckligt djupa analyser.

Ei avser att fortsätta arbetet med att följa upp och utveckla regleringen ytterligare inför reglerperioden 2024–2027.

Författningsförslag

Förslag till lag om ändring i ellagen (1997:857)

Härigenom föreskrivs i fråga om ellagen (1997:857)²

Nuvarande lydelse

Föreslagen lydelse

5 kap.

2 §

En nätkoncessionshavare ska lämna in ett förslag till intäktsram till nätmyndigheten tillsammans med de uppgifter som krävs för att pröva förslaget

En nätkoncessionshavare ska lämna in ett förslag till intäktsram till nätmyndigheten tillsammans med de uppgifter som krävs för att pröva förslaget.

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om vilka uppgifter som krävs för att pröva förslaget till intäktsram och när uppgifterna ska lämnas in.

2 a §

Om en nätkoncessionshavare inte i tid lämnar de uppgifter som följer av 2 § andra stycket, ska nätmyndigheten besluta att nätkoncessionshavaren ska betala en förseningsavgift på högst 100 000 kronor.

Om de uppgifter som följer av 2 § andra stycket inte har kommit in inom två månader från det att underrättelse avsändes till nätkoncessionshavaren om ett beslut om förseningsavgift enligt första stycket, ska nätmyndigheten besluta att nätkoncessionshavaren ska betala en ny förseningsavgift. Den nya avgiften ska uppgå till högst 100 000 kronor.

Avgiften tillfaller staten.

2 b §

En förseningsavgift ska efterges, om underlåtenheten att lämna uppgifter

² Miljö- och energidepartementet arbetar för närvarande med att ta fram en ny elmarknadslag. De nu föreslagna ändringarna av bestämmelserna i ellagen kommer att behöva anpassas till den nya elmarknadslagen. En hänvisning till vilka bestämmelser som ska ändras eller införas mm. i den nuvarande ellagen bedöms därför inte vara aktuell.

framstår som ursäktlig med hänsyn till omständigheter som nätkoncessionshavaren inte har kunnat råda över. Avgiften ska också efterges om det framstår som uppenbart oskäligt att ta ut den.

Bestämmelserna om eftergift ska beaktas även om någon begäran om detta inte har framställts, om det föranleds av vad som har förekommit i ärendet.

2 c §

Bestämmelserna i 12 kap. 12 – 13 §§ om indrivning och verkställighet av förseningsavgift gäller även för förseningsavgifter som beslutats med stöd av 2 a §.

3 a §

Om en nätkoncessionshavare inte lämnar de uppgifter som följer av 2 § andra stycket, ska intäktsramen bestämmas till vad som framstår som skäligt med hänsyn till uppgifterna i ärendet. Detsamma gäller om intäktsramen inte kan beräknas tillförlitligt på grund av brister i det underlag eller i de uppgifter som krävs för att pröva förslaget till intäktsram.

7 §

När intäktsramen bestäms ska hänsyn tas till kvaliteten i nätkoncessionshavarens sätt att bedriva nätverksamheten. En sådan bedömning kan medföra en ökning eller minskning av vad som anses vara en rimlig avkastning på kapitalbasen.

Vid bedömningen enligt första stycket ska ett avbrott i överföringen av el beaktas i den utsträckning avbrottet inte medför skadeståndsskyldighet för nätkoncessionshavaren eller ger rätt till avbrottsersättning enligt 10 kap. 10 §.

Regeringen eller, efter regeringens bemyndigande, nätmyndigheten får

När intäktsramen bestäms ska hänsyn tas till kvaliteten i nätkoncessionshavarens sätt att bedriva nätverksamheten. En sådan bedömning kan medföra en ökning eller minskning av vad som anses vara en rimlig avkastning på kapitalbasen.

Regeringen eller, efter regeringens bemyndigande, nätmyndigheten får

meddela föreskrifter om vad som avses med kvaliteten i nätkoncessionshavarens sätt att bedriva nätverksamheten.

meddela föreskrifter om vad som avses med kvaliteten i nätkoncessionshavarens sätt att bedriva nätverksamheten.

11 §

Nätmyndigheten ska ändra en fastställd intäktsram under tillsynsperioden om

1. den nätkoncessionshavare som beslutet gäller har lämnat oriktiga eller bristfälliga uppgifter *som i mer än ringa omfattning har inverkat på intäktsramens storlek,*
2. beslutet har fattats på ett uppenbart felaktigt eller ofullständigt underlag *och detta i mer än ringa omfattning har inverkat på intäktsramens storlek,* eller
3. det annars finns särskilda skäl

Nätmyndigheten ska ändra en fastställd intäktsram under tillsynsperioden om

1. den nätkoncessionshavare som beslutet gäller har lämnat oriktiga eller bristfälliga uppgifter,
2. beslutet har fattats på ett uppenbart felaktigt eller ofullständigt underlag, eller
3. det annars finns särskilda skäl

14 §

Vid omprövning enligt 12 eller 13 § ska nätmyndigheten kontrollera om de *antaganden* som legat till grund för beslutet om fastställande av intäktsram överensstämmer med det faktiska utfallet *under* perioden. Vid *bedömningen* ska myndigheten tillämpa 6-9 §§ och utgå från de uppgifter och metoder som myndigheten har använt vid fastställandet av intäktsramen och som *framgår av beslutet om fastställande.*

Vid omprövning enligt 12 eller 13 § ska nätmyndigheten kontrollera om de *prognoser* som legat till grund för beslutet om fastställande av intäktsram överensstämmer med det faktiska utfallet *för* perioden. Vid *kontrollen av prognoserna* ska myndigheten tillämpa 6-9 §§ och utgå från de uppgifter och metoder som myndigheten har använt vid fastställandet av intäktsramen och som *följer av det beslut som ska omprövas.*

Nätmyndigheten ska även ompröva intäktsramen om det framkommit att intäktsramen är för hög till följd av felaktiga uppgifter.

15 §

Om en allmän förvaltningsdomstol har ändrat ett beslut om intäktsram för en nätkoncessionshavare och grunden för ändring av det beslutet är tillämplig även för en annan nätkoncessionshavare, ska nätmyndigheten, efter ansökan av den senare nätkoncessionshavaren, ompröva

det beslut om intäktsram som gäller för denne.

En ansökan om omprövning ska ha kommit in till nätmyndigheten inom tre månader efter det att domstolens avgörande vunnit laga kraft.

20 §

Om en nätkoncessionshavares samlade intäkter från nätverksamheten under tillsynsperioden har avvikit från intäktsramen, ska det belopp med vilket intäkterna överstigit eller understigit intäktsramen minska respektive öka ramen för den påföljande tillsynsperioden.

Nätmyndigheten ska pröva om en nätkoncessionshavares samlade intäkter från nätverksamheten under tillsynsperioden har avvikit från intäktsramen. Har intäkterna överstigit eller understigit intäktsramen ska motsvarande belopp minska respektive öka ramen för den påföljande tillsynsperioden.

En ökning av intäktsramen enligt första stycket förfaller om nätkoncessionshavaren inte utnyttjar beloppet senast under de två tillsynsperioder som följer på den tillsynsperiod som ökningen uppkom.

En minskning av intäktsramen enligt första stycket förfaller inte.

21 §

Om en nätkoncessionshavares samlade intäkter från nätverksamheten under tillsynsperioden har överstigit intäktsramen med mer än fem procent, ska ett överdebiteringstillägg beräknat enligt andra stycket minska intäktsramen för den påföljande tillsynsperioden.

Beräkningen av överdebiteringstillägget ska grundas på den del av nätkoncessionshavarens samlade intäkter från nätverksamheten som överstiger intäktsramen.

Överdebiteringstillägget ska beräknas efter en räntesats som motsvarar den genomsnittliga referensränta enligt 9 § räntelagen (1975:635) som under tillsynsperioden fastställts av Riksbanken med ett tillägg av femton procentenheter.

En nätkoncessionshavare vars intäkter under en tillsynsperiod överstigit intäktsramen med mer än två procent enligt 20 § ska betala en sanktionsavgift.

Sanktionsavgiften ska fastställas till 25 procent av det belopp som intäkterna överstigit intäktsramen.

Avgiften tillfaller staten.

21 a §

En sanktionsavgift ska efterges helt eller delvis, om skillnaden mellan intäktsramen och de samlade intäkterna från nätverksamheten framstår som ursäktlig med hänsyn till omständigheter som nätkoncessionshavare inte har kunnat råda över. Avgiften ska också efterges om det framstår som uppenbart oskäligt att ta ut den.

Bestämmelserna om eftergift ska beaktas även om någon begäran om detta inte har framställts, om det föranleds av vad som har förekommit i ärendet.

21 b §

Nätmyndigheten beslutar om sanktionsavgift. En sanktionsavgift ska betalas till nätmyndigheten inom trettio dagar efter det att ett beslut eller en dom om att ta ut avgiften vunnit laga kraft eller den längre tid som anges i beslutet.

Nätmyndighetens beslut om sanktionsavgift får verkställas enligt utsköningsbalkens bestämmelser, om avgiften inte har betalats inom den tid som anges i första stycket.

Om sanktionsavgiften inte betalas inom den tid som anges i första stycket, ska nätmyndigheten lämna den obetalda avgiften för indrivning. Bestämmelser om indrivning av statliga fordringar finns i lagen (1993:891) om indrivning av statliga fordringar m.m.

En sanktionsavgift som har beslutats faller bort i den utsträckning verkställighet inte har skett inom fem år från det att beslutet eller domen vunnit laga kraft.

13 kap.

7 §

Följande beslut får överklagas till allmän förvaltningsdomstol:

1. beslut av nätmyndigheten i fråga om
 - a) samlad redovisning och enhetlig nättariff enligt 3 kap. 3 § och 4 kap. 4 § första stycket,
 - b) anslutning av anläggning enligt 3 kap. 6-8 §§,
 - c) dispens enligt 3 kap. 9 b §,
 - d) kostnader för mätning enligt 3 kap. 11 och 14 §§,
 - e) ersättning vid inmatning av el enligt 3 kap. 15 §,
 - f) metodprovning enligt 4 kap. 1 a §,
 - g) tillstånd enligt 4 kap. 6 och 7 §§,
 - h) nättariffer för mindre produktionsanläggningar enligt 4 kap. 10 §,
 - i) intäktsram enligt 5 kap. 3, 11-13, 15-17, 26 och 27 §§,
 - j) godkännande av metoder för att utforma balansavtal enligt 8 kap. 4 a §, och
 - k) förseningsavgift enligt 12 kap. 8 och 11 §§,
2. beslut av en tillsynsmyndighet enligt 12 kap. 2-4 §§, samt
3. beslut av den systemansvariga myndigheten om ersättning till den som enligt 8 kap. 2 § beordrats öka eller minska produktionen av el.

Prövningstillstånd krävs vid överklagande till kammarrätt

Följande beslut får överklagas till allmän förvaltningsdomstol:

1. beslut av nätmyndigheten i fråga om
 - a) samlad redovisning och enhetlig nättariff enligt 3 kap. 3 § och 4 kap. 4 § första stycket,
 - b) anslutning av anläggning enligt 3 kap. 6-8 §§,
 - c) dispens enligt 3 kap. 9 b §,
 - d) kostnader för mätning enligt 3 kap. 11 och 14 §§,
 - e) ersättning vid inmatning av el enligt 3 kap. 15 §,
 - f) metodprovning enligt 4 kap. 1 a §,
 - g) tillstånd enligt 4 kap. 6 och 7 §§,
 - h) nättariffer för mindre produktionsanläggningar enligt 4 kap. 10 §,
 - i) intäktsram enligt 5 kap. 3, 3 a, 11-13, 16-17, 20, 26 och 27 §§, *förseningsavgift enligt 5 kap. 2 a § samt sanktionsavgift enligt 5 kap. 21 §,*
 - j) godkännande av metoder för att utforma balansavtal enligt 8 kap. 4 a §, och
 - k) förseningsavgift enligt 12 kap. 8 och 11 §§,
2. beslut av en tillsynsmyndighet enligt 12 kap. 2-4 §§, samt
3. beslut av den systemansvariga myndigheten om ersättning till den som enligt 8 kap. 2 § beordrats öka eller minska produktionen av el.

Prövningstillstånd krävs vid överklagande till kammarrätt

Förslag till ändring i förordning (2014:1064) om intäktsram för elnätsföretag

Härigenom föreskrivs i fråga om förordning (2014:1064) om intäktsram för elnätsföretag

dels att det i förordningen ska införas en ny paragraf, 5 a §, och närmast före 5 a § en ny rubrik av följande lydelse,

dels att 10 § ska ha följande lydelse

dels att 11 och 12 §§ ska upphöra att gälla.

dels att det i förordningen ska införas en bilaga av följande lydelse.

Beräkning av kalkylränta

5 a § Vid beräkningen av en rimlig avkastning ska nätmyndigheten tillämpa en kalkylränta som ska beräknas utifrån den matematiska formel som framgår av bilaga 1.

10 § Vid beräkning av en rimlig avkastning ska den del av kapitalkostnaden som motsvarar kapitalförslitning beräknas som en fast andel av nuanskaffningsvärdet.

Den fasta andelen ska beräknas utifrån anläggningstillgångens ekonomiska livslängd. För en anläggningstillgång vars ekonomiska livslängd har gått till ända ska andelen beräknas utifrån tillgångens ålder.

Kapitalförslitning ska inte beräknas för en anläggning vars ålder överstiger den maximala livslängden.

Anläggningarna vid beräkning av kapitalförslitning delas in i nedanstående kategorier och ska anses ha en ekonomisk och maximal livslängd enligt följande:

Anläggningskategori	Typ av nätverksamhet	Ekonomisk livslängd	Maximal livslängd
Kabel	Nätkoncession för område	50 år	62 år
Kabel	Regionledning	50 år	62 år
Kabel	Stamledning	40 år	50 år
Luftledning	Nätkoncession för område	40 år	50 år
Luftledning	Stam- och regionledning	50 år	62 år
Transformator	Samtliga	50 år	62 år
Markarbeten och byggnader	Nätkoncession för område samt regionledning	50 år	62 år
Markarbeten och byggnader	Stamledning	40 år	50 år
Shuntreaktor	Stamledning	30 år	37 år
Ställverk, primärapparater	Samtliga	40 år	50 år
Nätstation	Samtliga	40 år	50 år
Kabelskåp	Samtliga	30 år	37 år
Styr- och kontrollutrustning	Samtliga	20 år	25 år
Mätare	Samtliga	10 år	12 år
IT-system	Samtliga	10 år	12 år

Energimarknadsinspektionen får meddela närmare föreskrifter om beräkning av kapitalförslitning enligt första och andra styckena samt hur investeringar som gäller befintliga anläggningar ska beaktas vid åldersbestämningen och ytterligare föreskrifter om hur anläggningstillgångarnas ålder ska bestämmas.

Bilaga 1 till förordning (2014:1064) om intäktsram för elnätsföretag

Kalkylräntan (W) som ska tillämpas vid beräkningen av en rimlig avkastning enligt 5 kap. 6 § ellagen (1997:857) representeras av funktionen

$$W = \frac{1 + \left(\frac{RD \times (1-T) \times S + RE \times (1-S)}{1-T} \right)}{1+I} - 1.$$

RD utgör kostnad för lånat kapital före skatt och skattas utifrån funktionen $RD = (RF + CR)$.

RE utgör kostnad för eget kapital och skattas utifrån funktionen $RE = RF + (\beta E \times MRP)$.

RF, CR, I, MRP och T ska bestämmas utifrån marknadsmässiga prognoser vid fastställandet av intäktsramarna inför den aktuella tillsynsperioden och ska vid omprövningen efter tillsynsperiodens slut fastställas med det faktiska utfallet enligt nedan.

Med de jämförelsebolag som används vid bedömningen av D, E, CR och βA avses företag vars huvudsakliga verksamhet ska vara överföring av el, företag som är noterade på en europeisk handelsplats och företag som har sitt säte i Europa.

RF är den riskfria räntan och ska vid omprövningen efter tillsynsperiodens slut beräknas utifrån en genomsnittlig årlig avkastning av 10-åriga svenska statsobligationer SE GVB 10Y under tillsynsperioden. Den årliga avkastningen ska beräknas som ett aritmetiskt genomsnitt utifrån samtliga dagliga värden (bankdagar) under varje år i tillsynsperioden.

CR är kreditriskpremien och ska vid omprövningen efter tillsynsperioden bestämmas utifrån en analys av jämförelsebolag. Analysen ska utgå från emittering av 10-åriga företagsobligationer och från en kreditrating som bestäms utifrån jämförelsebolagen.

MRP är aktiemarknadsriskpremien och ska vid omprövningen efter tillsynsperioden beräknas utifrån en eller flera vedertagna metoder där sambandet mellan RF och MRP ska beaktas.

I är inflationen och ska vid omprövningen efter tillsynsperioden beräknas utifrån en genomsnittlig årlig förändring av konsumentprisindex med fast bostadsränta (KPIF) under tillsynsperioden. Den årliga förändringen ska beräknas utifrån samtliga månadsvärden under tillsynsperioden.

T är skattesatsen och ska bestämmas till den genomsnittliga skattesats under tillsynsperioden som följer av 65 kap. 10 § inkomstskattelag (1999:1229).

βE är aktiebeta och skattas utifrån funktionen $\beta E = \beta A \times L$.

βA är tillgångsbeta och ska bestämmas utifrån ett historiskt genomsnitt av jämförelsebolagens aktiekursutveckling i förhållande till ett globalt aktiemarknadsindex för de senaste tio åren, två år före tillsynsperioden. Analysen ska utgå från en regressionsanalys och publicerade veckovärden för jämförelsebolagen.

L är en hävstångsfaktor och framgår av funktionen $L = 1 + (1 - T) \times (S) / (1 - (1 - S))$.

S är nettoskuldssättningsgraden och beräknas utifrån ett historiskt genomsnitt av jämförelsebolags nettoskuldssättningsgrad för de senaste tio åren, två år före tillsynsperioden. Nettoskuldssättningsgraden för ett företag beräknas utifrån funktionen $S = D / (D + E)$.

D är nettoskuldssättningen och ska bestämmas utifrån jämförelsebolagens nettoskuldssättning (finansiella nettoskuld).

E är eget kapital (börsvärde) och ska bestämmas utifrån jämförelsebolagens företagens marknadsvärde (börsvärde) för eget kapital.

1. Inledning

Sedan den 1 januari 2012 fastställer Energimarknadsinspektionen (Ei) elnätsföretagens intäktsramar på förhand för en period om fyra år. Efter att ha fastställt intäktsramar för två tillsynsperioder kan Ei konstatera att majoriteten av Ei:s beslut överklagas till förvaltningsdomstol. Processerna har för båda perioderna varit omfattande och tagit lång tid, framförallt avseende hur en rimlig avkastning ska fastställas. Utfallet av processerna har varit svårtolkat och någon egentlig praxis har inte utvecklats.

Regeringen har mot denna bakgrund gett Ei i uppdrag att lämna förslag på en författningsreglerad avkastning samt att utreda hur förhandsregleringen kan utvecklas.

I rapporten presenterar Ei ett förslag gällande en författningsreglerad avkastning för elnätsföretagen. Ei föreslår också förändrade avskrivningstider för elnätsföretagens anläggningar och förbättringar i kvalitetsregleringen. För att förenkla processen kring att fastställa företagens intäktsramar föreslås tydligare regler när det gäller omprövningen av en intäktsram. Ei redovisar också ett deluppdrag gällande elnätsföretagens drivkrafter för att investera i elnätet. Samtliga förslag bör införas så de kan tillämpas från nästa tillsynsperiod 2020–2023.

1.1 Uppdraget

Ei fick i december 2016 följande uppdrag av regeringen.

Regeringen uppdrar åt Energimarknadsinspektionen att föreslå en författningsreglering avseende en rimlig avkastning vid fastställandet av en intäktsram för elnätsverksamhet. Energimarknadsinspektionen ska som underlag jämföra olika metoder för att beräkna en rimlig avkastning och beskriva för- och nackdelarna med dessa. Energimarknadsinspektionen ska utgå från att allmänt vedertagna ekonomiska metoder ska tillämpas även i fortsättningen. Vidare ska Energimarknadsinspektionen ta särskild hänsyn till vikten av att avkastningen bestäms med metoder som är transparenta för aktörerna och ta nödvändig hänsyn till förhållandena på kapitalmarknaderna.

Energimarknadsinspektionen ska även se över bestämmelserna om nätföretagens intäkter från nätverksamhet och vid behov lämna förslag till ändringar i ellagen (1997:857) och förordningar som meddelats med stöd av lagen.

Energimarknadsinspektionen ska också ta fram och redovisa uppgifter om nätföretagens investeringar och planerade investeringar i elnäten. Av utredningen ska det framgå om investeringarna är drivna av teknikutveckling, förbättring av leveranssäkerhet, expansion, kapacitetsökning eller andra faktorer.

Arbetet har genomförts i en projektgrupp som bestått av Johan Carlsson, Tobias Alkefjärd, Carl Johan Wallnerström, Kristina Östman, Anna Elfwén, Semira Pandur, Marie-Louise Eriksson, Elon Strömbäck, Bengt Gustavsson,

Jens Lundgren, Mattias Önnegren, Erik Blomqvist, Herlita Bobadilla Robles och Mona Karlsson. Projektägare har varit Pia Nurmi.

1.2 Avgränsningar

Av uppdragsbeskrivningen framgår några avgränsningar Ei ska utgå från. Ei ska bland annat jämföra olika metoder för att beräkna en rimlig avkastning och beskriva för- och nackdelarna med dessa. Ei ska också utgå från att allmänt vedertagna ekonomiska metoder ska tillämpas. Det är också av vikt att avkastningen bestäms med transparenta metoder och tar nödvändig hänsyn till förhållandena på kapitalmarknaderna. Utöver detta har Ei bedömt att det inom ramen för uppdraget inte varit möjligt att utreda något alternativ till schablon-skattesats för den valda metoden. Projektgruppen har också valt att analysera de metoder som tillämpas av andra västeuropeiska reglermyndigheter.

När det gäller det andra deluppdraget att se över bestämmelser om nätföretagens intäkter från nätverksamheten har projektgruppen utgått från den tid som stått till förfogande för uppdraget. En bedömning har också gjorts av vad som kan vara rimligt att utreda och föreslå inför nästkommande tillsynsperiod 2020–2023. Det finns dock behov att lägga resurser på att ytterligare utveckla reglermodellen, detta beskrivs i kapitel 7.

Deluppdraget om nätföretagens investeringar utgår helt från regeringens beskrivning.

1.3 Dialogmöten och kommunikation i projektet

Projektgruppen anordnade i juni 2017 ett seminarium där de preliminära förslagen i utredningen presenterades. Elmarknadens aktörer fick då möjlighet att lämna synpunkter på förslagen. Seminariet hade totalt 100 deltagare. Aktörerna har också haft möjlighet att lämna skriftliga synpunkter till projektgruppen. Förutom seminariet har enskilda möten genomförts med exempelvis branschorganisationer, Post- och telestyrelsen, elnätsföretag, producenter och kundorganisationer.

Det underlag som Sweco tog fram åt Ei avseende avskrivningstider och kategorisering av anläggningar skickades på remiss till Energiföretagen Sverige (Energiföretagen) och Affärsverket svenska kraftnät (Svenska kraftnät). Därefter fick Sweco möjlighet att bemöta inkomna remissvar.

Som ett led i Ei:s utvecklingsarbete med nätreglering har projektgruppen också haft stöd från Forum för framtidens elnätsreglering. Detta forum startades upp av Ei under 2016 för att bidra till Ei:s arbete med att utvärdera den nuvarande reglermodellens styrsignaler och incitament. I forumet ingår Lars Bergman, professor emeritus i nationalekonomi vid Handelshögskolan i Stockholm, Anders Sandoff, ekonomie doktor och lektor på Handelshögskolan i Göteborg, Jörgen Hellström, professor med inriktning finansiering vid Handelshögskolan vid Umeå Universitet samt Berit Tennbakk, filosofie doktor i nationalekonomi och partner i THEMA Consulting Group.

1.4 Rapportstruktur

Kapitel 2 inleds med en jämförelse av de metoder som är möjliga att använda för att bestämma en rimlig avkastning för elnätsföretagen. Utifrån jämförelsen görs en analys av vilken metod som är mest lämplig att använda. Ei har kommit fram till Weighted Average Cost of Capital (WACC) metoden även fortsättningsvis bör tillämpas och att den går att författningsreglera. Kapitlet fortsätter därför med en beskrivning av hur de ingående parametrarna i WACC-metoden ska regleras.

I kapitel 3 beskrivs elnätsföretagens planerade och genomförda investeringar samt vilka drivkrafter nätföretagen har för att investera i elnäten.

I kapitel 4 föreslår Ei att avskrivningstiderna för elnätsföretagens anläggningar ska differentieras och ändras för att bättre stämma överens med anläggningarnas ekonomiska livslängd.

I kapitel 5 beskrivs tänkbara ändringar i incitamentsregleringen samt förslag till skärpning av kvalitetsregleringen inför tillsynsperioden 2020–2023.

De närmare reglerna för att bestämma och ompröva elnätsföretagens intäktsramar har tillämpats under två tillsynsperioder. Dessa regler har också synats av förvaltningsdomstolarna efter att elnätsföretagen överklagat Ei:s beslut om intäktsramar. I kapitel 6 föreslår Ei ändringar som syftar till att göra beslutsprocessen kring intäktsramar mer effektiv.

Ei har under projektets gång analyserat effektiviteten i regleringen. Utifrån dessa analyser har Ei dragit slutsatsen att reglermodellen kan behöva utvecklas vidare för att på ett bättre sätt överensstämmer med elnätsföretagens verkliga förhållanden och bidra till utvecklingen av framtidens elnät. Slutsatserna av det arbetet och Ei:s mål med de fortsatta analyserna beskrivs i kapitel 7.

2. Författningsreglerad avkastning

I det här kapitlet presenteras förutsättningar för beräkning och reglering av en rimlig avkastning vid fastställande av intäktsramar samt Ei:s förslag till författningsreglering av rimlig avkastning på det kapital som krävs för att bedriva elnätsverksamhet i Sverige.

2.1 Att avkastningen för elnätsföretagen är rimlig är centralt för en välfungerande reglering

Syftet med intäktsramsregleringen är att elnätsföretagen ska få täckning för de kostnader som uppstår för att bedriva en effektiv elnätsverksamhet utan att kunderna får betala för mycket för nättjänsten. Det innebär bland annat att kalkylräntan ska vara på en nivå så att den ger företagen incitament att hålla kapitalbasen samhällsekonomiskt rimlig och uthållig (Ei, 2009). Kalkylräntan ska samtidigt vara på en nivå så att den skyddar kunderna från oskäligt höga priser.

För en uthållig drift krävs ett kontinuerligt tillskott av kapital för investeringar i befintliga och nya anläggningar. Det är nödvändigt att den avkastning som ges i regleringen är på en sådan nivå att det går att attrahera det kapital som krävs för att vidmakthålla och utveckla elnäten. En för låg avkastning kommer innebära att elnätsföretagen inte kommer att kunna attrahera det kapital som behövs för att vidmakthålla och utveckla elnäten. En alltför hög avkastning leder inte bara till att kundkollektivet får betala oskäligt mycket för nättjänsten utan även att de ekonomiska incitament som ges i regleringen blir snedvridna. Det kommer också innebära att elnätsföretagen gör felaktiga avvägningar mellan kapitalkostnader och löpande kostnader när olika teknikval i nätverksamheten ställs mot varandra.

Det är centralt att den reglerade avkastningen avspeglar de aktuella förhållandena på kapitalmarknaderna. Detta anges även i uppdragsbeskrivningen från regeringen. Vilka ägandeförhållanden som råder på marknaden spelar en stor roll för bedömningen av den reglerade avkastningen. Kommunala och statliga företag har olika förutsättningar jämfört mot privata företag när det kommer till kapitalanskaffning. Detta diskuteras utförligare i avsnittet 2.5.1.

2.2 Otydliga regler har lett till omfattande domstolsprocesser

När regelverket för förhandsregleringen infördes framgick endast av förarbetena att elnätsföretagen skulle ha rätt till en rimlig avkastning. Några närmare regler för hur denna ska beräknas framgår inte av vare sig lagtext eller förarbeten.

Nivån på avkastningen har varit föremål för omfattande domstolsprocesser. För den första tillsynsperioden med förhandsreglering 2012–2015 överklagades 96 av de cirka 180 besluten om intäktsram till Förvaltningsrätten i Linköping. Förvaltningsrättens domar, som kom i december 2013, innebar att domstolen gick på företagens linje och att elnätsavgifterna för lokal- och regionnät totalt kunde

uppgå till 196 miljarder kr i 2010 års prisnivå. Det var cirka 57 miljarder kr mer än föregående fyraårsperiod (2008–2011) och 36 miljarder kr mer än vad Ei medgett i domstolsprocesserna. Slutligen var det också 13 miljarder kr mer än vad företagen ursprungligen hade ansökt om för tillsynsperioden 2012–2015.

Ei överklagade sammanlagt 93 domar till Kammarrätten i Jönköping. I tre pilotmål tog kammarrätten ställning till de metodfrågor som var av avgörande betydelse för beräkningen av intäktsramarna i samtliga 93 överklagade mål, däribland hur avkastningen skulle fastställas. I de tre pilotmålen gick även kammarrätten på företagets linje. Kammarrätten var samtidigt tydlig med att ställningstagandet endast avsåg tillsynsperioden 2012–2015.

Ei överklagade kammarrättens domar till Högsta förvaltningsdomstolen. Den 23 mars 2015 meddelade Högsta förvaltningsdomstolen att Ei inte får prövnings-tillstånd. Detta innebär att processerna avslutades och att kammarrättens avgöranden vunnit laga kraft.

För den andra tillsynsperioden (2016–2019) överklagades 81 beslut om intäktsram till Förvaltningsrätten i Linköping. Dessa överklaganden avsåg i huvudsak nivån på avkastningen. En fråga var också om Ei var bunden av de metoder som kammarrätten hade fastställt för tillsynsperioden 2012–2015. Förvaltningsrättens domar kom i december 2016 och innebar att förvaltningsrätten, avseende de flesta frågor om hur avkastningen ska bestämmas, gick på företagets linje. Samtidigt frångick förvaltningsrätten i viktiga delar de ställningstaganden som domstolarna gjort avseende tillsynsperioden 2012–2015. Beräkningen av avkastningen har alltså inte gjorts på samma sätt som för 2012–2015. Ei har överklagat dessa domar till Kammarrätten i Jönköping och avvaktar nu frågan om prövningstillstånd.

Processerna har varit komplexa och rört många frågeställningar. När det gäller kalkylräntan har en central fråga varit vilket tidsperspektiv som ska användas när avkastningen bedöms. Branschen har ansett att ett mycket långsiktigt perspektiv ska anläggas när en rimlig avkastning ska bedömas. Det vill säga ett tidsperspektiv som är avsevärt mycket längre än en tillsynsperiod på fyra år. Ei:s uppfattning har varit att det är de aktuella förhållandena för de år som tillsynsperioden omfattar som ska ligga till grund för bedömningen. En annan fråga har rört om elnäts-företagen ska få ett tillägg på avkastningen genom en så kallad särskild riskpremie.

Domstolsavgöranden rörande avkastningen ger enligt Ei:s uppfattning inte någon vägledning för hur framtida bedömningar ska göras. Detta blir särskilt tydligt vid en jämförelse mellan tillsynsperioden 2012–2015 och nuvarande period. Inte heller domstolarna har ansett att bedömningarna för den tidigare perioden varit bindande för kommande period.

I det tidigare avgjorda målet om intäktsramar för tillsynsperioden 2012–2015 ifrågasatte även Kammarrätten i Jönköping, som Ei uppfattar domskälen, det lämpliga i att en domstol tvingades ange lämpliga parametervärden vid användning av WACC. Ei har uppfattat att detta uttalande har sin grund i rättens bristande kunskaper om ekonomisk metod och påföljande praktiska svårigheter att utvärdera utredningsmaterialet. Ei menar också att den i processerna fastställda kalkylräntan systematisk kommit att överskattas i förhållande till bland annat aktuella räntenivåer för de år som frågan har gällt.

Ei:s bedömning är sammantaget att det behövs ytterligare regler för att tydliggöra hur en rimlig avkastning ska beräknas.

2.3 Ytterligare regler för hur avkastningen ska beräknas bör fastställas i förordning

Av regeringens uppdragsbeskrivning framgår att Ei ska föreslå en författningsreglering av rimlig avkastning vid fastställandet av en intäktsram för elnätsverksamhet. När det gäller reglering av en rimlig avkastning har regeringen redan ett bemyndigande att meddela ytterligare föreskrifter (5 kap. 9 § tredje stycket ellagen). Regeringen har med stöd av detta bemyndigande bland annat meddelat föreskrifter om hur kapitalförslitning ska beräknas i förordningen (2014:1064) om intäktsram för elnätsföretag (intäktsramsförordningen). Ei:s förslag innebär ytterligare regler i den nämnda förordningen.

Inom ramen för regeringsuppdraget har representanter från elnätsbranschen framfört synpunkter på att ett förslag till författningsreglering inte får gå emot den domstolspraxis som finns inom området. Det faktum att rättspraxis grundas på en bestämmelse i lag kan anses vara ett hinder mot att kunna föreslå detaljerade regler i förordning som avviker från rättspraxis. När det gäller tolkningen av vad som är rimlig avkastning har dock frågan inte avgjorts av högsta instans och därutöver har underrätterna också haft skilda uppfattningar i olika frågor. Underrätterna har dessutom varit hänvisade till att utgå från informationen i parternas inlagor och argumentationen kring denna. Det framgår tydligt av domarna att det finns många sätt att beräkna en avkastning som är förenlig med ellagen.³ Domstolarna angav också uttryckligen att bedömningen av en rimlig avkastning endast kunde avse den aktuella tillsynsperioden. Ei anser mot denna bakgrund att det inte finns en tydlig praxis om hur uttrycket "rimlig avkastning" ska tolkas i ellagen. Det finns därför inget hinder för att regeringen ska kunna använda sitt bemyndigande för att författningsreglera avkastningen i intäktsramsförordningen.

En annan aspekt av att författningsreglera kalkylräntan är den europeiska unionsrätten (EU-rätten). Av Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/72/EG den 13 juli 2009 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om upphävande av direktiv 2003/54/EG (elmarknadsdirektivet) framgår i artikel 35.4 att medlemsstaterna ska garantera tillsynsmyndigheternas oberoende och säkerställa att den utövar sina befogenheter på ett opartiskt och transparent sätt. Artikel 37 anger i detalj vilka skyldigheter en tillsynsmyndighet ska ha; däribland att fastställa eller godkänna, enligt transparenta kriterier, överförings- eller distributionstariffer eller metoder för beräkning av dem. Europeiska kommissionen (EU-kommissionen) har tagit fram en tolkningsnot som har till syfte att tydliggöra kommissionens uppfattning om hur vissa artiklar i el- och gasmarknadsdirektivet ska tolkas, framförallt rörande tillsynsmyndigheternas kompetens och objektivitet. Avseende tillsynsmyndighetens skyldigheter i artikel 37.1 har EU-kommissionen anfört följande:

³ Jämför till exempel Förvaltningsrätten i Linköpings dom den 14 december 2016 i mål nr 4711–15 med Kamrarrätten i Jönköpings domar den 10 november 2014 i mål nr 61–14, 101–14 och 129–14.

It follows from the text of the Electricity and Gas Directives that this provision gives the NRA the duty of fixing or approving not only network tariffs or their methodologies, but also methodologies used to calculate or establish the terms and conditions for connection and access to national networks, the provision of balancing services and access to cross-border infrastructures. (EU-kommissionen, 2010, sida 12)

Under the second Electricity and Gas Directives, it was possible for the NRA to submit the tariff or the methodology for formal approval to the relevant body of the Member State and for the relevant body to approve or reject the draft NRA decision. This is contrary to the provisions of the new Electricity and Gas Directives, which unequivocally establish that the NRA must be able to take decisions autonomously and that its decisions are directly binding. (EU-kommissionen, 2010, sidorna 12–13)

När det gäller gränserna för medlemsstaternas möjlighet att författningsreglera olika delar i reglermodellen lämnar EU-kommissionen bland annat följande vägledande uttalande.

The core duties of the NRA as regards network tariffs do not deprive the Member State of the possibility to issue general policy guidelines which ultimately will have to be translated by the NRA into the tariff structure and methodology. However, these guidelines should not encroach on the NRA's competences or infringe any of the requirements of the Electricity and Gas Directives and Regulations. Although a Member State could e.g. issue a general policy guideline with regard to attracting investments in renewables, the Commission's services would consider a rule setting the profit margin in the cost-plus tariff as a prohibited direct instruction to the NRA. (EU-kommissionen, 2010, sida 14)

Utifrån elmarknadsdirektivet och EU-kommissionens tolkningsnot framgår det att ett parlament eller regering inte kan besluta om själva nivån på avkastningen för företag som omfattas av direktivet. Däremot kan dessa institutioner besluta om närmare regler om vilka utgångspunkter nätmyndigheten ska ha då nivån på avkastningen bestäms. Detta innebär att det inte finns något EU-rättsligt hinder för att författningsreglera hur kalkylräntan ska fastställas.

2.4 Vad behöver regleras i en förordning om hur avkastningen ska bestämmas?

Av de skäl som angetts i avsnittet ovan är det inte möjligt att reglera själva nivån på avkastningen. Det är heller inte lämpligt med hänsyn till att kapitalmarknaderna förändras snabbt.

I stället bör det i förordning fastställas närmare regler som innebär att utgångspunkterna för att uppskatta nivån på avkastningen blir fastlagda. I samtliga finasteoretiska modeller för att uppskatta avkastningsnivåer kommer de grundläggande utgångspunkterna att styra bedömningarna av olika parametrar och därmed också avkastningsnivån. Det är av stor vikt att utgångspunkterna och bedömningarna av olika parametrar är konsistenta för att det ska bli ett rimligt resultat. Vidare finns det skäl att överväga ytterligare detaljreglering av vissa parametrar i de fall där detta kan göras enkelt och konsekvent enligt de metoder som föreslås.

2.5 Metod för att bedöma vad som är rimlig avkastning

I de underliggande avsnitten analyseras olika metoder för att bedöma rimlig avkastning. Ei förslår även vilken metod som bör användas.

2.5.1 Utgångspunkter vid val av metod

I Sverige fastställs en rimlig avkastning för elnätsverksamhet utifrån den reglerade kapitalbasen samt en beräknad kalkylränta. Metoden att tillåta en procentuell vinstmarginal (kalkylränta) på den reglerade kapitalbasen brukar gå under benämningen intäktsramsreglering. I dag bestäms den reglerade elnätsverksamhetens kalkylränta med grund i WACC och Capital Asset Pricing Model (CAPM). WACC och CAPM är dock inte de enda metoderna som kan användas för reglering av elnätsverksamhet. I följande avsnitt presenteras och diskuteras olika metoder för att bestämma rimlig avkastning det kapital som krävs för att bedriva elnätsverksamhet i Sverige. I de metoder som presenteras ingår kostnader för kapital, i vissa fall kostnader för både eget och lånat kapital och i vissa fall kostnader för antingen eget eller lånat kapital. När man analyserar dessa metoder är det därför viktigt att känna till karakteristika för de elnätsföretag som agerar på marknaden.

På den svenska elnätsmarknaden finns i dag cirka 170 elnätsföretag, där cirka 129 är kommunägda (Kungliga ingenjörsvetenskapsakademins (IVA) projekt *Vägval el*). Resterande företag är i huvudsak privata där den större delen består av ekonomiska föreningar och aktieföretag. De olika ägarstrukturerna gör att elnätsföretagen har olika källor till sin finansiering och kostnader för kapital, både eget och lånat. Exempelvis kan kommunägda företag vanligen låna pengar till en lägre kostnad än privata företag. Det beror på att upplåningen ofta sker genom kommunkoncernen och därmed erbjuder långgivaren en mycket låg risk. Kommunen har dessutom skatteintäkter som säkerhet. Skulle en kommun inte ha tillräckligt med pengar för att återbetala ett lån finns möjligheten att höja skatterna och därigenom få in nödvändiga medel. Det är också viktigt att beakta att även det egna kapitalet i kommunägda företag kan komma från kommunens kassa som i huvudsak är finansierad med skattemedel. Finansieringsmöjligheterna kan även skilja sig åt inom den privata sektorn, vilket medför olika förutsättningar till att attrahera kapital. Vilka förutsättningar företagen har beror bland annat på deras kreditrating, vilket diskuteras mer i avsnitten 2.12.5 och 2.17.

2.5.2 Vad vill vi uppnå med regleringen och vilka krav har vi på metoden?

Elnätsverksamhet är en monopolmarknad som regleras av lagstiftning. Detta innebär att elnätsföretagen har ensamrätt att erbjuda elnätsanslutning på sin lokala marknad och att de har en skyldighet att se till att alla i området kan få elnätsanslutning till ett skäligt pris. Elnätsverksamhet får bara bedrivas av den som fått tillstånd (koncession) av Ei. Eftersom elnätsverksamhet inte är konkurrensutsatt är det också Ei som fastställer den högsta tillåtna intäktsnivån för företagen. Denna reglering är bland annat till för att förhindra att övervinster tas ut och att kunderna får stå för den kostnaden.

Samtidigt som regleringen av elnätsverksamheten ska skydda kunderna från för höga priser ska regleringen också ge rätt incitament till elnätsföretagen. Detta innebär bland annat att regleringen ska styra mot att rätt investeringar genomförs i rätt tid och att företagen effektiviserar sin verksamhet. Regleringen måste därför

tillåta att elnätsföretagen får tillräckligt med intäkter för att kunna driva verksamheten på ett effektivt sätt och genomföra de investeringar som det finns behov av för att upprätthålla ett väl fungerande elnät. Blir intäkterna för låga finns det en risk att de nödvändiga investeringarna inte kommer att genomföras.

Ett första steg för att kunna bestämma vad som är en rimlig avkastning är att besluta vilka utgångspunkter som ska ligga till grund för beräkningen. I förarbetena till den nuvarande lagstiftningen, SOU 2007:99 samt prop. 2008/09:141, anges att Ei ska använda allmänt vedertagna ekonomiska metoder vid bedömningen av rimlig avkastning. Enligt förarbetena är Ei inte bunden till att använda WACC och CAPM utan kan välja andra metoder och modeller om det finns skäl för det.

För att avgöra om någon annan metod är bättre lämpad att använda än WACC och CAPM behöver dessa utvärderas mot alternativa metoder, exempelvis Riskpremium-metod och Arbitrage Pricing Theory. Det finns ingen enskild metod som är allmänt accepterat inom akademien. Även om WACC och CAPM används mest frekvent finns det andra metoder och modeller som används av andra tillsynsmyndigheter.

2.5.3 Krav på metoder för bestämmandet av rimlig avkastning

Alla metoder för att bestämma en rimlig avkastning är förenklingar av verkligheten. Detta gäller även finansiella modeller. Det innebär att metoderna inte kan fånga verklighetens fullständiga dynamik och komplexitet.

För att identifiera en metod som resulterar i att företagen erhåller en rimlig avkastning på det kapital som krävs för att bedriva elnätsverksamhet ska modellen fånga upp vilken risk som förknippas med att driva elnätsverksamhet. Dessutom behöver modellen vara trovärdig och fånga centrala aspekter av verkligheten. Skulle metoden resultera i en för låg avkastning kommer inte långivare, exempelvis banker och obligationsinnehavare, och företagens ägare tillföra de medel som krävs för att bedriva verksamheten på en långsiktigt hållbar nivå. Samtidigt får inte avkastningen bli så hög att den medför onödigt höga avgifter för elnätskunderna, det vill säga högre än vad som är samhällsekonomiskt effektivt. För att detta ska kunna uppnås måste modellen.

Risken som förknippas med att bedriva elnätsverksamhet ligger till grund för att bestämma den rimliga nivån på kalkylräntan. För långivarna är företagens återbetalningsförmåga och förväntade inkomstströmmar avgörande för vilken avkastning de kan kräva. Ägarna måste bli kompenserade motsvarande en investering med liknande risk i alternativa placeringar för att de inte ska flytta sitt kapital till alternativa placeringar. Detta innebär i praktiken att företagens intäkter måste vara tillräckligt stora för att, utöver att täcka löpande verksamhet och investeringar, också ge avkastning till företagens ägare och långivare. Om avkastningen är för låg eller för hög sänder metoden felaktiga signaler till företagen och investerarna på marknaden. Dessutom kommer kunderna att få felaktiga priser. En för hög avkastning innebär högre vinster för elnätsföretagen och ett högre pris till kunderna än vad som är samhällsekonomiskt effektivt. Eftersom det endast finns ett elnätsföretag i varje område och inga alternativ till elnätstjänsten kommer konsumtionen endast i mycket liten

utsträckning att förändras som ett resultat av prisförändringen. En för låg avkastning innebär å andra sidan ett lägre pris till kunderna, men samtidigt en risk att nödvändiga investeringar inte genomförs, vilket är ett krav för ett fungerande elnät. Även här blir effekten en för låg samhällsekonomisk nytta.

En annan viktig egenskap är att metoden för att beräkna avkastningen är trovärdig. I förarbetena till nuvarande reglering uttrycks detta med att den valda metoden ska vara ekonomiskt allmänt vedertagen.

Det finns vissa egenskaper som skapar trovärdighet för en metod. Alla metoder för att beräkna en rimlig avkastning uppfyller inte alla egenskaper, vilket gör att vissa blir mindre användbara utifrån ett regleringsperspektiv. I punktlistan nedan listas egenskaper som Ei anser bör vara uppfyllda för att en metod ska kunna användas vid bestämning av rimlig avkastning för elnätsverksamhet i Sverige. Egenskaperna är inte rangordnade.

- De ska fungera i det regulatoriska sammanhang som modellen ska användas i.
- De ska vara allmänt vedertagna.
- De ska minimera behovet av subjektiva bedömningar.
- De bör vara så enkla som möjligt och samtidigt stämma överens med övriga egenskaper som modellen bör ha enligt ovanstående nämnda punkter.

2.5.4 Vad skiljer elnätsverksamhet från konkurrensutsatta verksamheter?

Som beskrivits tidigare i avsnitt 2.1 är elnätsverksamhet reglerat för att skydda konsumenterna. I Sverige förekommer en förhandsreglering av intäktsramar som innebär att Ei i förväg bestämmer hur stora intäkter ett elnätsföretag får ha under den nästkommande tillsynsperioden⁴. Att regleringen ska ske i förhand är bestämt genom direktiv från europeiska unionen (EU-direktiv). I Sverige är tillsynsperioden fyra år. För ett elnätsföretag innebär regleringen att de vet hur stora intäkter de har rätt till under tillsynsperioden. Detta är unikt jämfört med konkurrensutsatta branscher där marknaden och konkurrensen med andra företag avgör hur stora intäkterna blir. På konkurrensutsatta marknader finns inga garantier för några intäkter överhuvudtaget.

Till skillnad från konkurrensutsatta marknader är en elnätskund låst till det elnätsföretag som har koncession i det område som kunden bor. Den enda möjligheten för en kund att byta leverantör är att flytta. Alternativt kan kunden bli självförsörjande på egenproducerad el och frikoppla sig från elnätet, vilket är en dyr och komplicerad process som hittills gjorts i väldigt liten utsträckning. För elnätsföretaget är dessa alternativ av begränsad betydelse för intäkterna. Detta eftersom den fastställda intäktsramen gör det möjligt för elnätsföretaget att ta ut högre avgift från kvarvarande kunder. Dessutom har företaget möjligheten att ta med sig den outnyttjade intäktsramen från aktuella tillsynsperioden till nästa tillsynsperiod. Risken att intäkterna ska variera på grund av kundernas beteende är därför väldigt låg för svensk elnätsverksamhet.

Elnätsverksamhet är en bransch där investeringarna och tillgångarna har lång ekonomisk livslängd. Som exempel kan anges att den ekonomiska avskrivnings-

⁴ Vissa delar i Ei:s beslut om en intäktsram är baserade på företagens prognoser som de prognostiserar före tillsynsperioden. Efter tillsynsperiodens slut stämmer Ei av dessa prognoser mot faktiskt utfall.

tiden för elnätsledning i elnätsregleringen är 40 år för tillsynsperioden 2016–2019. Elnätsverksamhet är en kapitalintensiv bransch. Det är dock inte unikt i företagsvärlden. Det finns andra konkurrensutsatta branscher, så som fastighetsbranschen, som också är kapitalintensiva och har långa livslängder i sitt kapitalbestånd. De ekonomiska avskrivningstiderna på fastigheter är minst lika långa som för elnätsverksamhet.

Sammantaget innebär detta att den metod som används för att reglera en rimlig avkastning måste fungera med en förhandsreglering av intäktsramar där tillgångarna har lång livslängd och där tillsynsperioden varar i fyra år. Metoden måste också fungera givet att intäkterna är garanterade för varje intäktsramsperiod, det vill säga att intäktsrisken är begränsad i verksamheten jämfört med i konkurrensutsatta branscher.

2.6 Alternativa metoder

Svenska elnätsföretag använder både eget och lånat kapital för att finansiera sin verksamhet. För det lånade kapitalet betalar företagen ränta till långivaren. För det egna kapitalet, vilket vanligtvis är aktier i företaget, betalas en utdelning. När företagen väljer hur fördelningen mellan lånat och eget kapital ska fördela sig försöker de minimera de totala kostnaderna. Kostnaderna för eget kapital är vanligtvis högre än för lånat kapital⁵ (Villadsen, Vilbert, Harris, & Lawrence Kolbe, 2017). Den optimala fördelningen mellan lånat och eget kapital beror på flera saker, bland annat på hur kapitalintensiv den bransch som företaget verkar i är. För reglerade verksamheter med garanterad intäktsram är det normalt optimalt att maximera mängden lånat kapital för att på så sätt dra största möjliga fördel av skatteregler och minska den totala kapitalkostnaden. I den svenska elnätsregleringen har samma andel lånat och eget kapital använts för alla företag. Fördelningen har tagits fram genom en analys av jämförelsebolags marknadsvärden.

När en tillsynsmyndighet analyserar rimlig avkastning är det vanligt att hänsyn tas till kostnader för både eget och lånat kapital. Den metod som används i Sverige i dag är WACC där kostnaderna för eget och lånat kapital vägs ihop till en slutlig räntesats. WACC är även den dominerande metoden för att reglera en rimlig avkastning i elnätsreglering inom Europa (Council of European Regulators (CEER), 2017). Sverige har även hittills valt att ha en gemensam kalkylränta för alla elnätsföretag. Ett argument till det är att elnätsverksamhet är likartad mellan olika företag. Även om det finns skillnader mellan elnätsföretagen såsom geografi och storlek motiverar det inte att företagen behandlas olika och att företagen får olika avkastning på kapitalbasen.

Ett alternativ till WACC-metoden är att ange den regulatoriska kalkylräntan separat för eget respektive lånat kapital. Ytterligare ett alternativ är att bestämma kalkylräntan är att utgå från en bedömd riskpremie ovanpå en referensränta. I nedanstående tre avsnitt presenteras respektive ansats mer ingående.

⁵ Det beror bland annat på att långivare återbetalas före aktieägare vid konkurs och möjligheten för ränteavdrag på lån.

2.6.1 Sammanvägd kostnad för kapital

Långgivare och aktieägare förväntar sig en viss avkastning på de medel eller kapital som de tillhandahåller. Kapitalkostnaden är den sammantagna förväntade avkastningen till aktieägare och långgivare. En WACC-metod innebär att man väger in hur stora långgivarnas och aktieägarnas avkastningskrav är i förhållande till deras andel av det totala kapitalet. Det innebär att WACC är genomsnittlig avkastning av vad båda intressenterna – kapitalägare och långgivare – kan förvänta sig. WACC kan därför sägas representera en alternativkostnad för investering i en viss typ av verksamhet.

Standardmässigt brukar WACC beräknas enligt följande formel:

$$WACC = RD(1-T) \times (D/(D+E)) + RE \times (E/(D+E)), \text{ där}$$

- RD = kostnad för lånat kapital
- RE = kostnad för eget kapital efter skatt
- T = skattesats
- D = företagets finansiella skulder
- E = företagets eget kapital

Uttrycket för WACC ovan ger en nominell kalkylränta efter skatt. Uttrycket säger dock inget om hur de olika delarna i WACC ska bestämmas, exempelvis kostnad för eget kapital (RE). Utmaningarna med WACC är hur de ingående parametrarna ska fastställas.

Normalt bestäms kostnaden för lånat kapital av den ränta som långgivare kräver för att låna ut pengar. Räntan är beroende av vilka risker som förknippas med att låna ut pengar till företaget. I litteraturen bedöms kostnaden för lånat kapital vara enklare att bestämma än kostnaden för eget kapital, se till exempel Bruner et al. (1998) eller Villadsen et al. (2017).

Kostnaden för eget kapital ska spegla ägarnas avkastningskrav för att investera i företaget. Även här ska avkastningen spegla riskerna som är förknippade med att investera i företaget. Då avkastningen på eget kapital inte är förutbestämd, utan beror på företagets resultat, anses risken vara högre än vid räntebärande investeringar. Därför blir kostnaden för eget kapital oftast högre än kostnaden för lånat kapital (Brealey, Myers & Allen, 2011). Att uppskatta kostnaden för eget kapital är betydligt svårare än att uppskatta kostnaden för lånat kapital och det finns flera modeller för detta. Dessa modeller diskuteras mer i avsnitt 2.8.

Andelen lånat respektive eget kapital blir avgörande för hur kapitalkostnaderna ska viktas i modellen. Det finns en rad olika sätt att bestämma andelen lånat kapital, den så kallade skuldandelen. Skuldandelen kan antingen utgå ifrån en optimal skuldsättningsgrad där den totala kostnaden för kapital är så låg som möjligt, det vill säga där WACC minimeras. Alternativt kan man utgå från företagets faktiska värden, det vill säga hur mycket skulder respektive eget kapital ett företag har. Detta diskuteras vidare i avsnittet 2.13.

I en undersökning gjord av CEER, och som omfattar 22 länder i Europa, anger 18 länder att de använder WACC i sin elnätsreglering (CEER, 2017). Danmark som

tidigare har använt en annan metod för att beräkna avkastningen (se avsnitt 2.6.3 för mer information) har också fattat ett inriktningsbeslut att gå över till WACC (Danmarks Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet). Målet med Danmarks förändring är att uppnå en tydlig reglering som ger en trygg elförsörjning och incitament till investeringar, både för att ställa om till en mer miljövänlig energimarknad och för att återinvestera i befintliga ledningar. Då stora delar av Danmarks elnät byggdes ut mellan 1960- och 70-talet finns i dagsläget stora behov för ökade investeringar. Enligt Energitilsynet⁶ blir var tredje kilometer ledning i Danmark 50 år under perioden 2015–2025 och för att bibehålla nätkvaliteten måste investeringarna öka. Danmark anser att en WACC-metod kan ge bättre förutsättningar för kostnadseffektivitet och ökad investeringstakt än dagens metod (WACC-ekspertgruppen). Även i andra reglerade verksamheter är WACC en allmänt vedertagen metod. Exempelvis använder Post- och telestyrelsen (PTS) WACC för att avgöra avkastningsräntorna för det fasta och mobila nätet samt för utsändningstjänster (se exempelvis PTS (2016) för en beskrivning av hur de beräknar WACC på marknaden för det mobila nätet. I avsnitten 2.12–2.17 nämns även ett urval av de metoder som PTS använder för att fastställa olika parametrarna i WACC-metoden som används för det fasta och mobila nätet samt för utsändningstjänster).

I Sverige har uteslutande WACC-metoden använts för att bestämma kalkylräntan för elnätsföretagen. I domstolsprocesserna om elnätsregleringen har de flesta av de ingående parametervärdena i WACC-metoden prövats. Det visar på den komplexitet som det innebär att beräkna en rimlig avkastning för elnätsverksamhet. Däremot har aldrig den grundläggande WACC-metoden ifrågasatts. I domstolsprocesserna för tillsynsperioden 2012–2015 uttalade Förvaltningsrätten att WACC-metoden medför svårigheter och osäkerhetsmoment som gör att det är svårt att fastställa en rimlig avkastning med den. De menade att metoden bygger på prognoser och uppskattningar av komplicerad ekonomiska förhållanden, där det är naturligt att experter kommer till olika slutsatser utan att någon av dem kan sägas ha rätt eller fel. Kammarrätten gjorde ingen annan bedömning än förvaltningsrätten i denna fråga.

WACC-metoden har historiskt accepterats av elnätsföretag och tillsynsmyndighet. De ingående parametrarna i metoden har dock ifrågasatts. Detta innebär att den största utmaningen med WACC-metoden är att bedöma hur de ingående parametrarna ska fastställas. Eftersom dessa bedömningarna är mycket komplexa har Ei har undersökt om det finns bättre alternativ än WACC-metoden för att bedöma avkastningen.

2.6.2 Metod där kalkylräntan för eget och lånat kapital anges separat

I stället för att använda WACC-metoden för att bestämma kalkylräntan kan man, som exempelvis i Tyskland och USA, reglera bolagens avkastning med en metod som utgår ifrån en tillåten kostnad för eget kapital (COE). I amerikansk elnätsreglering bestämmer Federal Energy Regulatory Commission (FERC)⁷ den regulatoriska COE genom att räkna bakåt vilken COE som aktiemarknaden implicit tillämpar för noterade reglerade elnätsföretag (FERC, 2015). I denna beräkning används analytikerestimat av framtida aktieutdelningar. Kostnaden för

⁶ Danmarks tillsynsmyndighet för elnätsverksamhet.

⁷ USA:s federala tillsynsmyndighet för elnätsverksamhet.

eget kapital uppskattas genom att hitta den räntenivå som gör att priset på aktien motsvarar nuvärdet av alla framtida utdelningar.

Med COE-metoden kan beräkningen av kalkylräntan potentiellt förenklas jämfört med när WACC-metoden används, eftersom kreditriskpremie och skuldandel inte behöver fastställas. COE-metoden innebär även att skillnader i lånekostnader och skuldsättning mellan reglerade bolag skulle kunna beaktas. I en metod där kapitalkostnaden anges separat är det vanligt att beakta kostnaden för lånat kapital i kassaflödet⁸ (EY, 2017 b).

En regleringsmodell som använder COE skulle kunna utformas på följande sätt:

- I ett första steg beräknas en justerad kapitalbas genom att beräkna skillnaden mellan det kapital som krävs för att bedriva elnätsverksamhet och bolagets faktiska nettoskuld. Resultatet blir det kapital som är hänförlig aktieägarna.
- I ett andra steg beräknas den kapitalkostnaden som ingår i intäktsramen genom att multiplicera den justerade kapitalbasen i det första steget ovan med kalkylräntan för eget kapital (EY, 2017 b).

Fördelarna med COE-metoden är att potentiellt färre parametrar behöver uppskattas vid framtagandet av kalkylräntan. Den kan också ge en mer företagsanpassad kapitalkostnad. Däremot har COE-metoden ett antal nackdelar kopplade till företagets skuldsättningsgrad. Det kan bland annat vara så att bolag med samma tillgångsbetavärde men olika skuldsättning har teoretiskt sett olika aktiebetavärden på grund av olikheter i finansiell risk. Därmed blir COE inte densamma för alla bolag om man inte utgår från en schablonmässig skuldandel, som då måste bedömas av tillsynsmyndigheten (EY, 2017 b).

COE-metoden kan även leda till bristande incitament att upprätthålla en effektiv kapitalstruktur och att ha en finansieringsstruktur som maximerar kapitalbasens värde, till exempel genom att ta upp lån utanför den reglerade enheten (EY, 2017 b).

En specifik nackdel med att använda COE-metoden i regulatoriska sammanhang är att bedömningen av förväntad utdelning är beroende av det regulatoriska ramverket. När COE ska beräknas för ett reglerat företag finns det en risk för att man introducerar ett cirkulärt problem i beräkningen av kostnaden för eget kapital, att tillväxten i kassaflödena ska bedömas samtidigt som förväntad utdelning är beroende av det regulatoriska ramverket.

Om endast avkastningskrav på eget kapital ska beräknas finns det också ett antal finansiella modeller att använda, bland annat CAPM och Arbitrage Pricing Theory. Dessa modeller kan även användas för att beräkna avkastningskrav på eget kapital i WACC-metoden, vilket beskrivs mer ingående i avsnitt 2.8.2.

⁸ Kassaflödet består, i en Cost of equity (COE)-modell, av rörelseresultat före avskrivningar minus skatt, ränteutgifter, nettoåterbetalning av finansiella skulder, samt investeringar i anläggningstillgångar och rörelsekapital.

2.6.3 Riskpremium-metoden

En annan tänkbar metod för reglering av kalkylränta i elnätsverksamhet är den metod som för närvarande används i Danmark. Den innebär i korthet att tillsynsmyndigheten bestämmer en referensränta, till exempel utifrån en viss statsobligation, och lägger till en riskpremie utöver referensräntan. I metoden bestäms riskpremien som en gemensam premie för både eget och lånat kapital utan att dessa särredovisas.⁹ Detta innebär att riskpremium-metoden är en sorts förenklad WACC-metod. Det totala utfallet av referensräntan och riskpremien är den kalkylränta som regleringen tillåter på den reglerade kapitalbasen.

Referensräntan kan jämföras med den riskfria räntan som används i den svenska regleringen i dag. Riskpremien behöver bedömas utifrån vilken risk elnätsverksamheten har jämfört med andra branscher. Riskpremien måste också sättas så att den ger korrekta signaler till kapitalmarknadens aktörer att investera rätt mängd kapital i rätt tid i svensk elnätsverksamhet. Det finns ingen specifik teoretisk modell som förklarar hur referensräntan eller riskpremien ska bestämmas för att beräkna kapitalkostnaderna. Det förekommer därför flera olika versioner av modellen (Villadsen et al., 2017).

I praktiken är två olika versioner vanliga för att bestämma referensräntan och riskpremien. Den första versionen är att utgå ifrån dagens aktie- eller obligationsmarknader. Den andra versionen är att utgå från ett historiskt genomsnitt över vad riskpremien har varit. Dessa versioner kan även göras på olika sätt, exempelvis kan det historiska genomsnittet av kostnaden för eget kapital beräknas på olika sätt (Villadsen et al., 2017).

Beroende på riskpremium-metodens utformning kommer den att ha olika för- och nackdelar. Som nämnts ovan kan metoden anpassas för att reflektera historiska eller rådande marknadsförhållanden, vilket innebär att modellen är flexibel och kan anpassas till olika situationer. En utmaning med riskpremium-metoden är att parametrarna måste fastställas på ett vedertaget sätt. För att detta ska vara möjligt krävs det att det finns någon bakomliggande formel, exempelvis WACC-metoden, som ger riktlinjer för hur riskpremien ska fastställas. Förutsatt att riskpremien är fastställd på ett vedertaget sätt finns det möjligheter att minska konfliktytorna i regleringen. För att detta ska kunna ske kommer det troligtvis krävas ytterligare reglering i lagstiftning om hur parametrar ska bestämmas.

Utöver att i ett första steg bestämma hur referensräntan och riskpremien ska bestämmas finns det fler utmaningar med metoden. Den största utmaningen är att se hur referensräntan och riskpremien utvecklas över tiden. När marknadsförhållanden förändras, vilket sker ofta, påverkas även referensräntan och riskpremien. För att riskpremium-metoden ska ge en korrekt bild av marknaden krävs det att referensräntan och riskpremien uppdateras för att spegla de nya förhållandena.

Att använda riskpremium-metoden vid reglering av elnätsverksamhet skulle i ett första steg innebära att en metod för att bestämma referensräntan och riskpremien fastställs. Därefter skulle det krävas regelbundna kontroller för att utvärdera om

⁹ För en utförlig beskrivning av den danska metoden se den danska tillsynsmyndighetens webbsida (Energytilsynet).

marknadsförhållandena förändras. Om regelbundna kontroller inte sker är risken att metoden inte kommer att spegla de förhållanden som råder under tillsynsperioden fullt ut. Att undersöka hur och när marknadsförhållandena utvecklas samt var gränserna går är resurskrävande samtidigt som en uppdatering av referensränta och riskpremie kan skapa osäkerheter för elnätsföretagen.

Som nämnts ovan kommer Danmark också att byta från en riskpremium-metod till WACC-metoden eftersom den senare kan ge bättre incitament till kostnads-effektivitet och investeringar.

2.7 Ei föreslår att WACC ska användas för att bestämma kapitalkostnaderna

I avsnitt 2.6 har Ei beskrivit några vanligt förekommande modeller för att bestämma en regulatorisk kalkylränta. COE-metoden, riskpremium-metoden och WACC-metoden är standardmodeller inom finansiell ekonomi och får därför betraktas som allmänt vedertagna. Riskpremium-metoden har dock inte samma tydliga teoretiska grund som övriga metoder.

Samtliga metoder har tagits fram för att beräkna ett företags kostnader för att finansiera sin verksamhet. Detta innebär att ingen av metoderna har tagits fram specifikt för att bestämma kalkylränta i reglerad svensk elnätsverksamhet.

Det brukar framhållas att den avkastning som en investerare kräver beror på den risk som investeringen innebär. Det är därför viktigt att den metod som används för att beräkna avkastningen för svensk elnätsverksamhet på ett korrekt sätt speglar riskerna hos elnätsföretagen.

För att en metod ska fungera över tid är det också viktigt att behovet av subjektiva bedömningar är så begränsat som möjligt. När WACC-metoden används behöver bland annat skuldandelen bestämmas. Denna kan inte observeras direkt mätt i marknadsvärde hos de svenska elnätsföretagen eftersom få är noterade på börsen. I stället måste skuldandelen uppskattas utifrån ett antal antaganden. Sådana uppskattningar kan bli subjektiva om det inte i förväg är tydligt hur uppskattningarna ska gå till. De alternativa metoderna är även de förknippade med viss subjektivitet. Riskpremium-metoden har inte någon utarbetad metod för hur parametervärdena ska skattas, utan detta måste bestämmas inom ramen för regleringen. Det innebär att samma, om inte större, risker för subjektivitet finns även hos denna metod. COE-metoden har något färre parametrar än WACC-metoden som kan vara öppna för subjektivt. När det kommer till att bestämma kostnaden för eget kapital finns det precis som vid WACC-metoden utrymme för subjektiva bedömningar för hur olika parametrar ska fastställas.

Den metod som ser enklast ut i teorin är riskpremium-metoden. Där behöver endast två parametervärden bestämmas, riskfri ränta och riskpremie. I praktiken är metoden dock inte så enkel. För att riskpremien som tas fram ska vara korrekt och vetenskaplig behöver den verkligen spegla den risk som finns i branschen. För att göra det behöver i princip liknande metoder som i WACC användas. Det innebär att metoden i praktiken inte är enklare än WACC-metoden. Även om COE-metoden innehåller färre parametrar i förhållande till WACC-metoden är denna metod också komplex. Här behöver också flera parametrar fastställas, bland annat

frågan om hur kostnaden för lånat kapital ska bedömas i kassaflödet. I praktiken finns alltså få fördelar med de alternativa metoderna jämfört med WACC-metoden när det gäller enkelhet.

Att basera kalkylräntan på en COE-metod speglar enligt Ei:s bedömning inte företagets effektiva investeringskostnad eftersom elnätsföretagen i princip finansierar sig med både lånat och eget kapital. Dessutom ger modellen bristande incitament för företagen att uppnå en effektiv kapitalstruktur. Samma problematik uppstår med riskpremium-metoden eftersom den sammantaget uppskattar kostnaden för lånat och eget kapital.

Nackdelarna med WACC-metoden är att ett antal parametrar måste bestämmas, vilket är resurskrävande och kan leda till delade uppfattningar om vilka parametervärden som är mest korrekta. Fördelarna är att den teoretiska strukturen är enkel. WACC är dessutom en vanligt förekommande investeringskalkylmodell hos företagen, vilket innebär att den är allmänt förstådd. WACC-metoden är också den metod som används mest frekvent i elnätsreglering i Europa (CEER, 2017).

Vare sig riskpremium-metoden eller COE-metoden framstår som uppenbart bättre än WACC-metoden, vilket är en förutsättning för byte av metod. Ingen metod för att bestämma rimlig avkastning på kapitalbasen är därför uppenbart bättre än WACC-metoden om hänsyn ska tas till den regulatoriska kontexten, praktisk tillämpning, teoretisk korrekthet och interaktionen med företagen (EY, 2017 b).

De dialogmöten som Ei har haft med marknadsaktörer och representanter för akademien ger en liknande bild som den som redovisats ovan. Marknadsaktörerna lyfter fram att WACC är en fungerande metod för ändamålet. Representanter från akademien bekräftar att det finns ett antal alternativa metoder men att det ur deras synvinkel inte finns något att vinna på att byta ifrån den metod som används i dag.

Mot bakgrund av ovanstående resonemang anser Ei att fördelarna med att fortsätta använda WACC-metoden överväger nackdelarna och att WACC-metoden därför bör fortsätta användas i svensk elnätsreglering.

2.8 Hur kan kostnaderna för eget och lånat kapital bestämmas i WACC-metoden?

När WACC-metoden tillämpas uppstår frågan vilken eller vilka modeller som ska användas för att bestämma kostnaderna för eget och lånat kapital.

2.8.1 Kostnad för lånat kapital

Ett företags kostnad för lånat kapital utgörs av den räntesats som en långivare kräver som kompensation för att låna ut pengar. För att komma fram till vad som är en rimlig ränta behöver kreditvärdigheten för elnätsföretagen bedömas. Det görs genom att rörelserisken liksom den finansiella risken bedöms. Vanligen bedöms rörelserisken genom en analys av branschspecifika förhållanden, exempelvis branschtillväxt, konkurrenssituation och statliga reglerförhållanden. Andra faktorer som kan vägas in är företagets diversifiering när det gäller verksamhet och geografi. Den finansiella risken bedöms bland annat utifrån kapitalstruktur, kassaflöde och lönsamhet. För obligationslån och lån med fast

ränta är kassaflöden kända i förväg. Värdet för långgivaren blir då nuvärdet av alla framtida kassaflöden, kostnaden för lånat kapital motsvaras då av den räntesats som gör att priset på obligationen eller värdet på lånet överensstämmer med nuvärdet av alla framtida kassaflöden (Brealey, Myers & Allen, 2011). Eftersom de framtida kassaflödena är kända finns inget behov att ta fram flera teoretiska modeller för att bedöma risker.

2.8.2 Kostnad för eget kapital

Den andra huvudkomponenten i WACC-metoden är att bedöma kostnaden för eget kapital. Kostnaderna för det egna kapitalet, det vill säga aktieägarnas avkastningskrav, kan beräknas med olika metoder. I detta avsnitt analyseras fyra vanligt förekommande metoder, däribland den tidigare använda CAPM, för att fastställa kostnaden för eget kapital i reglerade verksamheter.

Capital Asset Pricing Model

CAPM var en av de första modellerna som utvecklades för att beräkna kostnader för eget kapital. Logiken i CAPM är enkel. CAPM anger att kapitalkostnaden för en tillgång kan delas upp i en riskfri avkastning (RF) och en riskpremie ($\beta_e (RM - RF)$) med följande formel.

$RE = RF + \beta_e (RM - RF)$, där

- RE = kostnad för eget kapital
- RF = riskfri ränta
- RM = förväntad avkastning på aktiemarknadsindex
- β_e = betavärde, "equity" beta.

CAPM uttrycket ger en ekvation som beskriver en rät linje med interceptet = RF och lutningen = β_e . Denna linje kallas Security Market Line (SML) och visar olika kombinationer av avkastning och risk. Sambandet innebär att en investerare i jämvikt förväntas erhålla minst den riskfria räntan i avkastning och att ju mer risk en investerare tar, desto högre blir den förväntade avkastningen. När $\beta_e = 1$ är den systematiska risken¹⁰ lika stor som marknadsportföljens risk och ska därför ge samma avkastning. Är betavärdet lägre än 1 innebär det att den systematiska risken är mindre än marknaden, den förväntade avkastningen ska då ligga mellan den riskfria räntan och marknadsportföljens avkastning. Den riskfria avkastningen är ersättning för tidsvärdet av pengar för en investering utan risk, medan riskpremien är den extra kompensation som en investerare kräver för att ta en risk. Investerare antas vara motvilliga att ta risker, vilket innebär att riskpremien ökar med risken. Alla typer av risker påverkar dock inte riskpremien. Riskpremien kompenserar endast för risker som inte försvinner med en väl diversifierad portfölj.

För att använda CAPM behöver man bestämma tre parametrar, den riskfria räntan, aktiemarknadsriskpremien och tillgångens betavärde. Genom att sätta värden på dessa parametrar får man en uppskattning av kostnaden för eget kapital.

¹⁰ Systematisk risk är en risk som investerare inte kan eliminera genom att ha en diversifierad portfölj.

CAPM är uppbyggd utifrån följande teoretiska grundantaganden, se exempelvis Elton och Gruber (1995) för djupare diskussion om modellantaganden.

- Alla investerares portföljer är väl diversifierade: Detta antagande innebär att investerare endast kommer att kräva en avkastning för den systematiska risken i sina portföljer. Detta eftersom osystematisk risk hanteras genom diversifiering av portföljen och kan ignoreras.¹¹
- En-periodsmodell: En standardiserad innehavsperiod antas i CAPM för att möjliggöra en jämförelse av avkastningen mellan olika värdepapper. En avkastning över sex månader kan till exempel inte jämföras med en avkastning över 12 månader.
- Alla investerare kan låna till den riskfria räntan: Antagandet innebär att CAPM förutsätter att alla investerare har möjlighet att låna till den riskfria räntan. Det innebär att nivån på den riskfria räntan är den lägsta avkastning som en investerare kommer att kräva vid en investering.
- Kapitalmarknaden fungerar perfekt: Detta antagande innebär att alla värdepapper är korrekt värderade. En perfekt kapitalmarknad innebär att det inte finns några skatter eller transaktionskostnader, att alla har samma information och att alla investerare har samma förväntningar. Det betyder också att alla investerare är motvilliga att ta risker, rationella och har som mål att maximera sin egen nytta. Avslutningsvis krävs att det finns ett stort antal köpare och säljare på marknaden.

En utmaning med att använda CAPM i verkligheten är att de teoretiska antagandena sällan stämmer överens med verkligheten. Exempelvis är antagandet om att alla investerare kan låna till en riskfri ränta orealistiskt. I verkligheten kan inte enskilda investerare låna till samma villkor som en nationell regering.

Ett problem utifrån ett regulatoriskt perspektiv, där upprepade tillsynsperioder följer på varandra, är att CAPM utvecklades som en en-periods, partiell jämviktsmodell och inte en flerperiodsmodell (Villadsen et al., 2017). Den ursprungliga teorin ger därför ingen vägledning om hur CAPM ska implementeras i en flerperiodsmodell, som exempelvis en fyraårig tillsynsperiod¹².

Ett annat problem med CAPM är att modellen inte har fungerat så bra empiriskt (Koller, Goedhart & Wessels, 2010; Villadsen et al., 2017). Det finns empiriska studier¹³ som visar att det empiriska SML, sambandet mellan avkastning och risk, skiljer sig från den teoretiska SML. Skillnaden är att den bygger på empiriska data som har en något högre intercept och flackare lutning. Detta innebär att aktier med låga betavärden, de som har lägre risk än marknaden, i genomsnitt får en högre avkastning än vad teoretisk SML ger, och omvänt att aktier med höga betavärden i genomsnitt får en lägre avkastning (Villadsen et al., 2017). Dessa studier har dock använt långa tidsserier och baserats på äldre data från den amerikanska

¹¹ För mer information om begreppen systematisk- och osystematisk risk se nedanstående avsnitten 0 och 2.18.

¹² Exempel på en studie som har behandlat vilka effekter detta ger är: Myers, S. C. & Turnbull, S. M. (1977). *Capital Budgeting and the Capital Asset Pricing Model: Good News and Bad News*. The Journal of Finance.

¹³ Exempel på studier som har behandlat detta är: Black, Jensen & Scholes (1972). The capital asset pricing model: some empirical tests, from studies in the theory of capital markets och Fama & MacBeth (1973) *Risk, Return and Equilibrium: Empirical Tests*.

marknaden. Det finns i dagsläget inga motsvarande studier för den svenska aktiemarknaden.

Över åren har det gjorts försök att justera CAPM. Dessa justeringar har inneburit olika avsteg från den ursprungliga CAPM-formeln på så sätt att parametrar och eller variabler lagts till eller dragits ifrån. Ett sådant exempel är att för vissa verksamheter göra avsteg från grundansatsen i CAPM genom att lägga till en särskild riskpremie. Tillägget används för att fånga upp eventuella risker som inte är systematiska och som därmed inte fångas av betavärdet. Normala risker ersätts genom aktiemarknadsrisken (betavärdet) och motiverar därför inte en särskild riskpremie. Det är viktigt att veta vad det är för risk som eventuellt motiverar en extra ersättning. Skälet till detta är att det ska gå att fastställa att risken inte är systematisk och att den inte redan fångas upp i tillräcklig mån av aktiemarknadsrisken (betavärdet). Det finns inte någon särskild metod för skattning av en särskild riskpremie eller ens för de överväganden som ska göras vid en sådan skattning. I avsnittet 2.18 beskrivs E_i s syn på särskild riskpremie närmare.

De flesta marknadsaktörer anser CAPM är en rimlig modell för att beräkna kostnaden för eget kapital, även om de teoretiska antagandena som ligger till grund för CAPM aldrig uppnås exakt i praktiken och att modellen har vissa empiriska utmaningar (Villadsen et al., 2017). Detta stöds också av att CAPM är den mest använda modellen för att bedöma kostnaden för eget kapital, både på kapitalmarknaden men också i regleringssammanhang (Bruner et al. 1998; CEER, 2017). Att modellen används i så hög utsträckning beror till stor del på att den är enkel att förstå (krav på avkastning ökar med ökad risk) och att den utgår ifrån en teoretisk grund.

De data som behövs för att skatta kostnaden för eget kapital med hjälp av CAPM är också allmänt tillgängliga till låg kostnad vilket innebär att beräkningarna är relativt enkla att göra. I praktiken kan det vara svårt att bedöma hur parametervärden, som den riskfria räntan och aktiemarknadens riskpremium, ska bestämmas för användning i CAPM. Det finns inte någon erkänd metod som anses vara den bästa för att bestämma parametervärden. Resultatet kan bli att olika aktörer får olika utfall.

Discounted Cash Flow Models

Andra metoder för att uppskatta kostnaden för eget kapital är att utifrån tillgänglig marknadsdata och priser på tillgångar beräkna en indirekt kostnad för eget kapital, en så kallad internränta¹⁴. Dessa metoder kallas ofta för Discounted Cash Flow Models (DCF-modeller) och försöker uppskatta kapitalkostnaden genom att analysera förväntade framtida kassaflöden i förhållande till dagens pris (EY, 2017 b). DCF-modeller utgår ifrån att det nuvarande priset är lika med summan av framtida kassaflöden som nuvärdesdiskonterats med en konstant diskonteringsränta. Kostnaden för eget kapital är enligt DCF-modeller den diskonteringsränta som gör att det nuvärdesdiskonterade kassaflödet är lika med det aktuella priset på tillgången.

¹⁴ Internränta är den diskonteringsränta som gör att alla framtida kassaflöden omräknade till dagens penningvärde (nuvärdesberäknade) överensstämmer med tillgångens pris. Alternativt den diskonteringsränta som gör att nettonuvärdet på en investering är lika med noll.

Det finns flera DCF-modeller som går att använda för att analysera kostnaden för eget kapital. En frekvent förekommande DCF-modell är Dividend Discount Model (DDM), även benämnd Dividend Growth Model (DGM). DDM används av FERC för att reglera elnätverksamhet i USA. I DDM antas att företagets utdelning till aktieägarna är detsamma som kassaflödet. Utdelningen och därmed kassaflödet antas förändras konstant över tid. Mer avancerade DCF-modeller kan göras i flera steg och därmed fånga upp att utdelningen ändras över tid.

DDM utgår ifrån antagandet att priset på en tillgång är lika med nuvärdet av de förväntade kassaflödena aktieägare kommer att erhålla. I modellen beskrivs detta som nuvärdet av alla framtida aktieutdelningar. DDM kan därmed vara en lämplig metod för aktievärdering av bolag med en stabil utdelning. Modellen är dock mindre lämplig att använda vid värdering av företag som endast ger en liten del av sitt kassaflöde som utdelning, eller inte någon utdelning alls. Att göra en uppskattning om samtliga framtida utdelningar är väldigt svårt på förhand av flera anledningar. Det är bland annat svårt att uppskatta livslängden för ett företag, hur länge företaget kommer finnas till och generera utdelningar för aktieägarna. Denna osäkerhet vägs in i modellen genom att kassaflöden som sker nära i tiden får en större vikt på grund av diskonteringen. På samma sätt får utdelningar långt in i framtiden en mindre påverkan på dagens aktiepris, modellen utgår från att företag är eviga.

En annan svårighet är att parametrarna inte är konstanta över tiden. Detta blir problematiskt då modellen utgår ifrån konstanta förväntningar om framtiden. Det är svårt att göra en korrekt bedömning av tillväxttakten eftersom marknaden ständigt förändras. Förändrade tillväxtutsikter leder till förändringar i aktiepriset. Företagens risk är inte heller den konstant över tiden vilket gör att aktieägarnas avkastningskrav och därmed aktiepriset förändras. Även andra faktorer påverkar aktieägarnas avkastningskrav, exempelvis priset på alternativa investeringar såsom obligationer. Är obligationerna relativt billiga kommer fler investerare att vilja köpa dessa istället för aktierna, vilket leder till att avkastningskravet på aktier går upp (EY, 2017 b). För en djupare diskussion om potentiella utmaningar med att använda DCF-modeller, se exempelvis Villadsen et al. (2017).

Tillförlitligheten hos DDM, precis som hos CAPM, är beroende av:

- Om dess antaganden är giltiga
- Om den grundläggande nuvärdesformeln fungerar för tillgången, det vill säga om rätt modellspecifikation har identifierats
- Om förväntningarna på tillväxten i kassaflödena är korrekta.

Fördelarna med DDM är att metoden är framåtblickande och att det krävs färre antaganden än för CAPM. Modellen är dock väldigt känslig för antaganden om utvecklingen av framtida utdelning.

Det data som behövs för beräkningarna i DDM är till stor del allmänt tillgängliga till låg kostnad. Det är dock begränsad tillgänglighet till den långsiktiga prognostillväxten för utdelningar i Sverige¹⁵. Rent generellt är DCF-modellberäkningar

¹⁵ För stora noterade bolag finns treårsprognoser av god kvalitet, för mindre noterade bolag är prognoser ofta obefintliga eller av låg kvalitet. För onoterade bolag saknas offentliga prognoser.

relativt enkla. Modellerna är enkla att förstå då den förväntade avkastningen på en investering är lika med det förväntade beloppet av nuvarande inkomst, det vill säga nästa utdelning, och det förväntade kapitalvinstbeloppet, det vill säga tillväxten i aktiekursen baserad på det växande värdet av framtida utdelningar. Ett problem med DCF-modeller är hur utdelningstillväxten ska skattas, särskilt på lång sikt.

En annan svaghet med DCF-modellerna är att de inte nödvändigtvis ger konsekventa resultat, eftersom aktiekurserna tenderar att vara mer volatila än tillväxten¹⁶. Dessutom kan den "sanna" versionen av DCF-formeln för en tillgång snabbt förändras, baserat på förändringar i investerarnas förväntningar.

Arbitrage Pricing Theory

Trots att CAPM och DCF-modeller är vanligast vid beräkning av kostnaden för eget kapital för reglerade monopol kan även Arbitrage Pricing Theory (APT) användas för beräkning av kostnader för eget kapital (Villadsen et al., 2017).

APT tar sin utgångspunkt i att fler än en riskfaktor påverkar en investerares avkastningskrav och att tillgångar ska prissättas utifrån arbitrage-teori. Det innebär att APT utgår ifrån antagandet att investerare kommer att prissätta tillgångar så att arbitrage inte är möjligt i jämvikt. Arbitrage innebär att det inte ska vara möjligt att erhålla en högre avkastning än den riskfria räntan på en investering där ingen risk finns. I nedanstående exempel beskrivs innebörden av arbitrage-teori mer ingående.

Exempel på arbitrage-teori

Antag exempelvis att två tillgångar som endast är känsliga mot en riskfaktor och att de har samma påverkan av den specifika faktorn. Skulle priset på tillgångarna skilja sig från varandra skulle det finnas möjlighet för investeraren att göra riskfria vinster. Genom försäljning av tillgången med högt pris och köp av tillgången med lägre pris kommer investeraren att gå med vinst oavsett utveckling på marknaden, förutsatt att tillgångarna påverkas lika av den specifika faktorn och inte något ifrån övriga faktorer.

Arbitragemöjligheten kommer göra att efterfrågan på den relativt billiga tillgången ökar och därmed driver upp priset, medan det omvända sker för den dyrare tillgången. Detta sker tills det inte längre finns möjlighet till riskfria vinster.

Enligt APT kan det finnas flera faktorer som påverkar den förväntade avkastningen på en investering, och investeringar kommer sannolikt att ha olika känslighet för varje faktor. Modellmässigt säger APT att den förväntade avkastningen på en investering ges av:

¹⁶ DCF-modeller med flera steg tenderar att dämpa effekten av förändringar i de grundläggande modellparametrarna jämfört med DDM. Till exempel antas den långsiktiga tillväxttakten i flerstegs DCF-modeller ofta vara lika med prognostiserad bruttonationaltillväxt. Användningen av bruttonationaltillväxttakten medför att minskningen av uppskattningarna i förhållande till DDM ökar när kortsiktig tillväxtökning är större än bruttonationaltillväxttakten och vice versa. Detta gör att kostnaden för kapitaluppskattningar från flerstegs DCF-modeller är stabilare än de från DDM.

$RE = RF + B_1 (D_1) + B_2 (D_2) + B_3 (D_3) + \dots$, där

- RE = avkastningskrav/kostnad för eget kapital
- RF = riskfri ränta
- B = tillgångens känslighet till den specifika faktorn
- D = riskpremien som är associerad till den specifika faktorn

Modellens grundläggande föreställning är att det finns arbitragemöjligheter om en investering inte prissätts enligt denna formel.

En utmaning med APT är att teorin inte anger hur många faktorer som påverkar den förväntade avkastningen eller vilka dessa faktorer är. Ett undantag är Fama-Frenchs trefaktormodell, som är den kanske mest välkända och vanligaste av APT-modellerna.

Fama-Frenchs trefaktormodell

Fama-Frenchs trefaktormodell togs ursprungligen fram i början av 1990-talet och den bygger i likhet med andra ATP-modeller på att mer än en riskfaktor spelar roll för vilken avkastning investerare kräver på sitt kapital. Modellen använder sig av tre riskpremier. Förutom den riskpremie för systematisk risk, som också finns med i CAPM, finns en riskpremie för bolag med lågt börsvärde (företagsstorlek) och en riskpremie för bolag med en liten kvot mellan börsvärde och bokfört värde av eget kapital (book-to-market-kvot). Hur känsligt ett företag är mot de extra riskpremierna mäts med "beta-storlek" och "beta-värde". På samma sätt som "beta" i CAPM fångar upp känsligheten mot systematisk risk ska dessa fånga upp känsligheten mot företagsstorlek och book-to-market-kvot. Det är företagets känslighet mot alla tre faktorerna som avgör hur hög avkastningen förväntas bli.

En av orsakerna till att Fama-Frenchs trefaktormodellen togs fram var att dess upphovsmakare försökte hitta en bättre förklaringsmodell än CAPM, som hade fått viss kritik för sin relativt svaga empiriska styrka. Grundtanken bakom modellen var att betavärdet i CAPM inte klarade av att förklara värdeutvecklingen för olika tillgångar rent empiriskt och att det då måste finnas fler förklaringsvariabler som kan läggas till för att förbättra förklaringsgraden. Fama-Frenchs trefaktormodell var ganska kontroversiell när den först togs fram, delvis för att man traditionellt i nationalekonomi utvecklar modeller genom att först utveckla en teoretisk modell som testas empiriskt och inte tvärtom, så som var fallet med Fama-Frenchs trefaktormodell (Koller, Goedhart & Wessels, 2010; Villadsen et al., 2017).

Kritiker har framfört att modellen är ett exempel på "data-mining", det vill säga att om man söker tillräckligt länge kommer man att hitta faktorer som ger statistiskt signifikanta skillnader i genomsnittlig avkastning. Utifrån detta har det diskuterats huruvida företagsstorlek och en kvot mellan börsvärde och bokfört värde av eget kapital verkligen är ett bra estimat för risk. Ett annat problem är att studier indikerar att riskfaktorerna tycks vara landspecifika. Det innebär att om modellen ska användas i ett annat land än i USA, där den togs fram kan landspecifika riskfaktorer behöva utvärderas. En annan mer generell risk med multifaktormodeller är att de förklarande variablerna kan korrelera med varandra eller påverka varandra. Det leder till att det inte går att hålla isär effekterna på avkastningskravet, vilket ställer höga krav på modellspecifikationen. Slutligen har

Fama-Frenchs trefaktormodell kritiserats för att utesluta andra faktorer som ytterligare förklarar variationen i inhemsk och internationell avkastning.

Fama-Frenchs trefaktormodell har bidragit till att bättre förstå hur sambandet mellan risk och avkastning hör ihop, bland annat att det kan finnas mer än den systematiska risken som investerare blir kompenserade för. Den har använts i praktiken, men inte ofta, för att beräkna kostnader för eget kapital. De försök som har gjorts för att använda modellen i regleringssammanhang har dock stött på problem. Den australienska tillsynsmyndigheten för elnätsverksamhet har bland annat försökt att använda modellen för att bestämma avkastningskravet på eget kapital. Det första problemet med modellen har varit att faktorens betavärden ibland har varit instabila när de beräknas för enskilda tillgångar eller portföljer av aktier i snävt definierade branscher. De har historiskt fluktuerat mer än betavärdet i CAPM. Det är intuitivt svårt att förstå varför betavärdena är volatila när affärsrisker i företag eller bransch är stabila. Ett annat problem med modellen är det inte heller är helt lätt att se vilka risker som faktorerna faktiskt mäter. Ur ett regleringsperspektiv är det bekymmersamt med en modell som använder förklaringsvariabler som inte säkert mäter den risk som regleringen är tänkt att ge kompensation för (Villadsen et al., 2017).

2.9 Ei föreslår att CAPM ska användas för att bestämma kostnaderna för eget kapital

För närvarande används CAPM som en modell för att bestämma avkastningen för eget kapital i svensk elnätsreglering. Det finns dock andra modeller som kan användas för att fastställa kostnader för eget kapital i reglerade verksamheter. Dessa modeller har både för- och nackdelar i förhållande till CAPM.

DCF-modellerna utgår från dagens aktiepris men kräver många antaganden om framtida tillväxtmöjligheter och utgår ifrån en relativt oföränderlig marknad. Det är en vanlig metod bland placerare på aktiemarknaden och används även i vissa regulatoriska sammanhang. Ett problem med metoden är att de inte nödvändigtvis ger konsekventa resultat då aktiekurser ofta varierar mer än tillväxten, vilket tyder på att förväntningarna om framtiden hela tiden förändras. Ett annat problem är att metoden kräver att det finns jämförbara noterade bolag som har en långsiktig utdelningspolicy och att det finns en tydlig riktlinje för hur tillväxtmöjligheterna ser ut. I den svenska elnätsmarknaden är det få företag som är noterade och information saknas om eventuell utdelningspolicy. Det är därför inte lämpligt att utforma ett regulatoriskt avkastningskrav utifrån en DCF-modell.

APT-modellerna har en stark teoretisk grund och en potential att kunna ge en utförligare bild av investerares avkastningskrav då fler riskfaktorer inkluderas i bedömningen. För APT-modeller finns det dock ingen tydlig standard för vilka riskfaktorer som ska inkluderas eller hur de ska vägas in i bedömningen. Det är inte heller vanligt att multifaktormodeller används i regulatoriska sammanhang. För ett reglerat elnätsföretag finns det i regel ingen självklar logisk koppling mellan verksamhetens risk och de extra riskfaktorerna, utöver systematisk risk, som APT-modeller beräknar. Sammantaget är det därför inte lämpligt att utforma ett regulatoriskt avkastningskrav utifrån sådana modeller.

CAPM är den modell som används mest frekvent bland andra europeiska reglermyndigheter. CAPM är också mest använt bland företag och investerare för att beräkna kostnader för eget kapital.

CAPM står på en teoretiskt stadig grund men har haft problem att fungera i en del empiriska studier, där tillgångar med lågt betavärde gett en högre avkastning än beräknat och tillgångar med höga betavärden gett en lägre avkastning än beräknat. Detta tyder på att det kan finnas någon mer faktor än systematisk risk som investerare baserar sina beslut på. Att byta från CAPM till någon alternativ modell innebär dock att byta de utmaningar som finns i CAPM mot de utmaningar och uppenbara nackdelar som finns med de alternativa modellerna och som beskrivits ovan. Ingen av de identifierade alternativa modellerna kan därför anses vara bättre lämpad för att bestämma kostnader för eget kapital i den svenska elnätsregleringen. Precis som med WACC-metoden finns det också ur en stabilitetsaspekt ett starkt värde i att behålla en modell som redan används, som är allmänt accepterad och som är en ekonomiskt vedertagen modell. Dessutom är det en klar fördel att CAPM-modellen beaktar ett företags operationella och finansiella risker på ett relativt enkelt sätt och att parametervärden kan jämföras med andra bolag och branscher.

Avslutningsvis kan också nämnas att de dialogmöten med marknadsaktörer och representanter från akademien som Ei har haft inom ramen för detta uppdrag stärker den bild som redovisats ovan. Marknadsaktörerna framhäver att CAPM är en fungerande modell för ändamålet. Representanter från akademien bekräftar att det finns ett antal konkurrerande modeller men att det ur deras synvinkel inte finns något att vinna med att byta ifrån den modell som används i dag. Ei anser därför att CAPM även i framtiden ska användas för att fastställa kostnaden för eget kapital inom ramen för WACC-metoden.

2.10 Övergripande beskrivning av den WACC-metod med CAPM-modell som Ei föreslår

I detta avsnitt görs en övergripande beskrivning av den WACC-metod med CAPM-modell som Ei föreslår ska användas.

De huvudsakliga parametrar som ingår i den WACC-metod som Ei föreslår ska användas är:

- 1) kapitalstruktur (skuldandel),
- 2) betavärden,
- 3) riskfri ränta,
- 4) kreditriskpremie och
- 5) aktiemarknadsriskpremie.

Vid beräkning med WACC-metoden föreslås följande uttryck.

$WACC = RD(1-T) \times (D/(D+E)) + RE \times (E/(D+E))$, där

- RD = kostnad för lånat kapital
- RE = kostnad för eget kapital efter skatt (skattas via CAPM, se nedan)

- T = skattesats
- D = företagets finansiella skulder
- E = företagets eget kapital.

CAPM ger följande: $RE = RF + \beta_e (RM - RF)$, där

- RE = kostnad för eget kapital
- RF = riskfri ränta
- RM = förväntad avkastning på aktiemarknadsindex
- β_e = betavärde, "equity" beta.

2.11 Grundläggande utgångspunkter vid bedömning av parametrar i WACC

Ett av syftena med den svenska elnätsregleringen är att den så långt som möjligt ska spegla de förhållanden på kapitalmarknaderna som råder under aktuell tillsynsperiod justerat till den risknivå som svenska elnätsföretag har vid investeringsbeslut. Följande frågor behöver därför besvaras.

- Varför är det centralt att avkastningen i möjligaste mån ska avspegla de förhållanden som råder på kapitalmarknaden under aktuell tillsynsperiod justerat till den risknivå som svenska elnätsföretag uppvisar?
- Är det lämpligt att avkastningen varierar mellan tillsynsperioderna och i så fall i vilken utsträckning?
- Finns det anledning att tillmäta faktorer som stabilitet, långsiktighet och förutsägbarhet om faktisk avkastning långt in i framtiden större betydelse?
- Hur förhåller sig det finansiella tidsperspektivet mot investeringens tidshorisont och har det någon betydelse när kalkylräntan ska bestämmas?

2.11.1 Avkastningen ska spegla aktuella förhållanden på kapitalmarknaden justerat till den risknivå som svenska elnätsföretag har

Som nämnts ovan i avsnitt 2.7 föreslår Ei att WACC-metoden ska användas vid beräkning av den reglerade kalkylräntan. Av detta följer att metodvalet i sig är en ansats att efterlikna marknadsmässiga förhållanden eftersom ett av syftena med regleringen är att skapa liknande incitament som på den öppna kapitalmarknaden justerat till den risknivå som svenska elnätsföretag har.

Det är lämpligt att ta hänsyn till vad som är vedertaget bland marknadens aktörer för att kalkylräntan ska efterlikna marknadsmässiga förhållanden, justerat till den risknivå som svenska elnätsföretag har. Om elnätsinvesteringar skulle gynnas genom orimligt hög avkastning sker det på bekostnad av investeringar i andra tillgångar. Eftersom det i samhället bara finns en begränsad mängd kapital skulle investeringar i elnätsverksamhet till en "konstgjord" hög ränta påverka samhällets samlade välfärd genom felaktiga eller snedvridna investeringsincitament. Detta innebär i förlängningen att samhällets resurser inte kommer att användas på det mest samhällsekonomiskt effektiva sättet och att samhällets samlade välstånd blir lägre än optimalt.

2.11.2 Det är acceptabelt med variationer i avkastningen

Regleringen av elnätsföretagens intäktsramar gäller för perioder om fyra år enligt nuvarande regelverk. Vart fjärde år ska en ny kalkylränta fastställas. Ei:s bedömning är därför att kalkylränta i möjligaste mån ska spegla en marknads-mässig kalkylränta för de år som omfattar tillsynsperioden. Detta är också Ei:s ståndpunkt i de domstolsprocesser som pågår.

Elnätsföretagen har i domstolsprocesserna i stället hävdat att det långsiktiga perspektivet är av yttersta vikt då investeringar i elnät avser tillgångar med minst 40 års livslängd. De anser därför att kalkylränta ska fastställas med ett långt framåtblickande perspektiv, där mycket långsiktiga ränteprognoiser används som underlag. Detta motiveras med att kalkylränta över tiden då blir stabilare med mindre variationer och att detta krävs för att investeringar ska göras.

Ei menar att det perspektiv som elnätsföretagen förespråkar leder till att elnätsföretagen får en för hög kalkylränta när marknadsräntan är låg och en för låg kalkylränta vid höga marknadsräntor. Effekten blir att felaktiga incitament uppstår för investeringar, då det ges incitament att överinvestera när kalkylräntan är hög i förhållande till marknadsräntan och vice versa. Detta medför att elnätsföretagen kommer att gå i otakt med den övriga ekonomin i samhället, vilket motverkas om den regulatoriska kalkylräntan tillåts variera med marknadsräntans utveckling.

I pågående domstolsprocesser om kalkylräntan för tillsynsperioden 2016–2019 har förvaltningsrätten valt att ta fasta på argumentationen om långsiktighet och stabilitet. Ei menar dock att det i sammanhanget är viktigt att ta hänsyn till att en ny intäktsram och kalkylränta ska fastställas vart fjärde år, när en ny tillsynsperiod startar. Det innebär att kalkylräntan kommer att anpassas till rådande marknadsförutsättningar för den nya tillsynsperioden. Effekten av detta är att kalkylräntan möjligen kan variera mellan tillsynsperioderna, men det medför samtidigt också en större likhet med marknadens verkliga förutsättningar.

2.11.3 Långsiktiga investeringsbeslut baseras på val av löptid på underliggande tillgång

Avsikten med införandet av förhandsregleringen var att öka förutsägbarheten för elnätsföretagen och dess kunder (prop. 2008/09:141). Regleringen av elnätsföretagens intäkter syftar till att verksamheten ska bedrivas effektivt till låga kostnader så att kunden får betala ett skäligt pris för nättjänsten. Vidare ska regleringen bidra till att ge nätkunderna en långsiktig leveranssäkerhet och att elnätsföretagen får stabila och långsiktiga villkor för sin verksamhet.

Ytterligare ett mål med regleringen är att den ska understödja utvecklingen av en väl fungerande elmarknad (prop. 2008/09:141). De tariffer eller modeller som fastställs i förväg ska utformas så att nödvändiga investeringar i näten kan göras på ett sätt som gör det möjligt att säkra nätens funktion (elmarknadsdirektivet artikel 37.6.a).

Elnätsföretagen har förespråkat att den riskfria räntan som används i kalkylräntan ska fastställas utifrån en bedömd långsiktig genomsnittlig räntenivå. Detta metodval avviker starkt från den konkurrensutsatta marknadens sätt att fastställa avkastningskrav vid långsiktiga investeringar och leder till felaktiga incitament vid

investeringsbeslut. Det skulle därmed komma i konflikt med kravet på att regleringen ska understödja utvecklingen av en väl fungerande elmarknad. Ei menar därför att den kalkylränta som fastställs, enbart ska spegla de förutsättningar som råder under den aktuella tillsynsperioden. Ei:s uppfattning är vidare att ett långsiktigt tidsperspektiv tillämpas om en tioårig statsobligation är den underliggande tillgången vid estimering av exempelvis den riskfria räntan, en uppfattning som stöds av vedertaget bruk på den konkurrensutsatta marknaden.

När det gäller den riskfria räntan har förvaltningsrätten, för tillsynsperioden 2016–2019, bedömt att tioåriga svenska statsobligationer är lämpliga som underliggande tillgång. Detta val motiverades med bristande likviditet för den enda trettioåriga svenska statsobligation som fanns tillgänglig¹⁷. För att hantera denna svårighet har förvaltningsrätten valt att lägga till en löptidspremie för att efterlikna räntenivån för en trettioårig statsobligation. Förvaltningsrätten har vidare fastslagit att metoden för att fastställa räntenivån för tioåriga statsobligationer ska bygga på Konjunkturinstitutets (KI) nioåriga prognoser och scenarier för den tioåriga statsobligationsräntan. Med detta metodval har förvaltningsrätten justerat upp marknadsnoteringen för tioåriga statsobligationer i två steg. Som ett första steg har räntenivån bestämts utifrån KI:s nioåriga prognos och scenario samt i ett andra steg har att en löptidspremie tillförts.

Ei kan konstatera att detta metodval avviker starkt från den konkurrensutsatta marknadens sätt att fastställa avkastningskrav vid långsiktiga investeringar, där valet av underliggande ränteinstrument i sig speglar det långsiktiga perspektivet. Långsiktiga investeringsbeslut sker genom val av löptid på underliggande tillgång där den aktuella räntenoteringen är vägledande. Att bestämma den svenska tioåriga statsobligationsräntan utifrån KI:s nioåriga prognoser och scenarier medför att den estimerade räntan kommer nära jämviktsräntan, vilket kan leda till svaga eller felaktiga incitament vid elnätsföretagens investeringsbeslut. Att därutöver försöka efterlikna räntenivån för en trettioårig statsobligation genom att lägga till en löptidspremie medför att den estimerade räntenivån i ännu större utsträckning kommer att divergera från den långa marknadsräntans verkliga utveckling. I sammanhanget ska också noteras att statsobligationer med trettioårig löptid har emitterats i mycket liten omfattning och därför har en svag eller obefintlig likviditet. Det kan i sig vara ett av motiven till att långsiktiga investerare på den konkurrensutsatta marknaden föredrar den tioåriga statsobligationen som underliggande tillgång vid estimering av den riskfria räntan.

Samtidigt kan det konstateras att regleringen av elnätsföretagen sker för fyraårsperioder. För tillsynsperioden 2016–2019 gjorde Ei bedömningen att det inte var möjligt att efterlikna den konkurrensutsatta marknadens beslutsmodell fullt ut. Ei menade därför att det var lämpligt att den riskfria räntan fastställdes utifrån prognoser och scenarier¹⁸ för den aktuella tillsynsperioden. En möjlig utveckling för kommande tillsynsperioder är att slutligen fastställa kalkylräntan vid tillsynsperiodens slut baserad på faktiskt utfall för de parametrar där det är

¹⁷ Det finns för närvarande endast en svensk statsobligation som emitterats på 30 år. Kvarvarande löptid är 22 år då den emitterades 2009.

¹⁸ Se avsnittet 2.12 för en beskrivning av skillnaden mellan prognoser och scenarier.

möjligt. Det innebär då att den angivna kalkylräntan vid tillsynsperiodens ingång kan fungera som en prognos.

Om kalkylräntan bestäms utifrån en bedömning för tillsynsperioden innebär det att den kommer att spegla de faktiska avkastningskraven under tillsynsperioden. Sker inte det är risken att avkastningen inom elnätssektorn i vissa fall kommer att gå i otakt med ekonomin i övrigt och att det ger felaktiga incitament till elnätsföretagen när de ska fatta sina investeringsbeslut. För att säkerställa att elnätsföretagen inte blir systematiskt felkompenserade är det därför nödvändigt med vissa fluktuationer av kalkylräntan mellan tillsynsperioder beroende på ränteläget som då speglar den konkurrensutsatta marknadens villkor. Ei anser att en tioårig statsobligation ger ett långsiktigt perspektiv utifrån de aktuella förhållanden som råder på kapitalmarknaden. Långsiktigheten ligger då i att den riskfria räntan baseras på en tioårig statsobligationsränta, som är en vedertagen underliggande tillgång vid långsiktiga investeringsbeslut.

Begreppen stabilitet och långsiktighet överlappar varandra. Den investerare som vill minska risken och därmed öka stabiliteten kommer att föredra investeringar av mer långsiktig karaktär där avkastningen tenderar att fluktuera mindre. Detta får anses överensstämma med lagstiftningens avsikt och även elnätsföretagens förväntningar. Förutsättningen för att långsiktigt stabila förhållande ska råda är också att elnätsverksamhet bedrivs med låga risker. Detta sker främst genom att uppkomna kostnader inom beslutad intäktsram kan tas ut från kundkollektivet. Risken för ett eventuellt bortfall av efterfrågan är mycket begränsad eftersom nätkunderna inte kan välja en alternativ leverantör av nättjänsten. Efterfrågan påverkas därför i mycket liten omfattning och intäkterna blir därmed mycket stabila.

Svängningar i den ekonomiska konjunkturen har därför en mycket liten påverkan på elnätsföretagens risksituation. Vid en konjunkturedgång blir dessutom vanligen marknadsräntorna lägre vilket ger möjligheter till fördelaktiga finansieringsmöjligheter för den långsiktiga investeraren. Ei menar därför att det inte finns generella behov av att bestämma kalkylräntan med hänsyn till förväntade konjunktursvängningar.

Kravet på stabiliteten och långsiktighet kan inte innebära en fast nivå på avkastningen, då marknaden slutligen bestämmer utvecklingen för både korta och långa räntor. Ekonomisk reglering i en marknadsekonomi kan därför aldrig betyda att en bestämd nivå på kalkylräntan i det närmaste ska garanteras, men genom val av underliggande ränteinstrument med lång löptid vid fastställande av den riskfria räntan kan avkastningen bli relativt långsiktigt stabil. För den reglerade parten medför det en god förutsägbarhet.

2.11.4 Hur ser finansiellt tidsperspektiv ut jämfört mot investeringens tidshorisont och vad har det för betydelse?

Vid investeringsbeslut är det vanligt att den faktiska finansieringens tidsperspektiv inte korrelerar exakt med investeringens ekonomiska livslängd. Vanligen är investeringsperspektivet betydligt kortare. Vid riktigt långsiktiga investeringar är en tioårig räntebindningstid att betrakta som mycket lång, mer vanlig är därför en femårig eller kortare räntebindningstid. När avkastningskravet på en långsiktig

investering ska bedömas används däremot vanligen en tioårig statsobligation vid estimering av avkastningskravet, vilket i praktiken innebär ett visst handlingsutrymme vid val av finansiering. Det är dock viktigt att ta hänsyn till att valet av underliggande ränteinstrument medför en räntenivå som i sig speglar den långsiktighet som erfordras. Ei menar därför att förvaltningsrättens dom för tillsynsperioden 2016–2019 ger en konstlat hög räntenivå, speciellt med tanke på hur den riskfria räntan fastställdes. Att fastställa den riskfria räntan genom långsiktiga prognoser för svenska tioåriga statsobligationer avviker från vad som är vedertaget på den konkurrensutsatta marknaden.

2.12 Riskfri ränta

Med riskfri ränta avses den förväntade avkastningen från investeringar i finansiella instrument som saknar risk. I verkligheten finns det inga investeringar som är helt riskfria. Statspapper utgivna av finansiellt starka länder och som handlas fritt på marknaden brukar dock betecknas ha noll marknadsrisk¹⁹ och likviditetsrisk²⁰. Det är därför vedertaget att statspapper, till exempel statsobligationer, används för att bedöma den riskfria räntan (The Independent Regulators Group (IRG), 2007; PTS, 2016).

Parametern riskfria ränta har stor betydelse när kalkylräntan bestäms. Detta är också den parameter som domstolsprocesserna angående kalkylräntan till övervägande del har handlat om.

Vanligast är att kalkylräntan används för att bestämma ett så kallat nuvärde och därför används vid diskontering av framtida kassaflöden, vilket sker vid investeringskalkylering och företagsvärdering. Det är också denna typ av situationer som vanligen presenteras i litteratur om hur kalkylräntan används och bestäms. När man ska göra en samlad värdering av framtida kassaflöden är det logiskt att välja en tidshorisont som motsvarar kassaflödenas varaktighet (duration).

I elnätsregleringen representerar kalkylräntan en rimlig avkastning på ett på förhand bestämt kapital, kapitalbasen, som behövs för att bedriva elnätsverksamheten²¹. Det går att visa att en kalkylränta som uppdateras med ny marknadsinformation bidrar till ett mer stabilt finansiellt värde på kapitalbasen än en kalkylränta som inte tar hänsyn till faktisk marknadsutveckling, se även sida 16–17 i EY (2017, b) för ett mer exempel. Eftersom den riskfria räntan har betydande påverkan på kalkylräntans nivå bör tillsynsperiodens tidshorisont avgöra hur parametern riskfri ränta i kalkylräntan ska fastställas.

Som tidigare nämnts är det mycket vanligt att statsobligationer används som underliggande tillgång när den riskfria räntan ska uppskattas. För att uppskatta den riskfria räntan behöver även val av obligation med lämplig löptid, metod för medelvärdesbildning och mätperiodens längd väljas. Ei:s förslag för hur dessa metodval ska regleras beskrivs nedan.

¹⁹ Förändringar i marknadsränta.

²⁰ Risk för att inte kunna sälja finansiella instrument med kort varsel.

²¹ Det värdesäkrande synsättet har bland annat framförts av professor emeritus Stefan Yard i samband med inlämnade synpunkter på elnätsregleringen inom ramen för detta regeringsuppdrag.

2.12.1 Ei föreslår att tioåriga svenska statsobligationer ska användas som underliggande tillgång

Den riskfria räntan som används i CAPM ska i teorin spegla investeringens tidshorisont. En tillgångs investeringshorisont motsvarar den tid över vilken tillgången förväntas generera kassaflöden för investeraren. Denna period kan begränsas antingen av tillgångens ekonomiska livslängd eller av tidpunkten då investeraren planerar att avyttra tillgången. Den rekommenderade matchningen mellan kassaflödena och den riskfria räntan avser dessas duration, vilket inte exakt motsvarar löptiden eftersom durationen alltid är kortare än löptiden. Med duration i detta avseende menas den nuvärdsvägsda, genomsnittliga löptiden på kassaflödena från investeringen. Då diskonteringsräntan är högre än noll kommer kassaflöden som ligger längre fram i tiden att få lägre vikt än de i närtid. Detta beskrivs mer utförligt i EY (2017, b).

För merparten av elnätsföretagens anläggningar är den ekonomiska livslängden lång (40 år), men durationen för en elnätsinvestering är cirka 12–13 år. Att durationen är så mycket kortare än livslängden har ett samband med den reala linjära metoden i elnätsregleringen. Det är vanligt, och kan därför betraktas som vedertaget, att den riskfria räntan baseras på räntan på långa statsobligationer vid investeringar med lång tidshorisont. I praktiken finansieras inte långsiktiga investeringar med extremt lång räntebindning. En orsak till det är att marknaden inte erbjuder lån med så lång bindningstid. Istället är den vanligaste räntebindningstiden för infrastrukturinvesteringar 5–10 år. Dessutom är det i företagsvärdering avseende långsiktiga investeringar vanligast att använda en tioårig riskfri ränta som underliggande tillgång trots att exempelvis långa kassaflöden ska värderas (EY, 2017 b).

Elnätsföretagen har i domstolsprocesserna som berör tillsynsperioden 2016–2019 framfört att den underliggande tillgången bör baseras på trettioåriga statsobligationer. Elnätsföretagen har dock även accepterat användandet av tioåriga statsobligationer men då endast med villkoret att ett tillägg görs för en löptidspremie som i teorin ska motsvara skillnaden mellan trettio- och tioåriga statsobligationer (se nedanstående avsnitt för mer information om löptidspremie). Förvaltningsrätten fastslog i elnätsmålen 2016–2019 att tioåriga statsobligationer är lämpligare än trettioåriga statsobligationer, bland annat med hänvisning till dess likviditet. Förvaltningsrätten valde dock att lägga till en löptidspremie med syfte att komma närmare den trettioåriga statsobligationsräntan. Ei menar att detta metodval starkt avviker från vad som är vedertaget på marknaden vid beslut om långsiktiga investeringar samt att det leder till en kraftig överskattning av den riskfria räntan. Det är också en felaktig tidshorisont givet durationen.

Det ska också tilläggas att aktiemarknadsriskpremien i CAPM ofta är beräknad genom historisk aktieavkastning subtraherat med tioårig riskfri ränta. Om en underliggande tillgång med annan löptid än tioårig ränta används för den riskfria räntan innebär det att aktiemarknadsriskpremien behöver justeras (EY, 2017 b). Ytterligare ett skäl för valet av tioåriga statsobligationer som underliggande tillgång är att det ränteinstrumentet är det dominerande som används i sammanhang där WACC och CAPM tillämpas. Dessutom är det den vanligaste tillämpningen i europeisk el- och gasnätsreglering (CEER, 2017; EY, 2017 b).

När statsobligationer används som underliggande tillgång för beräkning av riskfri ränta är en fråga vilket eller vilka länders obligationer som ska användas. Det är viktigt att obligationerna representerar den svenska kontexten i vilken elnätsföretagen verkar. Den teori som finns inom området stödjer även detta resonemang (se bland annat Damodaran (2010) och Villadsen et al. (2017) för information).

Ei anser sammantaget att det är lämpligt att tioåriga svenska statsobligationer används som underliggande tillgång när den riskfria räntan bestäms.

2.12.2 Ingen löptidspremie bör läggas till

Som framkommit i föregående avsnitt har elnätsföretagen i processerna om kalkylräntan för tillsynsperiod 2016–2019 fått förvaltningsrättens stöd för att en löptidspremie ska läggas till den riskfria räntan. Motivet för domstolens beslut har varit att denna premie ska reflektera skillnaden mellan trettio- och tioårsräntan. Ei anser, till skillnad från domstolen, att det inte finns något behov av en löptidspremie.

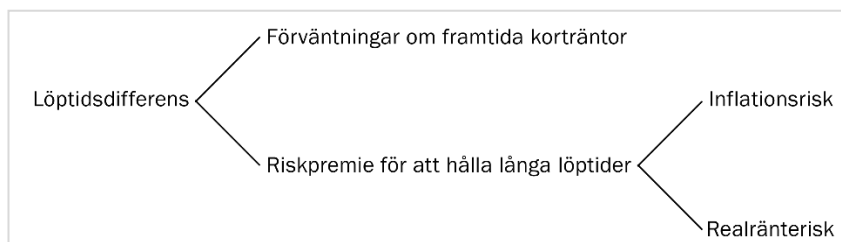
Metodiken att lägga till en löptidspremie bygger på att den riskfria räntan för längre löptider ofta är högre än för kortare löptider, särskilt om man befinner sig i ett lågränteläge och blickar framåt. Skillnaden brukar kallas löptidspremie. Enligt de teorier som finns på detta område består löptidspremien i huvudsak av två komponenter (EY, 2017 a och b). En beskrivning av teorierna framgår nedan och illustreras i Figur 1.

Den första komponenten är förväntningar om framtida korta räntor, då den långa räntan enligt förväntningshypotesen utgör någon form av genomsnitt av förväntade framtida korta räntor under motsvarande period (EY, 2017 a och b).

Den andra komponenten är en riskpremie för att investerare ska vilja använda en löptid som avviker från investerarens egen löptidspreferens. Värdet på en obligation är en funktion av dess i kronor fasta räntebetalning (kupong) och den aktuella marknadsräntan under återstående löptid. Risken för att marknadsräntan ändras, det vill säga stiger, i förhållande till vad den var vid investeringstidpunkten vill investeraren enligt teorin ha kompensation för i form av en premie²² (EY, 2017 a och b).

Riskpremien kan i sin tur delas in i risken för högre inflation än förväntat samt risken för högre realränta än förväntat (EY, 2017 a och b).

Figur 1 Komponenter för löptidsdifferens



Källa: EY (2017, b)

²² Om räntan stiger så sjunker värdet på obligationen.

Den nuvarande elnätsregleringen innebär att kalkylräntan är real och uppdateras inför varje tillsynsperiod, det vill säga vart fjärde år. Eftersom kalkylräntan är real och företagen får sin intäktsram uppräknad med inflationen finns inget behov av att kalkylräntan ska ersätta inflationsrisk. Eftersom kalkylräntan uppdateras vart fjärde år är realränterisken begränsad till fyra år vilket är en kortare period än vad som är inräknat i tioårsräntan. Dessutom kommer kalkylräntan under den nästkommande tillsynsperioden att bygga på de förväntade korträntor som reflekteras i en observerad löptidsdifferens mellan 10 och 30 år. Det finns således inget behov att kompensera för detta i förväg (EY, 2017 a och b).

Om de regulatoriska aspekterna ska vägas in i kalkylräntans parametrar bör alltså inte någon löptidsdifferens läggas till eftersom regleringen redan ersätter denna differens vad avser marknadsförväntningar, inflationsrisk och realränterisk (EY, 2017 a och b).

2.12.3 Vilket tidsperspektiv ska användas för att bedöma riskfri ränta?

Om svenska tioåriga statsobligationer ska användas som underliggande tillgång ger det upphov till frågeställningen vilket tidsperspektiv som ska användas för att bedöma den riskfria räntan. Med tidsperspektiv avses här den tidsrymd för vilken räntan ska uppskattas. Tänkbara tidsperspektiv är ett bakåtblickande och eller ett framåtblickande perspektiv. Frågan om vilket tidsperspektiv som ska användas har också fått stort utrymme i domstolsprocesserna om kalkylräntan.

Elnätsföretagens har i domstolsprocessen framfört att ett långt framåtblickande tidsperspektiv är viktigt för att uppnå stabilitet och långsiktighet. Därför menar elnätsföretagen att KI:s nioåriga prognos och scenario för den tioåriga statsobligationsräntan ska användas. Förvaltningsrätten har ställt sig bakom denna uppfattning i sin dom för tillsynsperioden 2016–2019. Ei har överklagat förvaltningsrättens beslut och menar att ett framåtblickande tidsperspektiv på nio år inte är lämpligt då denna typ av långa prognoser ger en räntenivå som kommer nära marknadens jämviktsränta. Det kan visserligen medföra en förhållandevis stabil räntenivå över tiden, men medför också att marknadsräntans variationer inte återspeglas i regleringen. Vid låg marknadsränta ger metoden en för hög kalkylräntan och vid hög marknadsränta ger den en för låg kalkylränta. Att använda denna typ av långa prognoser och scenarier leder därför till att kalkylräntan kommer att avvika för mycket från marknadsräntans faktiska utfall. Eftersom ett av syftena med regleringsmodellen är att efterlikna den konkurrens-utsatta marknaden är metoden inte lämplig. I detta sammanhang är det också viktigt att beakta att besluten om kalkylräntan endast avser en tillsynsperiod. Efter fyra år tas ett nytt beslut, vilket innebär att den reglerade kalkylräntan succesivt anpassas till marknadsutvecklingen.

Nedan redovisas och diskuteras fem olika tidsperspektiv för hur den riskfria räntan kan estimeras med tioåriga statsobligationer som underliggande tillgång.

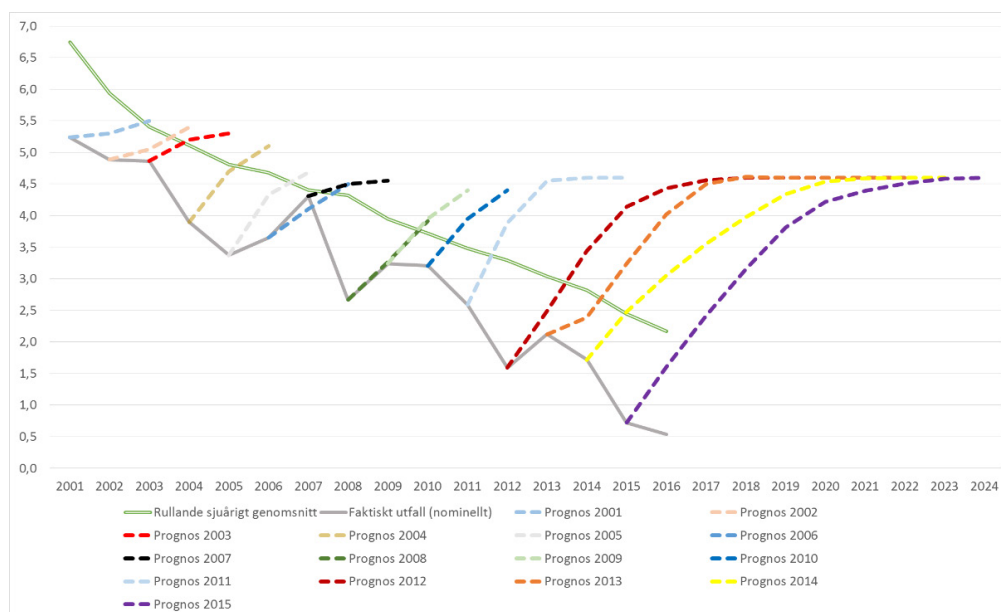
KI:s nioåriga prognos och scenario

KI:s nioåriga prognos och scenario bygger på bedömningar av prognosdata och ett förenklat scenario över den framtida ränteutvecklingen. De två första åren i KI:s bedömning är en prognos medan de resterande sju åren baseras på ett scenario. Med prognos avses ett försök att förutsäga den mest troliga utvecklingen för ett

antal variabler, inklusive konjunkturvariationer. Scenarierna å andra sidan bygger på ett antal centrala, men samtidigt förenklade, antaganden. Dessa antaganden innebär bland annat att de mål som anges i de finans- och penningpolitiska ramverken förutsätts uppfyllas under scenarioperioden trots att detta inte har varit fallet historiskt. Detta innebär att KI:s nioåriga prognos och scenario till största delen bygger på antaganden och inte på troliga prognoser av den framtida ränteutvecklingen.

Ei anser att KI:s nioåriga prognos och scenario i för stor utsträckning kommer att avvika från den reglerade periodens faktiska utfall. Det framgår också av Figur 2 att KI:s prognoser och scenarier har haft en mindre bra träffsäkerhet mot det faktiska utfallet i ett historiskt perspektiv, både på kort och lång sikt.

Figur 2 Tioårig statsobligationsränta (nominellt faktiskt utfall jämfört med KI:s prognos och scenario samt ett rullande sjuårigt genomsnitt)



Källa: EY (2017, b) och egen bearbetning av Ei

Som tidigare nämnts i avsnitt 2.11 är det viktigt att den metod som väljs för att uppskatta den riskfria räntan kommer så nära det faktiska utfallet för tillsynsperioden som möjligt. Det motiveras av att ett momentant synsätt är en av utgångspunkterna inom CAPM. Dessutom ger en långsiktig genomsnittlig metod, som i för stor utsträckning avviker från faktiskt utfall, felaktiga incitament för investeringar, se Figur 2. Om det faktiska utfallet är lägre än metodens utfall överkompenseras elnätsföretagen. Det leder till för höga nätavgifter för kunderna och för starka incitament att investera. Om det faktiska utfallet är högre än metodens utfall underkompenseras elnätsföretagen och det ger elnätsföretagen för starka incitament att begränsa investeringar, då dessa är värdeförstörande ur ett finansiellt perspektiv (EY, 2017 b).

Som tidigare nämnts går det att visa att det finansiella värdet på kapitalbasen är mer stabilt om kalkylräntan uppdateras med nya marknadsdata. Användning av prognoser och scenarier som ligger långt ifrån faktiska värden under tillsynsperioden riskerar att leda till felaktiga värderingar och därmed felaktiga investeringssignaler.

Momentant tidsperspektiv

Enligt WACC-metoden är det vedertaget att skatta den riskfria räntan vid det aktuella tillfället, det vill säga momentant. Enligt CAPM bedömer en investerare sitt avkastningskrav och därmed sin förväntade avkastning utifrån den marknadsinformation som finns vid investeringstidpunkten. Den riskfria räntan som gäller vid investeringstidpunkten är vad investeraren förväntas basera sitt beslut på (Brealey, Myers & Allen, 2011; Bruner et al., 1998). Detta gäller även vid långsiktiga investeringar (EY, 2017 b).

Ovanstående synsätt tillämpas både vid investeringsbedömningar och företagsvärderingar. Syftet med dessa bedömningar är att fastställa ett tidsvärde på framtida kassaflöden som bedöms uppkomma under tillgångens livslängd. Den underliggande tillgångens löptid speglar tidsperspektivet, men aktuell räntenivå hämtas momentant vid bedömningen enligt CAPM (EY, 2017 b).

I elnätsregleringen är det mindre lämpligt att endast använda marknadsdata som är aktuell vid beslutstidpunkten, för att fastställa den riskfria räntan som ska gälla för en fyraårsperiod. De förändringar av marknadsräntan som sker under tillsynsperioden kommer inte att fångas upp av marknadsdata för den tioåriga statsobligationen, om den hämtas vid en momentan tidpunkt. Regleringens syfte är främst att skapa förutsättningar som liknar de som företag i konkurrensutsatta sektorer möter. Detta kan ske genom att kalkylräntan i stället följer den faktiska marknadsräntan så långt som möjligt och om tidsperspektivet överensstämmer med den fyraåriga tillsynsperioden.

Ränteprognos och scenario för tillsynsperioden (fyra år)

Den riskfria räntan kan fastställas schablonmässigt med prognosdata för den kommande fyraåriga tillsynsperioden. Metoden tillämpades av Ei vid beslut om intäktsramar för 2016–2019 och innebär att tidsperspektivet är framåtblickande, men begränsas till den fyraåriga tillsynsperiodens längd. KI:s nioåriga prognos och scenario för svenska tioåriga statsobligationer användes som grund, men med begränsning till data för de kommande fyra åren.

Som framgår i Figur 2 följer KI:s historiska prognoser någorlunda det faktiska utfallet för svenska tioåriga statsobligationer, men på en högre nivå. Avvikelsen ökar dock markant om en längre prognosperiod väljs. En framåtblickande prognosperiod ska därför inte vara längre än tillsynsperiodens längd, eftersom tillsynsperioderna är fyraåriga och regleringens syfte är att efterlikna den konkurrensutsatta marknaden i så stor utsträckning som möjligt. De avvikelser som en fyraårig prognosperiod ger upphov till ger också felaktiga incitament vid investeringsbeslut, men i mindre omfattning jämfört med om en längre prognosperiod väljs. Att använda prognosdata för en fyraårsperiod har därför i grunden samma nackdelar som att använda prognosdata för till exempel en nioårig period. Inbyggt i prognosens data är att den rör sig mot jämviktsräntan, men med en kortare prognosperiod blir denna inverkan betydligt mindre. Om kalkylräntan ska fastställas med ett framåtblickande tidsperspektiv före tillsynsperioden och för hela tillsynsperioden måste dock prognosdata användas.

Historiskt genomsnitt

Den riskfria räntan kan även fastställas utifrån historiska data från svenska tioåriga statsobligationer, vilket innebär att tidsperspektivet blir bakåtblickande. Metoden

är vanligt förekommande vid reglering av europeiska elnäts-, gasnäts- och telekomföretag (CEER, 2017; EY, 2017 b).

En central frågeställning om denna metod väljs är hur många års data som ska ingå i underlaget (mätperiod). Mätperiodens medelvärde är 4,4 år bland de europeiska tillsynsmyndigheter (elnät) som använder historiska data (CEER, 2017). I PTS reglering av det fasta och mobila nätet samt utsändningstjänster används en rullande sjuårig mätperiod (PTS, 2016; PTS, 2014; PTS, 2013). I PTS förslag till ny kalkylmodell för det fasta nätet föreslår att en rullande sjuårig mätperiod används, det vill säga samma metodval som i dagsläget använder för den riskfria räntan (PTS, 2017). Skälet till att PTS valt en sjuårig mätperiod är att periodens längd anses motsvara en konjunkturcykel.

KI anser att en konjunkturcykels längd är mellan tre och åtta år. Amerikansk forskning från National Bureau of Economic Research (NBER) har visat att under åren 1945–2009 var konjunkturcyklerna i genomsnitt fem till sju år. I den aktuella ekonomiska debatten framförs det för närvarande även uppfattningen att det i princip inte längre finns tydliga konjunktursvängningar. Dessa divergerande bedömningar visar på svårigheter med att bedöma en lämplig tidsperiod för återkommande variationer i ekonomin. Oavsett vilken mätperiod som väljs riskerar metoden att leda till betydande avvikelser i förhållande till den aktuella marknadsräntan. Samtidigt kan det konstateras att metoden är dominerande inom exempelvis västeuropeisk el- och gasnätsreglering, men att mätperiodens längd varierar mellan länderna (CEER, 2017).

Att bedöma den riskfria räntan genom historiska data ger enligt vissa aktörer en indikation på vad som kan utgöra en långsiktig framtida räntenivå. Motiveringen är att det historiska genomsnittet avspeglar normala förhållanden och att räntan på sikt tenderar att återgå till en mer normal nivå. Konsekvensen kan då bli att en mer utjämnad räntenivå uppnås, under förutsättning att en lämplig mätperiod kan fastställas. Den utvecklingen som skett under de senaste tio åren visar dock att det finns en svårighet med att bedöma konjunkturcyklernas längd.

En fördel med ett historiskt perspektiv är att metoden är transparent då verifierbara data används vid estimeringen. Samtidigt kan det konstateras att en viss eftersläpning kan uppstå, då räntan bestäms från historiska data, vilket kan förvränga incitamenten vid investeringsbeslut. Det kan till exempel innebära för starka incitament att investera om det historiska genomsnittet är högre än aktuell marknadsränta. Det finns även en risk för volatilitet till följd av större variationer mellan mätperioderna, vilket till viss del kan motverkas om ett rullande genomsnitt för en längre mätperiod tillämpas. Ei:s beräkningar med ett sjuårigt rullande medelvärde för tidsperioden 2001–2016 visar också att den uppskattade räntekurvan följer den svenska tioåriga statsobligationsräntas utfall någorlunda, men på en högre nivå (se Figur 2).

Ränteprognos och scenario inför tillsynsperioden som ersätts med faktiskt utfall

En vidareutveckling av den fyraåriga framåtblickande prognosmetod, som Ei använde vid besluten för intäktsramar 2016–2019, är uppdatera prognosen med faktiskt utfall. Det innebär att en marknadsmässig prognos för svenska tioåriga statsobligationer under tillsynsperioden, till exempel att KI:s prognos och scenario,

ersätts med det faktiska utfallet för svenska tioåriga statsobligationer under tillsynsperioden.

Det är av stor betydelse att den riskfria räntan kommer så nära det faktiska utfallet för svenska tioåriga statsobligationer som möjligt. Det stämmer överens med ett av syftena med elnätsregleringen som är att spegla aktuella förhållanden på kapitalmarknaderna, justerat till den risknivå som svenska elnätsföretag har. Detta tidsperspektiv stämmer överens med denna ansats och ger även korrektare incitament till investeringar jämfört med de andra tidsperspektiven som beskrivits ovan.

Den prognostiserade riskfria räntan som Ei beslutar före tillsynsperioden kommer främst att indikera en bedömd slutlig räntenivå. Vid beslutet om intäktsramar är det lämpligt att Ei även anger hur och när den riskfria räntan ska uppdateras. Elnätsföretagen får då under tillsynsperioden möjlighet att följa ränteutvecklingen för svenska tioåriga statsobligationer genom publika marknadsdata och kommer därför succesivt att kunna uppdatera sina egna prognoser. När Ei sedan slutligen fastställer den riskfria räntan kommer samma underlag att användas, vilket medför att metoden är transparent.

Det faktiska utfallet för den riskfria räntan kan bestå av årliga uppdateringar eller av ett medelvärde för hela tillsynsperioden. En årlig uppdatering innebär att elnätsföretagen kan stämma av den slutliga kalkylräntan varje år. Ett medelvärde för hela tillsynsperioden är mindre resurskrävande och stämmer överens med hur Ei föreslår att övriga parametrar i kalkylräntan ska bestämmas. Elnätsföretagen kommer samtidigt under hela tillsynsperioden att ha möjlighet att göra egna prognoser över hur den riskfria räntan utvecklas då historiska och aktuella marknadsdata är lätt tillgängliga. Det motiverar att den riskfria räntans faktiska utfall ska bestå av ett medelvärde för hela tillsynsperioden.

Ett medelvärde som beräknas är vanligen aritmetiskt eller geometriskt. Aritmetiskt medelvärde kallas ofta för medelvärde i dagligt tal och beräknas genom att summera alla mätvärden och sedan dividera summan med antalet mätvärden. Geometriskt medelvärde är en speciell form av medelvärde och används ofta för att beräkna medelvärdet för längre tidsserier, procentvärden, kvoter, index och tillväxttakt.

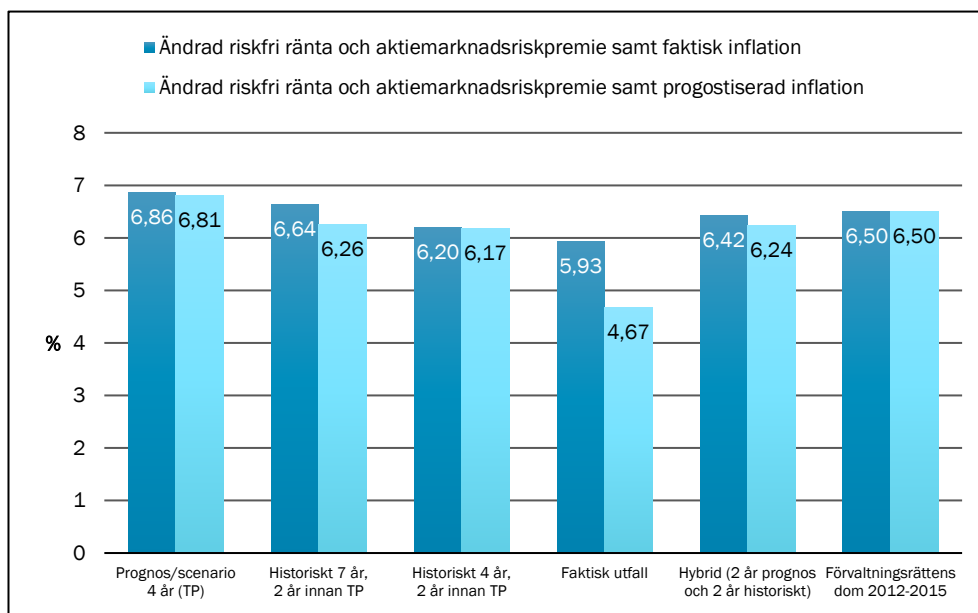
Vilka svenska statsobligationer som ska ligga till grund för det faktiska utfallet är också viktigt att tydliggöra för att elnätsföretagen ska få nödvändig information. Två alternativ är möjliga att använda. Det första alternativet är att observera ett enskilt obligationslån, där löptiden inte nödvändigtvis är exakt tio år. Det andra alternativet är att använda Riksbankens redovisade tioårsränta (SE GVB 10Y)²³, som härleds utifrån olika noterade instrument och som alltid ska ha tio års löptid. Att använda Riksbankens redovisade tioårsränta (SE GVB 10Y) kan vara att föredra eftersom genomsnittsbereäkningen då inte blir beroende av ett enskilt obligationslån.

²³ Aktuell räntenivå noteras varje bankdag och finns tillgänglig på Riksbankens webbsida.

2.12.4 Beräkningsexempel för olika metoder

I Figur 3 illustreras ett beräkningsexempel för att belysa skillnaderna i utfall mellan de olika ansatserna och tidsperspektiven som presenteras ovan²⁴. Utgångspunkten för exemplet är förvaltningsrättens domar i elnätsmålen för tillsynsperioden 2012–2015, det vill säga en real kalkylränta före skatt på 6,5 procent. I exemplet redovisas två alternativa sätt att fastställa den riskfria räntan och aktiemarknadsriskpremi²⁵, i förhållande till det som domstolen använt. Det första alternativet innebär att den riskfria räntan och aktiemarknadsriskpremi justeras beroende på tidsperspektiv och att parametervärdet för inflationen kvarstår oförändrat, det vill säga består av ett prognostiserat värde om 2 procent. I det andra alternativet används faktisk inflation.²⁶

Figur 3 Beräkningsexempel med utfall vid olika tidsperspektiv för riskfri ränta för tillsynsperioden 2012–2015²⁷



Källa: Konjunkturinstitutets webbsida, Riksbankens webbsida (b) och egen bearbetning av Ei

Exemplet ovan visar att faktiskt utfall ger den lägsta kalkylräntan, oavsett om inflationen är faktisk eller baseras på prognos, och att de båda historiska ansatserna (med fyra- och sjuårig historiska data) ger ett lägre värde än en fyraårig prognos och scenario. Att faktiskt utfall ger det lägsta värdet förklaras av att räntenivån under lång tid har varit fallande och att prognoserna som finns att tillgå visar en stigande nivå. Exemplet visar dock endast utfallet för åren 2012–2015. Med de marknadsförutsättningar som rått under 2016 och 2017 hade en metod med faktiskt utfall för den riskfria räntan tillsammans med Ei:s förslag för de övriga

²⁴ Ett antal metoder som inte har presenterats mer ingående i avsnittet ingår dock även i exemplet. Exempelvis ingår ett hybridalternativ där två års värden utgörs av både prognoser respektive historiska data.

²⁵ Aktiemarknadsriskpremi justeras för att sambandet mellan denna parameter och riskfri ränta inte ska brytas. Det innebär att totalavkastningen (summan av riskfri ränta och aktiemarknadsriskpremi) är lika stor i alla presenterade alternativ och därmed även lika med förvaltningsrättens dom för tillsynsperioden 2012–2015.

²⁶ Inflationen representeras i beräkningsexemplet av prognostiserade och faktiska värden för KPIF. I förvaltningsrättens dom har inte inflationen justerats till faktiska värden.

²⁷ I figuren står förkortningen TP för tillsynsperiod.

parametrarna i WACC-metoden vilket beskrivs närmare i avsnitten nedan, gett reala kalkylräntor före skatt på 2,03 procent för 2016 och 2,47 procent för 2017²⁸.

Den skillnaden som visas mellan ansatserna i exemplet ovan går inte att med säkerhet att säga att det också kommer bestå i framtiden. Däremot bör en metod med ett längre tidsperspektiv ge en för låg kalkylräntan när aktuella marknadsräntor är höga och vice versa.

2.12.5 Tidsprofil för kassaflöden påverkar kalkylräntan i mindre grad

Inom ramen för regeringsuppdraget har det framkommit synpunkter från i huvudsak de privatägda elnätsföretagen att ett kortare tidsperspektiv för den riskfria räntan kan leda till färre investeringar. Argumentationen baseras på att ett kortare tidsperspektiv för riskfri ränta kan leda till en mer varierad kalkylränta och därigenom en mer varierande intäktsram över flera tillsynsperioder. Det kan leda till mer varierande kassaflöden och ökad osäkerhet vilket kan skapa en större investeringsrisk och sämre kreditrating. En sämre rating leder till högre finansieringskostnad och därigenom färre investeringar. Denna beskrivning stämmer dock inte nödvändigtvis för flertalet av elnätsföretagen, som ägs av kommuner eller kommunägda bolag. För dessa elnätsföretag sker vanligen finansieringen via kommunkoncernen vars normalt höga rating kommer att avgöra kreditvillkoren.

En konsekvens av att använda en regulatorisk WACC där de ingående parametrarna uppdateras är att intäktsramen kan fluktuera. Detta innebär att elnätsföretagens förutsättningar mer kommer att likna den konkurrensutsatta marknadens villkor, samtidigt som elnätsföretagen har möjlighet att använda hela utrymmet i den beslutade intäktsramen. Ett av syftena med elnätsregleringen är att ge täckning för drift- och kapitalkostnader, vilket kan innebära att en intäktsram kan variera över tiden, och ändå ge incitament till investeringar. Avkastningskraven på både eget och lånat kapital samt kapitalstrukturen är ämnade att reflektera risken i elnätsverksamhet på ett marknadsmässigt sätt. Detta har även framförts ovan, exempelvis i avsnittet 2.11, och då med koppling till pågående domstolsprocesser inom området.

För att fastställa en investerings lönsamhet är det inom investeringskalkylering vanligt förekommande att besluten baseras på en nettonuvärdesberäkning. En investering är lönsam att genomföra om nettonuvärdet är större än det näst bästa alternativet, inklusive möjligheten att inte investera alls. Tidpunkterna för kassaflöden kan i detta sammanhang anses vara betydelselös för nettonuvärdesberäkningen, vilket går att påvisa genom ett förenklat exempel som Ei har tagit fram.

²⁸ Kalkylräntorna är baserade på förvaltningsrättens dom för tillsynsperioden 2016–2019. Riskfri ränta, aktiemarknadsriskpremie, särskild riskpremie och inflation har dock ändrats enligt Ei:s förslag till författningsreglering medan resterande parametrar i WACC-metoden har lämnats oförändrade. Riskfri ränta är baserad på det genomsnittliga faktiska utfallet för svenska tioåriga statsobligationer (SE GVB 10Y) under 2016 och 2017. Ei:s förslår ingen detaljreglering av aktiemarknadsriskpremien, men i detta exempel är den baserad på PwC:s riskpremiestudie för 2016 och 2017. En särskild riskpremie har inte inkluderats. Inflationen motsvarar det faktiska genomsnittliga utfallet för konsumentprisindex med fast bostadsränta (KPIF) under 2016 och 2017.

Exempel på olika kassaflöden i investeringsbedömning

Antag en grundinvesteringskostnad på 100 för var och en av två investeringar. Antag att dessa två investeringar förväntas att generera följande kassaflöden över tre års tid.

- Förväntad kassaflöde investering 1 = År 1: 0, År 2: 100, År 3: 100
- Förväntad kassaflöde investering 2 = År 1: 0, År 2: 195,24, År 3: 0

Antag en kalkylränta på 5 %. Nettonuvärdet (NNV) för ovanstående två investeringar är:

- $NNV \text{ investering 1} = ((0/(1+5\%)^1)+(100/(1+5\%)^2)+(100/(1+5\%)^3))-100=77,09$
- $NNV \text{ investering 2} = ((0/(1+5\%)^1)+(195,24/(1+5\%)^2)+(0/(1+5\%)^3))-100=77,09$

Båda ovanstående investeringar ger ett NNV om 77,09.

Ei:s tolkning är därför att aktörernas synpunkt snarare handlar om i vilken mån förändringar av kassaflöden kan påverka kalkylräntan.

I vilken mån en förändrad kreditrating kan påverka företagets kapitalkostnad beror till att börja med på hur stor andel lånat kapital företaget har och företagets räntebindningstid. Om en förändrad kreditrating har stor inverkan på företagets kapitalkostnad kan det signalera att företaget inte har en optimal skuldandel. När det gäller räntebindningstiden är den vanligaste tiden för infrastrukturinvesteringar fem till tio år (EY, 2014 a; EY, 2014 b; EY 2015). Därmed ger Ei:s förslag med tioårig räntebindning en betydligt bättre matchning jämfört med ett längre tidsperspektiv för kalkylräntan, exempelvis KI:s nioåriga prognos och scenario.

I detta sammanhang ska det även lyftas fram att kassaflödet enbart är en av flera parametrar som ligger till grund för vilken kreditrating som ett företag får. Vid bedömning av kreditrating ingår ofta även bedömningar av hur reglermodellen ser ut, kapitalomsättningsgrad, finansieringspolicy och strukturella överväganden. Det ska också noteras att de svenska elnätsföretagen till övervägande del är kommunägda och då inte är kreditratade alls, vilket även tidigare beskrivits i avsnittet 2.5.

2.12.6 Ei föreslår att riskfri ränta ska uppdateras med faktiskt utfall för svenska tioåriga statsobligationer efter tillsynsperiodens slut

Det är det vedertaget att statspapper, till exempel statsobligationer, används som underliggande tillgång för att bedöma den riskfria räntan. Vid beslut om långsiktiga investeringar är det vedertaget på marknaden att använda tioåriga statsobligationer. Vid investeringsbeslut är det även vanligt att den faktiska finansieringens tidsperspektiv inte korrelerar exakt med investeringens ekonomiska livslängd. Vanligen är investeringsperspektivet betydligt kortare. Vid riktigt långsiktiga investeringar är en tioårig räntebindningstid att betrakta som mycket lång, mer vanlig är därför en femårig eller kortare räntebindningstid. När avkastningskravet på en långsiktig investering ska bedömas används däremot vanligen en tioårig statsobligation vid estimering av avkastningskravet, vilket i praktiken innebär ett visst handlingsutrymme vid val av finansiering. Det är dock

viktigt att ta hänsyn till att valet av underliggande ränteinstrument medför en räntenivå som i sig speglar den långsiktighet som erfordras.

När statsobligationer används som underliggande tillgång för beräkning av riskfri ränta är en fråga vilket eller vilka länders obligationer som ska användas. Det är viktigt att obligationerna representerar den svenska kontexten i vilken elnätsföretagen verkar, vilket även överensstämmer med teorin inom området som tidigare redovisats i avsnitt 2.12.1. Ei:s förslag är därför att svenska tioåriga statsobligationer ska användas som underliggande tillgång vid estimering av den riskfria räntan.

När det gäller data från tioåriga svenska statsobligationer har två alternativ tidigare beskrivits. Det första alternativet är att observera ett enskilt obligationslån, där löptiden inte nödvändigtvis är exakt tio år. Det andra alternativet är att använda Riksbankens redovisade tioårsränta (SE GVB 10Y), som härleds utifrån olika noterade instrument och som alltid ska ha tio års löptid. Ei:s bedömning är att det sistnämnda alternativet är att föredra, detta för att konsekvent kunna använda samma löptid (tio år) vid framtida uppdatering av räntan. SE GBV 10Y noteras varje bankdag och finns tillgänglig på Riksbankens webbsida. Samtliga bankdagar som ingår i en tillsynsperiod föreslås därför ingå i genomsnittsberäkningen.

Det tidsperspektiv som ska användas för att beräkna den riskfria räntan ska möjliggöra att räntan kommer så nära den verkliga marknadsräntan som möjligt under den fyraåriga tillsynsperioden. Detta eftersom ett av elnätsregleringens syften är att spegla aktuella förhållanden på kapitalmarknaderna, justerat till den risknivå som svenska elnätsföretag har. Det metodval som bäst uppfyller dessa krav är *”ränteprognos och scenario inför tillsynsperioden som ersätts med faktiskt utfall”*.

Ei föreslår att prognosen för den riskfria räntan ska avse den aktuella tillsynsperioden och bygga på marknadsmässiga data för svenska tioåriga statsobligationer. Tidsperspektivet ska vara fyra år och framåtblickande. Prognosdata kan exempelvis hämtas från KI:s nioåriga prognos och scenario för tioåriga statsobligationer och avse de fyra år som tillsynsperioden täcker.

Ei föreslår att det faktiska utfallet för den riskfria räntan ska beräknas vid omprövningen efter tillsynsperioden utifrån en genomsnittlig årlig avkastning av tioåriga svenska statsobligationer (SE GVB 10Y) under tillsynsperioden. Den årliga avkastningen ska beräknas som ett aritmetiskt genomsnitt utifrån samtliga dagliga värden (bankdagar) under varje år i tillsynsperioden. Valet att använda aritmetiskt medelvärde motiveras av det har använts tidigare i elnätsregleringen för den riskfria räntan och att det är lämpligt att använda denna typ av medelvärde vid kortare tidsperioder.

Att ersätta prognoser med faktiskt utfall innebär att Ei frångår tidigare bedömningar av den riskfria räntan i Ei:s beslut om intäktsramar för 2016–2019. Det frångår även tidigare domar inom området. En motivering av varför det är nödvändigt presenteras nedan.

När tidsperspektivet bestäms ska tillsynsperiodens längd tillmätas stor betydelse. Eftersom den svenska regleringen är utformad så att ett nytt beslut om intäktsram

tas vart fjärde år, medför det att kalkylräntan bättre kan följa marknadsräntan när tidsperspektivet är detsamma som tillsynsperioden. Ei:s bedömning skiljer sig från elnätsföretagens uppfattning som menar att ett långt framåtblickande tids-perspektiv ska användas. Argumenten för detta är att man vill uppnå långsiktighet och stabilitet, en uppfattning som också förvaltningsrätten ställt sig bakom. Ei menar att ett långt framåtblickande perspektiv är ett direkt olämpligt metodval som inte uppfyller regleringens syften. Det kan bland annat leda till felaktiga incitament för investeringar. Metodvalet innebär också att elnätsföretagen kan få en kalkylränta som inte är rimlig i förhållande till den avkastning som kapitalmarknaden kan ge, justerat till den risknivå som svenska elnätsföretag har. Detta innebär att elnätsföretagen riskerar att överkompenseras på kundernas bekostnad.

Skillnaden mot den metod för riskfri ränta som användes för intäktsramsbesluten för perioden 2016–2019 är framförallt att ränteprognosen som lämnas vid tillsynsperiodens början föreslås uppdateras med faktiskt utfall. Förslaget att ersätta prognoser med faktiskt utfall innebär att den slutliga kalkylräntan inte är känd när intäktsramen för en ny tillsynsperiod beslutas. Så är det dock ofta när beslut fattas om en framtida period och det är också en anledning till att intäktsramarna alltid stäms av när en period är slut. I intäktsramsbesluten stäms exempelvis investeringar, utrangeringar och opåverkbara kostnader av när perioden är slut.

2.13 Skuldandel

En investering kan finansieras både med eget och med lånat kapital. Finansieringskostnaden bestäms av vilken avkastning som kapitalägaren kräver för att investera i nätverksamheten. Avkastningskravet på eget och lånat kapital kan därmed skilja sig åt.

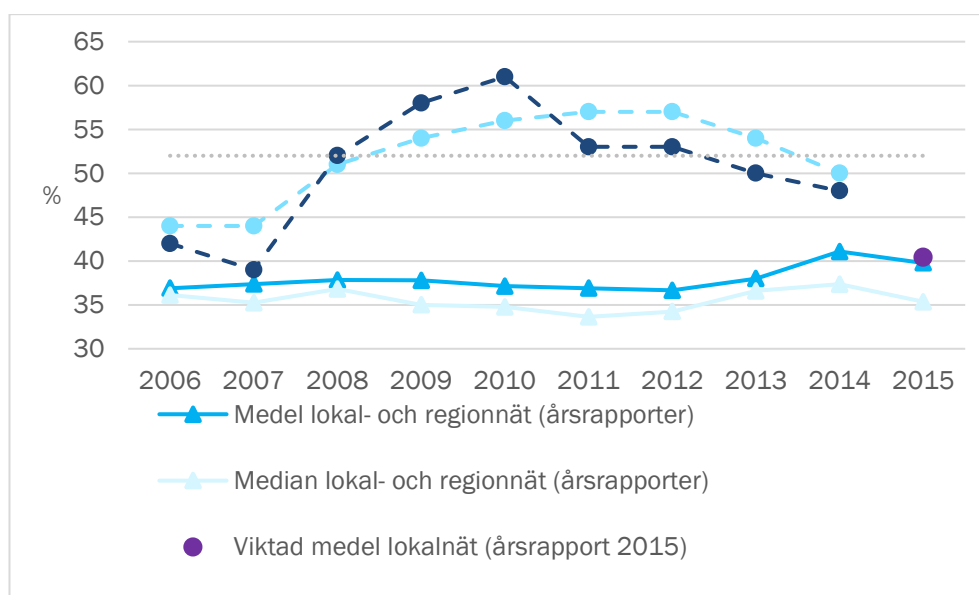
Skuldandelen, det vill säga andelen lånat kapital, är en central parameter när regulatorisk WACC ska beräknas. Företagens skuldandel kan beräknas på olika sätt och i den svenska elnätsregleringen bygger den i dag på antagandet om att elnätsföretagen strävar efter att ha en optimal kapitalstruktur. Elnätsföretagen antas med därför välja en skuldandel som minimerar företagets WACC. Eftersom ett företags kreditrisk i hög grad styrs av dess skuldandel går det inte att härleda den optimala skuldandelen genom att mekaniskt justera skuldandelen i avkastningskravet med syfte att nå lägsta möjliga WACC. Det innebär att man även måste justera kreditrisk-premien till en nivå som motsvarar antagen skuldandel eller kreditrating, något som kräver kunskaper om kreditmarknadens aktuella villkor.

Det finns tre metoder att använda vid beräkning av skuldandelen i en regulatorisk WACC enligt IRG (2007).

Den första metoden utgår från företagets bokförda värden av eget och lånat kapital eller den kvot mellan lånat och totalt kapital som kreditgivare kräver för att vara villiga att ge exempelvis ett lån.

Det går att beräkna elnätsföretagens skuldandel²⁹ utifrån de uppgifter som elnätsföretagen har lämnat i årsrapporter³⁰. I Figur 4 nedan jämförs dessa värden med den skuldandel som beräknats med utgångspunkt i jämförbara företags marknadsvärden³¹ och som legat till grund för den kalkylränta som fastställdes i besluten om intäktsramar för 2016–2019. Figuren visar att en beräkning som grundar sig på jämförbara företags marknadsvärden ger en högre skuldandel för perioden jämfört med en skuldandel som beräknats utifrån elnätsföretagens bokförda värden. Det ska dock noteras att det är en förhållandevis stor spridning av skuldandelen mellan elnätsföretagen, både bland företag med många uttagspunkter och de med ett färre antal. I Figur 5 redovisas denna spridning.

Figur 4 Historisk skuldandel utifrån elnätsföretagens årsrapporter jämfört med skuldandel som beräknats med utgångspunkt utifrån jämförbara företags marknadsvärden³²



Källa: Ei och EY (2015)

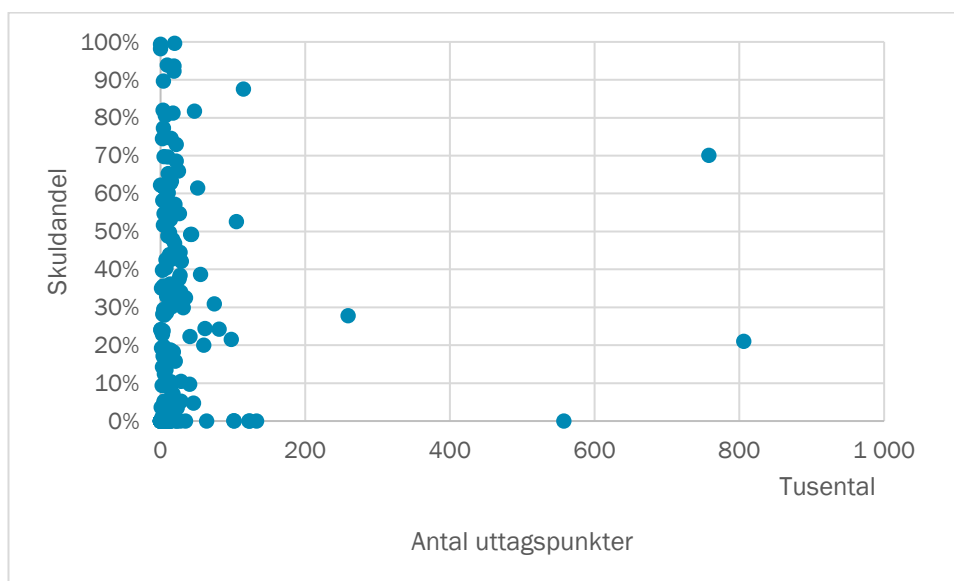
²⁹ Definierad som räntebärande skulder dividerat på sysselsatt kapital. Företag som har redovisat 0 tkr på räntebärande skulder eller sysselsatt kapital har exkluderats i exemplet, då det inte anses tillförlitligt och bidrar till att skuldandelen troligen blir för lågt redovisad.

³⁰ Ekonomiska och tekniska uppgifter om nätverksamheten som elnätsföretag årligen lämnar in till Ei.

³¹ Tillhör den tredje metoden och beskrivs mer ingående i löpande text.

³² Med "viktad medel lokalnät ..." menas att viktning har skett utifrån antalet abonnemang i uttagspunkt och rensning har även skett av extremvärden.

Figur 5 Skuldandelar utifrån elnätsföretagens årsrapport för 2015 fördelat på antalet uttagpunkter



Källa: Ei

Vid fastställande av skuldandelen är det svårt att utgå från kvoten mellan lånat och totalt kapital som kreditgivare kräver för att vara villiga att ge ett lån. Det beror på att en generell kvot kan vara svår att ta fram, då kvoterna ofta kan variera beroende på de enskilda kreditgivarnas riskaptit och krav på riskpremie.

Sammantaget är första metoden förhållandevis transparent och enkel. Metoden har dock ingen framåtblickande karaktär, reflekterar inte nödvändigtvis rättvisa värden³³, kan vara påverkad av redovisningsmässiga lagar och regler samt kan variera över tid och bland företagen. Ett flertal elnätsföretag ingår i koncerner där den optimala skuldandelen ofta styrs från moderbolaget. Dessutom är många elnätsföretag kommunägda och där består en majoritet av skulderna av lån från kommunkoncernen. Aktiekapitalet kommer för dessa företag också till övervägande del från kommunen eller kommunerna.

Den andra metoden för att bestämma skuldandelen utgår från marknadsvärden av eget och lånat kapital. Metoden kan på ett mer korrekt sätt spegla företagets värde av kapitalstrukturen jämfört med exempelvis bokförda värden. Däremot är marknadsvärden påverkade av marknadsfaktorer som volatilitet, investerarens förväntning och spekulation samt kan vara svåra att beräkna, särskilt för onoterade bolag.

Den tredje metoden för att bestämma skuldandelen utgår från en teoretisk optimal skuldandel. För onoterade företag, där en faktisk skuldandel inte är observerbar brukar ofta skuldandelen härledas från en grupp noterade jämförelsebolag med antagandet att dessa drivs rationellt och försöker uppnå en optimal kapitalstruktur. En utmaning med denna metod är att bedöma vilka jämförelsebolag som är relevanta att utgå från. Vid urvalet är det i första hand viktigt att ta hänsyn till att de jämförbara företagen ska ha samma eller liknande verksamhet, motsvarande risk och gärna liknande reglering som svenska elnätsföretag. Dessutom kräver metoden att de jämförbara företagen är noterade för att adekvata marknadsvärden

³³ Enligt flertalet teoretiker (se bland annat Villadsen et al., 2017) beror den finansiella risken på förändring av marknadsvärde, inte bokfört värde.

ska kunna tas fram. Med de urvalskriterier som Ei använde i besluten om intäktsramar för 2016–2019 ledde det till ett litet antal företag som fungerade som jämförelsebolag. Ofta kan fler jämförelsebolag i en analys leda till att underlaget förstärks, givet att det är rätt jämförelsebolag. Det betyder också att få jämförelsebolag inte nödvändigtvis ger ett sämre bedömningsunderlag om jämförelsebolagen uppfyller urvalskriterierna. I avsnittet 2.14 redogörs närmare för hur Ei ser på urvalskriterier för jämförelsebolag.

2.13.1 Domstolsprocesser där skuldandel ingått

I besluten om intäktsramar för elnätsföretagen för tillsynsperioden 2012–2015 fastställde Ei skuldandelen till 50 procent utifrån bokförda värden, vilket tillhör den första metoden som har beskrivits i avsnittet 2.13. Elnätsföretagen begärde att skuldandelen skulle fastställas utifrån marknadsvärden och inte från bokförda värden. Förvaltningsrätten gick på företagets linje, då de ansåg att marknadsvärden bättre mäter en optimal skuldandel (vilket är en förutsättning med WACC-metoden). Kammarrätten gjorde ingen annan bedömning än förvaltningsrätten i denna fråga. Det innebär att skuldandelen fastställdes till 37 procent, vilket var ett genomsnitt av två konsulter bedömning (EY och Grant Thornton). Båda konsulternas bedömning grundades på analyser utifrån internationella jämförelsebolags marknadsvärden där bolagens verksamheter inte enbart bestod av överföring av el. I underlaget ingick också konkurrensutsatta verksamheter. Konsulternas nivåer skiljde dock sig åt beroende på att de använde olika jämförelsebolag. Att ett genomsnitt användes innebar att vissa typer av bolag fick en orimligt hög vikt i medelvärdet, eftersom konsulterna delvis använde samma jämförelsebolag.

I besluten om intäktsramar för elnätsföretagen, för tillsynsperioden 2016–2019, fastställde Ei skuldandelen till 52 procent baserat på en optimal skuldandel framräknad utifrån europeiska jämförelsebolag verksamma inom enbart överföring av el. Elnätsföretagen har i sina överklaganden ansett att förvaltningsrättens bedömning för perioden 2012–2015 om en skuldandel på 37 procent fortfarande ska gälla. Förvaltningsrätten har i sina domar om intäktsramarna för perioden 2016–2019 fastslagit att den utredning som Ei presenterat, gällande vilka jämförelsebolag som ska användas, är tillräcklig för att göra en annan bedömning än vad domstolen gjorde i målen gällande den förra tillsynsperioden. Förvaltningsrätten fastslog därmed skuldandelen till 52 procent. Domarna har överklagats och kammarrätten har ännu inte tagit ställning till frågan om prövningstillstånd.

2.13.2 Internationella erfarenheter av att fastställa skuldandel

I CEER:s rapport (2017) framgår det att de europeiska tillsynsmyndigheterna använder två olika metoder för att bestämma skuldandelen. De två metoderna är relativt jämnt fördelade mellan tillsynsmyndigheterna. Den första metoden är att beräkna den observerade skuldandelen utifrån marknadsvärden hos de företag som ska regleras. Det andra metoden är att räkna fram en teoretisk optimal skuldandel, vilket kan göras exempelvis från en analys av jämförelsebolag. Av de europeiska länderna är det endast Danmarks tillsynsmyndighet som i lag reglerat skuldandelen. Denna reglering är dock endast gjord för gasnätsföretagen och inte elnätsföretagen (CEER, 2017). I den danska lagstiftningen är skuldandelen reglerad till 70 procent, för gasnätsföretag som överför gas via distributionsledningar.

2.13.3 Fastställande av skuldandel i PTS reglering av det fasta och mobila nätet samt för utsändningstjänster

Vid beräkning av WACC för det mobila och fasta nätet samt för utsändningstjänster har PTS fastställt skuldandelarna utifrån en teoretisk optimal skuldandel. För det mobila och fasta nätet har den beräknats genom ett femårigt genomsnitt av jämförelsebolagens marknadsvärden medan ett viktat medelvärde över jämförelsebolagen marknadsvärden har använts för utsändningstjänster. För det mobila nätet resulterade det i en skuldandel på 32 procent, för det fasta nätet på 40 procent och för utsändningstjänster på 38 procent (PTS, 2016; PTS, 2014; PTS, 2013).

I PTS förslag till ny kalkylmodell för det fasta nätet föreslår de samma metodval som de i dagsläget använder för det fasta nätet för att bestämma skuldandelen. Det innebär en skuldandel på 37 procent. Skillnaden i nivå jämfört med vad de använder i dag för det fasta nätet beror bland annat på att en annan mätperiod används (PTS, 2017).

2.13.4 Ei föreslår att skuldandelen ska bestämmas utifrån en analys av jämförbara bolags marknadsvärden över en tioårig historisk period

Jämfört mot bokförda värden kan marknadsvärden för eget och lånat kapital på ett bättre sätt spegla företagets värde. Marknadsvärden är därför att föredra. Få svenska elnätsföretag är dock noterade vilket innebär det inte finns någon marknadsvärdering att tillgå. Ei föreslår därför att skuldandelen ska bestämmas utifrån en analys av jämförbara bolag. Det går i linje med antagandet i WACC-metoden om optimal skuldandel, då det antas att dessa bolag drivs rationellt och försöker uppnå en optimal skuldandel. Att räkna fram en teoretisk optimal skuldandel utifrån en marknadsanalys, där exempelvis jämförelsebolag ingår, är även vanligt förekommande bland europeiska tillsynsmyndigheter. Ei har även använt denna metod vid fastställande av intäktsram för 2016–2019 för elnätsföretag och 2015–2018 för gasnätsföretag.

Eftersom Ei:s förslag till metodval för skuldandelen definieras utifrån marknadsvärden på skulder och eget kapital kommer i praktiken en konstant skuld i kronor eller annan valuta att resultera i en skuldandel som varierar med företagets aktiekurs. På grund av aktiekursfluktuationerna är det fördelaktigt att utgå från olika historiska tidpunkter snarare än en enstaka tidpunkt för att undvika att få en missvisande bild. Ei föreslår att den historiska tidsperioden ska omfatta data från tio historiska år, två år före tillsynsperioden. En tioårig mätperiod anses motiverat då det är en hanterbar mängd data och att Förvaltningsrätten inte hade några invändningar mot denna mätperiod för tillsynsperioden 2016–2019.

Skuldandelen kan beräknas på olika sätt. Även om beräkningarna eller definitionen av poster som ingår i beräkningarna inte har ifrågasatts historiskt av varken elnätsföretag eller domstol kan det vara en fördel att tydliggöra, i exempelvis en förordning. Skälet till det är att det inte ska råda några osäkerheter kring vilken beräkning och vilka poster som ska användas i beräkningen. Den formel som Ei tidigare har använt för att beräkna skuldandelen för jämförelsebolagen är följande:

Skuldandel = Finansiell nettoskuld / (Finansiell nettoskuld + Börsvärde)

Ei:s analys visar att det inte finns några andra formler för beräkning av skuldandelen som är mer lämpliga än denna. Ei föreslår därför att ovan redovisad formel ska användas även i fortsättningen för att beräkna skuldandelen.

2.14 Urvalskriterier för jämförelsebolag

Som beskrivits i ovanstående avsnitt anser Ei att jämförelsebolag ska ligga till grund för hur skuldandelen beräknas. I nedanstående avsnitt (se 2.16 och 2.17) föreslår Ei att jämförelsebolag även ska ligga till grund för bestämmandet av tillgångsbeta och kreditriskpremie. För att det ska bli konsekvent föreslår Ei att samma jämförelsebolag ska användas när dessa parametrar fastställs.

Det finns utmaningar med att ta fram och välja ut lämpliga jämförelsebolag, exempelvis vilka kriterier som ska gälla vid urval. De kriterier som Ei tidigare har utgått ifrån vid urvalet har varit följande:

- 1 Huvudsaklig affärsverksamhet är överföring av el (det vill säga intäkter är till övervägande del föremål för offentlig reglering och verksamheten är kapitalintensiv).
- 2 Bolagen ska vara noterade på en europeisk handelsplats.
- 3 Bolagen ska ha sitt säte i Europa.

Ei anser att ovanstående urvalskriterier är rimliga och att dessa ska regleras för att det inte ska råda någon osäkerhet om hur jämförelsebolag ska tas fram och väljas ut. Urvalskriterierna får anses rimliga eftersom de jämförbara bolagen verkar i en likartad miljö, det vill säga de är inte konkurrensutsatta och bedriver en likartad verksamhet. Dessutom kräver en del av de metoder som Ei föreslår ska gälla vid bedömning av avkastningens nivå att bolagen är noterade, vilket få av de svenska elnätsföretagen i dag är.

Det ska dock framhållas att ovanstående kriterier i dagsläget leder till ett litet antal bolag. Detta är en utmaning då fler jämförelsebolag i en analys ofta innebär att underlaget förstärks. Det är dock inte säkert att färre jämförelsebolag per automatik ger en felaktig bedömning. Sammantaget är det en avvägning mellan att fastställa lämpliga urvalskriterier och att få ett tillräckligt antal observationer för att analysen ska bli statistiskt signifikant. Att lätta på urvalskriterierna, exempelvis genom att inkludera bolag som har helt andra förutsättningar än svenska elnätsföretag, och därigenom få fler observationer ger däremot ett avsevärt sämre underlag än de urvalskriterier som Ei föreslår ovan.

2.15 Aktiemarknadsriskpremie

Aktiemarknadsriskpremien uttrycker den extra avkastning som en investerare kräver på aktiemarknaden för risken att investera i aktier jämfört med riskfria tillgångar (Goetzmann & Ibbotson, 2006).

En grundsten i modern portföljteori är att investeringar med högre risk ska generera högre förväntad avkastning än säkra investeringar eftersom investerare antas vara motvilliga att ta risker. Detta innebär att en förväntad avkastning på investeringar kan ses som summan av den riskfria räntan och riskpremien. Det råder dock olika uppfattningar såväl inom teorin som i den praktiska

tillämpningen om hur risken med investeringar ska mätas och hur riskmätningen ska omvandlas till en förväntad avkastning (Damodaran, 2009; Oyefeso, 2006).

Flertalet forskare (se bland annat Koller, Goedhart & Wessels, 2010 och Villadsen et al., 2017) anser att det inte går att korrekt skatta aktiemarknadsriskpremien. Det finns flera olika metoder på marknaden för att fastställa premien och de kan ge olika utfall. Det är med andra ord en bedömningsfråga från fall till fall och det går därmed att argumentera för olika nivåer (Villadsen et al., 2017; Brealey, Myers & Allen, 2011; Damodaran, 2009; Mehra & Prescott, 1985). Det går därför att hävda att det inte finns en allmänt accepterad metod för att korrekt skatta aktiemarknadsriskpremien (Voss, 2011). Att det råder brist på samsyn kring hur aktiemarknadsriskpremien ska fastställas kan förklaras av att marknadsinformationen är volatil och att förväntningar inte kan observeras utan bara uppskattas (Villadsen et al., 2017; Oyefeso, 2006). Det går därför inte att observera en faktisk aktiemarknadsriskpremie under en viss period, till skillnad mot riskfri ränta där detta är möjligt givet vissa antaganden.

Fram till och med 1980 fanns det i huvudsak endast en metod som marknadsaktörer använde för att uppskatta aktiemarknadsriskpremien. Denna metod var, enligt Villadsen et al. (2017) och IRG (2007), det aritmetiska historiska medelvärdet mellan skillnaden på historisk avkastning på aktier och riskfri ränta.

I dag anser flertalet teoretiker och marknadsaktörer att det finns tre eller fyra vedertagna metoder som går att använda för att fastställa aktiemarknadsriskpremien (Villadsen et al., 2017; Damodaran, 2009; EY, 2014 b; EY, 2015; PTS, 2016; IRG, 2007; Sörensson, 2011). Dessa metoder beskrivs mer ingående nedan.

Vid estimering av aktiemarknadsriskpremien i regleringssammanhang anser Villadsen et al. (2017) att det är viktigt att metoden är repetitiv, förståelig och konsekvent. Det innebär att det är önskvärt att metoden bygger på faktiska verifierbara värden och är lätt att förstå. Dessutom är det önskvärt att metoden är kopplad till bedömningen av riskfri ränta och att metoden som används inte förändras mellan åren utan relevanta skäl (Villadsen et al., 2017).

Oavsett vilken metod som väljs för att estimeras aktiemarknadsriskpremien råder det en debatt kring hur ett genomsnitt ska beräknas på lämpligast sätt. Ett genomsnitt kan i huvudsak beräknas geometriskt eller aritmetiskt. I avsnitt 2.12.3 förklarades dessa två typer av medelvärden. Det finns i dag ingen samsyn kring vilken av dessa medelvärden som är mest lämpad för att beräkna aktiemarknadsriskpremien. Om aktiemarknadsriskpremien ska beräknas för en viss begränsad period är det vanligt att ett aritmetiskt medelvärde används. Om premien däremot ska användas för längre perioders kassaflöden är det vanligare att använda ett geometriskt medelvärde. Detta beror bland annat på att det aritmetiska medelvärdet innehåller standardfel³⁴ och att värdet tenderar att bli för högt om det används för en längre period (Koller, Goedhart & Wessels, 2010).

³⁴ Varje skattning har en osäkerhet, vilket kan mätas med standardfel. Standardfelet beror på spridningen av data och antal observationer.

2.15.1 Historisk och justerad historisk utveckling

En metod för att estimeras aktiemarknadsriskpremien bygger på kvantitativa studier av historisk avkastning på aktier. Beroende på tidsserie, medelvärdesbildning och aktiemarknadsindex, som den historiska dataserien innehåller kan metoden ge ett rimligt resultat. Metoden bygger på faktiska verifierbara värden som innebär att marknadsaktörer ofta tycker att den är förutsägbar och transparent. Historiska värden är dock inte alltid representativa för den tidsperiod som värdet är avsett att tillämpas på. Exempelvis hävdar en del aktörer att avkastningen på senare tid är mer relevant att använda som mått på framtida avkastning eftersom ekonomin och kapitalmarknaden ständigt utvecklas. Dessutom kan den historiska tidsserien ha präglats av händelser som inte med säkerhet kommer att upprepas i framtiden. Det historiska värdet kan därför justeras för att hantera historiska händelser som troligtvis inte förväntas att upprepas. Det går även att argumentera för att andra faktorer såsom bland annat större möjlighet i dag för investerare att diversifiera och förbättrad reglering kan motivera en justering av historiska värden (IRG, 2007). Att justera det historiska värdet kan ibland även betecknas vara en egen metod.

Som nämnts ovan går åsikterna isär kring vilken tidsserie som är mest lämplig att utgå ifrån. Koller, Goedhart & Wessels (2010) anser att en längre tidsserie ska användas om aktiemarknadsriskpremien är stabil över tid. Mer data tenderar att minska skattningsfel eftersom det finns en risk att avkastningen över en kortare tidsperiod kan ge alltför volatila värden. För att testa om aktiemarknadsriskpremien har varit stabil över tid och att det inte finns en märkbar trend, exempelvis långsiktig ökning, analyserade Koller, Goedhart & Wessels (2010) den amerikanska marknaden över de senaste 108 åren. I analysen kunde Koller, Goedhart & Wessels (2010) inte finna någon märkbar trend. Koller, Goedhart & Wessels (2010) rekommenderar därför att en så lång tidsserie som möjligt ska användas. Villadsen et al., (2017) delar denna uppfattning.

När det gäller val av aktiemarknadsindex förekommer det även en debatt om utgångspunkten ska vara ett brett globalt index eller om ett mer lokalt eller regionalt index ska användas. Ett brett globalt index kan motiveras av att investerare teoretiskt sett kan investera var som helst i världen. I praktiken tenderar dock en del investerare att investera närmare sin hemmamarknad. Skälet till det kan exempelvis vara att det kan vara svårare att helt förstå utländska marknader, exempelvis på grund språkbarriärer, och att investeringsrisken och den politiska risken inte är helt känd. Dessutom kan investerare vara oroad för risker som valutakursförändringar medför. Detta tyder på att kapitalmarknaden inte är fullt integrerad och att det finns en regional segmentering. Det kan därför vara rimligt att använda ett mer begränsat aktiemarknadsindex för att beräkna aktiemarknadsriskpremien (Villadsen et al., 2017). Som nämnts i avsnitt 2.5.1 är svenska elnätsföretag till övervägande del kommunägda, vilket kan tala för att ett lokalt eller regionalt index ska användas.

Genom åren har ett antal forskare och kreditinstitut gjort olika kvantitativa studier av historisk avkastning på aktier för att härleda aktiemarknadsriskpremien, både globalt och nationellt. I sammanhanget kan exempelvis nämnas Duff & Phelps (tidigare Ibbotson), Credit Suisse, Damodaran, Ridder & Vinell, Frennberg & Hansson, Sörensson samt Dimson, Marsh & Staunton. Resultaten från dessa

studier skiljer sig alla åt beroende på val av tidsserie, medelvärdesbildning och aktiemarknadsindex.

2.15.2 Intervju-/enkätundersökning

Metoden med intervju-/enkätundersökningar innebär ofta kvalitativa analyser kring investerarens eller företagsledares förväntningar om aktuell eller framtida avkastning på aktier. Metoden kan anses vara av framåtblickande karaktär (Pöyry Management Consulting & Menon Economics, 2017).

Det finns dock en del utmaningar som behöver övervinnas för att inte resultatet från intervju/enkätundersökningar ska bli godtyckligt. Det finns en känslighet för vilka respondenter som ingår i urvalet och hur frågorna är formulerade. Dessutom tenderar respondenter att tänka på historien snarare än framtiden när de svarar. Slutligen finns det inget krav på att respondenternas svar ska stödjas på något särskilt underlag, exempelvis marknadsinformation eller vetenskapliga studier (IRG, 2007; Villadsen et al., 2017).

En allmänt känd intervju-/enkätundersökning av aktiemarknadsriskpremien på den svenska marknaden är den årliga marknadsriskpremiestudie som konsultföretaget PwC genomför. Sörensson (2011) menar att PwC:s studie är vanligaste stödet bland marknadsaktörer för att bilda sig en uppfattning om nivån på aktiemarknadsriskpremien på den svenska aktiemarknaden. PwC:s undersökningar baseras på svenska aktörers³⁵ aktuella uppfattningar om storleken på aktiemarknadsriskpremien (PwC, 2017). Den senaste PwC-studien från mars 2017 visade på en aktiemarknadsriskpremie på den svenska aktiemarknaden om 6,5 procent.

2.15.3 Implicit prissättning/metod

Implicit prissättning innebär att det görs kvantitativa studier av nuvarande marknadsdata och priser på handlade tillgångar. Metoden kan anses vara av framåtblickande karaktär, då den är marknadsdriven och inte kräver tillgång till historiska data (Pöyry Management Consulting & Menon Economics, 2017). Det kan dock finnas en svårighet att få tillgång till tillförlitliga data över vilka vinstförväntningar som faktiskt finns på marknaden, vilket medför att det estimerade värdet kan bli volatilt och osäkert. Några andra svårigheter med metoden är att utreda vilken ansats³⁶ och tillvägagångssätt³⁷ samt vilka data³⁸ som är bäst lämpade för implicit prissättningsmetod för svenska förhållanden. Slutligen utgår metoden ifrån att marknaden är effektiv och korrekt värderad, vilket inte alltid är fallet (IRG, 2007).

Som nämnts ovan beräknar Damodaran aktiemarknadsriskpremier för olika marknader. Bland annat beräknar Damodaran en global, implicit aktiemarknadsriskpremie som är baserad på den amerikanska marknaden. För 2016 har Damodaran beräknat den implicita aktiemarknadsriskpremien för den

³⁵ Aktörer som arbetar med aktieförvaltning, transaktionsrådgivning samt investeringar och värdering av svenska aktier (PwC, 2017).

³⁶ Med ansats menas till exempel val av Dividend Discount Model eller Residual Income Model (Schröder, 2007).

³⁷ Med tillvägagångssätt menas till exempel "top-down" eller "bottom-up" (Sörensson, 2011).

³⁸ Med data menas exempelvis val av aktiemarknadsindex och mått för tillväxt.

amerikanska marknaden till 5,69 procent. Damodaran beräknar olika landsrisker (korrigeringsfaktorer) för att reflektera den specifika landsrisken i varje land. Med korrigeringsfaktorerna går det därför att beräkna aktiemarknadsriskpremien för i princip vilket land som helst i världen. Korrigeringsfaktorn för Sverige har Damodaran beräknat till 0,02 procentenheter, vilket innebär att den implicita aktiemarknadsriskpremien för Sverige är 5,71 procent för 2016 (Damodarans webbsida).

2.15.4 Balanserad metod

En balanserad metod innebär en kombination av de metoder som har beskrivits ovan (historisk metod, intervju/enkätundersökning och implicit prissättning). Den balanserade metoden innebär att en sammanvägd bedömning görs, för att balansera upp metodernas enskilda för- och nackdelar (IRG, 2007). En balanserad metod kan exempelvis göras genom att använda viktade medelvärden. Utmaningen i att använda denna metod är att hitta rätt vikter.

2.15.5 Sambandet mellan riskfri ränta och aktiemarknadsriskpremien påverkar bedömningen av aktiemarknadsriskpremien

I CAPM-modellen finns det en stark koppling mellan riskfri ränta och aktiemarknadsriskpremien. Sambandet består av att aktiemarknadsriskpremien härleds från den totala avkastningen som ska minskas med den riskfria räntan för att få korrekt nivå på aktiemarknadsriskpremien. Aktiemarknadsriskpremien bör därför fastställas och uppdateras med hänsyn till hur den riskfria räntan fastställs och uppdateras. Det innebär exempelvis att om historiska data används för att fastställa den riskfria räntan kan även historiska data användas för att fastställa aktiemarknadsriskpremien (EY, 2017 b). Om den riskfria räntan därefter uppdateras med aktuella data bör även aktiemarknadsriskpremien uppdateras med data från dessa årtal. Alternativt är det lämpligt att använda den implicita metoden eller intervju-/enkätmetoden om aktiemarknadsriskpremien ska fastställas i efterhand, i likhet med den riskfria räntan.

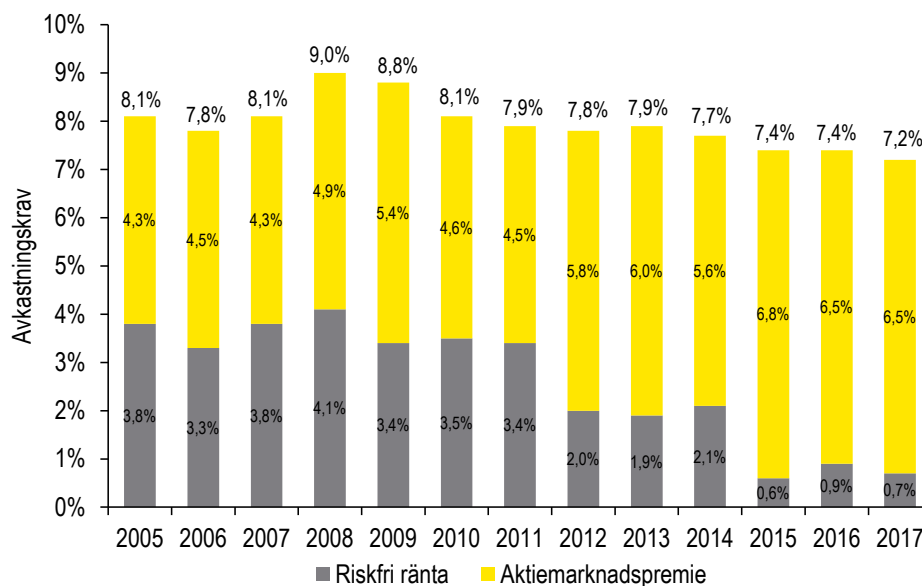
EY (2017, b) anser att det har funnits ett negativt samband mellan aktiemarknadsriskpremien och riskfri ränta. Från redovisade data (se till exempel Figur 6) gör Ei bedömningen att sambandet är tydligt från ungefär 2012 och framåt. Samtidigt som den riskfria räntan har sjunkit till en historiskt låg nivå tycks aktiemarknadsriskpremien ha ökat till en historisk hög nivå. Rörelserna i dessa parametrar gör att avkastningskravet kan beräknas felaktigt om antagandet för aktiemarknadsriskpremien inte stämmer överens med antagandet för den riskfria räntan. Beroende på hur en investerare hanterar den riskfria räntan kan det resultera i följande företeelser:

- Om en investerare använder dagens låga marknadsränta som riskfri ränta i sitt avkastningskrav borde även dagens relativt höga implicita aktiemarknadsriskpremie användas.
- Om en investerare använder ett längre tidsperspektiv för att bedöma den riskfria räntan borde således även ett längre tidsperspektiv användas när aktiemarknadsriskpremien ska estimeras.
- Om en investerare kombinerar dagens relativt höga aktiemarknadsriskpremie med en riskfri ränta som är betydligt högre än den som indikeras av dagens marknadsräntor tenderar det att ge ett för högt avkastningskrav. Omvänt så

leder sannolikt alternativet att använda dagens marknadsräntor som riskfri ränta och en för lång historisk studie av aktiemarknadsriskpremien, som då sannolikt blir relativt låg, till ett för lågt avkastningskrav (EY, 2017 b).

PwC:s årliga enkätundersökning av marknadsaktörers förväntade avkastningskrav (PwC, 2017) har tidigare nämnts i detta avsnitt. Om man använder PwC:s undersökning som mått på aktiemarknadsriskpremien och ett årligt genomsnitt av svenska tioåriga statsobligationer som mått för riskfri ränta får man en helhetsbild (Figur 6) som visar ett totalavkastningskrav. Figuren visar att totalavkastningskravet har varit relativt stabilt (från 8–9 procent till drygt 7 procent) under den redovisade 12-årsperioden. Däremot har den riskfria räntan och aktiemarknadspremien utvecklats i olika riktningar. Samtidigt som den riskfria räntan sjunkit har aktiemarknadspremien stigit. Detta indikerar att den aktiemarknadspremie som tillämpas av marknaden i dag ligger på en högre nivå än vad som varit fallet historiskt, samtidigt som den riskfria räntan ligger på en historiskt låg nivå. Konsekvensen av detta, ur ett regulatoriskt perspektiv, är att en förändrad regulatorisk riskfri ränta borde kompenseras av en aktiemarknadsriskpremie som går i motsatt riktning (EY, 2017 b).

Figur 6 Aktiemarknadsriskpremie och riskfri ränta på den svenska marknaden 2005–2017



Källa: EY (2017, b)

2.15.6 Domstolsprocesser där aktiemarknadsriskpremie ingått

Ei fastställde i besluten om intäktsramar för tillsynsperioden 2012–2015 ingen nivå på aktiemarknadsriskpremien utan den angavs till ett intervall mellan 4,15–5,00 procent. Värdena baserades på två konsulter bedömning (EY och Grant Thornton). EY:s värde baserades på en sammanvägd bedömning av olika studier där olika metoder använts medan Grant Thorntons bedömning baserades på en analys av ett historiskt tioårigt genomsnitt av PwC:s årliga studie av marknadsriskpremien. Varken elnätsföretagen eller förvaltningsrätten hade några invändningar mot hur premiens värde togs fram. Förvaltningsrätten fastslog därför premien till 4,74 procent, vilket var ett genomsnitt av de två konsulternas

bedömning. Kammarrätten gjorde ingen annan bedömning än förvaltningsrätten i denna fråga.

I besluten om intäktsramar för elnätsföretag för tillsynsperioden 2016–2019 fastställde Ei aktiemarknadsriskpremien till 5,8 procent. Värdet beräknades genom ett genomsnitt av PwC:s marknadsriskpremiestudie för åren 2012–2014. Elnätsföretagen ansåg att aktiemarknadsriskpremien skulle fastställas med samma tidsperspektiv som för den riskfria räntan, det vill säga med ett nioårigt framåtblickande perspektiv. Förvaltningsrätten fastslog premien till 5,0 procent. Som skäl angavs att det måste finnas en konsekvens mellan löptiden på den riskfria räntan och aktiemarknadsriskpremien. Med konsekvens menas exempelvis att om ett långsiktigt perspektiv används för den riskfria räntan borde även ett långsiktigt perspektiv på aktiemarknadsriskpremien användas. Förvaltningsrätten menade att PwC:s marknadsriskpremiestudie till största delen baserats på den tioåriga statsobligationsräntan. Om studien i stället hade baserats på 30-åriga statsobligationer hade aktiemarknadsriskpremien blivit lägre då den riskfria räntan hade fått en högre nivå. Förvaltningsrätten ansåg att de i avsaknad av annan utredning var nödgade att fastställa premien till den uppskattade genomsnittliga nivån på 5,0 procent, vilket var EY:s tolkning/justering av Dimson, Marsh & Staunton (2002) historiska studie under åren 1900–2001. Domarna har överklagats och kammarrätten har ännu inte tagit ställning till frågan om prövningstillstånd.

2.15.7 Internationella erfarenheter av att fastställa aktiemarknadsriskpremie

I CEER:s rapport (2017) framgår att de europeiska tillsynsmyndigheterna använder olika former av analyser för att bestämma aktiemarknadsriskpremien. Den vanligaste metoden är historisk utveckling i någon form, exempelvis genom att utgå från studier från Damodaran eller Dimson, Marsh & Staunton. En del tillsynsmyndigheter använder en kombination av metoderna (balanserad metod).

2.15.8 Aktiemarknadsriskpremien i PTS reglering av det fasta och mobila nätet samt av marknaden för utsändningstjänster

Vid beräkning av WACC för reglering av det mobila och fasta nätet samt för utsändningstjänster har PTS fastställt aktiemarknadsriskpremierna utifrån viktade medelvärden av olika studier. Studierna har baserats på olika metoder (historisk utveckling, intervju-/enkätundersökning och implicit prissättning) och tidsperioder. Den studie som tilldelats största vikt, 40 procent, är PwC:s årliga marknadsriskpremiestudie. Resterande tio studier³⁹ har tilldelats 60 procents vikt, det vill säga sex procent per studie (PTS, 2016; PTS, 2014; PTS, 2013). Studierna följer enligt Ei inte exakt samma tidsperiod som PTS använder för den riskfria räntan eftersom denna har baserats på ett sjuårigt historiskt genomsnitt av svenska statsobligationer. I PTS förslag till ny kalkylmodell för det fasta nätet föreslår de samma metodval som de hittills har använt för aktiemarknadsriskpremien och den riskfria räntan (PTS, 2017).

2.15.9 Ei föreslår att aktiemarknadsriskpremien ska uppdateras och att sambandet mellan denna premie och riskfri ränta beaktas

Ei:s utredning visar att det inte finns en enskild metod som helt korrekt kan skatta aktiemarknadsriskpremien. I dag anser flera marknadsaktörer att det finns tre eller

³⁹ Bland annat Damodaran, Bloomberg samt Dimson, Marsh & Staunton.

fyra vedertagna metoder som går att använda för att fastställa aktiemarknadsriskpremien. Metoder kan ge olika utfall, vilket gör att det är bedömningsfråga vilken metod som ska användas. Att det råder brist på samsyn kring fastställandet av aktiemarknadsriskpremien kan förklaras av att marknadsinformationen är volatil och att förväntningar, som denna premie avser att mäta, inte kan observeras utan bara uppskattas. Det går därför inte att observera en faktisk aktiemarknadsriskpremie under en viss period, till skillnad mot exempelvis riskfri ränta där det är möjligt givet vissa antaganden.

De metoder för att estimeras aktiemarknadsriskpremien som har presenterats i detta avsnitt är historisk och eller justerad historisk utveckling, intervju-/enkätundersökning, implicit prissättning/metod och balanserad metod. Samtliga metoder har för- och nackdelar. En sammanfattning av några av för- och nackdelarna redovisas nedan.

- Metoden att använda **historisk och eller justerad historisk utveckling** kan ge ett rimligt resultat men är beroende av korrekt tidsserie, medelvärdesbildning och det aktiemarknadsindex som den historiska dataserien innehåller. Metoden bygger på faktiska verifierbara värden. Det gör att marknadsaktörer ofta tycker att den är förutsägbar och transparent. Historiska värden är dock inte alltid representativa för den mätperiod som den avser att användas för.
- **Intervju-/enkätundersökning**, exempelvis PwC:s årliga studie är den vanligaste metoden som svenska marknadsaktörer använder för att bilda sig en uppfattning om aktiemarknadsriskpremiens nivå. Metoden är dock känslig för vilka respondenter som ingår i underlaget och hur frågeställningarna är formulerade.
- Metoden med **implicit prissättning** beskrivs bland marknadsaktörer som marknadsdriven och framåtriktad. Metoden kräver dock tillgång till bland annat vilka faktiska vinstförväntningar som finns på marknaden. Förväntningar är dock svåra att få tillgång till och kan även innebära att det estimerade värdet blir volatilt och osäkert.
- Den **balanserade metoden** innebär att en sammanvägd bedömning görs av flera metoder, för att balansera upp metodernas enskilda för- och nackdelar. Utmaningen med den balanserade metoden är att hitta rätt vikter. Metoden riskerar även att avvika från hur riskfri ränta bestäms.

Det är viktigt att beakta den starka kopplingen mellan aktiemarknadsriskpremien och riskfri ränta, när aktiemarknadsriskpremien ska estimeras. Sambandet är att aktiemarknadsriskpremien härleds från den totala avkastningen som ska minskas med den riskfria räntan för att en korrekt nivå på aktiemarknadsriskpremien ska erhållas. Som framgår i avsnittet 2.12 föreslår Ei att den riskfria räntan ska uppdateras med faktiskt utfall efter tillsynsperiodens slut. Detta motiveras med att det är förhållandena under åren i tillsynsperioden som ska tillmätas betydelse. En konsekvens av att uppdatera den riskfria räntan vid tillsynsperiodens slut är att även aktiemarknadsriskpremien måste uppdateras vid samma tidpunkt. Skälet till det är att aktiemarknadsriskpremien ska avspeglar nivån för varje enskilt år i tillsynsperioden. Ei:s uppfattningen är däremot att hela metoden för att fastställa aktiemarknadsriskpremien inte går att författningsreglera i detalj. Skälen till det är bland annat att ingen av de redovisade metoderna kan anses vara överlägsen och

att samtliga metoder är för komplexa för att beskrivas i en detaljerad författningsreglering.

Som metod för att fastställa aktiemarknadsriskpremien föreslår Ei att en prognos ska fastställas inför tillsynsperioden som efter periodens slut ersätts med uppdaterade värden. Det kan exempelvis ske genom att utgå från historiska data från PwC:s studier. När prognosen fastställs avser Ei att även tydligt informera om hur och när premien slutligt ska bestämmas vid tillsyns-periodens slut. Exempelvis kan det innebära att historiska värden från PwC:s studie ska uppdateras efter tillsynsperiodens slut med för tillsynsperioden aktuella värden från PwC:s studier. Som betonats ovan är det rimligt att vid både prognos- och uppdateringstillfället beakta sambandet mellan riskfri ränta och aktiemarknadsriskpremien.

Sammantaget föreslår Ei att det i författning ska framgå att aktiemarknadsriskpremien, vid omprövningen efter tillsynsperioden, ska beräknas utifrån en eller flera vedertagna metoder där sambandet mellan den riskfria räntan och aktiemarknadsriskpremien ska beaktas. Det är lämpligt att samma metod används vid beslut om intäktsram inför tillsynsperioden som vid omprövningen efter tillsynsperioden.

2.16 Tillgångsbeta

Beta är ett vedertaget mått på systematisk risk⁴⁰ och anger hur riskfylld en investering är i förhållande till en investering med en genomsnittlig risk. Marknadens betavärde är per definition 1,0. Betavärden under 1,0 innebär en lägre marknadsrisk och betavärden över 1,0 innebär en högre marknadsrisk än genomsnittet på marknaden. Det finns två betavärden man behöver ta hänsyn till när man använder CAPM, aktiebeta ("*equity beta*" på engelska) och tillgångsbeta ("*asset beta*" på engelska).

Aktiebeta (β_e) speglar ett börsnoterat företags risk (volatilitet i aktiekurs) i förhållande till marknadens risk (volatilitet i index). Ett företags aktiebeta är en funktion av dess rörelserisk samt finansiella struktur (kapitalstruktur).

Eftersom företag inom en bransch ofta har olika kapitalstruktur måste även tillgångsbeta (β_A) beräknas. Tillgångsbeta är beta för ett företag utan finansiell nettoskuld. Med tillgångsbeta går det att jämföra betaobservationer och beräkna ett branschsnitt.

Det finns, enligt IRG (2007), tre tillämpliga metoder för att bedöma tillgångsbeta i CAPM och i ett regulatoriskt sammanhang. Dessa metoder beskrivs i koncentrat nedan.

Den första metoden är en historisk analys, där tillgångsbeta beräknas genom att jämföra det reglerade företags och marknadens avkastning. Metoden är företagsspecifik och bygger på faktiska verifierbara värden som gör att den är förutsägbar och transparent. Det är däremot inte säkert att historiska värden är representativa för den tidsperiod som värdet är avsett att tillämpas på framöver.

⁴⁰ En risk som investerare inte kan eliminera genom diversifiering (breddning).

Noterbart är också att metoden är endast tillämpbar för reglerade företag som är börsnoterade.

Den andra metoden är också en historisk analys men där ingår jämförelsebolag i stället. Metoden kräver inte tillgång till historiska aktiekurser för reglerade svenska elnätsföretag och är tillämpbar för företag som inte är börsnoterade.

Den tredje metoden är att identifiera ett mål-beta utifrån de reglerade företagens ekonomiska data. Elnätsföretagen bedriver alla elnätsverksamhet vilket innebär att de borde ha liknande betavärden. Under vissa omständigheter kan dock vissa företags betavärden sticka ut från mängden, vilket kan tala för att det kan vara relevant att sätta upp ett mål-beta (vilket kan ses som en form av benchmark-metod).

2.16.1 Justering av betavärdet enligt Bloomberg-metod

Efter att betavärdet beräknats är det vissa marknadsaktörer som förespråkar att det ska justeras enligt en Bloomberg-metod (även kallad Blume-metod). Justeringen innebär för ett företag med betavärde under 1,0 att betavärdet räknas om och justeras upp samt att nivån på WACC ökar. De skäl som olika marknadsaktörer framfört för denna justering är att det framräknade betavärdet endast speglar företagets historiska risker. Med det menas att aktier i teorin över tid rör sig mot ett branschgenomsnitt och att betavärdet för de flesta företag tenderar att gå mot marknads genomsnitt, det vill säga 1,0.

2.16.2 Domstolsprocesser där tillgångsbeta ingått

I besluten om intäktsramar för tillsynsperioden 2012–2015 fastställde Ei ingen nivå på tillgångsbeta, utan den angavs till ett intervall mellan 27 och 45 procent. Värdena baserades två konsulters bedömning (EY och Grant Thornton). Konsulternas bedömningar grundades på en marknadsanalys där jämförelsebolag ingick. Jämförelsebolagen utgjordes av olika typer av bolag, det vill säga inte enbart bolag som endast är verksamma inom överföring av el. Detta innebar att bolag som verkar på en konkurrensutsatt marknad också ingick. Elnätsföretagen begärde att tillgångsbeta fastställdes till ett genomsnitt av det intervall som Ei angett, vilket även förvaltningsrätten fastslog. Kammarrätten gjorde ingen annan bedömning än förvaltningsrätten i denna fråga. Att ett genomsnitt användes innebar, som även beskrivits i avsnitt 2.13.1, att vissa typer av bolag fick en orimligt hög vikt i medelvärdet, eftersom konsulterna delvis använde samma jämförelsebolag.

I besluten om intäktsramar för elnätsföretag, för tillsynsperioden 2016–2019, fastställde Ei tillgångsbeta till 39 procent utifrån en marknadsanalys där jämförelsebolag ingick. Skillnaden mot perioden 2012–2015 var att jämförelsebolagen för perioden 2016–2019 enbart innehöll europeiska jämförelsebolag verksamma inom överföring av el. Enligt elnätsföretagen hade det inte inträffat något som innebar att avsteg från förvaltningsrättens tidigare bedömning om att en tillgångsbeta på 38 procent ska användas. Förvaltningsrätten fastslog däremot att den utredning som Ei hade presenterat var tillräcklig för att göra en annan bedömning än domstolen gjorde för den tidigare tillsynsperioden. Förvaltningsrätten fastslog därför tillgångsbeta till 39 procent.

När det gäller Bloombergomräkning har förvaltningsrätten, i domar för tillsynsperioderna 2012–2015 och 2016–2019, fastslagit att en sådan omräkning inte är nödvändig för elnätsföretag.

2.16.3 Internationella erfarenheter av att fastställa betavärden

I CEER:s rapport (2017) framgår det att majoriteten av de europeiska tillsynsmyndigheterna använder historiska analyser där jämförelsebolag ofta ingår⁴¹ för att fastställa betavärdena.

Reglerad elnätsverksamhet är inte riskfylld på samma sätt som konkurrensutsatt verksamhet, vilket medför att tillgångsbeta är relativt lågt för elnätsverksamhet. Det förekommer dock skillnader i nivåer av tillgångsbeta mellan olika tillsynsmyndigheter i Europa. Skillnaden i nivåerna indikerar att tillsynsmyndigheterna använder sig av olika tillvägagångssätt (exempelvis jämförelsebolag, tidsperioder och egna bedömningar) för att fastställa parametern, kopplat till de egna ländernas nationella förutsättningar för att bedriva elnätsverksamhet.

När det gäller Bloomberg-metoden framgår det i CEER:s rapport (2017) att endast Italien tillämpar en sådan omräkning.

2.16.4 Fastställande av tillgångsbeta i PTS reglering

Vid beräkning av WACC för det mobila och fasta nätet samt för marknaden för utsändningstjänster har PTS fastställt de olika värdena för tillgångsbeta utifrån en historisk analys där jämförelsebolag ingått. I de historiska analyserna har ett globalt aktiemarknadsindex använts som jämförelseindex⁴². Ett genomsnitt av fem historiska år har använts och betavärdena har justerats med Bloomberg-metod. Den metod som har använts för att räkna om betavärdena är Fernandez metod "Practitioners"⁴³ (PTS, 2016; PTS, 2014; PTS, 2013). I PTS förslag till ny kalkylmodell för det fasta nätet föreslår de samma metodval som de i dagsläget använder för tillgångsbeta (PTS, 2017).

2.16.5 Ei föreslår att Hamadas formel ska användas

Det är vanligt att observera aktiebetavärden för börsnoterade jämförelsebolag för att härleda betavärden i CAPM. Om det målbolag som ska värderas har en annan optimal skuldsättning än jämförelsebolagets måste de observerade aktiebetavärdena räknas om till ett skuldfritt betavärde (tillgångsbeta). Detta görs genom att ta hänsyn till vilken effekt skuldsättningen har på den finansiella risken i bolaget (hävstångseffekt). Det beräknade tillgångsbeta räknas sedan upp med samma hävstångsformel till ett aktiebeta för målbolaget som beaktar bolagets optimala skuldandel. Det finns ett antal olika hävstångsformler med olika implicita antaganden, bland annat om risknivån på skulderna och skattebetalningarna (EY, 2017 b).

En vanlig hävstångsformel bland investerare är Hamadas formel (Villadsen et al., 2017). Ett implicit antagande i denna formel är att bolagets skulder är riskfria.

⁴¹ Såväl internationella som nationella nätföretag används.

⁴² För information om val av aktiemarknadsindex för att estimerat tillgångsbeta framgår av avsnittet 2.16.6.

⁴³ För information om omräkning av betavärden se avsnittet 2.16.5.

Detsamma gäller den skattesköld⁴⁴ som räntebetalningarna på skulderna ger upphov till. I praktiken är det dock inte riskfritt att låna ut pengar till företag (EY, 2017 b). En omständighet som är särskild påtaglig för elnätsföretag är dock att de flesta kommunalt ägda företagen till stor del finansieras genom lån från kommun-koncernen. Det innebär att de kommunägda företagen vanligen kan låna pengar till en lägre kostnad än privata företag.

Förutom Hamadas formel finns ett antal alternativa hävstångsformler som reflekterar det faktum att skulderna inte är riskfria. Gemensamt för dessa alternativa formler är att man måste anta ett betavärde för skulderna. Att uppskatta ett rimligt skuldbeta är i sig förenat med osäkerhet bland annat eftersom de flesta bolags skulder inte handlas på en likvid marknad och dess betavärde därmed inte kan observeras (EY, 2017 b).

De olika hävstångsformlerna kan ge mer eller mindre olika resultat och det går att anföra olika argument beträffande lämpligheten hos en viss hävstångsformel i en viss situation (EY, 2017 b). EY (2015) anser att skillnaderna mellan formlerna är oväsentliga och anser att det viktigaste är att man är konsekvent och använder samma formel i båda stegen (se styckena ovan). Detta leder då till att de olika formlerna ger samma resultat, förutsatt att jämförelsebolagen har samma skuldsättningsgrad, skattesats, tillgångsbeta och skuldbeta som de bolag som omfattas av regleringen. Ju mer dessa parametrar skiljer sig åt mellan bolagen som omfattas av regleringen och jämförelsebolagen, desto större skillnader i resultat kommer metoderna att ge (EY, 2017 b). I EY:s bedömning av WACC för elnätsföretag för tillsynsperioden 2016–2019 (EY, 2015) valde EY aktiebete och skuldandel utifrån medianen av samtliga årsobservationer för jämförelsebolagen. Parametrarna har endast uppvisat mindre förändringar över tiden, vilket medfört att valet av hävstångsformel spelat en begränsad roll för kalkylräntans storlek (EY, 2017 b).

När det gäller Hamadas formel anser Villadsen et al. (2017) att den är väl spridd både bland investerare som använder CAPM och i regleringssammanhang. EY (2017, b) anser att Hamada är den vanligaste formeln bland investerare, främst på grund av dess enkelhet jämfört med de andra metoderna. I CEER:s rapport (2017) framgår det också att Hamadas formel är vanligast bland de europeiska tillsynsmyndigheterna för el- och gasnätsföretag. Ei har tidigare använt Hamadas formel i besluten om intäktsramar för el- och gasnätsföretag. Ei anser att Hamadas formel även fortsättningsvis ska användas.

2.16.6 Ei föreslår att tillgångsbeta ska fastställas utifrån jämförbara bolag över tioårig period utan justering med Bloomberg-metod

Ei anser att en historisk analys där jämförelsebolag ingår är att föredra vid fastställandet av tillgångsbeta eftersom metoden är vedertagen och på grund av att få elnätsföretag är börsnoterade. Dessutom finns det inte tillräckligt med data för att mål-beta metoden ska kunna tillämpas.

Om en historisk analys med jämförelsebolag ska användas behöver även analysform, aktiemarknadsindex, mätfrekvens och mätperiod fastställas, för att

⁴⁴ När ett bolag är belånat kan det dra av sina räntekostnader på skatten. Skatteskölden är det överskott bolaget hade betalat i skatt istället för räntor.

metodvalet ska bli komplett. Hur Ei anser att dessa delar ska fastställas beskrivs mer ingående nedan.

När det gäller analysform är det vedertaget att använda en regressionsanalys av historiska data över företags aktiekursutveckling i förhållande till ett aktiemarknadsindex (EY, 2015). Ei föreslår därför att denna analysform ska användas.

När det gäller val av aktiemarknadsindex för att härleda betavärden kan olika bedömningar göras. Ett argument för att använda ett lokalt aktiemarknadsindex är att investerare i praktiken ofta ser till den lokala börser. Att använda ett bredare globalt index, vid bedömningen av tillgångsbeta, rekommenderas dock av litteraturen eftersom det minskar effekten av att vissa länders börser domineras av enskilda företag eller branscher (Koller, Goedhart & Wessels, 2010).

För tillsynsperioden 2012–2015 fastställde Ei tillgångsbeta utifrån två konsulter bedömning av tillgångsbeta. Den ena konsulten använde ett bredare globalt index medan den andra använde lokala index. I besluten om intäktsramar 2016–2019 använde Ei EY:s bedömning av tillgångsbeta där lokala index användes.

Även om valet av aktiemarknadsindex inte har varit en specifik del i domstolsprocesserna och inte har en stor betydelse enligt Koller, Goedhart & Wessels (2010) finns det fördelar med att fastslå vilket eller vilka aktiemarknadsindex som ska användas. Ei föreslår att ett bredare globalt aktiemarknadsindex ska användas i analysen, eftersom det minskar effekten av att vissa länders börser domineras av enskilda företag eller branscher samt att det är mer förankrat i litteraturen.

När det gäller val av mätfrekvens och mätperiod anger Villadsen et al. (2017) att ekonomer vanligen använder sig av veckovärden mätt över den senaste två- till femårsperioden. Som nämnts ovan grundades Ei:s bedömning av tillgångsbeta för tillsynsperioden 2012–2015 på två konsulter analys av denna parameter. Den mätfrekvens och mätperiod som konsulterna då använde för att mäta tillgångsbeta var veckovärden över en sex- eller tioårig period. För tillsynsperioden 2016–2019 grundades Ei:s bedömning av tillgångsbeta på EY:s analys, där veckovärden över en tioårsperiod ingick i underlaget. Varken mätfrekvens eller mätperiod har prövats eller ändrats i samband med domstolsprocesser.

Eftersom elnätsverksamhet kan betraktas som en stabil verksamhet, där risken i den underliggande tillgången inte ändras över tid, ska en längre mätperiod användas⁴⁵. Ei föreslår därför att analysen ska utgå från veckovärden som mätfrekvens och en mätperiod om tio år, två år före tillsynsperioden. Denna historiska mätperiod stämmer överens med den mätperiod som föreslås gälla för skuldandelen.

Ei anser inte att betavärdet ska justeras med Bloomberg-metoden när svenska elnätsföretag regleras. Det beror på att elnätsföretagens betavärde, på grund av monopolsituation och låg risk, inte rör sig i riktning mot genomsnittet på aktiemarknaden. En justering av betavärdet med Bloomberg-metoden har inte

⁴⁵ Om däremot verksamheten (som ska regleras) befinner sig i snabbt växande och utvecklande riktning är det bättre att använda en kortare mätperiod (Villadsen et al., 2017).

heller tidigare tillämpats av Ei. Domstolarna har också delat Ei:s bedömning i denna fråga.

2.17 Kreditriskpremie

Kreditriskpremien beräknas som skillnaden mellan riskfri ränta och räntan för lånat kapital.

Företag i allmänhet använder i princip tre olika finansieringskällor för att skaffa kapital på kreditmarknaden. Dessa är aktiekapital, banklån och företagsobligationer. Många elnätsföretag är kommunägda och där består en majoritet av skulderna av lån genom kommunkoncernen. Aktiekapitalet kommer för dessa företag också till övervägande del från kommunen eller kommunerna. För att komma fram till ett värde på räntan på lånat kapital vid användning i WACC används ofta företagsobligationer. Det innebär att kreditriskpremien beräknas som skillnaden mellan riskfri ränta, till exempel räntan på tioåriga statsobligationer, och avkastning på företagsobligationer. Nivån på premien är förutom makroekonomiska förhållanden beroende av vilken bedömning som investerare gör av företagets finansiella styrka och kreditrating. Efter att företag utfärdat företagsobligationer handlas de på marknaden, vilket innebär att premien varierar över tid (PTS, 2016).

Ju längre löptid det är på en kredit, desto högre kreditpåslag kräver en långgivare eftersom denne då får en motsvarande högre upplåningskostnad eller måste ta på sig en refinansieringsrisk (PTS, 2016; EY, 2015). Långgivaren löper dessutom risken att låntagarens kreditvärdighet försämras under lånets löptid utan att långgivaren kan kompensera sig för detta.

IRG (2007) anser att det finns tre metoder som tillsynsmyndigheter kan använda för att bedöma kreditriskpremien. Den första metoden är att utgå ifrån bokföringsdata, exempelvis företagets låneportfölj. Den andra metoden är att tillsynsmyndigheten beräknar en effektiv upplåning och kostnaden för att låna kapitalet. Ett exempel på effektiv upplåning är att beräkna skillnaden mellan riskfri ränta och avkastningen på företagsobligationer. Den tredje metoden är att utgå från den riskfria räntan och företagsspecifika skuldpremier, vilket kan härledas från exempelvis företagets publicerade kreditratings. Vilken av dessa tre metoder som ska användas beror enligt IRG (2007) på vilken typ av data som finns tillgängligt och vilken kvalitet denna data har.

2.17.1 Domstolsprocesser där kreditriskpremie ingått

I besluten om intäktsramar för tillsynsperioden 2012–2015 fastställde Ei ingen direkt nivå på kreditriskpremien utan den angavs till ett intervall mellan 1,00–1,83 procent. Värdena baserades två konsulters bedömning (EY och Grant Thornton). EY:s bedömning grundades på en analys av den genomsnittliga räntan för tioåriga obligationer per den 31 december 2010, då EY:s ambition var att den skulle uppdateras efter tillsynsperiodens slut. Grant Thorntons bedömning grundades på en analys av genomsnittlig faktisk räntekostnad för svenska elnätsföretag under perioden 2005–2009, genomsnittlig räntebetalning ("kupong") för jämförbara noterade energibolag i Europa under perioden 2000–2009 samt diskussioner med banker. Förvaltningsrätten ansåg att EY:s premie var för momentan och fastställde

premien utifrån Grant Thorntons bedömning (1,83 procent). Kammarrätten gjorde ingen annan bedömning än förvaltningsrätten i denna fråga.

För tillsynsperioden 2016–2019 använde Ei de bedömningar som EY gjort av kreditriskpremien. EY:s analys innebar bland annat en studie över jämförelsebolags kreditrating och historiska tioåriga företagsobligationer. De historiska data som användes var ett snitt för närmast föregående fyraårsperiod innan tillsynsperiodens början. Elnätsföretagen har accepterat Ei:s metod.

2.17.2 Internationella erfarenheter av att fastställa kreditriskpremie

I CEER:s rapport (2017) framgår att de europeiska tillsynsmyndigheterna använder olika former av marknadsanalyser, såväl interna som externa experter används, för att bestämma kreditriskpremien. Ei tolkar detta som att den vanligaste metoden att fastställa kreditriskpremien är att beräkna en effektiv upplåning. Värdena som tillsynsmyndigheterna fastställt baseras i huvudsak på företag med god kreditrating (IRG, 2007).

2.17.3 Fastställande av kreditriskpremie i PTS reglering av det fasta och mobila nätet samt för utsändningstjänster

Vid beräkning av WACC för det mobila och fasta nätet samt för marknaden för utsändningstjänster har PTS fastställt kreditriskpremierna utifrån historiska analyser där jämförelsebolag ingått. I dessa analyser har PTS beräknat skillnaden mellan riskfri ränta och avkastningen på företagsobligationer (PTS, 2016; PTS, 2014; PTS, 2013). PTS har därför använt sig av metoden effektiv upplåning för att estimerar kreditriskpremien. Olika tidsperioder har använts vid fastställandet, exempelvis fem och sju år. I PTS förslag till ny kalkylmodell för det fasta nätet föreslår de samma metodval som de använder i dagsläget för kreditriskpremien. PTS föreslår dock att tidsperioden justeras till två år istället för ett aktuellt läge vid beslutstidpunkten (PTS, 2017).

2.17.4 Ei föreslår att kreditriskpremien ska uppdateras utifrån en analys av jämförelsebolag och tioårig löptid på företagsobligationer

Ei anser att en anpassad variant av metoden *effektiv upplåning*, som IRG (2007) benämner den, ska användas. Skälet till detta är den typ av data som finns tillgänglig och kvaliteten på denna data. Det är också ett konsekvent metodval, i och med att skuldandel och tillgångsbeta föreslås bestämmas utifrån en analys av jämförbara bolag. Dessutom väljer många företag att delvis finansiera sig kort eller medelfristigt, och kan dessutom ha en kapitalstruktur som avviker från den optimala. Det innebär att företagets faktiska upplåningskostnad är en missvisande indikator på den långsiktiga lånekostnaden (EY, 2011).

Ei föreslår att det första steget i metoden blir att bedöma vilken ränta ett svenskt elnätsföretag skulle få betala om de emitterat obligationer med en kreditrating som är bedömd efter deras verksamhet och bedömda kapitalstruktur. För att bestämma vilken kreditrating som är lämplig bygger metoden på marknadsanalyser där jämförelsebolag inkluderas.

När det gäller löptiden på en kredit gör företagen i praktiken en avvägning mellan kostnaden och risken att inte kunna omfinansiera sin verksamhet, när lånen löper ut. Resultatet är normalt en bindningstid som är betydligt kortare än livslängden

på tillgångarna (EY, 2014 a; EY, 2014 b; EY, 2015). På de finansiella marknaderna i dag är långa lån dyra och ovanliga, vilket kan förklaras av en låg efterfrågan. Enligt EY (2014 a, 2014 b & 2015) är den genomsnittliga löptiden på lån för företag inom energisektorn mellan fem och tio år. Detta styrks även av en rapport från KPMG (2013), där en rad jämförelsebolags löptider för lån som ges av en grupp långivare presenteras och där genomsnittet ligger på omkring fem år. Mot bakgrund av detta föreslår Ei att en genomsnittlig löptid på tio år ska användas vid estimering av elnätsföretagens lånekostnad (kreditriskpremie).

När metod och löptid har valts återstår frågeställningen vilket tidsperspektiv som ska användas vid bedömningen av lånekostnaden. Till att börja med är kreditriskpremier företagsspecifika. För att estimeras premien behöver därför en prognos tas fram alternativt att historiska data kan användas. När det gäller historiska data tillhandahåller exempelvis finansdatabasen Bloomberg data över företagsobligationsräntor. Om historiska data ska användas återstår frågeställningen vilket tidsperspektiv som ska användas.

Ei har tidigare ansett att det är lämpligast att använda historiska data och att jämföra ett snitt av den fyraårsperiod som föregår en tillsynsperiod. Ei har även ansett att detta metodval bör synkroniseras med hur övriga parametrar i WACC-metoden fastställs.

Som framgår i avsnittet 2.12 föreslår Ei att den riskfria räntan ska uppdateras med faktiskt utfall efter tillsynsperiodens slut. Kreditriskpremien är, i likhet med riskfri ränta, även den möjlig att uppdatera efter tillsynsperiodens slut. Kreditriskpremien och lånekostnaden är svår att prognostisera med exakthet, även om investerare i och för sig kan ha en ungefärlig uppfattning om vart man tror att lånemarknaden är på väg. Kreditriskpremien varierar betydligt över tiden beroende på marknadens riskaptit, vilket bland annat är kopplat till konjunkturen (EY, 2017 b). Det är inte säkert att en prognos för kreditriskpremien överensstämmer med det faktiska utfallet. Det finns därför en logik i att kreditriskpremien även kan uppdateras efter tillsynsperioden slut med faktiskt utfall. Det kan exempelvis ske genom att prognosen baseras på tioåriga företagsobligationer bedömda utifrån jämförelsebolagens kreditrating och utifrån föregående fyraårsperiod före aktuell tillsynsperiod. När prognosen fastställs avser Ei att även tydligt beskriva när och hur kreditriskpremien ska uppdateras. Det kan exempelvis ske genom att det prognostiserade värdet ersätts med faktiskt utfall som baseras på tioåriga företagsobligationer bedömda utifrån jämförelsebolagens kreditrating för aktuell tillsynsperiod.

Ei föreslår därför att en prognos för kreditriskpremien för tillsynsperioden efter periodens slut ersätts med ett genomsnitt av det faktiska utfallet under tillsynsperioden. Förslaget innebär alltså att den metod som har accepterats av företagen och Förvaltningsrätten för tillsynsperioden 2016–2019 till viss del ändras. Skälet till ändringen beror på att metoden blir mer konsekvent i och med att den riskfria räntan uppdateras och att kreditriskpremien ter sig mycket svår att prognostisera.

2.18 Särskild riskpremie

Begreppet risk bedöms bäst genom ett ställa det i relation till en investerares portfölj av tillgångar. I en portfölj ingår ofta ett flera olika tillgångar. Detta brukar

kallas för riskspridning eller diversifiering. Tanken med en god diversifiering är att en tillgångs nedgång inte ska förstöra portföljen eftersom det är möjligt att andra tillgångar i portföljen ökat i värde. Risker som potentiellt kan elimineras genom diversifiering brukar kallas specifik risk. Specifik risk utgår ifrån att många av de faktorer som ett enskilt företag omges av är specifikt knutna till företaget och ibland även till dess konkurrenter. Det finns däremot risker som en investerare inte kan undvika, oavsett diversifiering. Denna risk brukar kallas för aktiemarknadsrisk, alternativt systematisk risk eller icke-diversifierbar risk. I CAPM-modellen är det betavärdet som mäter aktiemarknadsrisken och det är bara aktiemarknadsrisken som kapitalmarknaden kräver och får kompensation för.

Den specifika risken kan som ovan nämnts elimineras genom att ha en diversifierad portfölj. Denna risk prissätts därför inte av marknaden enligt CAPM. Det förekommer dock ibland att det för vissa typer av verksamheter görs ett avsteg från grundansatsen i CAPM genom att en särskild riskpremie läggs till. Tillägget används för att fånga upp eventuella risker som inte är systematiska och som inte redan fångas av betavärdet. Normala risker ersätts genom aktiemarknadsrisken (betavärdet) och motiverar därför inte en särskild riskpremie. För att en extra ersättning överhuvudtaget ska utgå måste det gå att fastställa att risken inte är systematisk och att den inte redan fångats upp i tillräcklig mån av aktiemarknadsrisken (betavärdet).

2.18.1 Domstolsprocesser där särskild riskpremie ingått

I besluten om intäktsramar för elnätsföretag för tillsynsperioden 2012–2015 fastställde Ei att en särskild riskpremie skulle ingå och att den skulle fastställas till 0,5 procent. Elnätsföretagen ansåg däremot att premien skulle fastställas till 1,00 procent utifrån framtida osäkerheter, främst avseende regleringen. Förvaltningsrätten dömde i företagets riktning. Kammarrätten gjorde ingen annan bedömning än förvaltningsrätten i denna fråga.

I besluten om intäktsramar för elnätsföretag, för tillsynsperioden 2016–2019, bedömde Ei att det inte fanns några skäl för ett särskilt risktillägg. Elnätsföretagen ansåg däremot att den särskilda riskpremien ska vara 1,0 procent utifrån likviditetsrisk, småbolags utsatthet och andra riskfaktorer. Förvaltningsrätten fastslog att det ska ingå en särskild riskpremie, men att inte samtliga risker som åberopas av elnätsföretagen motiverar en särskild riskpremie. Till stor del delade förvaltningsrätten Ei:s bedömning vad gäller de riskerna som framfördes till stöd för en särskild riskpremie. Det var endast en risk kopplad till regleringsosäkerhet som förvaltningsrätten ansåg motivera en särskild riskpremie för den aktuella tillsynsperioden. Förvaltningsrätten pekade särskilt på osäkerheter vid bedömning av parametrarna i WACC-beräkningen. Förvaltningsrätten fastställde den särskilda riskpremien till 0,5 procent. Detta har Ei överklagat till kammarrätten som ännu inte har beslutat om prövningstillstånd.

2.18.2 Internationella erfarenheter av att fastställa särskild riskpremie

När det gäller extra tillägg i europeiska elnätsreglering, exempelvis i form av särskild riskpremie, är det viktigt att beakta vad det är för slags reglering som de olika länderna har innan en rättvis jämförelse kan ske. Hur regleringen är utformad har stor påverkan på om det kan anses vara motiverat med ett extra tillägg.

I CEER:s rapport (2017) framgår det att 7 av 22 länder tillämpar någon form av extra tillägg till de beräknade kapitalkostnaderna. Det extra tillägget kan till exempel vara för nyinvesteringar, smarta nät, leveranssäkerhet och särskild riskpremie i WACC-modellen. När det gäller särskild riskpremie i WACC-metoden framgår det explicit i rapporten att endast Finland tillämpar en särskild riskpremie och då som kompensation för illikviditet⁴⁶ (0,6 procent).

2.18.3 Det är inte motiverat med en särskild riskpremie

Ei anser att det inte finns skäl att göra ett tillägg till den kalkylränta som följer av en beräkning enligt WACC och CAPM. Den metod som används för att skatta aktiemarknadsriskpremien och betavärden fångar i tillräckligt stor utsträckning den aktuella risknivån för svenska elnätsföretag.

Som nämnts ovan delade förvaltningsrätten, i elnätsmålen 2016–2019, till stor del Ei:s bedömning vad gäller de risker som har framförts till stöd för en särskild riskpremie. Det var endast en risk kopplad till regleringsosäkerhet som förvaltningsrätten ansåg motivera en särskild riskpremie för den aktuella tillsynsperioden. Förvaltningsrätten pekade särskilt på osäkerheter vid bedömning av parametrarna i WACC-beräkningen. När det gäller den osäkerhet som Förvaltningsrätten belyst är det viktigt att framhäva att om det i författnings-reglering fastslås närmare reglering av respektive parameter kommer det att leda till minskad osäkerhet inom detta område.

Ei har i elnätsmålen 2016–2019 framfört att det är oklart vilka risker en särskild riskpremie ska kompensera och att det dessutom är svårt att identifiera om en viss risk är av sådan natur att den skulle motivera en särskild riskpremie. Det finns inte någon särskild metod för skattning av en särskild riskpremie eller ens för de överväganden som ska göras vid skattningen.

Mot bakgrund av ovanstående resonemang har Ei kommit till slutsatsen att det inte är motiverat att föreslå en särskild riskpremie för elnätsföretag.

2.19 Konvertering av WACC

Vid regleringen av elnätsverksamhet fastställer Ei en real kalkylränta före skatt. Kalkylräntan är real på grund av att en real kapitalkostnadsmetod tillämpas. En kalkylränta före skatt ska användas eftersom elnätsföretagens intäkter bedöms före skatt. Vid beräkning av en kalkylränta enligt WACC-metoden beräknas först en nominell WACC efter skatt, bland annat eftersom investerarens avkastningskrav är efter skatt. Den nominella WACC:en behöver därför konverteras till en real WACC före skatt. Vid konvertering används vanligen standardmetoden där en inflationsfaktor och en skattesats ingår. Standardmetoden är en vedertagen metod för att konvertera en nominell WACC efter skatt till en real WACC före skatt⁴⁷.

⁴⁶ Illikviditetsrisken handlar ofta om att det för små onoterade bolag kan ta tid att avyttra en ägarandel till ett bra pris, vilket påverkar både ägaren och det lilla bolaget.

⁴⁷ Formeln som används i standardmetoden framgår nedan.

$$WACC_{\text{nom f sk}} = WACC_{\text{nom e sk}} / (1 - T)$$

$$(1 + WACC_{\text{real f sk}}) = (1 + WACC_{\text{nom f sk}}) / (1 + I)$$

Där T = skattesats och I = inflation.

2.19.1 Skattesats

Ei har tidigare uppmärksammat att standardmetoden för konvertering av WACC är en teoretisk förenkling som inte nödvändigtvis resulterar i samma avkastning som om en modell med kassaflöden efter skatt skulle tillämpas. Det beror på att många svenska elnätsföretag historiskt har gjort överavskrivningar som en schablonskatt inte tar hänsyn till. Om en modell med kassaflöden efter skatt skulle tillämpas innebär det att företagens effektiva skattesats blir lägre än om bolagsskatten används.

Den tidigare tillämpningen av en schablonskattesats (bolagsskatt) vid konvertering av WACC kan ha inneburit en överskattning av nivån på WACC. Det beror bland annat på att användningstiden för majoriteten av tillgångarna i elnätsverksamheten har en livslängd som överstiger de skattemässiga avskrivningstiderna. Företagen kan därmed ha byggt upp obeskattade reserver, som innebär möjlighet att få en räntefri kredit på skattebetalningarna.

Storleken på överavskrivningarna beror bland annat på var i investeringscykeln ett företag befinner sig. Historiskt har dock svenska elnätsföretag inte gjort maximala överavskrivningar. Möjligheten att göra överavskrivningar skiljer sig mycket åt mellan olika elnätsföretag och över tid. Det innebär att en generell justering av kalkylräntan kan missgynna enskilda elnätsföretag. Det sistnämnda resonemanget var det som låg till grund för att förvaltningsdomstolarna för tillsynsperioden 2012–2015 fastslog att något schabloniserat avdrag för skattekrediter inte ska ske, något som Ei ursprungligen beslutat om.

I besluten om intäktsramar för tillsynsperioden 2016–2019 gjorde Ei inget avdrag för skattekrediter. Som stöd för detta angavs att det inte gick att fastställa någon generell skattesats för alla företag, eftersom den effektiva skattesatsen inte är samma för alla företag och år.

Ett schabloniserat avdrag för överavskrivningar skulle dock vara möjligt att tillämpa men det kräver ett bra underlag och en grundlig analys. De metoder som har lyfts fram historiskt som alternativ till standardmetoden är "vanilla WACC" (vaniljmetoden) och så kallad alternativ metod. Vaniljmetoden innebär att skatten beaktas direkt i kassaflödena istället för i kalkylräntan. På detta sätt undviks konverteringsmomentet och dess konsekvenser. Den alternativa metoden går ut på att studera varje enskilt företag och bestämma dess optimala skattesats. Denna metod är dock svår att tillämpa eftersom den kräver stora insatser och många antaganden för varje elnätsföretag. Det finns även en risk att precisionen i konverteringen skulle bli bristfällig.

I CEER:s rapport (2017) framgår det att de flesta av de europeiska tillsynsmyndigheterna som tillämpar WACC använder en WACC före skatt. Av de 22 länder som ingår i rapporten är det tre länder som använder "vaniljmetoden" för el- och/eller gasnätsföretag (Belgien, Lettland och Storbritannien). De argument som förts fram internationellt för att använda standardmetoden vid konvertering från WACC efter skatt till WACC före skatt är enkelhet (EY, 2010). Det kan finnas ett praktiskt värde i att inte introducera för många parametrar som kan ifrågasättas på grund av att de är svåra att bedöma och kontrollera.

Ei föreslår att skattesats ska baseras på svensk bolagsskatt

Som nämnts ovan är Ei:s uppfattning att det inte är möjligt att fastställa någon generell skattesats för alla företag, då den effektiva skattesatsen inte är den samma för alla företag och år. Att studera varje enskilt företag och bestämma dess optimala skattesats är inte heller aktuellt att föreslå, då det kräver stora insatser och många antaganden för varje elnätsföretag. Det finns även en risk att precisionen i konverteringen skulle bli bristfällig. Det ska även poängteras att skattesatsen har en begränsad ekonomisk betydelse jämfört med andra parametrar i den WACC-metod som Ei föreslår. Ei:s uppfattning är därför att skattesatsen ska bestämmas till den genomsnittliga skattesats under tillsynsperioden som följer av 65 kap. 10 § inkomstskattelag (1999:1229).

2.19.2 Inflation

Det begrepp som vanligen används på kapitalmarknaden är nominell kalkylränta efter skatt. I den svenska elnätsregleringen måste dock kalkylräntan vara real på grund av att en real kapitalkostnadsmetod används.

Det finns inte mycket information skrivet kring konvertering av nominell WACC till en real WACC i en framåtriktad regulatorisk WACC-metod. I CEER:s rapport (2017) framgår det även att majoriteten av tillsynsmyndigheterna i Europa använder en nominell metod för att beräkna kapitalkostnader för elnätsverksamhet. Det innebär att en nominell WACC används och att ingen konvertering behövs från nominell till real WACC med en inflationsparameter. För reglering av gasnätsverksamhet är det däremot mer blandat om real eller nominell kapitalkostnadsmetod används. Det framgår inte av CEER:s rapport (2017) hur de tillsynsmyndigheter som tillämpar real WACC bedömer och beräknar inflationen.

I besluten om intäktsramar för tillsynsperioden 2012–2015 fastställde Ei ingen direkt nivå på inflationen utan den angavs till ett intervall mellan 1,92 och 2,06 procent. Värdena baserades på två konsulter bedömning (EY och Grant Thornton). Båda konsulternas bedömning grundades på en implicit beräkning med Fisherhypotesen⁴⁸. Förvaltningsrätten fastställde dock, utifrån Riksbankens inflationsmål, inflationen till 2,00 procent. Kammarrätten gjorde ingen annan bedömning än förvaltningsrätten i denna fråga.

I besluten om intäktsramar för tillsynsperioden 2016–2019 fastställde Ei inflationen till 2,03 procent, utifrån KI:s prognos för konsumentprisindex med fast bostadsränta⁴⁹ för inflation åren 2016–2019. Elnätsföretagen ansåg att samma tidsperspektiv ska användas vid bedömningen av inflationen som vid beräkningen av riskfri ränta. Det innebär att inflationen enligt företagen ska beräknas som ett genomsnitt av KI:s nioåriga prognos för inflationen åren 2016–2024, vilket motsvarade 2,04 procent. Förvaltningsrätten gick på företagens linje. Domstolen ansåg däremot att den senaste rapporten från KI skulle användas vid bedömningen. I domsluten ändrades inflationen till 2,04 procent. Även om inflationen endast ändrades med 0,01 procentenheter i förhållande till Ei:s beslut

⁴⁸ Fisherhypotesen är en teori som beskriver förhållandet mellan inflation och både realräntan och den nominella räntan, då den nominella räntan anses vara lika med summan av realräntan och den förväntade inflationen.

⁴⁹ Konsumentprisindex med fast bostadsränta beskrivs mer ingående i nedanstående underliggande avsnitt.

innebar förvaltningsrättens dom en bedömning om att inflationen ska spegla en bedömd genomsnittlig och långsiktig inflation till skillnad från den inflation som gäller under den aktuella tillsynsperioden.

Ei föreslår att inflationen ska baseras på konsumentprisindex med fast bostadsränta och uppdateras med faktiskt utfall efter tillsynsperiodens slut

Uppbyggnaden av metodiken för att bestämma kalkylräntan genom WACC-metoden bygger på ett kontinuerligt synsätt av hur parametrarna bestäms och där viss utjämning sker över tid. Eftersom förhållandena på kapitalmarknaderna kan ändras relativt fort innebär det att det alltid går att återkomma med synpunkter på områden som tidigare inte varit föremål för domstolsprövning. Det är därför viktigt att reglera de parametrar som metodmässigt går att reglera och som har stor betydelse för slutresultatet, exempelvis inflationen. Detta gäller särskilt där den föreslagna metodiken för att bestämma parametervärdena är sådan att man bör vara konsekvent över tid för att undvika över- och underkompensation. Med det menas exempelvis att inget metodbyte eller byte av mätperiod ska ske mellan tillsynsperioder för att nå det högsta värdet på inflationen. Dessutom innebär en författningsreglering av en eller flera parametrar att bestämningen av övriga parametrar underlättas eftersom det finns en utgångspunkt för bedömningen.

Som framgår i avsnittet 2.12 föreslår Ei att den riskfria räntan ska uppdateras med faktiskt utfall efter tillsynsperiodens slut. Inflationen är, i likhet med den riskfria räntan, även möjlig att uppdatera efter tillsynsperiodens slut. Det är inte säkert att en prognos för inflationen överensstämmer med hur inflationen verkligen förhåller sig. Ei:s uppfattning är att inflationen ska spegla aktuella förhållanden, till skillnad mot förvaltningsrättens dom för tillsynsperioden 2016–2019 där inflationen speglade en bedömd genomsnittlig och långsiktig inflation. Det är därför logiskt att prognostiserad inflation uppdateras efter tillsynsperioden slut med faktiskt utfall.

Om inflationen ska uppdateras med faktiskt utfall efter tillsynsperiodens slut återstår frågan vilket mått som ska användas. En prognos för konsumentprisindex med fast bostadsränta (KPIF) användes som mått för tillsynsperioden 2016–2019.

Inflation betyder att den allmänna prisnivån i samhället stiger. Det vanligaste och mest kända måttet på inflation i Sverige är förändringen i konsumentprisindex (KPI). Detta mått beräknas och publiceras varje månad av Statistiska centralbyrån (SCB). Med KPI vägs samman prisökningar på olika varor. Det innebär att prisökningar på enskilda varor, till exempel olja, medför att KPI stiger. Dessutom kommer andra prisökningar, som exempelvis föranleds av förändrad moms, också leda till att KPI stiger. För att dessa ”andra prisförändringar” inte ska leda till en missvisande bild är det därför vanligt att man rensar bort en del prisförändringar från KPI. Detta brukar kallas för underliggande inflation eller kärninflation. Ett vanligt förekommande mått på underliggande inflation är KPIF, vilket beräknas och publiceras av SCB på uppdrag av Riksbanken (Riksbankens webbsida, a).

Ei föreslår att KPIF ska användas som mått på inflationen, eftersom det är den underliggande inflationen som är av central vikt vid bedömning av avkastningen. Dessutom föreslår Ei att en prognos för KPIF för tillsynsperioden ersätts efter periodens slut med ett genomsnitt av det faktiska utfallet för KPIF under tillsyns-

perioden. Detta väcker frågan om vilka tidpunkter som ska ingå i genomsnittsberäkningen. SCB publicerar månadsvärden för KPIF som en lägsta nivå. Ei föreslår därför att det faktiska utfallet för KPIF ska baseras på genomsnittet av alla månadsvärden under tillsynsperioden.

2.20 Sammanfattning av författningsreglering för rimlig avkastning

Ei föreslår att en WACC-metod med en CAPM-modell ska användas som grund för att fastställa rimlig avkastning på det kapital som krävs för att bedriva elnätsverksamhet. WACC-formeln inklusive CAPM föreslås framgå av författning. Av författningen bör också en detaljerad reglering av de flesta parametrarna framgå. Regeringen har redan ett bemyndigande att utfärda närmare föreskrifter om en rimlig avkastning. Det finns inget hinder för att regeringen ska kunna använda sitt bemyndigande för att författningsreglera avkastningen i intäktsramsförordningen.

Utöver att själva WACC-formeln inklusive CAPM framgår av författning föreslår Ei även ytterligare detaljreglering av sex parametrar, det vill säga riskfri ränta, skuldandel, kreditriskpremie, tillgångsbeta, inflation och skattesats. Ei:s uppfattning är däremot att hela metoden för att fastställa aktiemarknadsriskpremien inte går att författningsreglera i detalj. Det är av stor vikt att utgångspunkterna och bedömningarna av olika parametrar är konsistenta för att det ska bli ett rimligt resultat.

I detalj innebär Ei:s förslag att riskfri ränta, kreditriskpremie, inflation, aktiemarknadsriskpremie och skattesats ska fastställas utifrån marknadsmässiga prognoser när intäktsramarna fastställs inför den aktuella tillsynsperioden. Prognoserna ska baseras på vedertagna metoder och spegla de förhållanden som råder på kapitalmarknaden under aktuell tillsynsperiod, justerat till den risknivå som svenska elnätsföretag har. Vid omprövningen efter tillsynsperiodens slut föreslår Ei att ovanstående parametrar uppdateras med det faktiska utfallet enligt nedanstående metoder. Någon särskild riskpremie ska inte ingå i beräkningarna.

Den riskfria räntan ska beräknas utifrån en genomsnittlig årlig avkastning av tioåriga svenska statsobligationer (SE GVB 10Y) under den aktuella tillsynsperioden. Den årliga avkastningen ska beräknas som ett aritmetiskt genomsnitt utifrån samtliga dagliga värden (bankdagar) under varje år i tillsynsperioden.

Kreditriskpremien ska bestämmas utifrån en analys av jämförbara bolag. Analysen ska utgå från tioåriga företagsobligationer och från en kreditrating som bestäms utifrån de jämförbara företagen.

Inflationen ska beräknas utifrån en genomsnittlig årlig förändring av konsumentprisindex med fast bostadsränta (KPIF) under tillsynsperioden. Den årliga förändringen ska beräknas utifrån samtliga månadsvärden under tillsynsperioden.

Aktiemarknadsriskpremien ska beräknas utifrån en eller flera vedertagna metoder där sambandet mellan riskfri ränta och aktiemarknadsriskpremien ska beaktas.

Skattesatsen ska bestämmas till den genomsnittliga skattesats under tillsynsperioden som följer av 65 kap. 10 § inkomstskattelag (1999:1229).

Skuldandelen ska bestämmas utifrån ett genomsnitt av jämförbara bolags historiska nettoskuldssättningsgrad. Analysen ska beräknas genom att jämförbara bolags finansiella nettoskuld divideras med summan av nettoskuld och börsvärde. Eftersom skuldandelen definieras utifrån marknadsvärden på skulder och eget kapital kommer i praktiken en konstant skuld i kronor eller annan valuta att resultera i en skuldandel som varierar med företagets aktiekurs. På grund av aktiekursfluktuationerna är det fördelaktigt att utgå från olika historiska tidpunkter snarare än en enstaka tidpunkt för att undvika att få en missvisande bild. Ei föreslår därför att den historiska tidsperioden ska omfatta data från tio historiska år, två år före tillsynsperioden.

Tillgångsbeta ska bestämmas utifrån ett historiskt genomsnitt av jämförbara bolagens aktiekursutveckling i förhållande till globalt aktiemarknadsindex för de senaste tio åren, två år före tillsynsperioden. Analysen ska utgå från en regressionsanalys och publicerade veckovärden för de jämförbara företagen.

Samma jämförelsebolag ska användas vid fastställandet av kreditriskpremie, skuldandel och tillgångsbeta. De jämförbara bolagens huvudsakliga affärsverksamhet ska vara överföring av el, intäkterna ska till övervägande del vara föremål för offentlig reglering och bolagen ska vara noterade på en europeisk handelsplats.

3. Investeringar i elnäten

I detta kapitel redogör Ei för elnätsföretagens genomförda och planerade investeringar samt för de faktorer som driver investeringarna i elnäten.

3.1 Inledning

Elnäten påverkas i hög grad av samhällsutvecklingen. Exempelvis innebär växande städer och regioner ett behov av att bygga ut och förstärka elnäten som en del i behovet av infrastruktur. Samhällets ökade krav på leveranssäkerhet innebär också att elnäten behöver förändras genom exempelvis markförläggning av luftledning. Omställningen till ett förnybart energisystem gör att det ställs nya krav på elnäten när vi får en större grad av väderberoende elproduktion. Elnäten påverkas även av ändrade förbrukningsmönster till följd av exempelvis en ökad andel elbilar. Behovet av att bygga ut och förändra elnäten driver på investeringar.

Elnäten är precis som all annan infrastruktur i behov av ett löpande underhåll, och att äldre uttjänta anläggningar med bristande funktion successivt byts ut. En löpande förnyelse av elnäten innebär således att det finns ett kontinuerligt investeringsbehov för att bibehålla statusen i de svenska elnäten. I rapporten *Sveriges framtida elnät - En delrapport* (IVA, 2016 s.39 figur 9) illustreras en investeringscykel som är typisk för elnät i Europa. Den visar på två stora investeringstoppar: en historisk under 1960-talet och däromkring och en prognostiserad som kommer att nå sin kulmen omkring 2020. När det gäller de framtida investeringsbehoven är IVA:s rapport inte specifik för Sverige. Den bygger också på ett antal osäkra antaganden. Det är dock troligt att investeringscykeln som är typisk för elnät i Europa även speglar förhållandena i Sverige när det gäller kommande investeringsbehov.

Ei har fått i uppdrag av regeringen att ta fram och redovisa uppgifter om nät-företagens investeringar och planerade investeringar i framtiden. Regeringen vill få en bild av investeringstakten i svenska elnät samt uppgifter om investeringarna är drivna av teknikutveckling, förbättring av leveranssäkerhet, expansion, kapacitetsökning eller om de beror på andra faktorer.

3.2 Allmänt om förutsättningarna för att kunna beskriva investeringstakten i de svenska elnäten

Driften av elnäten är en långsiktig verksamhet där den tekniska livslängden på komponenter kan variera en hel del. Investeringsnivån fluktuerar relativt mycket beroende på både när och hur elnäten historiskt har byggts ut, men också på hur samhälls- och teknikutvecklingen kommer att se ut i framtiden. Därutöver kan oväntade händelser som exempelvis stormar generera investeringar eftersom ett återställande av elnätsanläggningar i vissa fall kan innebära att delar av komponenterna byts ut. Av dessa skäl är det svårt att uttala sig om investeringstakten i de svenska elnäten över kortare tidscykler som några enstaka år. Vidare finns endast bristfälliga data över investeringar bakåt i tiden och regelverk som

kan ha påverkan på investeringsincitament har ändrats flera gånger de senaste tio åren.

3.3 Vad är en rimlig investeringsnivå?

Som beskrivits i avsnitt 3.2 styrs investeringarna av en rad olika faktorer. Nyinvesteringar beror till exempel på den generella samhällsutvecklingen och teknikutvecklingen. Om vi utgår från att nätföretagen vill maximera sin vinst kommer de att sträva efter att på lång sikt ha en ekonomisk livslängd som matchar den regulatoriska avskrivningstiden. Givet att den nuvarande avskrivningstiden är 40 år för huvuddelen av anläggningarna bör reinvesteringarna motsvara ungefär 2,5 procent⁵⁰ av det regulatoriska nuanskningsvärdet per år i genomsnitt för att hålla den regulatoriska kapitalbasen konstant. Om den regulatoriska avskrivningstiden ökar till exempelvis 50 år bör reinvesteringarna istället uppgå till 2 procent per år i genomsnitt för att hålla den regulatoriska kapitalbasen konstant. Om reinvesteringarna skulle vara lägre än så skulle det på sikt innebära att elnätens befintliga åldersstruktur inte vidmakthålls utan att elnäten blir äldre och äldre såvida det inte investeras i teknologi som har andra karakteristika än den teknologi som ersätts.

Det ingående nuanskningsvärdet⁵¹ på lokal- och regionnät för tillsynsperioden 2016–2019 uppgick till cirka 400 miljarder kronor i 2014 årsprisnivå. De årliga reinvesteringarna bör med en avskrivningstid på 40 år således vara cirka 10 miljarder per år i genomsnitt, exklusive nyinvesteringar. Detta innebär investeringar motsvarande 40 miljarder kronor för en tillsynsperiod på fyra år, exklusive nyinvesteringar. Till detta ska läggas behov av nyinvesteringar för att ansluta nya kunder, öka leveranssäkerheten och kvaliteten i elnäten, kapacitetsförstärkningar samt teknikutveckling. Teknikutveckling kan dock också minska behovet av investeringar, både när det gäller livsförlängande åtgärder (t.ex. bättre underhåll) och lösningar som gör att en nätförstärkning kan undvikas eller skjutas upp (t.ex. dynamisk belastningsförmåga).

Såsom framgår ovan borde företagets reinvesteringar för perioden 2016–2019 uppgå till cirka 40 miljarder kronor. Denna siffra kan relateras till de totala investeringar som företagen planerar att genomföra under perioden 2016–2019 och som uppgår till cirka 49,7 miljarder kronor. Närmare analys gällande de planerade investeringarna finns under avsnitt 3.8.

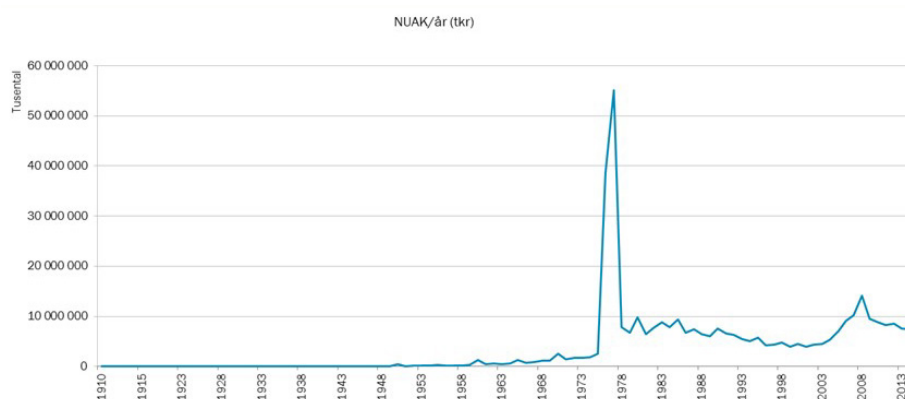
3.4 Åldersstrukturen i de svenska elnäten

Från och med den nuvarande reglerperioden (2016–2019) samlar Ei in data om elnätsanläggningars ålder för att använda i beräkningen av intäktsramar. Åldersstrukturen i de svenska elnäten utifrån tillgängliga uppgifter redovisas i Figur 7.

⁵⁰ $(1/40)*100=2,5$ procent.

⁵¹ Utan åldersjustering.

Figur 7 Åldersfördelning för anläggningar i lokal- och regionnät baserad på inrapporterad anläggningsdata



Källa: Ei

Uppgifterna i figuren speglar dock inte helt elnätets verkliga åldersstruktur. Eftersom regleringen inte hade någon ålderskomponent innan ålderjusteringen infördes 2016–2019 hade Ei begränsad information om anläggningarnas ålder. För att förenkla åldersbestämningen av äldre anläggningar för nätföretagen valde regeringen att införa en övergångsregel. Denna regel innebär att anläggningar som var äldre än 38 år vid utgången av 2015 eller vars ålder är okänd fick en schablonålder. Vid inrapporteringen av åldersuppgifter till Ei fanns en möjlighet att rapportera in verklig ålder för alla anläggningar. Såsom framgår av figuren ovan rapporterade dock de flesta företagen in sina anläggningar i enlighet med schablonålder. Mer om schablonåldern, den så kallade 38-årsregeln, finns i avsnitt 4.6.2. På grund av detta uppstår en enorm fiktiv investeringspuckel runt schablonåldern vilket syns tydligt i Figur 7. Det är därför svårt att exakt veta hur investeringarna i det svenska elnätet varierat innan dess. Med utgångspunkt i de inrapporterade uppgifterna om elnätsföretagens kapitalbas kan dock några försiktiga slutsatser dras och dessa följer nedan.

Investeringar i anläggningar är relativt jämnt fördelade över tid efter 1978. Det är en förhållandevis stor andel av elnätsföretagens anläggningar som är driftsatta innan 1978. Cirka 29 procent av anläggningarna anges vara byggda före 1978. Baserat på kunskap om samhällsutvecklingen är det sannolikt att åldersfördelningen före 1978 inte är jämnt fördelad. Denna slutsats stärks av IVA:s rapport (IVA, 2016) som bland annat visar på en stor investeringstopp under 1960-talet.

Det faktum att en stor del av anläggningarna är 40 år eller äldre innebär att det troligen finns stora investeringsbehov avseende komponenter som är 50–60 år eller äldre. Genomsnittsåldern i de svenska elnäten baserad på rapporterad data beräknas till drygt 25 år. Då en hög andel har tilldelats schablonåldern d.v.s. 38 år vid utgången av 2015, innebär det att den verkliga åldern är betydligt högre än 25 år. Det indikerar att elnätsföretagen ligger efter med reinvesteringar i elnäten.

Med tanke på de förhållanden som har beskrivits i detta avsnitt är det rimligt att anta att elnäten just nu har ett större behov av reinvesteringar jämfört med den regulatoriska avskrivningen på 2,5 procent per år. Den stora andelen anläggningar som är över 40 år ger en indikation om vilket reinvesteringsbehov som finns inom det närmaste decenniet, givet den nuvarande regulatoriska avskrivningstiden.

3.5 Drivkrafter till elnätsföretagens investeringar

Ei har gett konsultföretaget Sweco i uppdrag att ta fram information om region- och lokalnätsföretagens drivkrafter för planerade investeringar för perioden 2016–2019. I uppdraget ingick även att ta fram uppgifter om nätföretagens faktiska investeringar under 2016, inklusive uppgifter om anskaffningsvärden. Detta möjliggör dels en jämförelse mellan hur företagens prognostiserade investeringar för 2016 förhåller sig till deras faktiska investeringar och dels hur deras anskaffningsvärden förhåller sig till Ei:s normvärden. Swecos studie (Sweco, 2017 a) sammanfattas i avsnitt 3.5.1–3.5.3.

Som komplement till Swecos generella studie om investeringar och dess drivkrafter, kan delar av en annan konsultstudie som är beställd av Forum för smarta elnät också vara relevant som en fördjupning avseende drivkrafter för ny teknik och smarta lösningar. Den studien genomfördes av Copenhagen Economics (2017) och finns i sin helhet på Forumets hemsida. Representanter från Ei har deltagit i en referensgrupp under projektets gång. De delar från studien som är relevanta för att kartlägga elnätsföretagens investeringar och drivkrafter sammanfattas i avsnitt 3.5.4.

3.5.1 Introduktion till Swecos undersökning

Sweco genomförde uppdraget i huvudsak som en enkätstudie. Enkätstudien bestod av två separata enkäter, en webbenkät med frågor avseende företagets drivkrafter för investeringar i elnät och en enkät som inkluderade uppgifter om faktiska investeringar under 2016. Enkäterna skickades till samtliga region- och lokalnätsföretag. För de företag som har flera redovisningsenheter begärdes svar in för respektive redovisningsenhet.

Representanter från 45 procent av alla redovisningsenheter svarade helt eller delvis på webbenkäten. Dessa nätföretag representerar 80 procent av de totala intäktsramarna som Ei beslutade om för tillsynsperioden 2016–2019. På enkäten om faktiska investeringar svarade helt eller delvis 21 procent av redovisningsenheterna. Många nätföretag tyckte det var svårt att ta fram uppgifter på den detaljnivå som efterfrågades och valde därför att svara mindre detaljerat, vilket var ett alternativ. Detaljerade svar finns bara från cirka 7 procent av redovisningsenheterna.

3.5.2 Drivkrafter till investeringar

Av enkätundersökningen framgår att nätföretagens viktigaste drivkrafter för investeringar är att uppfylla kundernas förväntan på kvalitet, ersätta uttjänta anläggningar samt att uppfylla funktions- och leveranssäkerhetskrav från myndighet. Att hålla intäktsramen på en rimlig nivå rankades inte högt när nätföretagen fick rangordna olika drivkrafter mot varandra. Däremot angavs ett stort antal fritextsvar där nätföretagen uppgav att reglermodellens styr signaler har betydelse för investeringar. Detta talar för att styr signaler i reglermodellen ändå har eller på långt sikt kommer att ha en stark inverkan på hur nätföretagen investerar i och förvaltar sina anläggningar.

Enkätundersökningen visar vidare att el- och leveranssäkerhet anses vara viktiga faktorer vid val av teknik eller tekniska lösningar vid investeringar. Det finns även skillnader i hur små och stora elnätsföretag rangordnar olika drivkrafter. Vid

teknikvalet är lång livslängd generellt sett inte lika viktig för stora⁵² nätföretag jämfört med små nätföretag. Detta avspeglas även i att stora nätföretag i större utsträckning prioriterar ett lågt anskaffningspris i förhållande till normvärde jämfört med små nätföretag. Swecos slutsats är att små och stora nätföretag reagerar olika på styr signaler i reglermodellen.

3.5.3 Planerade och genomförda investeringar för år 2016

Resultatet av enkäten om nätföretagens faktiska investeringar visar att de investeringar som nätföretagen har genomfört under 2016 understiger de investeringsprognoser som nätföretagen lämnade i samband med ansökan om intäktsram för perioden 2016–2019. Cirka 85 procent av de prognostiserade investeringarna har genomförts.

Nätföretagen uppger att de främsta hindren för att uppfylla prognoserna är brist på interna planeringsresurser och långa handläggningstider för tillstånd samt interna och externa utförarresurser. Två tredjedelar av dessa företag bedömer att investeringsbehovet är större än de genomförda investeringarna för 2016. En tredjedel av de nätföretag som har svarat på enkäten bedömer att det finns en risk att investeringsprognosen för hela perioden 2016–2019 inte nås.

Sweco bedömer att det finns ett behov av att öka investeringsnivåerna, främst p.g.a. att anläggningar är uttjänta. De anser även att den nyligen införda ålderskomponenten vid beräkning av kapitalkostnader ger incitament för företagen att öka investeringstakten. Sweco bedömer dock att det tar tid att öka investeringstakten samt att både interna och externa resurser måste dimensioneras för den högre investeringsnivån.

Sweco har bedömt att kvaliteten på inkomna svar på den del av enkäten som avser faktiska anskaffningsvärden på normprisnivå för investeringar gjorda under 2016 är mycket osäker både i kvalitet och täckningsgrad. De har med anledning av detta inte velat dra någon slutsats om huruvida normvärdena är representativa för nätföretagens faktiska anskaffningsvärden.

3.5.4 Copenhagen Economics undersökning

Forum för smarta elnät har under 2017 finansierat en konsultstudie för att undersöka hur den befintliga intäktsramsregleringen ger incitament till elnätsföretagen att genomföra investeringar som främjar tillväxten av så kallade smarta elnät. Studien syftar främst till att ge underlag till Ei:s regelutveckling kopplad till incitament för smarta elnät. Studien bygger på enkäter till alla elnätsföretag, intervjuer med olika experter och intressenter samt en omvärldsanalys. I enkäten har smarta elnät definierats som "... ett elnät som i ökad utsträckning utnyttjar IT och kommunikationsteknik samt avancerad mätning, övervakning och styrning. Ett viktigt inslag är också insamling, bearbetning och analys av mycket stora datamängder genom avancerad beräkningsteknik och ny mjukvara" (SOU 2014:84, s. 30). Det är främst resultaten från enkätsvaren om nätföretagens investeringar samt drivkrafter för att investera som tas upp i detta avsnitt. Cirka 40 procent av

⁵² Med stora företag avses redovisningsenheter med en intäktsram för tillsynsperioden 2016–2019 som är större än 1 miljard kronor i 2014 års prisnivå. Med små företag avses redovisningsenheter med en intäktsram för tillsynsperioden 2016–2019 som är lika med, eller mindre än 1 miljard kronor i 2014 års prisnivå.

nätföretagen svarade på enkäten. Ungefär hälften av de nätföretag som svarade uppgav att de har investerat i smarta elnätslösningar och cirka 80 procent planerar att göra det fram till 2019. Trots det stora intresset visar undersökningen att regleringen inte ger incitament för ny teknik och innovativa lösningar. Cirka 60 procent av nätföretagen uppgav till och med att dagens nätreglering utgör ett hinder för detta. Intresset för teknologier för smarta elnät styrs således av andra drivkrafter där stabilare nät, leveranssäkerhet och kundnytta hamnar i topp när nätföretagen själva får rangordna de starkaste drivkrafterna.

Exempel på identifierade hinder för att investera i ny teknik och smarta lösningar är att regleringen premierar kapitalkostnader (CAPEX) framför löpande kostnader (OPEX), brister med nuvarande normprislista (fler kategorier eller övergång till anskaffningsvärden anges som alternativ), att avskrivningstiderna inte speglar verkligheten tillräckligt väl och att incitamenten för effektivt nätutnyttjande är för svaga. Vissa av dessa frågor, t.ex. avskrivningstider (se kapitel 4), har Ei analyserat och föreslagit förändringar redan inför nästa tillsynsperiod. Andra frågor får Ei ta ställning till inför tillsynsperioder längre fram i tiden. Studien föreslår också att en tydligare politisk målbild och vision avseende smarta elnät behöver tas fram. När det kommer till investeringsbehov bekräftar både den ökade andelen planerade investeringar i smarta elnät och den nuvarande åldersstrukturen att investerings- takten kommer öka framöver.

3.6 Koppling mellan investeringar och prisökningar av elnätstariffer

De elnätsinvesteringar som nätföretagen nu genomför innebär ökade tariffer för kundkollektivet. I media har elnätsföretagen ofta refererat till investeringar när prisökningar har genomförts. För att skapa en referensram om vad investeringarna innebär i ökade kostnader för det samlade kundkollektivet kan följande beräkningsexempel göras.

De investeringar som elnätsföretagen prognostiserat på cirka 49,7 miljarder kronor för perioden 2016–2019 innebär ökade totala intäkter för elnätsföretagen på drygt 1 procent per år. Detta under förutsättning att investeringarna fördelas jämnt över perioden och att prisökningarna läggs ut successivt under perioden. I exemplet har Ei gjort vissa förenklingar och antaganden⁵³ men i exemplet speglas ändå de verkliga parametrarna som används i regleringen.

Ei har i exemplet inte beaktat att många företag inte når upp till sina prognostiserade investeringar och inte heller de utrangeringar som elnätsföretagen planerar att genomföra under perioden. Om båda eller något av dessa faktorer hade beaktats skulle ökningen av totala intäkter vara lägre.

⁵³ De antaganden som Ei gjort i exemplet är: en real kalkylränta före skatt på 4,56 procent, en avskrivningstid för alla anläggningar på 40 år, den ingående kapitalbasen per 31 december 2015 är 400 miljarder kronor och anläggningarnas ålder är i genomsnitt 25,7 år per den 31 december 2015. De påverkbara och opåverkbara kostnaderna motsvarar i exemplet de kostnader som Ei grundat sina beslut om intäktsramar på för perioden 2016–2019.

Elnätstarifferna har å andra sidan i genomsnitt⁵⁴ ökat med 6,71 procent mellan 2015 och 2016 och med 7,67 procent mellan 2016 och 2017.

Kostnaderna för de planerade investeringsnivåerna kan således bara till en begränsad del förklara de prisökningar som har skett under 2016 och 2017 i många av elnätsföretagen.

3.7 Elnätsföretagens investeringar 2006–2016

I denna analys har Ei utgått från de uppgifter om investeringar⁵⁵ som nätföretagen redovisar i sina årsrapporter. I årsrapporterna framgår inte vilka investeringar som avser ny- respektive reinvesteringar⁵⁶. För att kunna göra en analys avseende nyinvesteringar och reinvesteringar har Ei antagit att nyinvesteringar motsvarar intäkter från anslutningsavgifter. Således betraktas skillnaden mellan dessa och totala investeringar i denna analys som reinvesteringar.

3.7.1 Lokalnät

I Tabell 1 redovisas en sammanställning över lokalnätens aggregerade investeringar 2006–2016⁵⁷.

Tabell 1 – Lokalnätens aggregerade investeringar 2006–2016

Lokalnät, prisnivå 2014	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Inköp (miljarder)	6,16	6,61	7,73	3,27	3,01	2,72	2,55	2,42	2,83	6,28	2,33
Omklassificeringar (miljarder)	2,26	3,03	3,54	6,33	5,67	3,81	5,59	4,35	4,61	4,28	5,53
Anslutningsintäkter (miljarder)	0,62	0,62	0,85	0,73	0,79	0,79	0,72	0,60	0,71	0,90	0,95
Total ledningslängd, luftledning och jordkabel (km)	479 875	482 900	490 211	493 337	497 899	498 854	506 533	509 486	514 313	518 781	518 313
Reinvesteringar (miljarder)	7,79	9,02	10,42	8,86	7,89	5,74	7,42	6,16	6,74	9,66	6,91

Källa: Ei

I Figur 8 presenteras utvecklingen av investeringar och anslutningsintäkter för lokalnäten 2006–2016.

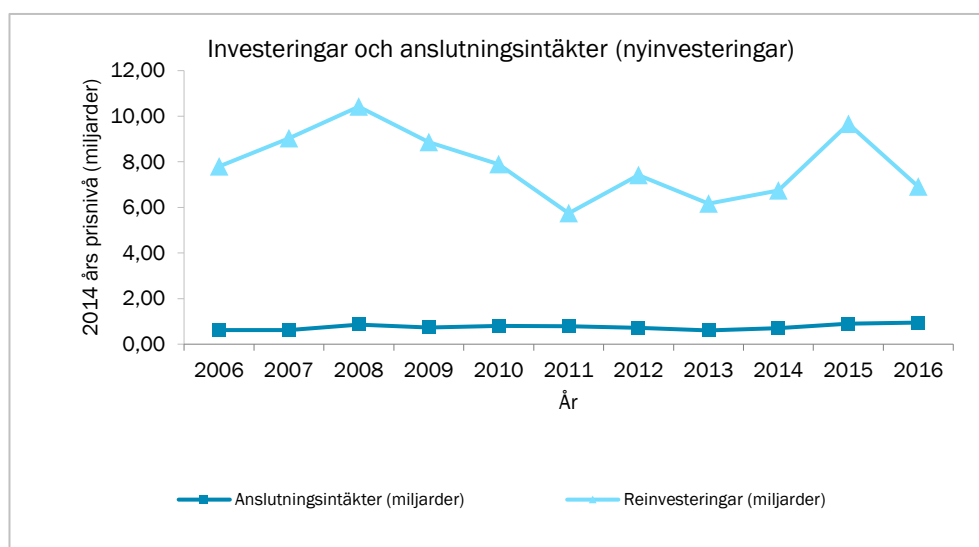
⁵⁴ Beräkningen har gjorts med utgångspunkt i uppgifter om typkunder som elnätsföretagen årligen lämnar in till Ei och viktningen har skett utifrån antalet uttagspunkter per typkund. Följande typkunder har inte ingått i beräkningen men de ingår med en annan förbrukning: 20A, 20 000 kWh/år och 25A, 30 000 kWh/år. Ei samlar även in uppgifter avseende effekttariffer men dessa har inte heller ingått i beräkningen då antalet uttagspunkter per typkund saknas i denna rapportering.

⁵⁵ Posterna Inköp och Omklassificeringar, Eldistributionsanläggningar och mätare.

⁵⁶ En investering kan antingen vara en nyinvestering eller reinvestering. En nyinvestering innebär till exempel anläggning av ett nytt nät med en ny sträckning eller att ett befintligt nät med luftledningar byts ut till jordkabler. Reinvestering innebär en varaktig investering i ett befintligt nät, som förlänger livslängden.

⁵⁷ Uppgifterna har räknats om till 2014 årsprisnivå med Faktorprisindex för lokalnät. (anslutningsintäkter) och Faktorprisindex för byggnader (inköp och omklassificeringar).

Figur 8 – Utvecklingen av investeringar och anslutningsintäkter (nyinvesteringar) för lokalnäten 2006–2016



Källa: Ei

Figur 8 visar att utvecklingen av anslutningsintäkterna har varit beständig under perioden. Reinvesteringsnivåerna har dock varierat mellan åren och varit högst under åren 2008 och 2015. En förklaring till den höga nivån under 2008 skulle kunna vara alla investeringar efter stormen Per.

3.7.2 Regionnät

I Tabell 2 presenteras en sammanställning över regionnätens aggregerade investeringar 2006–2016.⁵⁸

Tabell 2 – Regionnätens aggregerade investeringar 2006–2016

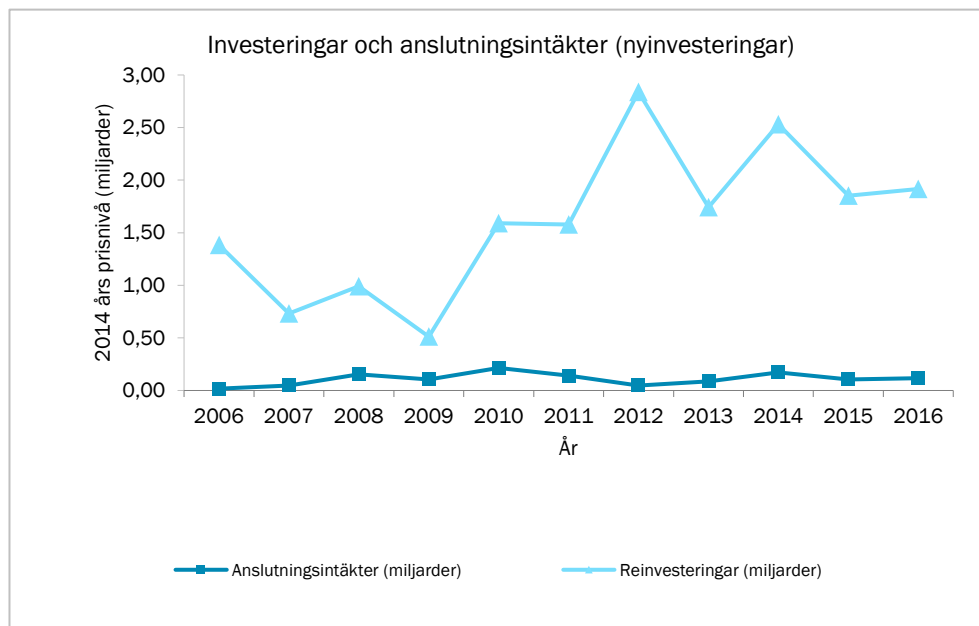
Regionnät, prisnivå 2014	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Inköp (miljarder)	0,60	0,53	0,35	0,10	0,23	0,15	0,30	0,22	0,36	0,54	0,12
Omklassificeringar (miljarder)	0,80	0,25	0,80	0,52	1,57	1,57	2,58	1,61	2,34	1,42	1,91
Anslutningsintäkter (miljarder)	0,02	0,05	0,15	0,11	0,21	0,14	0,05	0,09	0,17	0,10	0,12
Total ledningslängd, luftledning och jordkabel (km)	30 374	30 289	30 274	30 511	31 010	30 193	30 350	30 608	30 911	30 991	31 221
Reinvesteringar (miljarder)	1,38	0,73	0,99	0,51	1,59	1,58	2,84	1,74	2,53	1,85	1,92

Källa: Ei

⁵⁸ Uppgifterna har räknats om till 2014 årsprisnivå med Faktorprisindex för regionnät (anslutningsintäkter) och Faktorprisindex för byggnader (inköp och omklassificeringar).

I Figur 9 presenteras utvecklingen av investeringar och anslutningsintäkter för regionnäten 2006–2016.

Figur 9 – Utvecklingen av investeringar och anslutningsintäkter (nyinvesteringar) för regionnäten 2006–2016



Källa: Ei

Figur 9 visar att anslutningsintäkterna har varierat något mellan åren samt att reinvesteringarnivåerna har ökat påtagligt under perioden 2012–2016 jämfört med perioden 2006–2011.

Noteras bör att reinvesteringarna för lokal- och regionnät för de flesta åren under perioden 2006–2016 inte når upp till den nivå man borde förvänta sig för att förhindra att kapitalbasens värde urholkas. Exempelvis ligger reinvesteringar under 2016 på cirka 88 procent av vad man borde förvänta sig givet kapitalbasens värde och de totala investeringarna 2016 ligger under det man borde förvänta sig givet de av elnätsföretagen prognostiserade investeringarna.

3.7.3 Analys av utvecklingen av investeringar

Utvecklingen av anslutningsintäkterna har för lokalnät varit beständig, medan den för regionnät varierat något mellan åren. Vad gäller anslutningsintäkterna är det rimligt att anta att intäkterna till stor del motsvarar de nyinvesteringar företagen har gjort.

Vid jämförelse av den totala ledningslängden 2006 med den totala ledningslängden 2016 går det att utläsa att den totala ledningslängden under perioden har ökat med cirka 8 procent i lokalnäten och med cirka 3 procent i regionnäten. Det får bedömas som en mycket begränsad utökning av näten när man beaktar att det avser en tioårsperiod. Då har inte hänsyn tagits till effekten av att byta mellan luftledning och kabel (vilket skett i relativt stor utsträckning under perioden) ibland medför en ökad ledningssträcka på grund av att luftledning är mindre beroende av t.ex. markförhållanden. Den marginella ökningen av ledningssträcka i kombination med anslutningsintäkternas utveckling ger en signal om att nyinvesteringarna inte har ökat särskilt mycket.

Huvuddelen av de investeringar som görs i lokal- respektive regionnäten är därmed reinvesteringar. Reinvesteringar i lokalnäten har varierat mellan åren och har varit högst under åren 2008 och 2015. Även reinvesteringar i regionnäten har varierat mellan åren men har ökat påtagligt under perioden 2012–2016 jämfört med perioden 2006–2011. Siffrorna visar att reinvesteringarna för både lokal- och regionnät under perioden 2006–2016 i genomsnitt legat på cirka 9,48 miljarder kronor per år, vilket understiger den återinvesteringstakt som krävs för att vidmakthålla elnätens åldersstruktur.

Det går inte att, utifrån denna analys, dra några säkra slutsatser om hur mycket regleringen påverkar nätföretagens investeringar. Det är svårt att utvärdera den fulla effekten av ändrat regelverk genom att titta på relativt korta tidsperioder. Även om nya regler skulle påverka företagen i hög utsträckning så hinner vi inte med säkerhet se effekterna. Nätföretagens investeringsbeslut är troligtvis resultat av en planering utifrån ett lite längre tidsperspektiv.

3.8 Ei:s jämförelse mellan investeringar 2012–2015 och investeringar 2016–2019

Ei har gjort en jämförelse mellan investeringar som genomfördes under tillsynsperioden 2012–2015 och de investeringar som nätföretagen planerar att genomföra under tillsynsperioden 2016–2019. I och med att nätföretagen i regleringen inte behövde redovisa reinvesteringar under perioden 2012–2015 har Ei i denna analys utgått från uppgifter som nätföretagen redovisat i årsrapporter. De redovisade investeringarna⁵⁹ under åren 2012–2015 har räknats om med Faktorprisindex för byggnader till 2014 årsprisnivå och dessa uppgifter har jämförts med de prognoser som redovisades i 2014 års prisnivå för åren 2016–2019.

Nätföretagen har planerat att under perioden 2016–2019 investera cirka 49,7 miljarder kronor, vilket innebär en ökning med cirka 7,4 miljarder jämfört med perioden 2012–2015. Swecos undersökning visar emellertid att 85 procent av de planerade investeringarna för år 2016 har genomförts (se avsnitt 3.5.3). Ei:s jämförelse mellan prognos för 2016 och uppgifter som lämnades i årsrapporten för 2016⁶⁰ visar att cirka 86 procent av prognostiserade investeringar har genomförts. Om vi antar att utfallet för hela perioden skulle bli 85 procent av de prognostiserade investeringarna, såsom Swecos undersökning visar, skulle investeringarna istället ligga på ungefär samma nivå som under perioden 2012–2015. Detta antagande stärks av enkätundersökningen där en tredjedel av nätföretagen bedömde att det finns en risk att investeringsprognosen för hela perioden 2016–2019 inte nås.

Det finns en del osäkerhet i både rådata och gjorda antaganden, vilket gör att vi bör vara försiktiga med att dra några slutsatser baserat på jämförelserna i detta avsnitt. Investeringsprognoserna visar på en ökning av investeringsvolymen jämfört med perioden 2012–2015. Utfallet för år 2016 visar emellertid att den planerade investeringsvolymen inte realiserats. Om den totala planerade investeringsvolymen skulle realiserats är den, enligt Ei:s bedömning, rimlig i

⁵⁹ Posterna Inköp och Omklassificeringar, Eldistributionsanläggningar och mätare.

⁶⁰ Omräknade med faktorprisindex för byggnader till 2014 års prisnivå då prognoserna lämnats i 2014 års prisnivå.

förhållande till det löpande investeringsbehovet i elnäten tillsammans med det faktum att det finns indikationer på att elnätsföretagen ligger efter med reinvesteringar. Om alla planerade investeringar skulle genomföras skulle detta innebära en förnyring av nätet med cirka ett år till 2020.

3.9 Ei:s samlade bedömning är att prisökningarna inte enbart kan förklaras med ökade investeringar

Investeringar i elnät är ofta omfattande och långsiktiga. Samhällsutvecklingen på både nationell och lokal nivå innebär därför att det kan uppstå ojämna investeringscykler för nätföretag som innebär trender på aggregerad nivå, men också att det kan skilja sig mellan enskilda nätföretag. Även specifika händelser, såsom stormarna Gudrun och Per, kan temporärt påverka investeringstakten.

Genomsnittsåldern i de svenska elnäten baserad på rapporterad data beräknas till drygt 25 år men den verkliga åldern är betydligt högre än 25 år. Det indikerar att elnätsföretagen ligger efter med reinvesteringar i elnäten. Det faktum att en stor del av anläggningarna är 40 år eller äldre innebär även att det troligen finns stora investeringsbehov avseende komponenter som är 50–60 år eller äldre.

När det gäller drivkrafterna för investeringar visar svaren i Swecos enkätundersökning att de viktigaste drivkrafterna för investeringar är att uppfylla kunders förväntan på kvalitet, ersätta uttjänta anläggningar samt att uppfylla funktions- och leveranssäkerhets krav från myndigheten. Det är dock svårt att utifrån tillgängliga studier och material dra några säkra slutsatser om hur mycket intäktsramsregleringen påverkar reinvesteringstakten. Framförallt då regleringen nyligen ändrades till linjär avskrivningsmetod. Ändringen genomfördes kort tid före den nu aktuella tillsynsperioden och det är inte säkert att nätföretagen hunnit reagera på de nya incitamenten genom att öka investeringarna. Det finns indikationer på en viss påverkan, att nätföretagen efter 2015 känt en ökad press att reinvestera utifrån regulatoriska incitament även om det inte anges av dem själva som huvudskäl när det kommer till drivkrafter. Det är också tydligt att begränsad tillgång på t.ex. utförare har en bromsande effekt på investeringstakten under innevarande reglerperiod. Kortsiktigt är risken för omotiverade investeringar som enbart är drivna av den ändrade regleringen mycket liten. På längre sikt är det nog troligt att regleringens incitament får större genomslag på företagets agerande och det är då av stor vikt att de regulatoriska avskrivningstiderna är väl avvägda (se kapitel 4) så att regleringen ger korrekta investeringsincitament. Vidare är det av stor vikt att den tillåtna avkastningen i regleringen är adekvat och avspeglar relevanta kapitalkostnader för den risknivå som elnätsverksamhet innebär (se kapitel 2).

De investeringar som elnätsföretagen planerar att genomföra under perioden 2016–2019 ligger något högre än föregående period. Däremot visar faktiskt genomförda investeringar under 2016 och enkätundersökningen att elnätsföretagen sannolikt inte kommer att kunna investera på den nivå som är planerad. För närvarande är bedömningen att investeringsnivån för 2016–2019 inte kommer att väsentligt överstiga föregående tillsynsperiod.

Nivån på investeringarna har således inte ändrats i någon större grad på senare tid. Dessutom innebär de planerade investeringarna inte någon väsentlig påverkan på elnätens status i förhållande till det stora investeringsbehov som finns för det närmaste decenniet. Om alla planerade investeringar skulle genomföras skulle detta endast innebära en förnygring av nätet med cirka ett år fram till 2020.

De elnätsinvesteringar som nätföretagen nu genomför innebär ökade tariffer för kundkollektivet. I media har nätföretagen ofta refererat till investeringar när prisökningar har genomförts. De planerade investeringarna innebär dock bara en möjlighet att öka de totala intäkterna för elnätsföretagen på drygt 1 procent per år (under förutsättning att investeringarna fördelas jämnt över perioden och att prisökningarna läggs ut successivt samt att en real kalkylränta före skatt på 4,56 procent används). Då har inte hänsyn tagits till att många företag inte når upp till sina prognostiserade investeringar. Kostnaderna för de planerade investeringsnivåerna kan därför bara till en begränsad del förklara de prisökningar som har skett det senaste året i många av elnätsföretagen.

4. Förslag till differentierade avskrivningstider

Ei har tagit fram förslag till ändringar i 10 § intäktsramsförordningen avseende avskrivningstider och uppdelning av anläggningskategorier. Ei föreslår också att regeln om att ge anläggningar en schablonålder, den så kallade 38-årsregeln tas bort i samband med det. I detta kapitel motiverar Ei dessa ändringar.

4.1 Avskrivningstider i regleringen

I detta avsnitt redogör Ei för hur avskrivningstider i regleringen bestäms samt vilka avskrivningstider som historiskt tillämpats. Ei presenterar även hur avskrivningstiderna påverkar företagets intäkter och incitament.

4.1.1 Avskrivningstider och livslängder

Med kapitalkostnad avses här en kostnad för att använda fysiskt kapital. Kostnaden utgörs dels av kostnaden för förbrukning av tillgången (avskrivning eller kapitalförslitning) och dels själva avkastningen från tillgångens återstående värde (kapitalbindning). En viktig parameter vid beräkning av kapitalkostnader är därför att avskrivningstiderna sätts utifrån tillgångens ekonomiska livslängd. Med ekonomisk livslängd avses här den tid som det anses ekonomiskt rimligt, med hänsyn till drift- och underhållskostnader, kapacitet, teknikutveckling, funktionskrav m.m., att behålla en anläggning i stället för att byta ut den.

I en reglering av monopolverksamhet bestäms ofta regulatoriska avskrivningstider. Dessa baseras ofta på ekonomiska livslängder istället för på bokföringsmässiga avskrivningar eftersom regleringen ofta syftar till att ge incitament att använda en anläggning så länge det är samhällsekonomiskt motiverat. För att en reglering ska vara hanterbar behöver vissa förenklingar göras, t.ex. att dela in anläggningar i mer eller mindre breda kategorier. Varje kategori får en gemensam avskrivningstid. När de regulatoriska avskrivningstiderna tas fram är det viktigt att beakta och försöka uppskatta hur de verkliga ekonomiska livslängderna bland komponenterna i respektive kategori brukar variera. Eftersom regleringen i sig kan ge påverkan på de ekonomiska livslängderna (incitament om kvalitet, underhåll, reinvesteringstakt m.m.), är det viktigt att uppskatta ekonomiska livslängder exklusive eventuella effekter av nuvarande eller tidigare regleringar.

4.1.2 Avskrivningstider som historiskt tillämpats

I Nätnyttomodellen⁶¹ som tillämpades i regleringen under åren 2003–2007 använde Ei en avskrivningstid på 40 år för samtliga anläggningar, förutom för mätare m.m. Avskrivningstiden för mätare m.m. under denna period var från början 18 år och justerades 2007 till 12 år. Även under perioden 2008–2011 tillämpade Ei en avskrivningstid på 40 år för alla anläggningar förutom för mätare m.m. där

⁶¹ En modell för att bedöma skäligheten i nätföretagens tariffer.

avskrivningstiden för åren 2008 och 2009 var 12 år. Avskrivningstiden för mätare m.m. sänktes till 10 år för åren 2010 och 2011.

Fram till 2016 beslutade Ei om avskrivningstider, ett beslut som då också gick att överklaga. Inför övergången till förhandsregleringens första tillsynsperiod 2012–2015 lämnade Ei emellertid ett förslag till regeringen om att Ei skulle få föreskriva om avskrivningstider men regelverket ändrades inte. Inför den första tillsynsperioden utredde Ei också om det fanns anledning att ändra de avskrivningstider som tidigare tillämpats. Konsultföretaget Sweco fick också i uppdrag att se över avskrivningstiderna och föreslog då en ny kategoriindelning och justerade avskrivningstider. I Swecos studie (2010) fördelade sig avskrivningstiderna mellan 45 och 55 år för anläggningar med en 40-årig avskrivningstid (viktad genomsnittlig avskrivningstid på cirka 49 år). Ei konstaterade att Swecos studie gav stöd för att de ekonomiska livslängderna är längre än 40 år, vilket skulle kunna motivera en höjning av de regulatoriska avskrivningstiderna. Styr- och kontrollutrustning samt elektronik var dock integrerade i Swecos föreslagna kategorier för transformator och kabel (där kabelskåp ingick). Med hänvisning till att nätföretagen stod inför stora investeringar i elektronik och nya styrsystem samt att livslängden ska spegla anläggningen i dess helhet valde Ei därför att behålla en 40-årig avskrivningstid för traditionella elnätskomponenter.⁶² För mätare m.m. sänktes avskrivningstiden från 12 till 10 år.

Inför tillsynsperioden 2016–2019 såg Ei inga skäl att frångå den tidigare kategoriindelning som tillämpats under perioden 2012–2015. Ei föreslog emellertid att regeringen skulle föreskriva om dessa anläggningskategorier och avskrivningstider samt om att en viss ersättning skulle ges även efter avskrivningstidens slut (en så kallad revideringskomponent) för de anläggningar som fortfarande var i drift efter det att den regulatoriska avskrivningstiden löpt ut. Revideringskomponenten skulle uppgå till maximalt 50 år för anläggningar med en 40-årig regulatorisk avskrivningstid och till 12 år för anläggningar med en 10-årig avskrivningstid. Anledningen till att införa en revideringskomponent var de svårigheter och osäkerheter som finns med att bestämma avskrivningstider i förväg och för att undvika samhällsekonomiska förluster till följd av att anläggningar skulle bytas ut för tidigt.

4.1.3 Avskrivningstider och anläggningskategorier i regleringen idag

De avskrivningstider som tillämpas vid beräkning av kapitalförslitning i regleringen framgår av 10 § intäktsramsförordningen. Enligt förordningen ska den ekonomiska livslängden anses vara 40 år för en anläggning för överföring av el och 10 år för övriga anläggningar. I intäktsramsförordningen finns också reglerna om revideringskomponenten (mer om denna i avsnitt 4.6.1).

⁶² Ei R2010:24 Förhandsprövning av elnätstariffer – slutrapport inför första tillsynsperioden 2012–2015.

Av 3 § Energimarknadsinspektionens föreskrifter (EIFS 2015:1) om nätkoncessionshavares förslag till intäktsram och insamling av uppgifter för att bestämma intäktsramens storlek (rapporteringsföreskriften) ska de anläggningstillgångar som ingår i kapitalbasen redovisas fördelat på följande tre anläggningskategorier:

- ledningar
- stationer, transformatorer och kringutrustning
- system för drift eller övervakning av en anläggning för överföring av el eller system för beräkning eller rapportering vid mätning av överförd el (i det följande benämnt "mätare m.m.")

De två förstnämnda kategorierna står för cirka 95 procent av det totala anläggningens värde och har idag en avskrivningstid på 40 år. Den sistnämnda kategorin har en avskrivningstid på 10 år. Detta innebär att de allra flesta anläggningar har en avskrivningstid som uppgår till 40 år. Den genomsnittliga avskrivningstiden är cirka 39 år om viktning görs med avseende på anläggningens värdena.

4.1.4 Hur avskrivningstider påverkar företagets intäkter och incitament

Fram till och med 2015 tillämpades en annuitetsmetod för att beräkna kapitalkostnaden⁶³ i intäktsramsregleringen, medan regleringen idag bygger på en linjär avskrivningsmetod. Oavsett avskrivningsmetod finns det risker med att ha regulatoriska avskrivningstider som skiljer sig för mycket från de ekonomiska livslängderna, men riskerna ser olika ut.

En annuitetsmetod tar ingen hänsyn till anläggningarnas ålder. Det medför att för korta avskrivningstider ger nätföretagen en överkompensation, medan för långa avskrivningstider istället ökar risken för en underkompensation. Den linjära metoden tar i motsats till annuitetsmetoden hänsyn till anläggningarnas ålder. Det medför att varken för långa eller för korta avskrivningstider generellt är mer ekonomiskt gynnsamt för nätföretagen jämfört med avskrivningstider som har samma längd som den ekonomiska livslängden.

Eftersom annuitetsmetoden inte tog hänsyn till anläggningens ålder, gav den alltid incitament att behålla anläggningar så länge som möjligt oavsett regulatorisk livslängd. I en linjär metod är det däremot viktigt att valda avskrivningstider ger samhällsekonomiskt korrekta incitament. Är det ekonomiskt optimalt att driva en anläggning i 60 år ska den också ha en avskrivningstid som återspeglar detta. För långa avskrivningstider innebär att företagen kan tvingas reinvestera innan de fått full ersättning för den gamla anläggningen och för korta avskrivningstider innebär att företagen ges incitament att byta ut fungerande anläggningar i förtid. Om nätföretaget optimerar sin verksamhet efter regleringen, vilket är rimligt att anta att de helt eller delvis kommer att göra, är det lönsamt för dem att använda anläggningar under hela de regulatoriska avskrivningstiderna. Valet av avskrivningstider påverkar således nätföretagens incitament vid investerings- tillfället avseende t.ex. kvalitetsval samt i vilken grad anläggningarna vårdas och underhålls.

⁶³ Avskrivning och avkastning.

4.1.5 Behov av att utreda avskrivningstiderna

Ei har tillämpat en avskrivningstid på 40 år för de flesta anläggningar i nätverksamheten sedan 2003. Förutom att skapa en enkelhet i regleringen har avskrivningstiden på 40 år varit baserad på antaganden om framtida teknikutveckling. Historiskt har det inte varit så stor skillnad i livslängd på olika anläggningsdelar att det motiverat fler anläggningskategorier.

Detta håller på att förändras. Idag ser vi en större utveckling mot smartare lösningar och annan teknologi för vissa anläggningskomponenter vilket gör att frågan om anläggningskategorier och regulatoriska avskrivningstider är mer komplex än tidigare. Detta gör att avskrivningstiderna behöver följas upp och ändras i större utsträckning i dagens reglering än vad som tidigare var fallet.

Det som i dagens reglering definieras som en enhetlig anläggning består ofta av delkomponenter med avskrivningstider som sinsemellan skiljer sig åt. Ett exempel på detta är byggnader och ställverk med styr- och kontrollutrustning, där den senare utrustningen normalt sett har mycket kortare ekonomisk livslängd än övriga anläggningsdelar. För att inte hämma utvecklingen mot mer smarta lösningar krävs avskrivningstider som bättre speglar dessa anläggningars ekonomiska livslängd. Det skulle därmed krävas att denna typ av utrustning lyfts ut till en egen kategori för att möjliggöra en avskrivningstid som bättre speglar den ekonomiska livslängden.

Ei har inom ramen för detta regeringsuppdrag utrett om det finns anledning att föreslå en annan kategorisering av elnätsföretagens anläggningar och i så fall en ytterligare differentiering av avskrivningstiderna. Ei har bland annat gett Sweco i uppdrag att ta fram förslag på hur detta skulle kunna genomföras och särskilt om styr- och kontrollutrustning ska utgöra en egen kategori till skillnad från förslag i tidigare utredningar. Enligt uppdraget ska Swecos förslag till avskrivningstider baseras på den förväntade ekonomiska livslängden för anläggningskategorierna och kunna användas oavsett om den nuvarande reglering bibehålls eller utvecklas. Swecos utredning (2017, b) sammanfattas i avsnitt 4.2.

4.2 Swecos utredning

För att svara på frågan om de nuvarande regulatoriska avskrivningstiderna motsvarar de verkliga ekonomiska livslängderna har Sweco på uppdrag av Ei genomfört en analys av underlaget från företagets ansökan om intäktsram för perioden 2016–2019 samt genomfört en litteraturstudie som främst grundar sig på utredningar från flera olika länder. I litteraturstudien har Sweco betonat att de undersöker den ekonomiska livslängden och inte teknisk eller bokföringsmässig livslängd⁶⁴. Sweco har därefter tagit fram förslag till förändringar, gjort konsekvensanalyser och jämfört förslagen med andra länders regleringar. I uppdraget har Sweco även analyserat hur dagens regler om revideringskomponent och schablonmässig ålder (den så kallade 38-årsregeln) fungerar med Swecos förslag till förändringar.

⁶⁴ Som ekonomisk livslängd men där en viss försiktighetsprincip tillämpas i enlighet med gällande redovisningsstandard.

4.2.1 Kunskaps- och erfarenhetsinsamlingen

Sweco har genomfört en analys av data från tillsynsperioden 2016–2019 som avser prognostiserade investeringar och utrangeringar. Swecos analys visar att det inte går att dra någon slutsats om verkliga ekonomiska livslängder utifrån underlaget eftersom anläggningarnas åldersfördelning är präglad av nuvarande regulatoriska förutsättningar⁶⁵ där cirka 29 procent av det samlade nuanskaffningsvärdet utgörs av tillgångar som saknar åldersbestämning (5 procent) och av tillgångar som har angivits som driftsatta under åren 1976–1977 (24 procent). Analysen visar att 94 procent av det samlade anläggningsvärdet för de planerade utrangeringarna sker på anläggningar som är mer än 30 år gamla. Det är därför troligt att den förväntade genomsnittliga åldern för anläggningar som idag omfattas av 40 års regulatorisk avskrivningstid, är betydligt längre. Analysen ger däremot ingen klar bild om hur mycket längre ekonomisk livslängd än 40 år som kan förväntas eller hur de ekonomiska livslängderna varierar mellan olika anläggningskategorier.

I litteraturstudien har Sweco främst studerat ekonomiska livslängder i länder för vilka det finns tillgänglig information, t.ex. Danmark, Australien, Kanada m.fl., genom att gå igenom rapporter från forskningsorganisationer, branschorganisationer och reglermyndigheter. Utifrån dessa analyser har intervaller för ekonomiska livslängder identifierats. Dessa intervaller sammanfattas i Tabell 3, se avsnitt 4.2.2.

I den andra delen av utredningen har Sweco undersökt om det finns något mer ändamålsenligt sätt att kategorisera anläggningstillgångarna än den struktur som används idag. Utredningen har tagit utgångspunkt i vad som framkommit i litteraturstudien, vilken kompletterats med en intern och en extern workshop. På den externa workshopen deltog representanter från Energiföretagen samt representanter från ett antal elnätsföretag. Sweco drar slutsatsen att resultatet från workshopen visar att det verkar rimligt att utveckla dagens modell till att omfatta fler anläggningsskategorier samt att de utifrån litteraturstudien, framtagna intervallen på ekonomisk livslängd till stor del också är representativa för svenska förhållanden.

4.2.2 Swecos förslag

Sweco föreslår i sin redovisning av uppdraget till Ei en indelning i tolv olika anläggningsskategorier. Två av dessa förutsätter att normvärdeslistan⁶⁶ omarbetas så att styr- och kontrollutrustning bryts ut ur normkoderna för ställverk och byggnader samt att kabelskåp bryts ut ur normkoderna för lågspänningskabel. Motivet för att skapa nya normkoder är att styr- och kontrollutrustning och kabelskåp har kortare ekonomisk livslängd än övriga delar i den anläggningsskategori som de tillhör. Den kortare livslängden ger också upphov till en omfattande användning av den regulatoriska metoden partiell förnyelse som är administrativt tung för elnätsföretagen. Partiell förnyelse innebär att om en investering har skett i en befintlig anläggning så kommer den att förnygra anläggningens ålder.⁶⁷ Sweco har i sin analys fokuserat på lokal- och regionnät,

⁶⁵ Intäktsramsförordningen 12 § - En anläggning för överföring av el ska anses vara 38 år gammal vid utgången av år 2015 om anläggningen då är äldre än 38 år eller om åldersuppgift saknas.

⁶⁶ Ei:s lista på anläggningar som ingår i kapitalbasen där det framgår normvärde för respektive anläggning (normkod).

⁶⁷ EIFS 2015:27 §

men anser att mer differentierade avskrivningstider också bör kunna implementeras på stamnätet. Ei har, för att skaffa kompletterande underlag, bett Svenska kraftnät att yttra sig i frågan huruvida förslaget kan tillämpas för elnätsanläggningar i stamnätet eller om det krävs tillägg eller justeringar. Svenska kraftnäts synpunkter i frågan redovisas i avsnitt 4.3.3.

I Tabell 3 sammanfattas resultatet av Swecos utredning avseende anläggningskategorier med tillhörande avskrivningstider. Sweco har för den föreslagna avskrivningstiden utgått från den förväntade medellivslängden för anläggningar vid utrangering. Sweco definierar även intervall inom vilka merparten av företagens anläggningar förväntas ha nått sin ekonomiska livslängd. Sweco konstaterar att det alltid kommer finnas anläggningar som har både kortare och längre livslängd än vad som definieras i intervallet.

Tabell 3 Sammanfattning av Swecos förslag avseende kategorier och förväntad ekonomisk livslängd

Anläggningskategori	Ekonomisk livslängd (år)	Regulatorisk avskrivningstid (år)	
		Nuvarande	Föreslagen
Kabel, lokalnät	50–80	40	60
Luftledning, regionnät	40–80	40	60
Kabel, regionnät	45–60	40	50
Transformator	35–60	40	50
Mark och bygg	40–60	40	50
Luftledning, lokalnät	35–60	40	40
Ställverk, primärapparater	35–55	40	40
Nätstation	30–50	40	40
Kabelskåp	20–40	40	30 (40*)
Styr- och kontrollutrustning	15–25	40	20 (15*)
Mätare	10–15	10	10
IT-system	5–10	10	10

*De två alternativa avskrivningstiderna inom parentes har Sweco i ett senare skede bekräftat som rimliga val jämte deras ursprungliga förslag, se avsnitt 4.3 för mer information.

Källa: Sweco (2017 b) och egen bearbetning av Ei

Nedan följer en sammanfattning av Swecos analys gällande de olika anläggningskategorierna som listas i Tabell 3.

Kabel lokalnät – Nuvarande regulatorisk avskrivningstid på 40 år är för kort och bör förlängas. När kablar har passerat en initial inkörningsprocess, där eventuella materialdefekter och bristfällig installation har upptäckts tenderar de att fungera tillfredsställande under en mycket lång tid om de inte påverkas av yttre faktorer såsom grävskador och omläggningar. En ekonomisk livslängd på 60 år är rimlig, samtidigt som den tekniska livslängden kan vara betydligt längre.

Luftledning regionnät – Swecos samlade bedömning är att den nuvarande regulatoriska avskrivningstiden på 40 år kan förlängas. Anläggningarna byggs trådsäkert i breda ledningsgator vilket minskar risken för mekaniska skador. En osäkerhet råder dock beträffande framtida nyttjande av kreosotstolpar och den långsiktiga hållbarheten för det material som ska ersätta dessa. Används

fackverkskonstruktioner⁶⁸ hamnar den ekonomiska livslängden i den övre delen av spannet 40–80 år.

Kabel regionnät – Nuvarande regulatorisk avskrivningstid på 40 år är för kort och bör därför förlängas av samma skäl som angetts för kabel lokalnät. Regionnät har dock oftast betydligt högre spänningsnivåer än lokalnät. För jordkablar innebär höga spänningsnivåer mer slitage på grund av fysikaliska effekter jämfört med lägre spänningsnivåer, vilket kan påverka den ekonomiska livslängden negativt. Det är därför enligt Sweco rimligt att endast höja avskrivningstiden till 50 år, vilket är 10 år kortare jämfört med kabel lokalnät.

Transformator – Sweco anser att nuvarande regulatorisk avskrivningstid på 40 år kan ökas till 50 år. Anläggningarna står ofta i en skyddad miljö och har få rörliga delar. Förnyelse vid haverier p.g.a. exempelvis åskoväder kan dock ha en viss påverkan på den ekonomiska livslängden för mindre transformatorer placerade utomhus. Tekniken för transformatorer är mycket beprövad. Belastningsnivåerna för svenska transformatorer är generellt låga vilket minskar slitaget och risken för haverier. Det förlänger även den ekonomiska livslängden.

Mark och bygg – Sweco anser att nuvarande avskrivningstid på 40 år är i lägsta laget och föreslår därför en höjning till 50 år. Det som talar för en längre regulatorisk avskrivningstid är att markarbete och i viss grad även byggnader generellt har ännu längre ekonomiska livslängder. Normkoderna innehåller även viss kontrollutrustning samt lik- och växelspänningssystem för lokalkraftsförsörjning. Dessa föreslås dock brytas ut ur normkoderna för byggnader och istället inkluderas i nya kategorin "Styr- och kontrollutrustning". Grundläggningskostnader och vissa typer av byggnader förväntas ha en mycket lång livslängd medan t.ex. staket, grindar och plåtbyggnader har en kortare livslängd.

Luftledning lokalnät – Dagens nivå på 40 år i regulatorisk avskrivningstid är rimlig och ingen ändring i avskrivningstid är därför nödvändig enligt Sweco. En avskrivningstid på 40 år är kortare jämfört med den som föreslås på regionnät. Detta beror bland annat på att lokalnäten är mer utsatta för väder och vind, vilket kan ha en negativ påverkan på den ekonomiska livslängden i och med att slitaget kan medföra att underhållskostnaderna ökar med tiden.

Ställverk och primärapparater – Den nuvarande regulatoriska avskrivningstiden på 40 år anses spegla de verkliga förhållandena, ingen förändring i avskrivningstid föreslås därför av Sweco. Däremot bör styr- och kontrollutrustning exkluderas från dessa anläggningar. De senare uppskattas omfatta cirka 20 procent av värdet av nuvarande normkoder för ställverksapparater.

Nätstation – Dagens regulatoriska avskrivningstid på 40 år speglar väl verkliga förhållanden, Sweco föreslår därför inga ändringar.

⁶⁸ Stänger som kopplas samman för att skapa ett stabilt bärverk ersätter de traditionella stolparna.

Kabelskåp – Swecos studie visar att den ekonomiska livslängden för kabelskåp ligger i intervallet 20–40 år. Sweco bedömer att dagens nivå på 40 år överskrider genomsnittlig förväntad ekonomisk livslängd och Sweco föreslår därför att den sänks till 30 år. Efter att ha tagit del av Energiföretagens remissvar korrigerar de sin bedömning till att både 30 och 40 år är lämpliga avskrivningstider, se mer i avsnitt 4.3.

Styr- och kontrollutrustning – Swecos studie visar att den ekonomiska livslängden ligger i intervallet 15–25 år. Sweco bedömer således att dagens nivå på 40 år klart överstiger förväntad ekonomisk livslängd och föreslår en regulatorisk avskrivningstid på 20 år. Efter att ha tagit del av Energiföretagens remissvar korrigerar de sin bedömning till att både 15 och 20 år är lämpliga avskrivningstider, se mer i avsnitt 4.3.

Mätare – Detta är en kategori av anläggningarna som är under teknisk utveckling. Mätare som är placerade i gränssnittet mot kunderna bedöms även som centrala för en effektivare drift av elnätet. Sammantaget anser Sweco att dagens nivå på 10 år är en lämplig ekonomisk livslängd för kommande tillsynsperiod. Sweco bedömer därför att inga ändringar är nödvändiga.

IT-system – Sweco anser att nuvarande regulatorisk avskrivningstid på 10 år speglar verkliga förhållanden relativt väl och bedömer därför att inga ändringar är nödvändiga.

Swecos syn på övriga angränsande regler: För att inte nätföretagen ska överkompenseras anser Sweco att den så kallade 38-årsregeln, som beskrivs närmare i avsnitt 4.6.2, måste omarbetas för att fungera med de föreslagna avskrivningstiderna. Swecos slutsats är att nätföretagen skulle kompenseras orimligt mycket om 38-årsregeln behålls som den är.

När det gäller revideringskomponenten tycker Sweco att den kan behållas och anpassas till nya avskrivningstider. Det innebär att revideringskomponenten sätts till 25 procent av den regulatoriska avskrivningstiden avrundat nedåt till närmaste jämna årtal. Dessa angränsade regler diskuteras mer i avsnitt 4.6.

Sweco har jämfört sitt slutgiltiga förslag om avskrivningstider med reglermässiga avskrivningstider i Storbritannien, Danmark, Finland och Australien.⁶⁹ Länderna har valts ut eftersom dessa länder uppskattar kapitalbasen på ett standardiserat sätt och inte utifrån verkliga kostnader. Swecos slutsats från jämförelsen är att de föreslagna differentierade avskrivningstiderna i stort sett ligger i linje med de avskrivningstider som tillämpas i de jämförda länderna.

4.2.3 Swecos konsekvensanalys av lämnade förslag

Swecos analys av de långsiktiga konsekvenserna av förslagen baseras delvis på en reviderad åldersbedömning av anläggningstillgångar som idag är åldersbestämda enligt 38-årsregeln samt de anläggningar som saknar ålder. Totalt motsvarar detta nästan 30 procent av det totala anläggningsbeståndet. Vidare har en teoretisk

⁶⁹ Sweco gjorde också en omvärldsanalys i en tidigare fas där resultat från studier gjorda i flera olika länder studerades (i dessa fall var det inte avskrivningstider i regleringar utan studier av ekonomiska livslängder för elnätsanläggningar generellt).

reinvesteringsfilosofi applicerats som är direkt knuten till respektive anläggnings ekonomiska livslängd. Dessa uppskattningar bidrar till viss osäkerhet när det kommer till beräkningar av kapitalersättning för enstaka år eller för enstaka tillsynsperioder. Sett över ett längre perspektiv så blir osäkerheten mindre.

För den nuvarande tillsynsperioden – och med en investeringsstrategi som inte ännu fullt ut är anpassad efter nuvarande reglering – så blir den totala kapitalersättningen något högre med Swecos förslag på differentierade avskrivningstider. Swecos konsekvensanalyser visar dock en motsatt trend på längre sikt, där den totala kapitalersättningen blir lägre med de föreslagna avskrivningstiderna än med de avskrivningstider som tillämpas i nuvarande reglering. Enligt Sweco är huvudsyftet med mer differentierade avskrivningstider främst att ge korrekta investeringsincitament ur ett samhällsekonomiskt och miljömässigt perspektiv.

Sammantaget innebär Swecos förslag att den kapitalviktade medelavskrivningstiden för elnätsföretagens samlade tillgångar i kapitalbasen ökar från cirka 39 år till cirka 50 år. Enligt Sweco visar den konsekvensanalys som företaget gjort att de föreslagna avskrivningstiderna kommer att leda till relativt sett lägre ersättning för kapitalförslitning, men samtidigt relativt sett högre ersättning för kapitalbindning vid beräkning av intäktsramarna.

4.3 Inkomna synpunkter på Swecos utredning

Energiföretagen och Svenska kraftnät har av Ei erbjudits möjlighet att lämna synpunkter på Swecos rapport direkt efter att den blev klar. Representanter för nätföretagen har också varit inbjudna och deltagit på den workshop med Sweco som nämnts ovan.

4.3.1 Synpunkter och förslag från Energiföretagen

Energiföretagen är positiva till en differentiering av avskrivningstiderna eftersom det bättre speglar anläggningarnas ekonomiska livslängd. Energiföretagen menar att ekonomisk livslängd främst bör baseras på de anläggningar som uppförs nu och i framtiden när de regulatoriska avskrivningarna bedöms. De nya avskrivningstiderna ska dock tillämpas på både gamla och nya anläggningar. I många fall håller de med om Swecos förslag och analys, men för några anläggningsskategorier föreslår de en annan och oftare kortare avskrivningstid jämfört med Sweco. De menar på att det finns risker och osäkerheter förenade med samhälls- och teknikutvecklingen, bland annat p.g.a. att den tekniska utvecklingen styr mot nya material och nya metoder samt att anläggningar idag byggs med lägre marginaler när det gäller kvalitet och livslängd. De argumenterar också för att flera anläggningar, där det finns ett ekonomiskt värde att göra utbyte vid samma tillfälle, bör ha samma avskrivningstider eller ha avskrivningstider som är multiplar av varandra (exempelvis att den ena anläggningen har dubbelt så lång avskrivningstid som den andra). Den successiva revideringskomponenten ökar dock företagets flexibilitet vid förnyelser. Det går inte heller att utesluta att samhällsutveckling och energiomställning gör att anläggningar får bytas ut i förtid. Andra faktorer som Energiföretagen tar upp avseende risk för förtida utbyte är leveranssäkerhet och tillgång till reservdelar.

I Tabell 4 sammanfattas de kategorier där Energiföretagens åsikt skiljer sig åt i förhållande till de avskrivningstider som Sweco föreslagit. För tre kategorier har

Energiföretagen angivit ett intervall, men med ett huvudförslag (markerat med fet stil i tabellen nedan). Deras huvudförslag skulle innebära en viktad medelavskrivningstid på cirka 44 år, vilket ligger mellan dagens värde på cirka 39 år och Swecos förslag som skulle innebära ett medelvärde på cirka 50 år.

Tabell 4 Sammanfattning av de kategorier där Energiföretagens förslag skiljer sig från Swecos rapport

Anläggningskategori	Regulatorisk avskrivningstid (år)		Energiföretagens föreslagna avskrivningstid
	Nuvarande	Föreslagen	
Luftledning, regionnät	40	60	50-60
Kabel, lokalnät	40	60	50
Kabel, regionnät	40	50	40-50
Transformator	40	50	40
Kabelskåp	40	30	30-40
Styr- och kontrollutrustning	40	20	15

Källa: Energiföretagens remissvar och egen bearbetning av Ei

Luftledning regionnät – Energiföretagen anser att en avskrivningstid på 50 år bör övervägas, vilket är 10 år kortare än Swecos förslag. Det motiveras med att det råder en osäkerhet beträffande hur flera anläggningar inom denna kategorin långsiktigt åldras, vilket gör att den ekonomiska livslängden blir svårbedömd.

Kabel lokalnät och regionnät – Energiföretagen anser att avskrivningstiden för kabel bör sättas till 50 år för lokalnät och 40 år för regionnät, vilket i båda fallen är 10 år kortare än Swecos förslag. Nya material, lägre marginaler i tillverkningen och nya förläggningstekniker leder sammantaget till risk för kortare ekonomiska livslängder. Av försiktighetskäl bör därför avskrivningstiden minskas. En uppdelning mellan kablar för låg- och mellanspänning bör också övervägas.

Transformator – Energiföretagen anser att denna kategori ska få en avskrivningstid på 40 år, vilket är 10 år kortare än Swecos förslag. Äldre transformatorer har större säkerhetsmarginaler jämfört med de som tillverkas idag. Ett exempel på andra faktorer som Energiföretagen framhåller är ökade krav på lägre nätförluster. Om en äldre anläggning har högre nätförluster än en ny p.g.a. av teknikutveckling eller åldringsfaktorer, skulle det kunna ge incitament att reinvestera något tidigare.

Kabelskåp – Energiföretagen rekommenderar en avskrivningstid på 40 år, vilket är 10 år längre än Swecos förslag. Det är vanligt att kabelskåp, nätstation och distributionstransformator följer samma mönster; det vill säga att även kabelskåpen ses över vid ombyggnationer. Majoriteten av de kabelskåp som byts ut nu har passerat 40 år vilket talar för en ekonomisk livslängd på över 30 år. Samtidigt hade det ibland varit motiverat med ett tidigare utbyte p.g.a. den tekniska utvecklingen.

Styr- och kontrollutrustning – Energiföretagen föreslår att avskrivningstiden sätts till som längst 15 år, vilket är 5 år kortare än Swecos förslag. Det motiveras bl.a. av att utvecklingen inom området går snabbt. Ett alternativ är att ha 10 års avskrivningstid för IT-system som ingår i kontrollutrustningen och längre tid för övrig kontrollutrustning.

Energiföretagen stödjer Swecos föreslagna avskrivningstider på 10 år för mätare och IT-system. Energiföretagen lyfter även fram att dessa anläggningskategorier bör ha samma avskrivningstid då de bör bytas samtidigt. För mindre beprövad teknik (vissa smarta elnätlösningar) bör Ei utreda specialregler med ännu kortare avskrivningstider, exempelvis en lösning med direktavskrivning som delas med kunderna genom att inte hela avskrivningen läggs till intäktsramen.

Beträffande revideringskomponenten anser de att denna ska beräknas som 25 procent på avskrivningstiderna avrundat nedåt. Vidare anser Energiföretagen att nuvarande övergångsregler om schablonålder (dvs. 38-årsregeln) bör utvecklas för att anpassas till de nya avskrivningstiderna. Ett alternativ till Swecos föreslagna övergångsregler är att samma totala övergångstid på 12 år ska gälla även för anläggningar som skrivs av på längre tid än 40 år.

4.3.2 Swecos kommentar till Energiföretagens remissvar

Sweco bemöter argumenten där Energiföretagen vill ha en kortare avskrivningstid för traditionella elkraftkomponenter och står fast vid sitt ursprungliga förslag i dessa fall. Om det är en ekonomisk fördel att förnya en anläggning i förtid bör det speglas i en lägre investeringskostnad jämfört med normvärde. På detta sätt kompenseras företaget för den förtida utrangeringen. Sweco har liksom Energiföretagen noterat att nyare komponenter kan ha kortare livslängd än äldre. Den internationella utblick som Sweco gjort visar att de svenska avskrivningstiderna för många anläggningskategorier varit kortare än jämförbara länders och att avskrivningstiderna i flera länder förlängs. Produkter på den globala marknaden bör därför rimligen designas för längre livslängder. I Sverige är skillnaden mellan mängden el som överförs vid normal drift och den mängd anläggningarna maximalt klarar av ofta relativt stor. Därför bör de slitas mindre jämfört med om nyttjandegraden varit högre. Sweco anser också att den regulatoriska avskrivningstiden ger en fingervisning om hur anläggningar ska förvaltas och underhållas. Det är rimligt att vid längre avskrivningstider underhålla anläggningarna för att hålla längre. För kabelskåp argumenterar Sweco för att både 30 och 40 år skulle vara rimliga regulatoriska avskrivningstider och för styr- och kontrollutrustning argumenterar Sweco också att både deras förslag på 20 år och Energiföretagens på 15 år är acceptabla.

4.3.3 Synpunkter och förslag från Svenska kraftnät

Svenska kraftnät är positiva till att frågan om differentierade avskrivningstider utreds, men anser att en anpassning måste ske av anläggningskategorier och avskrivningstider för att ta hänsyn till stamnätsanläggningarnas förutsättningar. För att göra detta har Svenska kraftnät tagit fram och motiverat fyra kompletterande kategorier för stamnät vilka sammanfattas i Tabell 5. En mindre detalj är också att namnet på kategorin "luftledning regionnät" behöver korrigeras för att förtydliga att den även inkluderar stamnät.

Tabell 5 Sammanfattning av Svenska kraftnäts förslag på ytterligare anläggningskategorier för stamnät

Anläggningskategori	Regulatorisk avskrivningstid (år)	
	Nuvarande	Föreslagen
Kabel, stamnät	40	40 (10 år kortare än Swecos förslag)
Transformator, stamnät	40	40 (10 år kortare än Swecos förslag)
Shuntreaktor, stamnät	40	30 (ny)
Mark och bygg, stamnät	40	40 (10 år kortare än Swecos förslag)
Luftledning, stam- och regionnät	40	60 (I enlighet med Swecos förslag)
Övriga anläggningar	Använd lämplig kategori i Swecos förslag, se Tabell 3	

Källa: Svenska Kraftnäts remissvar och egen bearbetning av Ei

Kabel, stamnät: Svenska kraftnät bedömer att den genomsnittliga förväntade ekonomiska livslängden uppgår till 40 år, vilket är 10 år kortare än vad Sweco föreslår, för kablar i regionnät. Detta motiveras med att kablar som drivs på högre spänningsnivåer i högre grad utsätts för elektronisk stress vilket påverkar isolering, skarvar och kabelavslut negativt.

Transformator, stamnät: Svenska kraftnät bedömer att den förväntade ekonomiska livslängden i genomsnitt uppgår till 40 år, vilket är 10 år kortare än vad Sweco föreslår, för transformatorer på lokal- och regionnät. Svenska kraftnät anger att 40 år är rimligt med hänsyn taget till risk för haverier och externa faktorer som kan förkorta livslängden. Som exempel på externa faktorer anges teknologisk utveckling och/eller nya funktionskrav.

Shuntreaktor, stamnät: Svenska kraftnät bedömer att denna kategori har en förväntad livslängd på 30 år i genomsnitt. Shuntreaktorer i stamnätet reglerar spänningen på stamnätet och finns inte med i Swecos förslag. Svenska kraftnät anger att shuntreaktorer har en kortare ekonomisk livslängd än transformatorer och att denna anläggningskategori utgör en inte försumbar andel av Svenska kraftnäts totala anläggningsvärde. Shuntreaktorer finns även i mindre skala på regionnätetsnivå, men där utgör den en försumbar del jämfört med transformatorer. Detta innebär att shuntreaktor är en kategori som inte är nödvändig för andra spänningsnivåer än stamnätet.

Mark och bygg, stamnät: Svenska kraftnät bedömer att den genomsnittliga förväntade ekonomiska livslängden uppgår till 40 år, vilket är 10 år kortare än vad Sweco föreslår, för mark och bygg i regionnät. Vad gäller denna kategori anser Svenska kraftnät att samma ekonomiska livslängd som används för ställverk och primärapparater det vill säga 40 år bör tillämpas eftersom Svenska kraftnät i normalfallet bygger en ny stamnätsstation när dessa förnyas. Detta får som konsekvens att den ekonomiska livslängden för markarbeten och byggnader i regel sammanfaller med den ekonomiska livslängden för ställverk och primärapparater. Lokal- och regionnätsföretagen förnyar i högre grad ställverk och primärapparater på befintlig plats och kan därmed återanvända markarbeten och byggnader, vilket motiverar att ha en annan avskrivningstid för stamnätet jämfört med region- och lokalnät.

Avslutningsvis anger Svenska kraftnät att Swecos föreslagna avskrivningstid för regionnätets luftledningar på 60 år är tillämpbar även för luftledningar på stamnätet.

4.3.4 Swecos kommentar till Svenska kraftnäts remissvar

Sweco håller med Svenska kraftnät om att kabel samt mark och bygg har kortare ekonomisk livslängd för stamnätet i förhållande till anläggningar kopplade till lägre spänningsnivåer. Sweco tycker dock inte att det finns klara motiv till att transformatorer ska ha en annan avskrivningstid på stamnätet jämfört med transformatorer på lägre spänningsnivåer och håller fast vid att 50 år är en rimlig avskrivningstid. Sweco anser inte att kategorin shuntreaktor är motiverad för andra spänningsnivåer än stamnätet. För att avgöra om detta ska vara en egen kategori bör, enligt Sweco, bl.a. hänsyn tas till hur stor andel av nuanskaffningsvärdet kategorin utgör. Sweco anser inte att en 30-årig avskrivningstid för denna kategori är orimlig.

4.3.5 Övriga synpunkter

Mälarenergi Elnät AB, Ellevio AB, Eon Elnät Sverige AB och Vattenfall Eldistribution AB har inkommit med separata inlagor som svar på Swecos rapport. De är positiva till differentierade avskrivningstider och står i stort bakom Energiföretagens synpunkter.

Vattenfall har särskilt angett att avskrivningstiden för styr- och kontrollutrustning, kabel lokalnät, transformatorer och luftledning regionnät blivit för långa i Swecos förslag.

Ellevio är tveksam till om avskrivningstiden på kablar är rimlig. Ellevio föreslår att avskrivningstiden sätts till 60 år på luftledning regionnät, 30 år på kabelskåp och 10–15 år på styr- och kontrollutrustning.

Mälarenergi anger att de föreslagna avskrivningstiderna inte är någon absolut sanning och att livslängderna bör vara föremål för löpande utvärdering i takt med att det tillkommer rapporterade data till Ei, ny teknik m.m.

Eon anger att de har försökt att analysera åldern på de anläggningar som hittills uttrangerats. De preliminära slutsatserna är att många anläggningar inte har uppnått den regulatoriska åldern. Eon ställer sig frågande till om det i dagsläget går att fastställa förväntad ekonomisk livslängd med tillräcklig säkerhet och att det således är viktigt att ekonomisk livslängd hålls levande och fastställs inför varje tillsynsperiod.

4.4 Ei:s slutsatser och förslag på nya anläggningskategorier med tillhörande avskrivningstider

Korrekta avskrivningstider är viktiga för att regleringen samhällsekonomiskt ska styra rätt. I avsnitt 4.1 konstaterar Ei att det är optimalt att eftersträva avskrivningstider som så långt som möjligt avspeglar en anläggnings verkliga ekonomiska livslängd. Ett hinder för detta är om de valda anläggningskategorierna

inkluderar anläggningar som sinsemellan har stora skillnader i ekonomisk livslängd, vilket är en anledning till att även kategoriseringen av anläggningar ses över samtidigt som avskrivningstiderna.

Det finns ingen tillförlitlig data som visar på att nuvarande 40-åriga avskrivningstid tillräckligt väl avspeglar den verkliga ekonomiska livslängden. Tvärtom indikerar både Swecos tidigare (2010) och senaste rapport (2017, b) att den genomsnittliga ekonomiska livslängden är längre än dagens regulatoriska avskrivningstid. Svenska kraftnät, Energiföretagen och enskilda nätföretag håller till stora delar med om Swecos förslag, men argumenterar för korrigeringar som sammantaget innebär i genomsnitt kortare avskrivningstider än Swecos förslag, men i genomsnitt längre avskrivningstider än dagens (se avsnitt 4.3). Även om mycket talar för att dagens genomsnittliga regulatoriska avskrivningstid är kortare än den genomsnittliga ekonomiska livslängden, finns det starka indikationer på att det för vissa sorters komponenter är ett motsatt problem, nämligen att de regulatoriska avskrivningstiderna är för långa. Bland annat visar Copenhagen Economics undersökning (se avsnitt 3.5.4) att dagens reglering inte ger incitament för ny teknik och innovativa lösningar och att ett hinder för detta är att avskrivningstiderna inte speglar verkligheten tillräckligt väl. Den samlade kunskapen och erfarenheten talar starkt för att det behövs fler anläggningskategorier och en ökad differentiering där vissa kategorier får en längre avskrivningstid, medan andra får en kortare samt att den genomsnittliga avskrivningstiden bör vara längre än dagens 40 år.

Det finns dock en del svårigheter och osäkerheter med att i förväg fastställa avskrivningstider i regleringen. De historiska uppgifterna om anläggningarnas ålder är bristfälliga och en stor andel av anläggningarna har bara en tilldelad schablonålder på grund av den så kallade 38-årsregeln. Uppgifter om anläggningarnas ålder kan därför endast ge vissa indikationer på ekonomisk livslängd. Även om Ei hade haft fullständig kunskap om alla anläggningars ålder skulle denna kunskap inte räcka eftersom fler saker måste beaktas när en genomsnittlig ekonomisk livslängd uppskattas. Ei anser vidare att det genom regleringen inte går att ta om hand samtliga risker som kan uppkomma under en anläggnings livslängd. Det går inte heller att beräkna ett medelvärde som exakt återspeglar både gamla och nya anläggningars ekonomiska livslängd. Vid beräkningen av kapitalkostnaden med en real linjär metod blir företagets ersättning mot slutet av anläggningens livslängd betydligt lägre än i början, vilket minskar de ekonomiska konsekvenserna av de risker som intressenterna fört fram beträffande för lång livslängd. Däremot är det viktigt att regleringen ger drivkrafter för exempelvis samhällsekonomisk optimal kvalitet, underhåll och investeringsstrategier. Dessutom finns det en frågeställning om avskrivningstiderna ska baseras på historiska uppgifter om anläggningarnas ekonomiska livslängd eller på investeringar som görs idag och i framtiden. Ei anser att båda perspektiven måste beaktas. Det rör sig om långsiktiga investeringar, där historiska data är en viktig källa till kunskap. Samtidigt som samhället förändras och det sker en ständig utveckling av teknik m.m., vilket gör att det framåtblickande perspektivet också är viktigt. Det handlar dessutom inte bara om hur det har varit och hur det är, utan också om hur det bör vara då regleringen i sig påverkar nätföretagens framtida beteenden.

Sweco har både i sin tidigare och nuvarande rapport föreslagit en genomsnittlig avskrivningstid på cirka 50 år. Swecos studier av ekonomisk livslängd i andra länder indikerar att de nuvarande svenska avskrivningstiderna ligger relativt lågt. Sweco presenterar utifrån sin analys olika intervall för hur avskrivningstiderna kan variera för olika anläggningskategorier. Ibland är intervallen för vissa kategorier större än för andra kategorier vilket visar på svårigheten att exakt bestämma avskrivningstider. Ei anser därför inte att det är troligt att en ny studie skulle ge signifikant bättre eller säkrare generella slutsatser. Detta stöds också av att flera remissinstanser pekar på svårigheten att fastställa regulatoriska avskrivningstider. Däremot kan det långsiktigt vara motiverat att göra en utvärdering på detaljnivå när Ei har tillgång till bättre data om verkliga anläggningsåldrar i de svenska elnäten. Ett antal remissinstanser delar också denna slutsats.

Ei gör bedömningen att styr- och kontrollutrustning bör brytas ut till en egen kategori med en egen avskrivningstid. Ei föreslår en uppdelning i totalt 15 anläggningskategorier med tillhörande avskrivningstider, vilket sammanfattas i Tabell 6. Ei:s förslag inkluderar även en revideringskomponent med specialregler om viss kapitalkostnadsersättning under en begränsad tid efter att en anläggning blivit äldre än sin regulatoriska livslängd vilket Ei motiverar i avsnitt 4.6.

Tabell 6 Sammanfattning av Ei:s förslag till regulatoriska avskrivningstider samt revideringskomponent

Anläggningskategori	Regulatorisk avskrivningstid (år)		Revideringskomponent
	Nuvarande	Föreslagen	
Luftledning, region- och stamnät	40	50	12
Kabel, lokalnät	40	50	12
Kabel, regionnät	40	50	12
Kabel, stamnät	40	40	10
Transformator	40	50	12
Markarbeten & byggnader ⁷⁰ , lokal- och regionnät	40	50	12
Markarbeten & byggnader, stamnät	40	40	10
Luftledning, lokalnät	40	40	10
Ställverk, primärapparater	40	40	10
Nätstation	40	40	10
Kabelskåp	40	30	7
Shuntreaktor, stamnät	40	30	7
Styr- och kontrollutrustning	40	15	3
Mätare	10	10	2
IT-system	10	10	2

Källa: Ei

Ei har utvärderat Swecos förslag samt inkomna synpunkter och gjort egna bedömningar. Ei anser sammantaget att det är motiverat med längre avskrivningstider för flertalet anläggningskategorier än den som tillämpas idag. Ei delar Swecos, Svenska Kraftnäts samt Energiföretagens bedömning vad gäller flertalet

⁷⁰ Kategorinamnet skiljer sig från Swecos förslag men innebörden är densamma.

kategorier. I Tabell 7 har Ei översiktligt jämfört Ei:s förslag med Swecos två utredningar samt Svenska kraftnäts och Energiföretagens remissvar.

Tabell 7 Ei:s förslag i jämförelse med andra aktörers förslag

Anläggningskategori	Regulatorisk avskrivningstid (år)				
	Sweco 2010	Sweco 2017	SvK	Energiföretagen	Ei:s förslag
Luftledning, region- och stamnät	↑	60	60	50 (50-60)*	50
Luftledning, lokalnät	↓	40	-	40	40
Kabel, lokalnät		60	-	50	50
Kabel, regionnät	↑	50	-	40 (40-50)*	50
Kabel, stamnät	↓	40	40	-	40
Kabelskåp		30/40**	-	40 (30-40)*	30
Transformator	45	50	40	40	50
Markarbeten & byggnader, lokal- och regionnät		50	-	50	50
Markarbeten & byggnader, stamnät	↑	40	40	-	40
Ställverk, primärapparater	↓	40	40	40	40
Nätstation		40	-	40	40
Shuntreaktor, stamnät		-	30	-	30
Styr- och kontrollutrustning	(45-55)***	15/20**	-****	15	15
Mätare	10	10	10	10	10
IT-system mm.	8	10	10	10	10
Viktat medel (exklusive stamnät)	49	50	n/a	44	45

* I vissa fall anger Energiföretagen ett intervall på grund av osäkerhet, även om de anger ett huvudförslag
** I dessa två fall argumenterar Sweco för att både deras egna ursprungliga och Energiföretagens förslag är rimliga att använda
*** Fanns inte som kategori, utan var fördelat på flera andra kategorier av olika livslängd
**** Svenska kraftnät har inte tagit del av och kommenterat det nya förslaget på 15 år

Källa: Ei

Sweco har föreslagit avskrivningstider på 60 år för luftledning region- och stamnät och kabel lokalnät. Ei anser att avskrivningstiden för dessa anläggningar ska vara 50 år. Det går inte att utesluta att det finns anläggningar inom dessa kategorier som har ekonomisk livslängd på 60 år eller längre. Vid en samlad bedömning bör dock hänsyn tas till att sådana uppskattningar är osäkrare ju längre in i framtiden analysen sträcker sig. Det ställer också högre krav på underlaget att besluta om en höjning av den regulatoriska avskrivningstiden med 50 procent (+ 20 år / 40 år) i jämförelse med 25 procent (+ 10 år / 40 år). Sett ur detta perspektiv anser Ei att det är rimligt att den ekonomiska livslängden fastställs till 50 år utifrån det underlag Ei har tillgång till idag. Dessutom kommer revideringskomponenten (se avsnitt 4.6.1) att minska den eventuella negativa effekten om anläggningar inom dessa kategorier har en ekonomisk livslängd som överstiger 50 år.

Vad gäller kategorin transformator anser Ei, med hänsyn till bland annat Svenska kraftnäts remissvar, att det bör vara samma avskrivningstid för lokalnät, regionnät och stamnät. Swecos samlade bedömning är att 50 år är en rimlig avskrivningstid.

Även om det inkommit remissvar som förespråkar 40 år, anser inte Ei att det i dessa framkommit något som övertygande visar på att en ekonomisk livslängd på 50 år är orimlig. Sweco har också bemött argumentationen i remissvaren. Därtill anser Ei att underhåll för att förlänga livslängden och att ställa krav på kvalitet vid inköp bör uppmuntras. Ei:s samlade bedömning är att kategorin transformator bör ha en avskrivningstid på 50 år.

För kabel regionnät anser Sweco att 50 år är en rimlig ekonomisk livslängd. Energiföretagen anger 40–50 år som ett intervall, men förordar den kortare tiden av försiktighetsskäl. Ei gör samma bedömning som för kategorin transformatorer att 50 år är en rimlig ekonomisk livslängd utifrån en samlad bedömning, där det är viktigt att ha drivkrafter som styr mot underhåll och kvalitet. Ei föreslår därför att den regulatoriska avskrivningstiden ska vara 50 år.

För kabelskåp har Sweco föreslagit en avskrivningstid på 30 år. Av remissvaren framgår att Energiföretagen föreslår en avskrivningstid på 30–40 år, där de förordar den längre tiden. Ekonomiskt utgör kabelskåp en relativt låg andel av kapitalbasen. Ett starkt skäl att trots det bryta ut kabelskåp från kategorin kabel lokalnät är att dessa bedöms ha signifikant kortare livslängd än till exempel jordkabel i lågspänningsnäten. Energiföretagen som förordar 40 år i sitt remissvar, antyder samtidigt att teknikutvecklingen egentligen hade motiverat tidigare utbyte än vad som faktiskt sker idag. Vid en sammanvägd bedömning mellan att å ena sidan ha en reglering som inte är en bromskloss för innovativ teknik, men å andra sidan inte ge drivkrafter att byta ut anläggningar innan den ekonomiska livslängden gått till ända, anser Ei att det är rimligt att fastställa avskrivningstiden till 30 år för kabelskåp. Det går inte att utesluta att osäkerheten beror på att det finns en stor variation avseende ekonomisk livslängd inom denna kategori. Att kabelskåp står för en liten andel (cirka 1,4 procent) av den totala kapitalbasen gör dock att de ekonomiska riskerna för nätföretag och kunder till följd av detta är små.

För styr- och kontrollutrustning föreslog Sweco initialt 20 år, medan Energiföretagen föreslog 15 år. I en kommentar till Energiföretagens remissvar anger Sweco att 15 år också kan anses vara rimligt. Ei kan vid en samlad bedömning konstatera att den ekonomiska livslängden för de anläggningar som ingår i denna kategori kan skilja sig åt en hel del. Eftersom teknikutvecklingen går snabbt framåt och den är viktig för samhällets klimatomställning, kan det vara rimligt att lägga den regulatoriska livslängden i den lägre delen av intervallet för ekonomisk livslängd. Ei anser därför att styr- och kontrollutrustning ska ha en avskrivningstid på 15 år i regleringen.

För övriga anläggningskategorier på lokal- och regionnätetsnivå delar Ei Swecos och Energiföretagens bedömningar om avskrivningstider och föreslår därför att Swecos förslag i dessa delar ska genomföras.

För de anläggningskategorier där Svenska kraftnät har haft avvikande åsikter i sitt remissvar har Ei dels bedömt om det finns skäl att ha separata stamnätskategorier och dels vilken regulatorisk avskrivningstid som är rimlig. Som kompletterande underlag har Ei också bett Sweco kommentera deras remissvar. Ei föreslår vissa separata kategorier för stamnätsanläggningar, kategorierna samt avskrivningstider för dessa framgår av Tabell 6.

4.5 Konsekvenser av förslaget om ändrade avskrivningstider

För korta avskrivningstider innebär att det uppstår samhällsekonomiska och eventuellt miljömässiga förluster i de fall anläggningar uttrangeras innan den ekonomiska livslängden gått till ända. Det blir även dyrare för kunden ifall nätföretagen ersätter befintliga anläggningar med nya anläggningar. En justerad avskrivningstid, som bättre speglar den ekonomiska livslängden, ger incitament att ha längre reinvesteringscykler. Kunden får en ekonomisk fördel av att nätföretaget agerar kostnadsriktigt genom att t.ex. vårda existerande utrustning lika länge som det varit ekonomiskt motiverat på en konkurrensutsatt marknad. Eventuella risker med att behålla en anläggning för länge såsom exempelvis sämre leverans kvalitet, tas om hand via incitamentdelarna i regleringen och via annan lagstiftning till exempel att avbrott inte får vara längre än 24 timmar, högst 11 avbrott per kund och kundavbrottsersättning.

Ei:s analyser pekar på att de föreslagna ändringarna av avskrivningstiderna innebär en liten risk för över- eller underkompensation för nätföretagen. Det är generellt varken lönsamt att maximera eller minimera avskrivningstiderna för nätföretagen med en linjär avskrivningsmetod. Mycket talar därför för att både nätföretag, kundkollektiv och det övergripande samhällsekonomiska perspektivet gynnas av så korrekta avskrivningstider som möjligt. Ei ser därför inte några risker med att kunderna ska drabbas negativt av för höga tariffnivåer eller bristande leverans kvalitet på grund av förslagen om ändrade avskrivningstider. En ökad differentiering och totalt sett längre avskrivningstider kan tvärtom ge incitament till klokare investeringsstrategier som kan innebära både lägre nätkostnader och lägre intäktsramar.

Ei:s förslag om ändrade avskrivningstider medför dock vissa ekonomiska konsekvenser för både nätföretagen och för kunderna. Hur stora dessa konsekvenser är beror på hur stor andel av den totala intäktsramen som utgörs av kapitalkostnader hos det enskilda nätföretaget. Ju högre andel kapitalkostnader ett nätföretag har desto mer påverkas den totala intäktsramen av avskrivningstiderna.

Ändrade avskrivningstider kan kortsiktigt både leda till lägre och högre årliga kapitalkostnader. Detta gäller oavsett om avskrivningstiden i genomsnitt höjs eller sänks. Utfallet beror på kalkylräntenivån och nätföretagets åldersstruktur. Ei har analyserat hur den totala intäktsramen för lokal- och regionnätstföretagen kortsiktigt påverkas av de föreslagna förändringarna. Ei har kommit fram till att det är rimligt att dra slutsatsen att intäktsramarna kortsiktigt kommer att påverkas i begränsad utsträckning p.g.a. de ändrade avskrivningstiderna. En närmare beskrivning av analysen finns i avsnitt 4.5.1.

Ei har också analyserat de långsiktiga konsekvenserna av de föreslagna förändringarna. Ei:s analyser visar att det, utifrån kundens perspektiv, långsiktigt är positivt med en justerade avskrivningstider som innebär att de regulatoriska avskrivningstiderna bättre överensstämmer med den ekonomiska livslängden. Den årliga kapitalkostnaden blir nämligen långsiktigt lägre om avskrivningstiderna i genomsnitt är cirka 45 år, jämfört med dagens 40 år för traditionella elnätstföretag. Ei:s analys visar också att det från kundens perspektiv är mest fördelaktigt med en längre avskrivningstid oavsett om avskrivningstiden förlängs

för en befintlig anläggning eller om anläggningen har haft den längre avskrivningstiden under hela anläggningens livslängd. Den närmare analysen av de långsiktiga konsekvenserna framgår av avsnitt 4.5.2.

4.5.1 Kortsiktiga effekter av ändrade avskrivningstider

Ei har analyserat hur en förändrad avskrivningstid påverkar intäktsramen beroende på vilken nivå kalkylräntan har och hur nätföretagens åldersstruktur ser ut. Analysen har utgått från kapitalbasen 2016–2019 och genomförts för samtliga lokal- och regionnät. Ei har antagit att de anläggningar som idag har en avskrivningstid på 10 år (ca 4,2 procent av kapitalbasens storlek) även fortsättningsvis har denna avskrivningstid. För övriga anläggningar har Ei höjt avskrivningstiden från dagens 40 år till 45 år. Denna förenkling är nödvändig eftersom kapitalbasen för närvarande inte är uppdelad i de nya anläggningskategorierna som föreslås i denna rapport. Analysresultaten visar hur den totala intäktsramen för alla fyra åren procentuellt påverkas av en längre avskrivningstid utifrån olika nivåer på kalkylräntan och åldersstruktur på anläggningarna.

Ei har gjort analysen utifrån tre olika nivåer på kalkylräntan, 4, 5 respektive 6 procent. Ei har också tittat på tre olika antaganden om åldersstruktur: 22, 27⁷¹ och 32 år. Totalt visar analysen nio olika kombinationer av antaganden, där resultatet presenteras i Tabell 8. Intäktsramen mätt i miljarder kr har i tabellen dividerats med fyra för att få en genomsnittlig intäktsram per år. Analysen är gjord med hjälp av en modell av intäktsramsregleringen, där det totala nuanskningsvärdet för samtliga lokal- och regionnätsföretag avseende perioden 2016–2019 är inmatade, även planerade investeringar och utrangeringar under perioden är inkluderade.

Tabell 8 Ändring av intäktsramen om den genomsnittliga avskrivningstiden höjs med 5 år för nio olika antaganden avseende medelålder och kalkylränta (baserat på anläggningsdata avseende 2016–2019)

Medelålder	Kalkylränta		
	4 %	5 %	6 %
22 år	-0,4 % (42,33-0,17 miljarder kr)	+0,1 % (44,34+0,05 milj. kr)	+0,6 % (46,35+0,27 milj. kr)
27 år	+0,1 % (40,24+0,04 miljarder kr)	+0,7 % (41,75+0,31 milj. kr)	+1,3 % (43,24+0,58 milj. kr)
32 år	+0,7 % (38,18+0,25 miljarder kr)	+1,5 % (39,16+0,57 milj. kr)	+2,2 % (40,13+0,89 milj. kr)

Källa: Ei

Resultatet i Tabell 8 visar den procentuella förändringen av intäktsramen om avskrivningstiden skulle öka från 40 till 45 år, givet att respektive antagande om ålder och kalkylränta hålls konstanta. Inom parantes anges de totala intäktsramarna per år för respektive kombination av antaganden när avskrivningstiden är 40 år och hur mycket den förändras när avskrivningstiden höjs. Tabellen visar t.ex. att vid en medelålder på 27 år och en kalkylränta på 5 procent kommer intäktsramen kortsiktigt att öka från 41,75 till 42,06 miljarder kronor per år. Det är en ökning med 0,7 procent. Utifrån antagandet att medelåldern på nätet höjs med

⁷¹ 27 år motsvarar den ungefärliga medelåldern på de anläggningar som idag har en avskrivningstid på 40 år (medelåldern för samtliga anläggningar är cirka 25 år).

2,5 år⁷², blir det totalt sett istället en sänkning med cirka 2 procent⁷³. Detta sistnämnda resultat relaterar till mer långsiktiga effekter som analyseras i avsnitt 4.5.2.

Samtliga kombinationer av antaganden, förutom ett, ger en något högre total intäktsram vid en genomsnittlig höjning av avskrivningstiden med fem år, om alla övriga parametrar hålls konstanta. Det är dock viktigt att vara medveten om att hänsyn inte har tagits till potentiellt ändrade reinvesteringsmönster, som en följd av ändrade avskrivningstider. Längre avskrivningstider ger längre investeringscykler, vilket på sikt ger lägre årliga kostnader för kundkollektivet. Det är något som analyseras i avsnitt 4.5.2. Värt att notera är att exemplen är valda för att ligga nära nuvarande kalkylräntenivåer, både den Ei har föreslagit och den nätföretagen yrkar på. Om Ei:s förslag om kalkylränta hade tillämpats redan nu, hade kalkylräntan med hög sannolikhet legat under 4 procent (se avsnitt 2.12.4). Därmed är det inte uteslutet att de nya avskrivningstiderna ger en nära oförändrad eller till och med en något sänkt intäktsram redan när de börjar tillämpas.

Resultatet visar tydlig att avskrivningstidens påverkan på den totala intäktsramen beror på både kalkylräntan och anläggningarnas medelålder. Både kalkylränta och medelåldern på anläggningarna varierar dock över tid. Även om det inte är möjligt att analysera exakt hur förändringen i avskrivningstid slår, så handlar det om relativt små kortsiktiga procentuella förändringar; mellan -0,4 procent och +2,2 procent för de olika antaganden som analyserats. Procenten beräknas dock på nät med olika antaganden och i absoluta tal blir variationen mellan -0,2 och +0,9 miljarder kronor för de nio olika antaganden som analyserats. Om Ei skulle anta att medelåldern på nätet höjs med cirka 2,5 år, skulle den totala intäktsramen sjunka i alla nio fall, vilket relaterar till den långsiktiga effekten som analyseras i nästa avsnitt.

Ei:s analys och Swecos konsekvensanalyser (Sweco, 2017 b) ligger inom samma storleksordning när det gäller påverkan på intäktsramens totala storlek.

4.5.2 Långsiktig kundnytta av en förlängd nyttjandetid

I avsnitt 4.5.1 analyserades hur de totala intäktsramarna hypotetiskt skiljer sig åt för nuvarande tillsynsperiod 2016–2019 om nuläge och Ei:s förslag jämförs. I detta avsnitt analyserar Ei hur kapitalkostnaderna förändras och försöker göra en grov uppskattning av förslaget långsiktiga påverkan. Ei har utgått från det totala nuanskaffningsvärdet för anläggningar i lokal- och regionnät som uppgår till 400 miljarder kronor i 2014 års prisnivå. Ei har antagit en kalkylränta på 5 procent och beräknat kapitalkostnader utifrån avskrivningstider på 40 respektive 45 år. Ei har även beräknat kapitalkostnader utifrån antagandet om att avskrivningstiden är 40 år under de första 24 åren och att den därefter höjs till 45 år. Resultat av analysen redovisas i Tabell 9.

⁷² Jämför nät med anläggningar som har nått halva sin avskrivningstid, dvs. 45/2 år vs. 40/2 år.

⁷³ Om avskrivningstiden är 45 år blir intäktsramen 42,06 miljarder (medelåldern 27 år) och 39,73 år (medelålder är 32 år). En medelålder på 29,5 år borde då ge en intäktsram på $(42,06+39,73)/2 = 40,895$ miljarder. Jämfört med 41,75 miljarder innebär det en sänkning med 0,855 miljarder (cirka -2 procent).

Tabell 9 Kapitalkostnadsersättning utifrån olika avskrivningstider i miljarder kr för alla lokal- och regionnät

	Kapitalkostnadsersättning under avskrivningstiden [miljarder kr]		Differens mot 45-årig avskrivningstid [miljarder kr]	
	Totalt	Genomsnitt per år	Totalt	Genomsnitt/år
40-årig avskrivningstid enligt dagens reglering	790	19,75	-50 (-6,0 %)	+1,08 (+5,8 %)
45-årig avskrivningstid	840	18,67	-	-
40-årig avskrivningstid år 1-24 och 45-årig avskrivningstid år 24-45	850	18,89	+10 (+1,2 %)	+0,22 (+1,2 %)

Källa: Ei

Tabell 9 visar att det utifrån kundens perspektiv är mest fördelaktigt med en längre avskrivningstid, oavsett om avskrivningstiden höjs för en befintlig anläggning eller om anläggningen haft den längre avskrivningen under hela reinvesteringscykeln. Skillnaden i kapitalkostnader per år mellan att ha en avskrivningstid på 40 år och 45 år blir 1,08 miljarder kronor⁷⁴ (5,8 procent högre kostnad för alternativet med 40 år). Det finns cirka 5,4 miljoner uttagpunkter i de svenska lokal- och regionnäten (exklusive inmatnings- och gränspunkter), vilket ger en genomsnittlig kostnadsänkning på cirka 200 kronor⁷⁵ per kund och år. Detta visar att den årliga kapitalkostnaden blir lägre med en längre avskrivningstid under förutsättning att den längre avskrivningstiden ligger närmare den ekonomiska livslängden jämfört med idag och att den regulatoriska avskrivningstiden påverkar nätföretagens beteenden.

I Tabell 9 finns två exempel på kapitalkostnadsersättning med 45-årig avskrivningstid. Skillnaden i kapitalkostnad är 10 miljarder kronor⁷⁶ (1,2 procent) totalt under reinvesteringscykeln på 45 år. En skillnad i intäktsramarna med 10 miljarder innebär avrundat 0,22 miljarder kronor⁷⁷ per år, vilket i genomsnitt motsvarar cirka 41 kronor⁷⁸ mer per kund och år. Anledningen är att det sker en övergångseffekt när avskrivningstiden ändras för en befintlig anläggning. När 24 år har gått har anläggningen skrivits av med 60 procent (24 år / 40 år). Om avskrivningstiden höjs till 45 år ändras andelen som blivit avskriven till 53,3 procent (24 år / 45 år). En del av värdet som har skrivits av kommer således skrivas av en gång till vilket förklarar kostnadsskillnaden.

Det är dock problematiskt att beakta tiden innan 2016 då en annuitetsmetod tillämpades. Om vi istället bara beaktar tiden då linjär avskrivningsmetod tillämpats blir utfallet istället följande. Om en anläggning har haft en avskrivningstid på i genomsnitt 40 år under 2016–2019, så kommer 10 procent av dess värde att ha skrivits av under dessa fyra år. Om avskrivningstiden istället hade varit i genomsnitt 45 år hade cirka 8,9 procent av dess värde skrivits av under samma period (4 år / 45 år). Differensen är således cirka 1,1 procent, vilket med en avskrivningstid på 45 år motsvarar cirka ett halvårs avskrivningstid. I teorin innebär det att ett halvår som redan har skrivits av inte längre regulatoriskt räknas

⁷⁴ 19,75–18,67 = 1,08 miljarder kr/år.

⁷⁵ 19,75–18,67=1,08 miljarder kronor delat på 5,4 miljoner kunder=200 kronor.

⁷⁶ 850–840=10 miljarder kronor.

⁷⁷ 10 miljarder kronor/45 år=0,22 miljarder kronor.

⁷⁸ 0,22 miljarder/5,4 miljoner kunder=41 kronor.

som om det är avskrivet. I Tabell 9 konstaterades att en anläggning som har haft en 40-årig avskrivningstid under sina 24 första år, ger en övergångseffekt på cirka 41 kronor per kund och år när avskrivningstiden höjs till 45 år. Skulle endast fyra av dessa år räknas skulle kostnaden bli sju kronor per kund och år⁷⁹. Ei kan konstatera att det ekonomiska värdet för kunderna med att införa de nya avskrivningstiderna överstiger övergångseffektens ekonomiska påverkan. Denna slutsats ligger också i linje med Swecos konsekvensanalyser av de långsiktiga effekterna som de presenterar i sin rapport (Sweco, 2017 b).

Sammantaget anser Ei inte att det är motiverat att införa en övergångsregel på grund av den identifierade övergångseffekten. Övergångseffekterna är enligt Ei:s analyser blygsamma och en övergångsregel skulle riskera att skjuta upp de positiva effekterna av mer korrekta avskrivningstider eller medföra andra nackdelar.

4.6 Angränsande regler

I nedanstående avsnitt redogör Ei för de angränsande regler som påverkas av ändrade avskrivningstider.

4.6.1 Ersättning efter att anläggningen är avskriven (revideringskomponent)

Vid tillämpningen av en linjär metod genererar anläggningarna normalt inte kapitalkostnader efter att den regulatoriska avskrivningstiden löpt ut. Om den regulatoriska avskrivningstiden är optimalt satt innebär det att den bör motsvara den ekonomiska livslängden och därmed även ge incitament till en rimlig reinvesteringstakt. Enligt 10 § intäktsramsförordningen ska den ekonomiska livslängden anses vara 40 år för en anläggning för överföring av el och tio år för övriga anläggningstillgångar. Av 11 § framgår det dessutom att kapitalförslitning inte ska beräknas för en anläggning för överföring av el om den är äldre än 50 år och för övriga anläggningstillgångar som är äldre än 12 år. Den sistnämnda bestämmelsen har tillkommit för att beakta samhällsnyttan med en linjär metod för de anläggningar där den regulatoriska avskrivningstiden är för kort jämfört med verklig ekonomisk livslängd.⁸⁰

Det är svårt att uppskatta avskrivningstider som motsvarar anläggningarnas ekonomiska livslängd. En orsak till det är de långa tidshorisonter som investeringar i elnätanläggningar ofta innebär. Fler saker som gör att anläggningar inom samma anläggningskategori inte alltid har en identisk livslängd är exempelvis olika klimat och olika geografiska förutsättningar samt olika användning. Dessutom kan vissa så kallade smarta lösningar potentiellt påverka livslängden. Detta gör att det, även med fullständig kunskap om alla anläggningar och med många kategorier, ändå skulle finnas variation inom varje kategori avseende ekonomisk livslängd.

Både det faktum att de ekonomiska livslängderna alltid varierar inom en anläggningskategori och att Ei inte valt att föreslå några avskrivningstider längre än 50 år, gör att anläggningar ibland kommer att ha en regulatorisk avskrivnings-

⁷⁹ $(4/24)*41$ kronor.

⁸⁰ Ei R2014:09 – Bättre och tydligare reglering av elnätsföretagens intäktsramar s 52.

tid som skiljer sig från den ekonomiska livslängden. Vid för korta avskrivningstider riskerar regleringen att leda till att företaget byter ut anläggningar som hade varit motiverade att behålla på en konkurrensutsatt marknad mot nya för att få regulatorisk ersättning för kapitalkostnader. Det kan leda till en kapitalförstöring som både påverkar kundernas tariffer och medför en högre klimatpåverkan (framtagning av material, produktion, transport m.m.). För nätföretaget finns det en risk att det inte hinner med att ha en reinvesteringstakt som matchar de för korta avskrivningstiderna och att företaget därmed inte får kapitalkostnadsersättning efter att den regulatoriska avskrivningstiden löpt ut. Sett ur ett samhällsekonomiskt perspektiv är det inte lämpligt att sådana incitament finns i regleringen. Att lösa de negativa konsekvenserna av att de regulatoriska avskrivningstiderna ibland blir kortare än de ekonomiska livslängderna med att sätta en lite längre avskrivningstid än den förväntade är dock ingen god lösning, då även för långa avskrivningstider medför negativa konsekvenser.

Om avskrivningstiden för vissa anläggningar blir för lång kan det leda till att nödvändiga investeringar skjuts på framtiden och att nätföretaget därmed pressas att driva anläggningar på bekostnad av t.ex. leveranssäkerhet och skenande löpande kostnader. Riskerna motverkas dock av nuvarande kvalitetsincitament, minimikrav och kravet att betala avbrottsersättning för avbrott överstigande 12 timmar (se kapitel 5) samt av effektiviseringskravet på påverkbara löpande kostnader (där drift och underhåll ingår). Nätföretag kan också behöva göra sämre val än optimalt om de känner behov av att vara försiktiga med att investera i vissa sorters anläggningar. En aspekt är också att regleringen ska ge en skälig avkastning för nätföretagen.

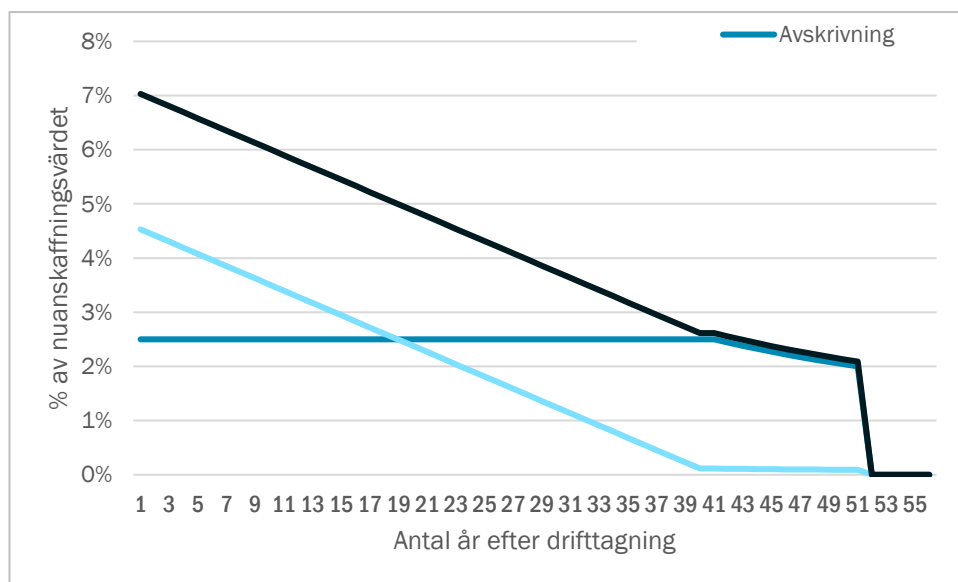
Att även fortsättningsvis ha en revideringskomponent skulle dämpa de negativa effekterna av att de ekonomiska livslängderna varierar på individnivå inom en anläggningsslag och ge en ökad flexibilitet för nätföretaget att driva nätet optimalt. För att motivera detta behöver Ei väga risken för att kundkollektivet då får betala oproportionerligt mycket för gamla anläggningar, mot att det är ekonomiskt fördelaktigt för kundkollektivet att anläggningarna används efter att den regulatoriska avskrivningstiden löpt ut. Om de totala kostnaderna (löpande kostnader och kapitalkostnader) är lägre före en reinvestering än direkt efter och kvaliteten m.m. fortfarande är på en acceptabel nivå, är det rimligt att regleringen inte motverkar att reinvesteringen skjuts upp. Annars finns det risk att regleringen styr mot samhällsekonomiskt felaktiga val som drabbar kundkollektivet signifikant mer jämfört med att ge en viss ersättning efter den regulatoriska avskrivningstiden.

En successiv revideringskomponent på 25 procent har införts för tillsynsperioden 2016–2019 för anläggningar som fortfarande används efter att den reglermässiga ekonomiska livslängden gått till ända. För anläggningar med en 40-årig avskrivningstid har revideringskomponenten därmed satts till 10 år vilket innebär att år 41 blir avskrivningstiden 41 år, år 42 blir avskrivningstiden 42 år och så vidare. På detta sätt får företaget ersättning för kapitalkostnader i ytterligare 10 år för anläggningar med en 40-årig avskrivningstid och 2 år för anläggningar med en 10-årig avskrivningstid, motsvarande 25 procent av avskrivningstiden avrundat nedåt. Revideringskomponenten medför att både avskrivning och avkastning

kommer att sjunka för varje år som anläggningen används efter att avskrivningstiden löpt ut, men att den ändå ger en viss kompensation till företagen för att uppnå den samhällsekonomiska nyttan.

Ei har analyserat effekten av att behålla nuvarande revideringskomponent för anläggningar med avskrivningstid på 20 och 40 år samt huruvida den bör finnas kvar och anpassas även till våra nya föreslagna avskrivningstider på 15, 30 och 50 år. Figur 10 visar ett exempel på en anläggning med regulatorisk avskrivningstid på 40 år, med en revideringskomponent på 10 år (som idag, men som även fortsättningsvis kommer gälla för vissa anläggningar enligt Ei:s förslag). Den visar tydligt att det främst är avskrivningsdelen som ger en viss kapitalkostnad efter att den regulatoriska avskrivningstiden löpt ut. Om anläggningen i exemplet behålls i 50 år, kommer cirka 11 procent av den totala ackumulerade kapitalkostnaden härröra från de tio extra åren. Ett annat sätt att se det är att varje extra år efter avskrivningstiden, med denna revideringskomponent, ger i storleksordningen cirka 1 procent extra i ackumulerad kapitalkostnad. Detta ska jämföras mot dels dyrare drift-, underhålls- och avbrottskostnader, dels hur mycket kapitalkostnaderna ökar vid en reinvestering. Om en reinvestering t.ex. görs efter 40 år tredubblas nästan kapitalkostnaderna mellan år 40 och 41, så ur ett kundperspektiv kan det då vara fördelaktigt att skjuta på denna kostnadsökning. Samma resonemang gäller för de andra avskrivningstiderna i intervallet 10–60 år som Sweco föreslår (10–50 år med Ei:s förslag), även om de exakta siffrorna i analysen varierar något. Mest effekt har revideringskomponenten vid korta avskrivningstider, där de två extra åren för anläggningar med 10 års avskrivningstid står för cirka 13 procent av den ackumulerade kapitalkostnaden.

Figur 10 Kapitalkostnader för en investering som funktion av anläggningens ålder



Källa: Ei

Utifrån genomförd analys går det att konstatera att revideringskomponenten ger företagen en förhållandevis liten extra kompensation jämfört med alternativet att företaget utrangerar anläggningar som inte nått sin verkliga ekonomiska livslängd. En revideringskomponent ger således lägst kostnad för kundkollektivet när dessa två kostnader ställs mot varandra. Ei har konstaterat att dagens nivå ger rimliga

konsekvenser och ser ingen anledning att ta bort revideringskomponenten eller sänka dess längd. Ei anser inte heller att det finns tillräckligt underlag för att utreda en eventuell procentuell förlängning av revideringskomponenten i dagsläget. Ei:s samlade bedömning blir således att behålla en revideringskomponent som motsvarar 25 procent av avskrivningstiden avrundat nedåt till närmaste jämt år.

4.6.2 Regler om schablonålder (bland annat 38-årsregeln)

En förutsättning för en real linjär metod är tillgång till uppgifter om anläggningarnas ålder. Inför metodbytet 2016–2019 (övergång från real annuitet till real linjär) krävdes därför att företagen åldersbestämde sina elnätstillgångar. Ei skrev i rapporten *Bättre och tydligare reglering av elnätsföretagens intäktsramar – Förslag till ändringar i förordningen om fastställande av intäktsram inför tillsynsperioden 2016–2019* (Ei R2014:09) att det i de fall åldersuppgifter saknas behövs en regel som styr hur åldern ska bestämmas. Ei föreslog att myndigheten skulle ges ett bemyndigande att ta fram vad som ska gälla när åldersuppgifter saknas.

Regeringen valde att i den nya förordningen, utöver de förslag som Ei lämnat om exempelvis övergång till real linjär metod och införandet av revideringskomponenten, lägga till att anläggningar för överföring av el vid beräkning av intäktsramen ska anses vara 38 år vid utgången av 2015 om anläggningstillgången då är äldre än 38 år eller om åldersuppgifter saknas (12 § intäktsramsförordningen). I *Kompletterande konsekvensanalys till Ei:s rapport Bättre och tydligare reglering av elnätsföretagens intäktsramar* (Ei R2014:09) skriver regeringen att bestämmelsen i 12 § intäktsramsförordningen kommer att påverka elnätsföretagen på så sätt att den administrativa belastningen med arbetet att ta fram åldersuppgifter för elnätstillgångar som är 38 år eller äldre minskas. Bestämmelsen innebär att elnätsföretagens tillgångar kommer att tillräknas ett värde oavsett tillgångarnas ålder och medger företagen rätt till avkastning under tillsynsperioderna 2016–2019, 2020–2023 och 2024–2027⁸¹. Regeringen angav att bestämmelsen skulle skapa en mjukare övergång till real linjär metod för de företag som har en större andel äldre tillgångar i sin kapitalbas.

Regeringen konstaterade att bestämmelsens påverkan på intäktsramarna är beroende av elnätsföretagens åldersstruktur och i vilken utsträckning företagen utnyttjar denna bestämmelse. Regeringen skrev vidare att bestämmelsen troligtvis kommer att innebära högre intäktsramar under de tre följande tillsynsperioderna än om bestämmelsen inte införts.

Ei bedömde⁸² inför tillsynsperioden 2016–2019 att cirka 20 procent av kapitalbasen skulle komma att åldersbestämmas till 38 år genom schablonregeln i intäktsramsförordningen. Enligt Swecos analys saknar 5 procent av den totala rapporterade kapitalbasen ålder och 24 procent av anläggningarna anses vara byggda 1976 och 1977 (det vill säga totalt sett är cirka 29 procent av kapitalbasen åldersbestämd utifrån schablonregeln i 12 § intäktsramsförordningen). Notera att de ökade

⁸¹ En anläggning som anses vara 38 år vid utgången av 2015 har år 2027 uppnått den ekonomiska livslängden inklusive revideringskomponent.

⁸² Konsekvensutredning avseende Energimarknadsinspektionens föreskrifter om elnätsföretags förslag till intäktsram och insamling av uppgifter för att bestämma intäktsramens storlek.

kapitalkostnaderna till följd av regeln är lägre än andelen som bestäms enligt 38-årsregeln, då kapitalkostnaderna är lägre för äldre anläggningar.

Av Swecos rapport framgår det att det vore orimligt att behålla 38 års-regeln i sin nuvarande form vid införandet av differentierade avskrivningstider. Regeln skulle i sådana fall påverka utfallet i regleringen under ytterligare 25 år⁸³ jämfört med vad som var tanken när regeln infördes (12 år längre med Ei:s förslag). Sweco föreslår att den nuvarande regeln omarbetas för att kunna appliceras på de nya avskrivningstiderna, så att företagen inte ska bli ytterligare överkompenserade utöver vad de redan blivit 2016–2019. I tillägg till 38-årsregeln skulle därför en "48-års regel" och en "58-års regel" behöva införas. Swecos förslag skulle innebära att företagen i vissa fall skulle få incitament att åldersbestämma anläggningar som har tagits i drift innan 1977. Efter workshopen som Sweco haft med Energiföretagen har det framkommit att branschen bedömer att det ofta är möjligt att åldersuppskatta det äldre nätet (1977 och tidigare) även om kvaliteten på åldersuppskattningen minskar ju äldre anläggningarna är.

Ei anser inte att det är rimligt att företagen får ersättning för anläggningar som har uppnått den ekonomiska livslängden (avskrivningstiden inklusive successiv revideringskomponent). Att behålla 38-årsregeln skulle innebära att anläggningar som exempelvis är 50 år gamla skulle få generera kapitalkostnader i ytterligare 12 år till 2039. 38-årsregeln infördes främst för att det vid den tidpunkten ansågs vara svårt att åldersbestämma äldre anläggningar och regeringen då ansåg att det skulle utgöra en övergångsregel under en begränsad tid.

Situationen ser dock annorlunda ut 2020 jämfört med 2016. Nätföretagen har haft längre tid på sig att åldersbestämma anläggningar, en del av de anläggningar som inte har åldersbestämts har bytts ut och anläggningar som trots allt finns kvar och som inte kan åldersbestämmas ger lägre påverkan då de även med sin schablonålder är fyra år äldre och således genererar lägre kapitalkostnader. Det har också kommit förslag om att justera 38-årsregeln till en 48-årsregel och 58-årsregel.

Ei anser att det skulle medföra en kraftig överkompensation för elnätsföretagen om 38-årsregeln eller liknande schablonregler för att bestämma ålder behålls eller införs. Att slopa 38-års regeln verkar också innebära marginella konsekvenser för elnätsföretagen. Ei föreslår att den så kallade 38-årsregeln inte ska modifieras med anledning av de nya förslagen om avskrivningstider utan att den helt ska tas bort.

4.7 Summering av Ei:s förslag

Ei föreslår 15 anläggningskategorier med tillhörande avskrivningstider och revideringskomponenter enligt Tabell 10. Vidare föreslår Ei att regeln om schablonålder, den så kallade 38-årsregeln, i regeringens förordning tas bort.

⁸³ 60 års avskrivning innebär 20 år längre avskrivningstid och 5 år längre revideringskomponent.

Tabell 10 Sammanfattning av Ei:s förslag till regulatoriska avskrivningstider samt revideringskomponent

Anläggningskategori	Regulatorisk avskrivningstid (år)		Revideringskomponent
	Nuvarande	Föreslagen	
Luftledning, region- och stamnät	40	50	12
Kabel, lokalnät	40	50	12
Kabel, regionnät	40	50	12
Kabel, stamnät	40	40	10
Transformator	40	50	12
Markarbeten och byggnader, lokal- och regionnät	40	50	12
Markarbeten och byggnader, stamnät	40	40	10
Luftledning, lokalnät	40	40	10
Ställverk, primärapparater	40	40	10
Nätstation	40	40	10
Kabelskåp	40	30	7
Shuntreaktor, stamnät	-	30	7
Styr- och kontrollutrustning	40	15	3
Mätare	10	10	2
IT-system	10	10	2

Källa: Ei

5. Incitamentsfunktioner som justerar avkastningen

I det här kapitlet identifierar vi om lag- och/eller förordningsändringar behöver genomföras inför vårt kommande arbete med att utveckla incitamenten för leverenskvalitet och effektivt nätutnyttjande. Bortsett från en ändring av ellagen som vi föreslår i detta kapitel, görs bedömningen att planerat ändringsarbete inför nästa reglerperiod 2020–2023 ligger inom ramen för Ei:s föreskriftsrätt.

5.1 Inledning och övergripande regler

Vid en översyn av regleringen är det viktigt att se på regleringen som en helhet. De incitamentsfunktioner som beskrivs i detta kapitel ska utvecklas med resten av regleringen i åtanke, så att de samlade incitamenten styr rätt. Andra delar av regleringen kan också ha en stor påverkan på nätföretagens vilja att t.ex. investera i leveranssäkerhet och smarta lösningar. Exempel på det är reglerna avseende vilka kostnader som har ett effektiviseringskrav, hur kapitalbasen värderas och vilken avskrivningsmetod som används. Det viktigaste för att ha fungerande incitament är emellertid att regleringen är styrande, dvs. att intäktsramen är i nivå med de intäkter nätföretagen i praktiken avser att ta ut (vilket den inte alltid är idag). Kunderna ska betala rimliga nätavgifter där viss justering görs mot tjänstens kvalitet och hur väl nätföretaget uppfyller mål om effektivt nätutnyttjande, dock med skydd mot att nätföretag tar betalt för kvalitet m.m. som inte är samhällsekonomiskt rimlig.

Enligt ellagen ska Ei ta hänsyn till kvaliteten i nätkoncessionsinnehavarens sätt att bedriva nätverksamheten när intäktsramen bestäms. En sådan bedömning kan medföra en ökning eller minskning av vad som anses vara en rimlig avkastning på kapitalbasen (5 kap. 7 §). I Ei:s föreskrift står det bland annat att inverkan från kvalitetsjusteringen tillsammans med incitamenten om effektivt nätutnyttjande totalt sett inte får "överstiga 5 procent av intäktsramen. Det samlade avdraget får inte heller överstiga avkastningen på kapitalbasen."⁸⁴ Den sista meningen är Ei:s tolkning av 5 kap. 7 § ellagen, nämligen att avkastningsdelen i intäktsramen inte får vara negativ. Den skrivelsen är dock endast begränsande i de fall avkastningsdelen utgör mindre än 5 procent av den totala intäktsramen (det tak och golv Ei idag definierat i föreskrift).

Incitamentsfunktionernas potentiella påverkan på intäktsramen har ökat jämfört med föregående tillsynsperiod (2012–2015) då gränsen låg på ± 3 procent och då justeringen gjordes per år och inte som nu per tillsynsperiod. Det sistnämnda har betydelse eftersom ett extremt värde under ett enskilt år kan få ökad betydelse om alla år summeras innan jämförelsen med intäktsramen sker. Trots tidigare regeländringarna finns det indikationer på att incitamenten fortfarande har en relativt

⁸⁴ EIFS 2015:5, 3 kap 8 §

begränsad påverkan på elnätsföretagen. Studien "Incitament för smarta elnät"⁸⁵ har kommit fram till att incitamenten anses för svaga av många när det kommer till att främja smarta elnätslösningar m.m. (se även avsnitt 3.5.4). Vi utesluter inte att se över nivåerna på tak och golv i vår föreskrift till tillsynsperioden 2020–2023, men eftersom vår föreskrift överlag ställer högre krav än ellagen, ser vi ingen anledning att utreda en ändring av 5 kap. 7 § ellagen.

Idag finns det särskilda incitament för effektivt nätutnyttjande som beskrivs i avsnitt 5.2 och för leverans kvalitet som beskrivs i avsnitt 5.3. Regelutvecklingsarbetet inför tillsynsperioden 2020–2023 kommer att fortsätta även efter att detta regeringsuppdrag har lämnats in. Som en följd av arbetet med incitamentsfunktionerna har ett lagändringsförslag identifierats, vilket presenteras och analyseras i avsnitt 5.4.

5.2 Utveckling av incitament för effektivt nätutnyttjande

Incitamenten för effektivt nätutnyttjande infördes i regleringen från och med den nuvarande reglerperioden 2016–2019. I likhet med övriga delar i regleringen är syftet att skapa incitament för att ge en extra skjuts åt investeringar och beteenden som bidrar till klimatmål m.m. och som inte automatiskt kommer till stånd på en monopolmarknad utan naturligt konkurrenstryck.

Införandet av dessa särskilda incitament är en följd av EU:s energieffektiviseringsdirektiv⁸⁶, där syftet bland annat är att säkerställa att målet om 20 procent primärenergibesparing till år 2020 uppfylls, men också för att bana väg för en mer ambitiös energibesparing därefter. Av detta kan uttolkas att nätförluster är en viktig del, även om det bara är en av flera saker som inkluderas i paraplybegreppet effektivt nätutnyttjande. Ei:s uppgift är att definiera effektivt nätutnyttjande och att utforma incitament. I dagsläget tas tre indikatorer i beaktning: nätförluster, lastfaktor och kostnad till överliggande nät. Ei har emellertid föreskriftsrätt att ta bort indikatorer, ändra de befintliga eller lägga till nya så länge vi fortsatt uppfyller EU-direktivet.

En nyligen genomförd konsultstudie på uppdrag av Forum för smarta elnät pekar på att incitamenten är för svaga idag (se avsnitt 3.5.4) och Ei utesluter inte att se över incitamenten till nästa tillsynsperiod 2020–2023. Även andra delar av regleringen påverkar incitamenten för effektivt nätutnyttjande, så därför är det viktigt att beakta helheten för att få en önskad totaleffekt av regleringen.

5.3 Utveckling av incitament för leverans kvalitet

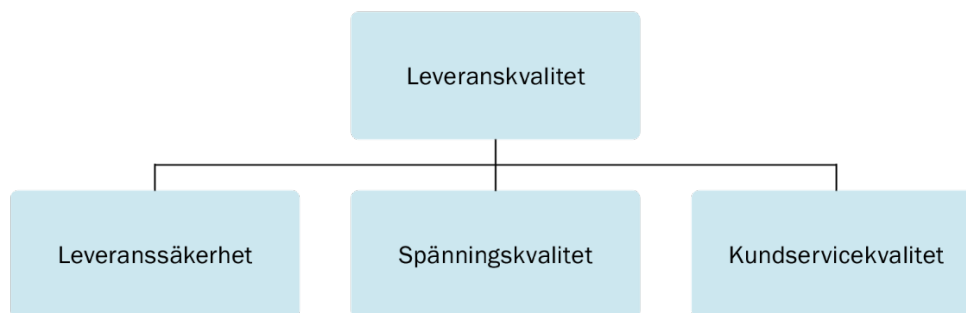
5.3.1 Samlingsbegreppet leverans kvalitet

Leverans kvalitet är ett samlingsbegrepp för tre olika kvalitetskategorier. Figur 11 visar dessa tre, där leveranssäkerhet handlar om avbrott i elleveransen, spänningskvalitet om elens kvalitet (t.ex. spänningsvariation) och servicekvalitet handlar om kvalitet i kundbemötandet vid till exempel nyanslutning, mätning och fakturering.

⁸⁵ Incitament för smarta elnät, Copenhagen Economics, 2017 (på uppdrag av Forum för smarta elnät).

⁸⁶ 2012/27/EU

Figur 11 Begreppet leverans kvalitets huvudsakliga beståndsdelar



Utöver intäktsramsregleringen finns det andra regelverk som ger incitament till elnätsföretagen, exempelvis minimiregler om avbrott och kundavbrottsersättning. Ei har föreskriftsrätt över en del av dessa regler (exempelvis antalet avbrott och spänningskvalitet), medan andra regler uttrycks direkt i ellagen (exempelvis kundavbrottsersättning). Ei kommer inte inom ramen för detta uppdrag föreslå några lagändringar avseende leveranssäkerhet utöver förslaget som tas upp i avsnitt 5.4.

5.3.2 Leveranssäkerhet

Kvalitetsregleringen för lokalnäten bygger på att jämföra nivån på elnätsföretagens leveranssäkerhet under tillsynsperioden med en normnivå. De indikatorer som används för att bedöma leveranssäkerheten är SAIDI⁸⁷, SAIFI⁸⁸ och CEMI⁴⁸⁹.

Oaviserade avbrott mellan 3 minuter och 12 timmar samt aviserade avbrott ligger till grund för beräkning av avbrottskostnader. Nätföretagets prestation för tillsynsperioden bedöms med indikatorerna SAIDI och SAIFI för både aviserade och oaviserade avbrott. För dessa indikatorer jämförs utfallet per kundgrupp med nätföretagets normvärde⁹⁰ per kundgrupp. Dessa beräkningar multipliceras med en kostnadsparameter och resultatet (dvs. avbrottskostnaden) ger ett tillägg eller ett avdrag på intäktsramen beroende på om nätföretaget presterat bättre eller sämre än normvärdet. Slutligen görs en justering av avbrottskostnaden med hjälp av kvalitetsindikatorn CEMI⁴.

För region- och stamnät används istället indikatorerna ILE⁹¹ och ILEffekt⁹².

Kvaliteten jämförs sedan med respektive företags egna historiska kvalitet som norm. För indikatorerna beräknas nätföretagets normvärde per kundgrupp som jämförs med utfallet per kundgrupp. Dessa beräkningar multipliceras med en kostnadsparameter som ger ett tillägg eller avdrag på intäktsramen beroende på om nätföretaget presterat bättre eller sämre än normvärdet. Avbrott som ligger till grund vid beräkning av avbrottskostnader för regionnät är oaviserade avbrott mellan 3 minuter och 12 timmar samt aviserade avbrott med avseende på ILE. För ILEffekt tillkommer de korta avbrotten, dvs. avbrott från 100 millisekunder till 3 minuter för oaviserade avbrott. De avbrott som ligger till grund vid beräkning av avbrottskostnader för stamnät är oaviserade avbrott från 1 minut och längre samt

⁸⁷System Average Interruption Duration Index

⁸⁸ System Average Interruption Frequency Index

⁸⁹ Customers Experiencing Multiple Interruptions; CEMI⁴ innebär att indikatorn visar andelen kunder som har fyra eller fler avbrott per år.

⁹⁰ Beräknas genom att jämföra med andra nätföretag där hänsyn tas till kundtätthet eller (för nätföretag med bättre utfall än denna norm) genom eget historiskt utfall.

⁹¹ Icke Levererad Energi

⁹² Icke Levererad Effekt

aviserade avbrott med avseende på ILE. För ILEffekt tillkommer de korta avbrotten, dvs. avbrott från 100 millisekunder till 1 minut, för oaviserade avbrott.

5.3.3 Spänningskvalitet

Spänningskvalitet är den mest tekniskt komplexa delen av leveranskvaliteten. Dessutom kan det vara flera intressenter som påverkar spänningsegenskaperna, vilket försvårar ansvarsbildningen.

I CEER⁹³:s rapport *The 6th CEER benchmarking report on the quality of electricity and gas supply* redovisas hur några länder i Europa reglerar spänningskvaliteten. Vanligtvis utförs mätningar i ett visst antal punkter (t.ex. nätstationer). I några länder publiceras dessa mätningar på elnätsföretagets webbplats och redovisas till tillsynsmyndigheten för vidare behandling.

I Sverige regleras spänningskvaliteten i Energimarknadsinspektionens föreskrifter (EIFS 2013:1) och allmänna råd om krav som ska vara uppfyllda för att överföringen av el ska vara av god kvalitet (kvalitetsföreskrift). Där preciserar Ei de basnivåer för spänningskvalitet som elnätsföretagens kunder ska kunna förvänta sig. Av sjunde kapitlet i kvalitetsföreskriften framgår vilka krav som ställs på en del spänningsegenskaper⁹⁴. För övriga spänningsegenskaper som inte nämns i föreskriften tillämpas standarder eller branschpraxis.

Kraven i föreskriften gäller alltid, men den appliceras skarpt vid kundklagomål (till Ei eller till elnätsföretag). Då utför elnätsföretagen mätningar i enlighet med kvalitetsföreskriften. Om mätningar visar att spänningskvaliteten inte uppfyller kraven som ställs i föreskriften ska elnätsföretagen åtgärda felet om det finns olägenheter som beror på att överföringen inte är av god kvalitet och om olägenheterna är tekniskt och ekonomiskt rimliga att åtgärda⁹⁵.

Ei samlar inte regelbundet in någon spänningskvalitetsmätningssdata och elnätsföretagen är inte heller skyldiga att rapportera dessa. Ei samlar inte heller in omfattningen av klagomål som ställs direkt till elnätsföretagen utom vid specifik tillsyn. Ei registrerar endast kundklagomål som kommer in direkt till Ei. Därför skulle reglerna kring datainsamling behöva uppdateras innan det skulle kunna bli aktuellt att ha några indikatorer för spänningskvalitet. Parallellt med detta regeringsuppdrag har Ei även ett regeringsuppdrag om krav på framtida elmätare. Resultatet från sistnämnda kommer att vara styrande om vilka data som en mätare ska samla in, vilket i sin tur påverkar hur en reglering av spänningskvalitet skulle kunna se ut i framtiden.

5.3.4 Kundservicekvalitet

Ei har även analyserat möjligheten att ha kundservicekvalitet som en del av incitamentsregleringen. I många europeiska länder regleras kundservicekvalitet genom nyckeltal. CEER redovisar dessa nyckeltal i två av sina rapporter:

1. *Advice on the Quality of Electricity and Gas Distribution Services – focusing on connection, disconnection and maintenance* och

⁹³ Council of European Energy Regulators

⁹⁴ 7 kap 1-9 §§ EIFS 2013:1

⁹⁵ 3 kap. 9 § tredje stycket ellagen (1997:857)

2. The 6th CEER benchmarking report on the quality of electricity and gas supply.

Ei har föreslagit att det ska införas en elhandelscentrisk modell⁹⁶ där kontakten mellan kund och elnätsföretag kommer att bli begränsad. Idag finns det inte någon juridisk skyldighet för elnätsföretagen att redovisa uppgifter relaterade till kundservicekvalitet. Ei samlar inte heller in omfattningen av klagomål som ställs direkt till elnätsföretagen utom vid specifik tillsyn. Ei registrerar endast kundklagomål som kommer in direkt till Ei. Vid behov inhämtar Ei likartade uppgifter från Energimarknadsbyrån och från Allmänna reklamationsnämnden.

De nyckeltal som vi har analyserat är sådana som berör elnätsföretagens beteende, dvs. nyckeltal som är relaterade till anslutning, fränkoppling, drift och underhåll av elnätet, mätning och klagomål vid dålig spänningskvalitet. Nyckeltal som inte kommer att hanteras av elnätsföretagen när elhandelscentrisk modell är på plats 2020 har inte analyserats. Sammanfattningsvis är slutsatsen att kundservicekvalitet inte är lämpligt att ha som en del av incitamentsregleringen, utan att den istället bör förtydligas i nuvarande avtal med kunder; exempelvis i de allmänna avtalsvillkoren eller i anslutningsavtal.

5.4 Inkludera avbrott från tolv timmar i kvalitetsregleringen

5.4.1 Bakgrund och relevant lagstiftning

Individuell kundavbrottsersättning och funktionskrav

En individuell kundavbrottsersättning⁹⁷ infördes i ellagen 2006 p.g.a. att elanvändarna hade blivit allt känsligare för störningar i elöverföringen och för att ersättningen skapar ekonomiska drivkrafter för elnätsföretagen att både förbättra elnäten och skyndsamt avhjälpa uppkomna fel. Kundavbrottsersättningen ska driva på elnätsföretagens arbete med att skapa leveranssäkra elnät för att uppfylla funktionskravet, ersättningen ska minska i takt med att leveranssäkerheten succesivt höjs. Avbrottsersättning baseras på den drabbades årliga nätkostnad och på avbrottslängden. Minimumbeloppet för avbrott 12–24 timmar ligger för närvarande på 900 kronor⁹⁸ och ökar också sedan med ökad avbrottslängd. Det finns även ett maxbelopp motsvarande 300 procent av den drabbades beräknade årliga nätkostnad⁹⁹ och regler kring jämkning.

I ellagen definieras ett funktionskrav¹⁰⁰, vilket anger att elavbrott aldrig får överstiga tjugofyra timmar. När avbrottsersättningen introducerades 2006, antogs att funktionskravet till stora delar skulle vara uppfyllt 2011. Det kan konstateras att det fortfarande är relativt ofta som funktionskravet inte uppfylls och att det fortfarande förekommer många avbrott som varar minst 12 timmar. Under 2015 var det 114 414 kunder som upplevde avbrott om minst 12 timmar och 37 108 kunder som upplevde avbrott som varade mer än 24 timmar¹⁰¹.

⁹⁶ Ei R2017:05, Ny modell för elmarknaden.

⁹⁷ 10 kap. 10 § ellagen (1997:857)

⁹⁸ 2 procent av prisbasbeloppet enligt 2 kap. 6 och 7 §§ socialförsäkringsbalken avrundat till närmast högre hundratal kronor.

⁹⁹ 10 kap. 12 § ellagen (1997:857)

¹⁰⁰ 3 kap. 9a § ellagen (1997:857)

¹⁰¹ Ei R 2016:17 Leveranssäkerhet i Sveriges elnät 2015.

Kvalitetsregleringen

I början av 2000-talet introducerade Ei (som då var en del av Statens energimyndighet) en kvalitetsreglering vid bedömning av skäligheten i elnätföretagens intäkter. Kvalitetsreglering utvecklades inför perioden 2012–2015 och har därefter vidareutvecklats till nuvarande tillsynsperiod 2016–2019. Gemensamt för nuvarande och tidigare kvalitetsreglering är att elnätsföretaget kan få ett tillägg eller avdrag (incitament) på sin intäktsram beroende på om utfallet avseende leveranssäkerhetsindikatorer är lägre eller högre än beräknade normnivåer. Ett elavbrott ska beaktas vid kvalitetsjusteringen om det inte medförde en skadeståndsskyldighet för nätkoncessionshavaren eller gav rätt till avbrottsersättning¹⁰². Det sistnämnda medför att Ei idag exkluderar alla avbrott från 12 timmar i kvalitetsregleringen.

Under tillsynsperioden 2012–2015 gjordes ingen skillnad mellan olika kundgrupper när det gäller avbrottskostnaderna. Kunderna hade därför samma avbrottskostnader för likvärdiga avbrott oavsett om det var fråga om hushållskunder eller kommersiella kunder. Från nuvarande tillsynsperiod 2016–2019 finns det fem kundgrupper (plus gränspunkter) med individuella avbrottskostnadsparametrar.

Annan relevant lagstiftning för hur elavbrott påverkar intäktsram och kundersättning

5 kap. 8 § ellagen anger att ersättning till kund för avbrottsersättning inte ska anses vara en skäligen kostnad för att bedriva nätverksamhet. Detta innebär att kundkollektivet i ett nätområde inte ska belastas av ersättningar till enskilda kunder. I nätföretagens årsrapporter som ligger till grund för intäktsramsberäkningen ska ersättning till kund för avbrott, vilket innefattar både skadestånd och kundavbrottsersättning, redovisas till Ei. Enligt nuvarande bestämmelser påverkar dessa avbrott inte intäktsramen. Denna bestämmelse är nödvändig för att den individuella kundavbrottsersättningen ska ge en konsekvens och därmed incitament för nätföretaget; utan den hade kundkollektivet betalat enskilda kunder för elnätsföretagets brister vilket hade varit oacceptabelt. Ei anser således att denna paragraf ska lämnas oförändrad.

Skadeståndsskyldighet som omfattar ersättning för utgifter och inkomstbortfall samt annan förlust på grund av elavbrott, gällande elnätskunder som är konsumenter enligt 11 kap. 8–10 §§, omfattas också av 5 kap. 7 § 2 stycket ellagen. Detta innebär teoretiskt att även avbrott under 12 timmar skulle kunna behöva utslutas vid beräkningen av intäktsramar med nuvarande lagstiftning. Hur regler kring jämkning och skadestånd relaterar till Ei:s förslag i detta kapitel diskuteras vidare i avsnitt 5.4.3.

Ändringar som infördes från 2016

Effekten av att exkludera avbrott från tolv timmar i regleringen av elnätstariffer var liten när kvalitetsregleringen hade en enda kundgrupp (2012–2015). När kvalitetsregleringen vidareutvecklades 2016 för att på ett mer noggrant sätt fånga samhällets avbrottskostnader, infördes som ett led i detta en uppdelning av

¹⁰² 5 kap. 7 § andra stycket ellagen (1997:857).

kunder i olika kundkategorier¹⁰³. Resultatet blev att olika kunders avbrottskostnader kan variera signifikant beroende på kundkategori. Kunder inom kategorierna handel/tjänster och industri fick dels en högre värdering per effekt (kW) och energi (kWh), dels högre medeleffekter eftersom deras årsförbrukning i genomsnitt är mycket högre än t.ex. hushållskunders. Båda dessa faktorer tillsammans gjorde att avbrottsvärderingen steg markant för dessa kunder jämfört med det tidigare kundgenomsnittet. På motsvarande sätt blev det en betydligt lägre avbrottsvärdering för hushållskunder.

Samtidigt som kvalitetsregleringen har ändrats, så har reglerna kring den individuella kundavbrottsersättningen varit oförändrade i ellagen sedan de infördes.

5.4.2 Analys av avbrottskostnadsfunktioner för olika kundgrupper

I detta delavsnitt analyseras hur ett elnätsföretags avbrottskostnad beror på avbrottslängden för olika kundgrupper under nuvarande tillsynsperiod 2016–2019. Analysen är avgränsad till lokalnät. För att ta fram realistiska exempel har några antaganden gjorts om energiförbrukning och årstariffer baserat på statistik som finns hos Ei¹⁰⁴.

Avbrottkostnader för avbrott upp till 12 timmar

Elnätsföretagets kostnad för avbrott enligt kvalitetsregleringen uppskattas enligt en linjär avbrottskostnadsmodell (se t.ex. kap. 8 i *Leveranssäkerhet i Sveriges elnät 2015 (Ei R 2016:17)* och dess bilaga). Den avbrottskategori som analyseras är långa oaviserade¹⁰⁵ avbrott, dvs. avbrott över 3 minuter. Kostnadsparametrarna i kvalitetsregleringen för dessa redovisas i Tabell 11.

Tabell 11. Avbrottskostnader för olika kundkategorier, oaviserade avbrott >3 minuter

Kundkategori	[kr/kW]	[kr/kWh]
Jordbruk	8	44
Industri	23	71
Handel och Tjänster	62	148
Offentlig verksamhet	5	39
Hushåll	1	2

Inom varje redovisningsenhet antas varje kund ha en årsmedeleffekt motsvarande medelvärdet för aktuell kundgrupp. Följden blir att varje avbrott värderas lika inom en kundgrupp, oavsett vilken förbrukning den enskilda kunden har. Däremot kan konsekvensen skilja sig åt mellan olika redovisningsenheter eftersom årsmedeleffekterna är olika. Energier som elnätsföretagen har rapporterat in i den årliga avbrottsrapporteringen enligt Ei:s föreskrifter om rapportering av elavbrott för bedömning av leveranskvaliteten¹⁰⁶ för år 2015 har använts i beräkningarna.

¹⁰³ Kundkategorier: hushåll, industri, jordbruk, handel och tjänster, offentlig verksamhet och gränspunkt (Ei R2015:06, Kvalitetsreglering av intäktsram för elnätsföretag).

¹⁰⁴ Elnätsföretagens årsrapporter samt särskilda rapporten – teknisk data.

¹⁰⁵ Aviserade avbrott är också indata till kvalitetsjusteringen, med dessa är undantagna från individuell kundavbrottsersättning och påverkas således inte av föreslagen lagändring.

¹⁰⁶ EIFS 2015:4, tidigare EIFS 2013:2

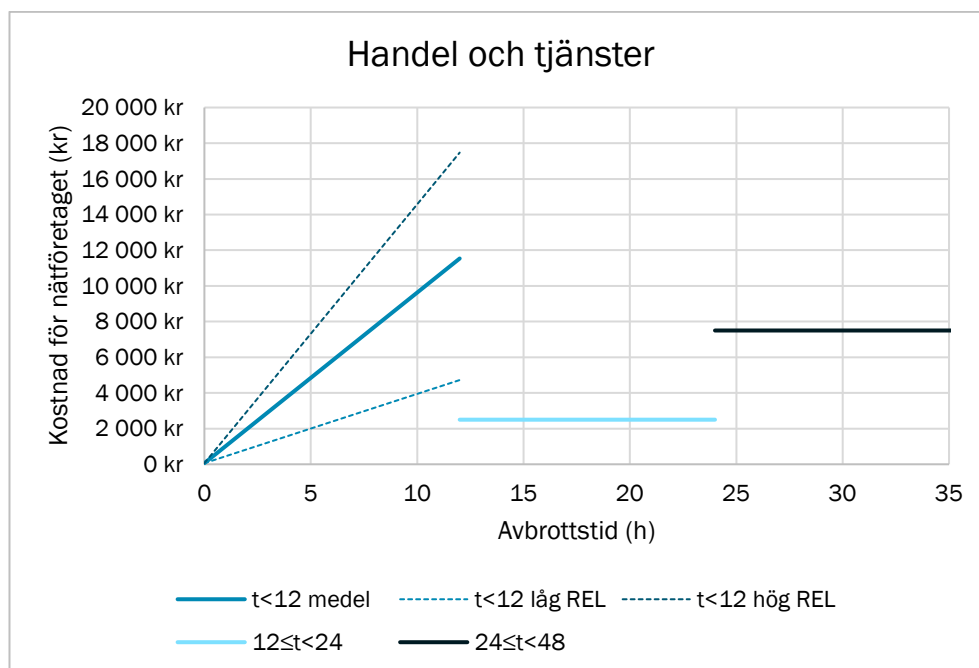
Avbrottskostnader för avbrott på 12 timmar och längre

Avbrott över 12 timmar ingår inte i kvalitetsregleringen, men ligger däremot till grund för individuell kundavbrottsersättning. Avbrottsersättningen beräknas som en andel av kundens årliga nättariff eller som ett minimibelopp. För den här delen av kostnadsfunktionen finns det olika sätt att uppskatta vilken kostnad som ska användas i jämförelsen. Exempelvis att utgå från medelvärdet eller medianvärdet för årsförbrukning av energi och därigenom anta en realistisk nättariff utifrån data om tariffnivåer E_i har tillgång till.

Kundkategori handel och tjänster

Figur 12 och Figur 13 visar kostnadsfunktioner för avbrott som drabbar typkunder i kategorin handel och tjänster. Tre olika exempel för kurvan under 12 timmar visas i figuren. Denna del av kurvan är identisk i de båda figurerna. "t < 12 medel" baseras på medelenergin för kundgruppen i hela landet. Den övre och den undre linjen motsvarar spridningen mellan olika elnätsföretag, där 5 procent av företagen med lägst energi och 5 procent av företagen med högst energi har plockats bort (alltså spridningen för 90 procent av elnätsföretagen).

Figur 12 Beräknade kostnader enligt kvalitetsregleringen (<12 timmar) och enligt avbrottsersättning (≥ 12 timmar) för kundkategorin handel och tjänster – typkund baserat på medelvärde

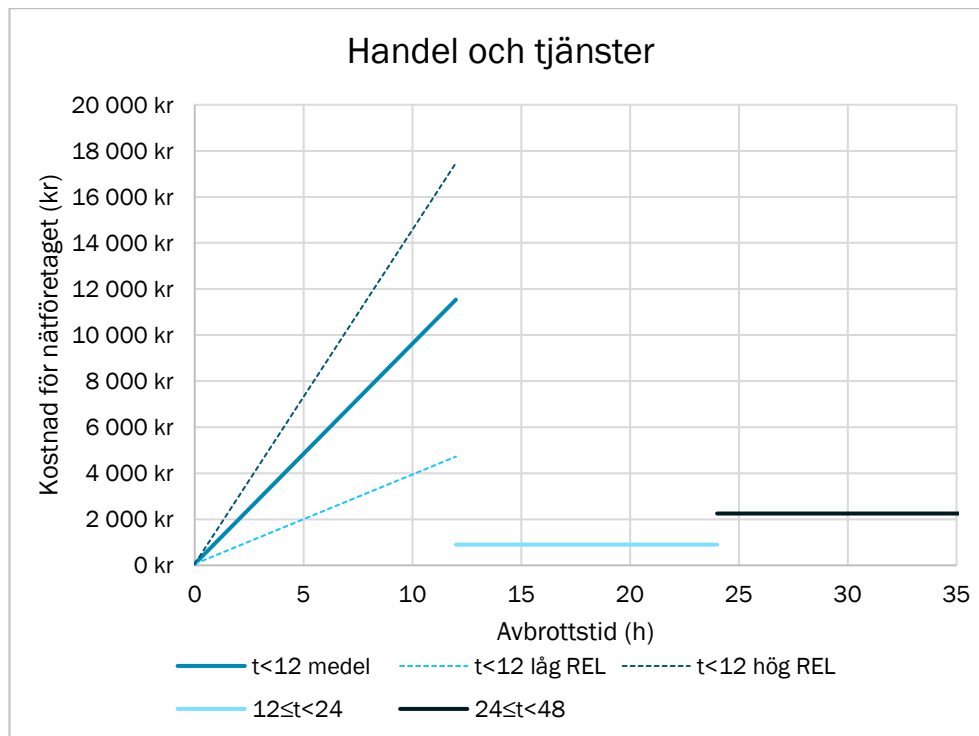


Figur 12 är baserad på ett medelvärde rörande kostnaderna för avbrott över 12 timmar. Medelvärdet för årsförbrukningen per kund inom denna kategori är 56 597 kWh. För en kund med medelårsförbrukningen har en nättariff på 20 000 kr/år¹⁰⁷ antagits. Utifrån denna siffra är den individuella kundavbrottsersättningen (avbrott från 12 timmar i kostnadsfunktionen) sedan beräknad. Eftersom det finns vissa kunder inom denna kategori som har väldigt hög elförbrukning som drar upp medelvärdet, kan det också vara intressant att studera medianvärdet. Mediankunden har en årsförbrukning som är 11 771 kWh. För en sådan kund har vi i

¹⁰⁷ Beräknad med hjälp av redovisade nättariffer till E_i .

analysen antagit en nättariff på 6 000 kr/år. Kostnadsfunktionen för en typkund baserat på medianvärde illustreras i Figur 13.

Figur 13 Beräknade kostnader enligt kvalitetsregleringen (<12 timmar) och enligt avbrottsersättning (≥ 12 timmar) för kundkategorin handel och tjänster – typkund baserat på medianvärde

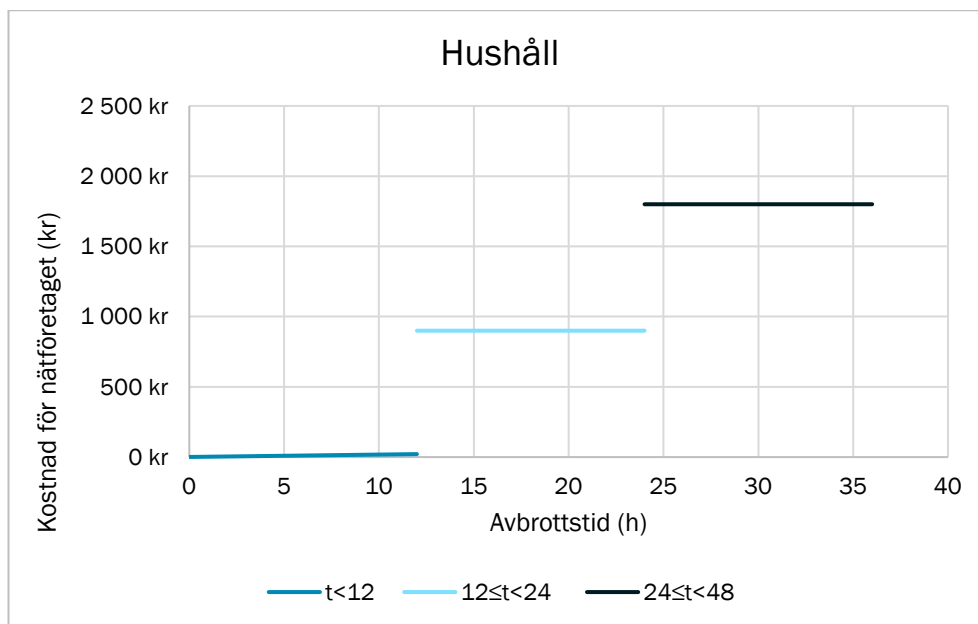


Av Figur 12 och Figur 13 framgår det att kostnadsfunktionen är problematisk. I detta fall kostar ett avbrott på 11 timmar nätföretaget 10 580 kr enligt kvalitetsregleringen medan nätföretaget betalar ut 900 kr (baserat på medianvärde) / 2 500 kr (baserat på medelvärde) för ett avbrott som varar 12–24 timmar. Det längre avbrottet är således signifikant billigare för elnätsföretag.

Kundkategorin hushåll

Analysen visar att kundkategorin hushåll kan anses vara extremt åt andra hållet. I Figur 14 används medelenergin för hushåll i hela Sverige år 2015 (7 391 kWh/år) samt en årtariff på 3 200 kr (beräknad med hjälp av redovisade nättariffer till Ei). I detta fall kostar ett avbrott på 11,99 timmar nätföretaget 21 kr i kvalitetsregleringen medan nätföretaget betalar ut som minst 900 kr för ett avbrott som varar 12–24 timmar. Minimnivån på 900 kr gäller för en hög andel av alla hushållskunder i Sverige. Eftersom hushåll har en så pass låg avbrottskostnad i kvalitetsregleringen, kommer det alltid att bli ett stort glapp mellan kvalitetsregleringen (avbrott under 12 timmar) och den individuella avbrottsersättningen (avbrott om minst 12 timmar), se Figur 14. Faktum är att skillnaden är så pass omfattande att den lagändring Ei förslår i princip kommer att ge en försumbar effekt på kategorin hushållskunder. Ett tolvtimmarsavbrott skulle endast bli cirka 2 procent dyrare jämfört med dagens kvalitetsreglering.

Figur 14 Beräknade kostnader enligt kvalitetsregleringen (<12 timmar) och enligt avbrottsersättning (≥ 12 timmar) för kundkategorin Hushåll



Övriga kundgrupper

Elnätföretagens avbrottskostnadsfunktioner för övriga kundkategorier ligger någonstans mittemellan de analyser (handel och tjänster samt hushåll) som presenteras i detta avsnitt.

5.4.3 Behov och konsekvenser av regeländring

Orimliga avbrottskostnadsfunktioner

En analys av elnätföretagets kostnader för olika avbrottslängder och olika kundkategorier redovisas i avsnitt 5.4.2. Analysen visar att ett längre avbrott kan vara billigare än ett kortare för nätföretaget avseende vissa kundkategorier. Effekten av detta kan vara att elnätsföretag kan överväga att prioritera sina resurser så att fler elavbrott varar i minst 12 timmar eftersom dessa avbrott inte påverkar elnätsföretags intäktsramar. Ei:s slutsats är därmed att det är nödvändigt att 5 kap. 7 § andra stycket ellagen tas bort. I och med det elimineras den oönskade effekten att längre avbrott i vissa fall ger lägre kostnad än kortare avbrott som är mycket olycklig från ett reglerarperspektiv samt något som kunderna kan uppleva som obegripligt.

Kvalitetsregleringen är inte att betrakta som ett straff

I kvalitetsregleringen finns ett skydd för elnätsföretag och elnätskunder. Skyddet innebär att ett eventuellt avdrag eller tillägg i intäktsramen p.g.a. leveranssäkerhet och effektivt nätutnyttjande av elnätet¹⁰⁸ inte får överstiga 5 procent av elnätsföretagets intäktsram samt att det samlade avdraget aldrig får överstiga avkastningsdelen i intäktsramen¹⁰⁹. Kvalitetsregleringen kan jämföras med att simulera

¹⁰⁸ Incitament för elnätsföretagen genom att sänka nätförlusterna samt att använda elnätet jämnt över tiden.

¹⁰⁹ 3 kap. 2 § EIFS 2015:6, Energimarknadsinspektionens föreskrifter om vad som avses med ett effektivt utnyttjande av elnätet vid fastställande av intäktsram.

en konkurrensutsatt marknad, dvs. att den ska kompensera för de marknadsmisslyckanden monopolsituationen ger upphov till. Ett elnätsföretag med högre kvalitet i förhållande till sina omkostnader får en högre vinst jämfört med ett elnätsföretag som presterar sämre. Att inkludera avbrott över 12 timmar i bedömningen av kvaliteten i nätföretagets sätt att bedriva verksamheten är således inte ett straff eller en form av sanktion för nätföretaget. Istället utgör kvalitetsjusteringen ett rimligt incitament för nätföretagen att prestera bättre och justeringen ingår endast som en del i beräkningen av intäktsramen. När det gäller skadestånd eller sanktionsavgifter har företag på en konkurrensutsatt marknad inte utrymme att höja priserna till slutkund för att kompensera för sådana extrakostnader (motsvarar i elnätsregleringen att höja intäktsramen). Sammantaget ger detta starka argument för att 5 kap. 8 § ellagen lämnas oförändrad i samband med att 7 § andra stycket tas bort.

Ingen generell förbättring eller försämring – innebär både "piska" och "morot" för nätföretagen i det fortsatta arbetet att minska omfattande avbrott

Att investera i elnät är långsiktigt och resurskrävande. Samtidigt har den individuella kundavbrottsersättningen funnits i över tio år och tillsammans med funktionskraven utgör den en kraftig markering från lagstiftaren att investera i riskreducering av riktigt långa avbrott. Investeringskostnader får dessutom, utifrån hur regleringen är och har varit utformat, täckas helt av kundkollektivet. Det är något som nätföretag ibland använder som argument för att rättfärdiga prisökningar. Det vore inte rimligt att förvänta sig att riskerna har byggts bort helt, men däremot att nätföretagen hunnit förbättra sin leveranssäkerhet signifikant under dessa år avseende avbrott på 12 timmar eller mer.

Med föreslagen förändring kommer både normnivåer och leveranssäkerhetsindikatorer att öka när avbrott från 12 timmar räknas med. I genomsnitt leder förändringen således varken till högre eller lägre intäktsramar. Konsekvensen blir att nätföretag som lyckats bättre med att reducera dessa avbrott än genomsnittet får en liten extra bonus för det, medan nätföretag som har längre och/eller fler avbrott inom denna kategori än genomsnittet får något sämre utfall. Totalt handlar det om väldigt små andelar av intäktsramen och kan snarare ses som en liten extra morot för dem som ligger i framkant och en liten piska för dem som halkat efter. Det ligger i samhällets intresse att fortsatt stötta riskreduceringen av avbrott från 12 timmar. Det är också värt att i detta sammanhang påminna om att incitamentsfunktionen tar hänsyn till kundtätthet, dvs. beaktar att glesbygdsnät inte har samma förutsättningar som tätortsnät. Ju högre kundtätthet, desto lägre normnivåer (högre krav på leveranssäkerhet).

Hur Ei ska ta hänsyn till att ett elavbrott medför skadeståndsskyldighet

Avbrott under 12 timmar medför inte obligatorisk individuell kundavbrottsersättning. Det finns heller ingen bestämmelse om att avbrott inte kan medföra någon form av skadeståndsskyldighet. Ett exempel på när individuell ersättning för avbrott under 12 timmar betalas ut är att nätföretaget Vattenfall Eldistribution AB, genom ett frivilligt åtagande gentemot sina kunder, i vissa fall ger en kundavbrottsersättning för avbrott kortare än 12 timmar. År 2010 infördes 300 kronors ersättning för avbrott från sex timmar och sedan 2016 är ersättningen 500 kronor för avbrott från fyra timmar. Få andra nätföretag har valt att ha en frivillig

ersättning för kunder med leveransproblem. Det är alltså inte vanligt förekommande bland nätföretagen idag och heller inget område där det har utvecklats någon tydlig praxis. Att ta bort alla avbrott över 12 timmar och inkludera alla andra långa avbrott är således en förenkling som Ei gör idag. Utöver att det finns avbrott under 12 timmar som ger individuell kundersättning eller skadestånd, finns det avbrott på 12 timmar och mer som inte medför kundavbrottsersättning¹¹⁰.

5.4.4 Summering av Ei:s förslag

Ei föreslår att 5 kap. 7 § andra stycket ellagen tas bort. Innebörden av lagändringsförslaget blir att avbrott som berättigar elnätskunder till skadestånd eller avbrottsersättning inte längre undantas från beräkningen av intäktsramar. Ei har också tittat på annan relaterad lagstiftning med slutsatsen att inga andra lag- eller förordningsändringar behövs till följd av detta. Däremot kommer Ei att behöva anpassa EIFS 2015:5¹¹¹.

¹¹⁰ Kundavbrottsersättning enligt 10 kap. 10 § ellagen får jämkas enligt 10 kap. 13 §.

¹¹¹ Energimarknadsinspektionens föreskrifter om vad som avses med kvaliteten i nätkoncessionshavarens sätt att bedriva nätverksamheten vid fastställande av intäktsram.

6. Ändrade regler för fastställande av intäktsramar

Regleringen av elnäten grundas på både regler och metoder som Ei fastställer i beslut om intäktsram. Reglerna är nedskrivna i lag, förordning och Ei:s föreskrifter. När reglerna i ellagen ursprungligen togs fram utgick lagstiftaren från att fastställandet av intäktsramarna skulle ske på ett särskilt sätt. Ei har nu fastställt intäktsramar inför två tillsynsperioder, 2012–2015 och 2016–2019. Ei har också omprövat intäktsramarna för den första tillsynsperioden och ersatt prognoserna med det verkliga utfallet avseende uppgifter om investeringar, utrangeringar och företagens verkliga opåverkbara kostnader. Eftersom många av Ei:s beslut har överklagats till förvaltningsdomstol har reglerna också tolkats av både Förvaltningsrätten i Linköping och Kammarrätten i Jönköping. Genom arbetet med att pröva och ompröva intäktsramar och processerna i domstol har det blivit uppenbart att vissa av lagstiftarens intentioner med reglerna i lag och förordning inte har infriats. Ei har även kunnat konstatera att det går att förenkla reglerna för både nätföretagen och Ei. Förslagen nedan utgår ifrån dessa erfarenheter och syftar till att skapa en tydligare och enklare lagstiftning.

6.1 Förslag inom ramen för översynen av ellagen

Regeringskansliet har lämnat en promemoria¹¹² med förslag till en ny elmarknads- lag som ska ersätta den nuvarande ellagen. Syftet är i huvudsak att göra en redaktionell och systematisk bearbetning av nuvarande bestämmelser. Vissa delar i ellagen har dessutom redan införlivats i en ny elsäkerhetslag.¹¹³ Förslagen i promemorian medför endast mindre justeringar av nuvarande bestämmelser i 5 kap. ellagen som avhandlar hur intäktsramarna ska fastställas. Två förslag kommer dock leda till förenklingar för Ei och nätföretagen.

För det första föreslås det att nätföretagen inte ska behöva ansöka om en intäktsram inför varje tillsynsperiod. Istället ska de endast lämna in uppgifter till Ei för bedömning och fastställande av en intäktsram. Ei anser att förslaget är bra och att det kommer göra det enklare både för Ei och nätföretagen när en intäktsram ska fastställas. I praktiken får det heller inte några negativa konsekvenser för kunderna.

Det andra förslaget rör frågan om under vilka förutsättningar som en intäktsram ska omprövas efter tillsynsperioden. Idag ska ett nätföretag som vill ha en ökning av sin intäktsram begära omprövning av denna inom en viss tid efter tillsynsperiodens slut. På samma vis ska Ei ta initiativ till en omprövning om det bedöms att en intäktsram ska minska. Anledningen till att detta förfarande infördes var att koncentrera myndighetens resurser på de fall där en avvikelse finns mellan den intäktsram som fastställts, delvis utifrån prognoser, innan tillsynsperioden och den

¹¹² Elmarknadslag, Ds 2017:44

¹¹³ Elsäkerhetslag 2016:732

intäktsram som stämts av mot företagens verkliga uppgifter efter tillsynsperioden. Eftersom Ei dock alltid behöver göra en jämförelse mellan prognoser och verkliga värden har det visat sig att dagens lagstiftning inte innebär en besparing av myndighetens resurser. Det förslag som lämnats i promemorian är därför att Ei alltid ska ompröva en intäktsram efter tillsynsperiodens slut oavsett om ramen ska öka eller minska. Ei anser även att detta förslag är bra och kommer att minska den administrativa bördan för såväl elnätsföretag som Ei.

Utöver de två förslag som redan lämnats i den nya elmarknadslagen kommer Ei att lämna ytterligare förslag till förändringar i detta avsnitt. Förslagen baseras på de praktiska erfarenheter Ei fått sedan förhandsregleringen infördes.

6.2 Förseningsavgift om uppgifter lämnas in för sent

För att kunna fastställa en intäktsram behöver Ei ha tillgång till många uppgifter från nätföretagen, bland annat om deras historiska påverkbara kostnader, vilka anläggningar nätföretaget har och hur anläggningsregistret kommer att ändras under tillsynsperioden. Vad nätföretagen ska rapportera till Ei och när dessa rapporteringar ska ske regleras i både lag, förordning och myndighetens föreskrifter. Vissa uppgifter rapporterar nätföretagen årsvis till Ei och andra uppgifter ska endast rapporteras inför fastställandet av intäktsramarna för en ny tillsynsperiod och när den slutliga intäktsramen ska fastställas efter tillsynsperioden. De flesta nätföretagen lämnar uppgifter i tid men det räcker att ett nätföretag låter bli att lämna uppgifterna för att Ei inte ska hinna fatta beslut enligt de tidsramar som står i lagstiftningen. I denna del beskrivs problem och möjliga lösningar för att få in uppgifter i tid inför och efter tillsynsperioden.

Ei måste fatta beslut om intäktsramar senast två månader innan en tillsynsperiod börjar. Om nätföretagen inte lämnar in de uppgifter som behövs i rätt tid har inte Ei något effektivt påtryckningsmedel för att få in uppgifterna. Ei kan enligt lagstiftningen förelägga nätföretaget med vite att komma in med uppgifterna. Vitet börjar i regel löpa först två veckor efter att nätföretaget har tagit del av beslutet. Storleken på vitet har baserats på företagets storlek. Det är dock en åtgärd som tar lång tid och därmed inte blir effektiv med tanke på de tidsramar som finns i ellagen idag. Samma problem kan också uppstå efter tillsynsperiodens slut när nätföretagen ska lämna in uppgifter för att Ei ska kunna fastställa en slutlig intäktsram.

De uppgifter som Ei behöver för att fastställa och stämma av en intäktsram framgår av rapporteringsföreskriften¹¹⁴. Föreskriften har meddelats i form av en verkställighetsföreskrift genom bemyndigande i 18 § 1 förordningen (2014:1064) om intäktsram för elnätsföretag.

Vid fastställandet av elnätsföretagens intäktsramar inför tillsynsperioden 2016–2019 och vid fastställandet av slutliga intäktsramar efter tillsynsperioden 2012–2015 var det ett tiotal företag som inte lämnade in uppgifter i tid. Efter att Ei förelagt dem vid vite återstod ett till två företag som fortsatt inte lämnade in uppgifter.

¹¹⁴ Energimarknadsinspektionens föreskrifter (EIFS 2015:1) om nätkoncessionshavares förslag till intäktsram och insamling av uppgifter för att bestämma intäktsramens storlek.

Som nämnts ovan tar vitesförelägganden lång tid. För det första kan nätföretaget förhålla tiden genom att låta bli att skicka in delgivningskvittot. Ei måste då använda reglerna om särskild delgivning med juridisk person och då riskerar det att dra ut på tiden. För det andra måste Ei ansöka hos domstolen om att vitet ska dömas ut vilket också riskerar att dra ut på tiden. De praktiska erfarenheterna från denna hantering är att det tar mellan fyra och fem månader att få in uppgifter med denna ordning. Detta innebär att vitet som sanktion inte är ett effektivt medel för att komma till rätta med problemet.

Ett effektivare och snabbare sätt skulle vara att Ei kan besluta om förseningsavgifter om uppgifterna inte kommer in i tid. Möjligheten att ta ut en förseningsavgift om en handling inkommer för sent finns redan i ellagen. Ei kan besluta om förseningsavgifter om ett nätföretag inte ger in en bestyrkt kopia av den årsrapport och det revisorsintyg som anges i förordningen (1995:1145) om redovisning av nätverksamhet.

En förseningsavgift avseende för sent inkommen årsrapport uppgår till 10 000 kr om rapporten inte lämnas in senast sju månader efter räkenskapsårets utgång (12 kap. 7–8 §§). Om årsrapporten inte lämnas in efter ytterligare två månader ska ytterligare en förseningsavgift om 10 000 kr tas ut. Om rapporten inte lämnats in efter fyra månader ska en förseningsavgift om 20 000 kr tas ut. Sammanlagt kan förseningsavgiften alltså uppgå till 40 000 kr.

När det gäller uppgifter som Ei behöver för att fastställa en intäktsram är det av stor vikt att dessa kommer in i tid. Avgiften bör vara så stor att ett nätföretag har incitament att lämna in uppgifterna redan vid den tidpunkt som Ei föreskrivit om. Storleken på avgiften bör vara jämförbar med de vitesbelopp som Ei tidigare tillämpat då uppgifter inte kommit in i tid. Vitesbeloppens storlek är bestämda i förhållande till storleken på nätföretaget och uppgår till maximalt 100 000 kr för ett stort nätföretag och 25 000 kr för ett mindre nätföretag. En förseningsavgift avseende uppgifter för att fastställa intäktsramen bör uppgå till åtminstone samma belopp som de tillämpade vitena. Eftersom det är svårt att i lag fastställa gränsvärden för när en viss nivå på förseningsavgift ska tillämpas bör detta istället bedömas från fall till fall. I lagtexten bör dock anges det maximala belopp som förseningsavgiften får uppgå till. Ei föreslår att denna beloppsgräns ska vara 100 000 kr.

För att ytterligare förstärka skyldigheten att lämna in uppgifter är det lämpligt om en förseningsavgift kan beslutas vid flera tillfällen. En förseningsavgift ska tas ut om uppgifterna inte lämnats in i tid och ytterligare en förseningsavgift får tas ut om uppgifterna inte inkommit efter det att ytterligare tid förflutit. Ei föreslår att den andra förseningsavgiften ska kunna beslutas om uppgifterna inte har kommit in inom två månader från det att underrättelse avsändes till företaget om ett beslut om förseningsavgift.

För att förseningsavgifter ska kunna tillämpas behöver det framgå vid vilken tidpunkt de begärda uppgifterna ska lämnas till Ei. Idag har regeringen genom verkställighetsföreskrifter bemyndigat Ei att föreskriva om både vilka uppgifter som ska lämnas in för att kunna fastställa en intäktsram och när dessa uppgifter ska lämnas till Ei. En bestämmelse om förseningsavgift måste framgå av lag och det är därför lämpligt att även tidpunkten för inlämnandet framgår av författning.

Eftersom tidpunkten kan variera över åren, t.ex. om Ei skulle bedöma att uppgifterna skulle kunna lämnas senare än idag, bör denna istället framgå av en föreskrift meddelad av Ei på samma sätt som sker idag. Detta skulle kräva att ellagen kompletteras med ett bemyndigande till regeringen att meddela föreskrifter i frågan och att regeringen i sin tur överlåter denna kompetens till Ei.

Om ett nätföretag trots förseningsavgifter inte lämnar in uppgifter för att Ei ska kunna fastställa intäktsramen i tid eller att uppgifterna är bristfälliga ska Ei ändå fastställa en intäktsram baserat på de uppgifter som finns tillgängliga. Detta framgår av förarbetena till ellagen. Det kan dock finnas skäl att förtydliga denna skyldighet direkt i lag så att det tydligt framgår för ett nätföretag som inte kommer in med uppgifter i tid att en intäktsram ändå kommer att fastställas. En sådan lagstadgad skyldighet bör också inkludera de fall då nätföretaget kommer in med bristfälliga uppgifter. Dessa fall berörs inte av förarbetena.

6.3 Avvikelse från intäktsramen

Ett nätföretag som inte utnyttjar hela sin intäktsram under en tillsynsperiod har enligt 5 kap. 20 § ellagen rätt att få skillnaden mellan fastställd ram och utnyttjad ram överförd till påföljande tillsynsperiod. På samma sätt ska ett nätföretag som tagit ut högre avgifter än den fastställda intäktsramen få en lika stor minskning av ramen för den påföljande tillsynsperioden. Ei har identifierat att det finns behov att förtydliga bestämmelsen så att den får avsedd verkan. Detta framgår av analysen nedan.

6.3.1 Hur många tillsynsperioder ska en utnyttjad intäktsram kunna flyttas?

Av förarbetena till 5 kap. 20 § ellagen framgår det att nätföretag som inte utnyttjar hela intäktsramen under en tillsynsperiod endast ska kunna nyttja mellanskillnaden under den påföljande tillsynsperioden.

Enligt bestämmelsen ska det belopp med vilket intäkterna överstigit eller understigit intäktsramen minska respektive öka ramen för den påföljande tillsynsperioden i förhållande till den period då intäkterna överstigit eller understigit intäktsramen. Eftersom det i paragrafen anges att ett underskott ska höja intäktsramen påföljande tillsynsperiod, kan ett nätföretag inte samla på sig flera tillsynsperioders underskott. Om underskottet inte utnyttjas påföljande period, går det således förlorat.¹¹⁵

Av Ei:s beslut om att höja intäktsramen för perioden 2016–2019 på grund av att nätföretaget tagit ut lägre avgifter än den fastställda intäktsramen under perioden 2012–2015 framgår det därför att en sådan höjning förfaller efter en tillsynsperiod. Baserat på att Ei i denna rapport föreslår att avkastningen ska fastställas innan tillsynsperioden och stämmas av efter tillsynsperioden finns det dock skäl att överväga en ändring av denna bestämmelse.

Den ordning som föreslås i avsnitt 2 avseende att fastställa elnätföretagens avkastning efter tillsynsperioden innebär i princip att Ei beslutar om en prognostiserad avkastning vid fastställandet av intäktsramen inför perioden. Vid omprövningen som sker efter tillsynsperioden ska Ei sedan enligt förslaget

¹¹⁵ Prop. 2008/09:141 s 112

uppdatera prognosen med det faktiska utfallet. Ei bedömer trots detta att nätföretagen har goda möjligheter att göra tillförlitliga prognoser av avkastningen, löpande under tillsynsperioden eftersom det av Ei:s beslut om fastställande av intäktsram kommer att framgå hur avkastningen ska fastställas efter tillsynsperioden. Trots detta utgör fastställandet av avkastningen efter tillsynsperioden en viss osäkerhet för nätföretagen. Det finns därför skäl att förlänga tiden som nätföretagen kan utnyttja en outnyttjad intäktsram. Dessutom kan det inte uteslutas att domstolsprocesser gör att den slutliga intäktsramen inte är känd förrän en bit in på nästa period. Domstolsprocesserna kommer däremot att vara mycket mer begränsade om Ei:s förslag i denna rapport genomförs.

Med hänsyn till att det ändå kommer att råda en viss osäkerhet kring den slutliga avkastningen bör nätföretagen kunna utnyttja en sådan avvikelse under mer än en tillsynsperiod. Ei föreslår därför att det med ändring av vad som gäller idag ska kunna vara möjligt att använda en outnyttjad intäktsram under två efterföljande tillsynsperioderna. Detta är ytterligare en tillsynsperiod i förhållande till dagens ordning.

Tydliga och rimliga regler för att hantera avvikelser från intäktsramen är en väldigt viktig del av regleringen. Om det inte finns tydliga regler som anger vad som ska ske när ett nätföretag tar ut mer eller mindre intäkter än intäktsramen tillåter under en tillsynsperiod blir regleringen i princip utan verkan. Reglerna behöver också vara rimliga för att nätföretagen ska ha möjlighet att utnyttja avvikelser från intäktsramen under tillräckligt lång tid så att tariffen mot deras kunder kan hållas så stabil som möjligt. Genom de förslag Ei lämnar i denna del ställs också höga krav på nätföretagen att hålla sig inom intäktstaket som intäktsramen utgör.

6.3.2 Kraftfullare sanktion när ett nätföretags intäkter överskrider intäktsramen

En outnyttjad intäktsram som inte utnyttjas under de påföljande två tillsynsperioderna föreslås förfalla. Detta sker genom att eventuellt kvarvarande belopp inte förs vidare ytterligare en tillsynsperioden när Ei fattar beslut enligt 5 kap. 20 § ellagen.

När ett nätföretag tagit ut mer intäkter än intäktsramen är det dock inte rimligt att en sådan avvikelse ska förfalla efter den påföljande tillsynsperioden. Om en sådan avvikelse förfaller på samma sätt som en outnyttjad intäktsram innebär det i princip att företaget har fått möjlighet att ta ut för höga avgifter under den tillsynsperiod som avvikelsen uppkom och som de då aldrig behöver betala tillbaka. I praktiken skulle en sådan ordning alltså göra regleringen helt verkningslös. Den nuvarande sanktionen för att undvika detta, att minska ramen ytterligare med ett överdebiteringstillägg, förändrar inte denna slutsats då ett sådant tillägg inte innebär en faktisk skyldighet att återbetala avvikelsen under perioden. Detta scenario uppstår endast om nätföretaget inte sänker sina avgifter med motsvarande belopp som avvikelsen utgör. För att denna problematik inte ska uppkomma bör bestämmelsen förtydligas så att det framgår hur sådana avvikelser ska hanteras.

Regeringen uttalade i förarbetena till förhandsregleringen att återbetalning inte ska användas som medel för att korrigera avvikelser.¹¹⁶ Att tillåta nätföretag att föra vidare flera perioders avvikelser utan något incitament att justera intäktsramen är dock inte heller verkningsfullt. Idag tillämpas ett överdebiteringstillägg om ett företag tagit ut mer än fem procent mer intäkter än intäktsramen under tillsynsperioden. Tillägget utgår därför direkt när en sådan avvikelse kan konstateras efter tillsynsperioden.

Efter den första tillsynsperioden var det ett fåtal företag som tog ut intäkter som avvek från intäktsramen med mer än fem procent. En nackdel med överdebiteringstillägget är att det endast tillämpas efter en avvikelse om mer än fem procent. Överdebiteringstillägget medför dessutom inte, i praktiken, att ett nätföretag behöver minska avgifterna för kunderna. Om företaget inte följer den minskade intäktsramen så innebär detta endast att ramen för den påföljande perioden minskar. Efter en tillsynsperiod är det dock inte möjligt att avgöra om något nätföretag utnyttjar denna uppenbara brist i systemet. Regeln ger sammanfattningsvis inte företagen tillräckliga incitament att följa intäktsramen med någon större precision och bör därför ersättas. En tydligare bestämmelse bör tydliggöra förhållandet att den här typen av avvikelser inte förfaller förrän de är återförda till kunderna och samtidigt kombineras med ett starkt incitament för nätföretagen att följa den beslutade intäktsramen.

Ei föreslår därför att det ska införas en sanktionsavgift för den situationen att nätföretagen tar ut mer intäkter än intäktsramen under en eller flera tillsynsperioder. Sanktionsavgift är en ekonomisk sanktion som åläggs en juridisk eller fysisk person på grund av ett rättsstridigt beteende. Sanktionsavgifter kan till exempel användas när ett brott mot gällande regelverk objektivt kan konstateras. I fallet med intäktsramar kan det enkelt konstateras när ett företag överdebiterat sina kunder och en sanktionsavgift därmed ska tas ut. En sanktionsavgift utgör ett relativt enkelt och kraftfullt verktyg för att realisera de effekter som avsetts med intäktsramen. Det är också ett enkelt sätt för företagen att administrera eftersom en sanktionsavgift tillfaller staten. Nackdelen är att kunderna då inte får del av sanktionsavgiften till skillnad mot överdebiteringstillägget som ska ge kunderna kompensation för en avvikelse. Fördelen med sanktionsavgift är dock att den ger ett tillräckligt incitament för företagen att inte ta ut för höga intäkter från kunderna överhuvudtaget. Det anförda talar för att en sanktionsavgift bör införas och ersätta överdebiteringstillägget.

Sanktionsavgiften bör vara tillräckligt stor för att nätföretagen ska följa den fastställda intäktsramen och inte ackumulera sådana avvikelser. För att förmå nätföretagen att inte göra detta bör sanktionsavgiften tas ut vid en lägre gräns än den som tillämpas idag. Idag utgår överdebiteringstillägg endast om avvikelsen är större än fem procent av intäktsramen. I enlighet med vad som anförts i avsnittet ovan 6.3.1 anser Ei att nätföretagen har goda möjligheter att göra tillförlitliga prognoser under tillsynsperioden så att avvikelsen ska kunna minimeras. En avvikelse under två procent bör därför inte föranleda en sanktionsavgift.

För att bestämma storleken på sanktionsavgiften kan det nuvarande överdebiteringstillägget användas som utgångspunkt. Detta tillägg beräknas efter en

¹¹⁶ Prop. 2008/09:41 s 47

räntesats som motsvarar den genomsnittliga referensränta enligt 9 § räntelagen (1975:635) som under tillsynsperioden fastställts av Riksbanken med ett tillägg av femton procentenheter enligt 5 kap. 20 § tredje stycket ellagen. För att sanktionsavgiften ska få avsedd verkan och utgöra ett kraftfullt incitament för nätföretagen att inte ta ut högre intäkter än intäktsramen bör dock sanktionsavgiften vara högre än överdebiteringstillägget. Ei föreslår att avgiften ska vara 25 procent av det avvikande beloppets storlek om nätföretaget överskridit den fastställda intäktsramen med mer än två procent.

En praktisk konsekvens av förslaget är att Ei kommer att utgå från avvikelser vid fastställandet av den slutliga intäktsramen efter den aktuella tillsynsperioden vid bedömningen av om en sanktionsavgift ska utgå. Tidigare avvikelser beaktas också eftersom intäktsramen för den aktuella tillsynsperioden är fastställd med hänsyn tagen till eventuell avvikelse för den föregående tillsynsperioden. Detta innebär att ett nätföretag som överskridit intäktsramen med en respektive två procent över två tillsynsperioder ska betala en sanktionsavgift efter den andra tillsynsperioden. Sanktionsavgiften ska i det fallet uppgå till 25 procent och grundas på den totala avvikelserna på tre procent. Genom ett sådant regelverk motverkas också att ett företag ackumulerar sådana avvikelser eftersom Ei utgår från den ackumulerade avvikelserna över flera tillsynsperioder vid bedömningen av om en sanktionsavgift ska utgå eller ej.

6.4 Omprövning av intäktsramen

I ellagen anges när de olika omprövningarna av intäktsramen kan eller ska ske under respektive efter tillsynsperioden. Det framgår även vem som kan ta initiativ till omprövningarna.

Under tillsynsperioden kan Ei ändra en fastställd intäktsram om det finns omständigheter som bedöms medföra en väsentlig ökning av intäktsramen (5 kap. 10 §). Detta förutsätter en ansökan från nätföretaget. Ändringar på initiativ av Ei under tillsynsperioden ska ske till följd av att nätföretaget har lämnat oriktiga eller bristfälliga uppgifter samt om beslutet har grundats på uppenbart felaktigt eller ofullständigt underlag. En ändring förutsätter att intäktsramen påverkas i mer än ringa omfattning (5 kap. 11 §).

Efter tillsynsperioden kan Ei ompröva intäktsramen efter ansökan från nätföretaget eller om det finns skäl att anta att intäktsramen ska minska (5 kap. 12–13 §§). Vid omprövningen ska Ei kontrollera om de antaganden som legat till grund för beslutet om fastställande av intäktsram överensstämmer med det faktiska utfallet under perioden. Vidare ska Ei utgå från de uppgifter och metoder som Ei använde när beslutet fastställdes innan tillsynsperioden (5 kap. 14 §).

Om allmän förvaltningsdomstol har ändrat intäktsramen för ett nätföretag kan andra nätföretag ansöka om att få sitt beslut om intäktsram omprövat. En förutsättning för ändring är att grunden för ändring av det beslut som domstolen har ändrat även är tillämplig för ett annat nätföretag. Ansökan ska lämnas in till Ei inom tre månader efter det att domstolens avgörande har vunnit laga kraft. Omprövning kan ske både under och efter tillsynsperioden (5 kap. 15 §).

6.4.1 Ei:s erfarenheter av tillämpningen

Inför den första tillsynsperioden avseende åren 2012–2015 fattade Ei 174 beslut om intäktsramar. Av dessa överklagades 96 beslut till Förvaltningsrätten i Linköping. Domstolsprocesserna avslutades den 23 mars 2015 genom att Högsta förvaltningsdomstolen inte meddelade prövningstillstånd. Det tog således lite mer än tre år innan ärendena var avgjorda i domstolarna.

Efter beslutet i Högsta förvaltningsdomstolen lämnade nätföretagen in totalt 123 ansökningar om omprövning av sina intäktsramar enligt 5 kap. 15 § ellagen innan den 23 juni 2015.

När Ei omprövade och fastställde nätföretagens slutliga intäktsram efter den första tillsynsperiodens slut tog Ei hänsyn till de överklagade besluten och ansökningarna om omprövning enligt 5 kap. 15 § ellagen. Vid denna omprövning tog Ei även ställning till ett antal frågor. En var att Ei ansåg att kapitalbasen inte kunde korrigeras med hänsyn till felaktiga uppgifter efter tillsynsperioden. En annan var att Ei bara utgick från det senaste lagakraftvunna beslutet eller ansökan om omprövning enligt 5 kap. 15 § ellagen om det fanns ett sådant beslut eller ansökan. En tredje fråga var att Ei ansåg att domstolsavgöranden för andra nätföretag endast kunde läggas till grund för ändring av ett nätföretags intäktsram om grunden för ändringen var tillämplig även för det senare nätföretaget enligt 5 kap. 15 § ellagen. Några nätföretag överklagade Ei:s beslut och i den efterföljande domstolsprocessen har det uppkommit flera frågeställningar där Ei anser att det finns behov av förtydliganden i lagstiftningen.

Förvaltningsrätten i Linköping fann att det var nödvändigt att ge nätföretagen möjlighet att rätta felaktiga uppgifter i kapitalbasen¹¹⁷. Domstolen ansåg att syftet med avstämningen var att säkerställa att det var en korrekt intäktsram som slutligen fastställdes. Domstolen beaktade även att nätföretagens möjligheter att begära ändring under tillsynsperioden var begränsade vilket ytterligare tydde på att rättelse av felaktiga uppgifter istället måste kunna beaktas vid omprövningen efter tillsynsperioden. Förvaltningsrätten ansåg vidare att det inte skulle göras någon skillnad i behandlingen av nätföretagen beroende på om nätföretaget hade överklagat det ursprungliga fastställelsebeslutet, ansökt om omprövning enligt 5 kap. 12 eller 15 §§ ellagen. Ei har överklagat domarna.

Förvaltningsrätten tog även ställning till när en omprövning enligt 5 kap. 15 § ellagen kunde göras¹¹⁸. Förvaltningsrätten ansåg att bestämmelsen innebar att metoden för beräkning av intäktsram och vilken kalkylränta som skulle användas var tillämplig även för nätföretaget trots att den metoden inte hade använts vid beslutet före tillsynsperioden.

Inför den andra tillsynsperioden avseende åren 2016–2019 fattade Ei 185 beslut om intäktsramar. Av dessa överklagades 81 till Förvaltningsrätten i Linköping. Ärendena är ännu inte slutligt avgjorda av domstolarna.

¹¹⁷ Förvaltningsrätten i Linköping, mål nr 6232–16, 8061–16 m.fl.

¹¹⁸ Förvaltningsrätten i Linköping, mål nr 8311–16.

I de följande avsnitten föreslår Ei korrigeringar i nuvarande lagstiftning så att regleringen blir tydligare och enklare att tillämpa.

6.4.2 Förtydliga att det endast är prognoserna som ska korrigeras efter tillsynsperioden

Bestämmelserna om omprövning av intäktsramar infördes för att Sverige skulle ha en förhandsprövning av tarifferna i enlighet med elmarknadsdirektivet. En grundläggande utgångspunkt vid omprövningen efter tillsynsperioden är därför att regelverket om intäktsramar är en förhandsreglering med syfte att skapa förutsägbarhet för såväl kunder som nätföretag¹¹⁹. Det innebär att det beslut som fattas före tillsynsperioden är grunden för de omprövningar som kan ske därefter. En annan viktig utgångspunkt är att regleringen är till för att skydda kunderna mot oskäligen avgifter och att trygga elförsörjningen.

Förhandsregleringen innebär att inte alla omständigheter som påverkar intäktsramens storlek är kända vid beslutstillfället. Reglerna bygger på att det finns behov av att kunna justera intäktsramen när de faktiska förhållandena är kända. Anledningen till detta är att beslut om intäktsramar inför tillsynsperioden till viss del bygger på uppgifter om prognoser för framtiden. Intäktsramen har således i vissa delar beräknats utifrån uppskattade uppgifter. Omprövningen efter tillsynsperioden innebär att dessa antaganden, som legat till grund för den i förväg fastställda intäktsramen, jämförs med det faktiska utfallet¹²⁰. Möjligheten till omprövning efter tillsynsperioden syftar alltså inte till att fatta ett helt nytt beslut om intäktsram. Ei ska inte göra en helt ny bedömning utan jämför endast prognoserna med det verkliga utfallet när det gäller investeringar/utrangeringar och opåverkbara kostnader. Slutsatsen är därför att det lagakraftvunna beslutet ska kvarstå även efter tillsynsperioden förutom i de delar som ska ändras enligt reglerna om omprövning efter tillsynsperioden enligt 5 kap. 12–14 §§ ellagen.

Förvaltningsrätten i Linköping ansåg i sina avgöranden att det ska vara beloppsmässigt korrekta intäktsramar som slutligen fastställs efter tillsynsperiodens slut. Domstolen ansåg till skillnad från Ei att korrigeringar av felaktigheter i kapitalbasen kunde ske även efter tillsynsperiodens slut. En konsekvens av domstolens tolkning är att det finns en risk för att det istället för en förhandsreglering blir en efterhandsreglering och att företagen inte har tillräckliga incitament att rapportera in korrekta värden till Ei inför tillsynsperiodens början.

En annan konsekvens av en tillämpning av 5 kap. 14 § ellagen i enlighet med förvaltningsrättens dom är att många frågor lämnas öppna till efter tillsynsperioden. Detta kan leda till felaktigt satta nättariffer för kunderna och merarbete för både nätföretagen och Ei. Kunderna kan inte heller lita på lagakraftvunna beslut och den tidsreglering som finns i 5 kap. 15 § ellagen.

Prövningen enligt 5 kap. 12 och 13 §§ ellagen ska göras på samma sätt enligt 5 kap. 14 § ellagen. Förvaltningsrättens dom innebär att Ei vid omprövningen efter tillsynsperioden på eget initiativ ska lägga domstolsavgöranden för andra nätföretag till grund för bedömningen. Om ett domstolsavgörande är till nackdel för ett nätföretag, och det därför finns skäl att anta att intäktsramen är för hög, ska

¹¹⁹ Prop. 2008/09:141 s 31.

¹²⁰ Prop. 2008/09:141 s 40 och 109.

Ei göra en omprövning enligt 5 kap. 13 § ellagen och därvid sänka intäktsramen. Detta trots att det nätföretaget inte överklagat, begärt omprövning efter tillsynsperioden enligt 5 kap. 12 § eller omprövning enligt 5 kap. 15 § ellagen. Det räcker alltså med att ett nätföretag överklagar för att övriga nätföretag inte ska kunna veta vad intäktsramen blir för deras del, eller ens vilka metoder den kommer att baseras på. En sådan tillämpning går inte att förena med principerna för förhandsregleringen och skapar knappast den förutsägbarhet som regleringen syftar till. Det leder också till rättsosäkerhet för nätföretagen och deras kunder.

En annan konsekvens av förvaltningsrättens dom är att domen kan bli svår att tillämpa generellt. Ett enskilt nätföretag kan få bifall i domstol i en till synes begränsad fråga som är av stor betydelse för det nätföretaget. Frågan kan vara sådan att det krävs särskilda uppgifter och bevisning för att den metod som domstolen fastställer ska kunna tillämpas. Detta skulle t.ex. kunna vara fallet med de arbets- och materialomkostnadspålägg som prövats av Kammarrätten i Jönköping i mål nr 129–14. Det kan inte heller uteslutas att det under en tillsynsperiod fastställs flera sådana särskilda delmetoder. Problemet uppkommer vid en omprövning enligt 5 kap. 12–14 §§ ellagen (i fall där 5 kap. 15 § ellagen inte har tillämpats) efter perioden. Ei är enligt förvaltningsrättens dom i sådant fall skyldig att beakta alla domstolsavgöranden oavsett hur mycket utredning det skulle kräva. Det förutsätter då att Ei i varje enskilt fall på eget initiativ prövar om metoden är relevant för nätföretaget.

Ei anser att bestämmelsen bör förtydligas så att det klart framgår att det endast är prognoserna som ska korrigeras vid omprövningen efter tillsynsperioden enligt 5 kap. 14 § ellagen.

6.4.3 Inför en möjlighet att sänka intäktsramen med hänsyn till felaktiga uppgifter efter tillsynsperioden

En konsekvens av förhandsregleringen, som Ei också fört fram i domstolsprocesserna, är att utgångspunkten ska vara att intäktsramen inte kan korrigeras med hänsyn till felaktiga uppgifter efter tillsynsperioden. En utgångspunkt för en fungerande reglering är att nätföretagen har koll på sina anläggningar och kostnader samt rapporterar korrekta uppgifter till Ei redan vid fastställandet av intäktsramen före tillsynsperioden. Om dessa uppgifter ändå blir fel och Ei inte kan korrigera intäktsramen i sänkande riktning efter tillsynsperioden kan det tyckas oskäligt mot nätföretagens kunder. Ei anser därför att det i framtiden bör vara möjligt att kunna korrigera intäktsramen, med hänsyn till felaktiga uppgifter i till exempel kapitalbasen, i sänkande riktning efter tillsynsperioden.

Det är även viktigt att understryka att nätföretagen måste ha ett incitament att rapportera korrekta uppgifter från början. Om nätföretagen ska kunna korrigera felaktiga uppgifter efter tillsynsperioden som innebär att intäktsramen ökar riskerar det att få stora konsekvenser för effektiviteten och förutsägbarheten i regleringen.

6.4.4 Förtydliga vilket avgörande som ska ligga till grund för omprövningen efter tillsynsperioden

När Ei omprövar beslutet efter tillsynsperioden ska Ei utgå från de uppgifter och metoder som myndigheten har använt vid fastställandet av intäktsramen och som

framgår av beslutet om intäktsram före tillsynsperioden enligt 5 kap. 12–14 §§ ellagen. Det finns inte någon möjlighet att vid omprövning enligt 5 kap. 12 och 13 §§ ellagen tillämpa någon annan metod eller uppgift än den som följer av det beslut som ska omprövas. I förarbetena anges att detta är av stor vikt för rätts-säkerheten och förutsägbarheten¹²¹. De metoder och uppgifter som avses är de som följer av beslutet för det aktuella nätföretaget, det vill säga det beslut som ska omprövas.

När Ei omprövade besluten efter den första tillsynsperioden utgick Ei från det senaste avgörandet som vunnit laga kraft för respektive nätföretag. Det innebar att Ei lade domstolens dom till grund för omprövningen i de fall nätföretagen hade överklagat det ursprungliga beslutet och fått det ändrat av domstolen. Det innebar även att Ei lade utfallet efter en ansökan om omprövning till grund för beslutet för de nätföretag som hade ansökt om omprövning enligt 5 kap. 15 § ellagen. De nätföretag som däremot varken hade överklagat sitt ursprungliga beslut eller ansökt om omprövning enligt 5 kap. 15 § ellagen fick sitt omprövningsbeslut baserat på de uppgifter och metoder Ei hade använt vid beslutet om intäktsram inför tillsynsperioden, det vill säga schablonmetod med övergångsmetod och en kalkylränta om 5,2 procent.

I den efterföljande domstolsprocessen ansåg förvaltningsrätten att omprövningen efter tillsynsperiodens slut syftade till att säkerställa att det var en beloppsmässigt korrekt intäktsram som slutligen fastställdes. Vidare var en annan viktig princip att alla nätföretag skulle behandlas lika. Förvaltningsrätten ansåg att det inte skulle göras någon skillnad om nätföretaget hade överklagat det ursprungliga fastställelsebeslutet eller ansökt om omprövning enligt 5 kap. 12 eller 15 §§ ellagen eller inte.

Domstolens tolkning medför att det inte är möjligt för ett nätföretag att acceptera sin i förväg fastställda intäktsram och sedan utgå från att det är den intäktsramen som gäller även efter tillsynsperioden. Ei föreslår därför att bestämmelsen förtydligas så att det inte råder någon tvekan om att det är det laga kraftvunna avgörandet för respektive nätföretag som ska ligga till grund för omprövningen efter tillsynsperioden.

6.4.5 Ta bort bestämmelserna som begränsar omprövningen under tillsynsperioden

Ei ska ändra en fastställd intäktsram under tillsynsperioden om beslutet har fattats utifrån oriktiga eller bristfälliga uppgifter samt om beslutet har fattats på ett uppenbart felaktigt eller ofullständigt underlag. Det förutsätter också att ändringen inverkar i mer än ringa omfattning på intäktsramens storlek (5 kap. 11 §).

I denna rapport föreslår Ei att intäktsramen ska kunna minska efter tillsynsperioden om felaktiga uppgifter i till exempel kapitalbasen eller felaktiga kostnader har legat till grund för beslutet om intäktsram. I förslaget till den nya elmarknadslagen finns inget krav på viss omfattning vid omprövning efter tillsynsperioden. För att få en lagstiftning som håller ihop föreslår Ei att kravet på ringa omfattning som begränsar omprövningen även under tillsynsperioden tas bort. Det innebär att omprövningen under respektive efter tillsynsperioden inte

¹²¹ Prop. 2008/09:141 s 42 och 109.

kommer att skilja sig åt på annat sätt än att det endast är möjligt att sänka intäktsramen efter tillsynsperioden på grund av felaktiga uppgifter, inte höja.

6.4.6 Möjligheten till omprövning enligt 5 kap. 15 § ellagen bör tas bort

En grundläggande utgångspunkt är att regelverket om intäktsramar är en förhandsreglering med syfte att skapa förutsägbarhet för såväl kunder som nätföretag. Utifrån dagens reglering kommer Ei att fatta minst tre beslut avseende en och samma tillsynsperiod. Ei ska fatta ett beslut innan tillsynsperioden som till viss del baseras på prognoser, ett beslut efter tillsynsperioden som innebär att prognoserna ersätts med faktiskt utfall och slutligen ett beslut efter att intäkterna har jämförts med den slutligen fastställda intäktsramen för tillsynsperioden. Dagens reglering medger dessutom att nätföretagen kan ansöka om omprövning enligt 5 kap. 15 § ellagen med hänvisning till att intäktsramen för ett annat nätföretag har ändrats avseende en principiell fråga som har generell tillämpning. En förutsättning för att följdändring ska kunna göras är att grunden för ändringen av ett annat nätföretags intäktsram är tillämplig även för det nätföretag som vill ha motsvarande ändring av sin intäktsram. Detta kan göras på varje beslut både innan och efter tillsynsperioden. Detta innebär att intäktsramen för ett och samma nätföretag kan komma att förändras flera gånger, under och efter, en och samma tillsynsperiod. Detta stämmer enligt Ei:s uppfattning inte överens med förhandsregleringens syfte om förutsägbarhet.

Enligt den reglering som finns idag krävs en ansökan för att en omprövning enligt 5 kap. 15 § ellagen ska bli tillämplig. I förarbetena uttalades att det var starkt motiverat att en justering kunde ske även för nätföretag som inte hade överklagat eftersom det kunde hålla nere antalet överklaganden¹²². Vidare infördes en tidsgräns för ansökan så att frågan om omprövning inte skulle lämnas öppen på obestämd tid¹²³.

Ei tillämpade bestämmelsen om omprövning enligt 5 kap. 15 § ellagen vid omprövningen efter tillsynsperioden för perioden 2012–2015. Ei ansåg att de nätföretag som ville ha en omprövning skulle ansöka om det och hade nätföretaget inte ansökt inom rätt tid avvisades ansökan. Ei anser att detta förhållningssätt klart framgår av bestämmelsen eftersom ansökan måste lämnas in inom en viss tid från det att domen vann laga kraft.

Förvaltningsrätten i Linköping fann att Ei vid omprövningen efter tillsynsperioden enligt 5 kap. 12–14 §§ ellagen skulle ta hänsyn till den rättspraxis som hade utvecklats under tillsynsperioden oberoende av om nätföretaget hade ansökt om omprövning enligt 5 kap. 15 § ellagen. Förvaltningsrättens dom innebär att frågan om omprövning enligt 5 kap. 15 § ellagen ligger öppen långt efter att domstolsavgörandena har vunnit laga kraft. Med denna tolkning får också bestämmelserna en helt annan innebörd än vad som avsågs när bestämmelserna om omprövning efter tillsynsperioden infördes, dvs. att endast prognoserna ska ersättas med faktiskt utfall. Förvaltningsrättens dom innebär även att domstolen har slagit fast en generell princip som innebär att Ei alltid ska beakta domstolsavgöranden för andra nätföretag vid en omprövning enligt 5 kap. 12–14 §§ ellagen. Förutom de problem det medför att utreda förhållandena i varje ärende vid omprövningen

¹²² Prop. 2008/09:141 s 43.

¹²³ Prop. 2008/09:141 s 43.

efter tillsynsperioden innebär detta också att bestämmelsen om omprövning enligt 5 kap. 15 § ellagen blir överflödig.

Möjligheten till följdändring infördes för att hålla nere antalet överklaganden till domstol. Den praktiska erfarenheten visar dock att antalet överklaganden till domstolen fortfarande är högt. När Ei beslutade om intäktsramar under 2011 för den första tillsynsperioden överklagades 96 av 174 beslut. När Ei beslutade om intäktsramar under 2016 för den andra tillsynsperioden överklagades 81 av 185 beslut. Mängden domstolsprocesser kräver enorma resurser från både Ei och elnätsföretagen.

Konsekvensen kan också bli att en ändring av ett beslut med hänvisning till 5 kap. 15 § ellagen för en part som inte överklagat i domstol, medför att Ei måste korrigera ytterligare beslut som en följd av detta. Exempelvis kan detta bli fallet om fastställandet av intäktsramen inför perioden ändras så kan, om lång tid förflutit så att de fyra åren hunnit passera, den slutliga intäktsramen efter perioden behöva ändras även för andra företag. Därefter måste även beslutet om vilket belopp som ska föras över till nästkommande tillsynsperiod ändras för övriga nätföretag. Detta scenario är inte uteslutet med tanke på den långa tid som en domstolsprocess av detta slaget vanligen tar. Detta är enormt ineffektivt och resurskrävande för myndigheten som måste fatta samma typ av beslut för samma företag flera gånger. Men Ei kan idag inte hantera det på något annat sätt eftersom vi inte vet vilka som kommer begära följdändring förrän långt senare.

Ei anser att möjligheten till följdändring enligt 5 kap. 15 § ellagen helt ska tas bort. Enligt Ei bör det åligga nätföretagen att bevaka sina intressen och de nätföretag som vill få ett beslut prövat ska istället vara hänvisade till att överklaga. Detta grundas på hänsyn till förutsägbarheten för både nätföretag och kunder, de konsekvenser en tillämpning av förvaltningsrättens dom innebär och att bestämmelsen inte fyller det syfte som avsågs när den infördes.

Om det ändå anses viktigt att nätföretagen ska ha möjlighet till följdändring av sin intäktsram med anledning av att en domstol har ändrat intäktsramen för ett annat nätföretag anser Ei att bestämmelsen behöver förtydligas. Denna behöver förtydligas så att det klart framgår vilken tillsynsperiod det är möjligt att få en följdändring från och hur "grunden för ändring" ska tolkas. Detta behövs särskilt med hänsyn till vad som framkommit under domstolsprocesserna.

För att syftet med en omprövning enligt 5 kap. 15 § ellagen ska uppnås måste Ei på ett relativt enkelt sätt kunna genomföra omprövningen. Vidare anser Ei att det inte ska göras en helt ny prövning utan endast korrigeringar i enlighet med den återopade domen. Om bestämmelsen förtydligas med vilken tillsynsperiod det är möjligt att få en omprövning från underlättas detta.

En annan fråga är vilken grund som ska användas när följdändringen tillämpas. Frågan är om Ei ska följdändra utifrån domstolens avgörande eller domstolens grund för sitt avgörande. Förvaltningsrättens avgörande innebär att Ei ska följdändra utifrån domstolens grund för sitt avgörande. Ei ifrågasätter om det verkligen var syftet när bestämmelsen infördes. Ei föreslår därför, om bestämmelsen inte tas bort, att bestämmelsen förtydligas så att det klart framgår

att det är domstolens avgörande som gäller en fråga av principiell betydelse med generell tillämpning som ska läggas till grund för följdändringen.

6.5 Undantag från kravet på intäktsram

Inför varje tillsynsperiod fastställer Ei flera intäktsramar som avser mindre elnät. Många av dessa gäller vindkraftverk som anslutits genom en linjekoncession för en ledning som byggts och driftsatts endast för att ansluta vindkraftverken. Nätet ingår oftast i samma koncern som de vindkraftverk som de ansluter. Troligtvis ansluter dessa elnät inte några andra kunder eftersom dessa i första hand ska anslutas till det nät som innehas med stöd av områdeskoncession (jfr 3 kap. 7–8 §§ ellagen).

Eftersom de anslutna vindkraftverken och anslutningsledningen ingår i samma koncern är det tveksamt om en ekonomisk reglering har någon verklig betydelse för ett sådant elnätsföretag. Fastställandet av intäktsramar för dessa företag innebär därför endast en administrativ börda för företagen och för Ei. För att minska denna administrativa börda har Ei utrett möjligheten att undanta dessa elnät från kravet på intäktsram. Eftersom kravet att fastställa tariffer på förhand följer av elmarknadsdirektivet går det inte att införa ett undantag utan att möjligheten till detta framgår av samma direktiv.

Av artikel 28 följer att medlemsstaterna kan meddela föreskrifter om att undanta vissa typer av elnät från kravet att på förhand bestämma tarifferna eller metoderna för att bestämma tarifferna. Av artikel 28.1 framgår att medlemsstaterna kan föreskriva att den nationella tillsynsmyndigheten ska kunna klassificera vissa elnät som slutna distributionssystem. För att elnät ska kunna klassificeras som slutna ska de distribuera el inom en geografiskt avgränsad kommersiell eller industriell plats eller en plats där gemensamma tjänster tillhandahålls och som inte distribuerar el till hushållskunder. Det krävs också att driften eller produktionsprocessen hos användarna i nätet är integrerade av särskilda tekniska skäl eller säkerhetsskäl, eller att elnätet huvudsakligen distribuerar el till ägaren eller den driftsansvarige för elnätet eller till företag med anknytning till ägaren av eller den driftsansvarige för elnätet.

Om dessa förutsättningar är uppfyllda kan medlemsstaten föreskriva att tillsynsmyndigheten undantar den driftsansvarige från skyldigheten att anskaffa energi för att täcka nätförluster och reservkapacitet inom sitt system. Vidare får tillsynsmyndigheten undanta det slutna systemet från skyldigheten att få tarifferna prövade innan de träder i kraft. Av artikel 28.3 framgår dock att om en användare av det slutna systemet kräver det ska tarifferna eller de metoder som använts ändå prövas innan de träder i kraft. Artikel 28.4 innehåller ett undantag från förbudet att hushållskunder inte får vara anslutna till ett slutet distributionssystem. Ett litet antal hushållskunder som har anställning hos eller liknande koppling till ägaren av distributionssystemet och som befinner sig inom området kan under en begränsad tid få el levererad genom ett slutet distributionssystem.

Av skäl 30 i ingressen till elmarknadsdirektivet anges följande avseende vilken möjlighet det finns att frånga bestämmelserna i artikel 28 för vissa typer av elnät:

När ett slutet distributionssystem används för att skapa optimal effektivitet i en integrerad energiförsörjning som kräver särskilda driftsnormer, eller när ett slutet distributionssystem upprätthålls i första hand för att användas av systemets ägare, bör det vara möjligt att undanta den systemansvarige för distributionssystemet från skyldigheter som skulle utgöra en onödig administrativ börda på grund av det särskilda förhållandet mellan den systemansvarige för distributionssystemet och systemets användare. Industriella och kommersiella platser samt platser där gemensamma tjänster tillhandahålls, såsom tågstationer, flygplatser, sjukhus, stora campingplatser med integrerade anläggningar eller kemiska industrianläggningar, kan inbegripa slutna distributionssystem på grund av att den verksamhet som bedrivs i dessa anläggningar är av specialiserad karaktär.

En närmare beskrivning av syftet med artikel 28 framgår av ett av EU-kommissionens tolkningsmeddelanden - Commission Staff Working Paper – *Interpretative note on directive 2009/72/EC concerning common rules for the internal market in electricity and directive 2009/73/EC concerning common rules for the internal market in natural gas*. Av tolkningsmeddelandet framgår bland annat följande avseende behovet av undantagsmöjligheten:

Following the judgment of the European Court of Justice in Citiworks (Case C-439/06) there was concern that undifferentiated application of rules relating to the obligations of distribution system operators (DSOs) could result in unnecessary administrative burdens where the nature of the relationship between the distribution system operator and the users of the system was very different to that which prevails on the 'public' grid. In recognition of these concerns, Article 28 of the Electricity and Gas Directives allow Member States to permit competent authorities to classify individual distribution systems as closed distribution systems when certain conditions are met. The decision as to whether it is necessary to do so remains a matter for each Member State, taking into account local circumstances.

Vid implementeringen av elmarknadsdirektivet framgår följande av förarbetena avseende artikel 28.

I Sverige finns en möjlighet att bygga och driva mindre elsystem utan nätkoncession. Enligt 2 kap. 4 § första stycket ellagen får regeringen föreskriva undantag från kravet på koncession i fråga om vissa slag av ledningar och stationer eller i fråga om ledningar inom vissa områden. Detta regleras i förordningen (2007:215) om undantag från kravet på nätkoncession enligt ellagen (1997:857), den s.k. IKN-förordningen. Några särskilda genomförandeåtgärder är inte nödvändiga med anledning av artikel 28 i elmarknadsdirektivet.¹²⁴

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 innehåller också en möjlighet att undanta vissa nättypen från förhandsprövningen och regeringen har bedömt att det finns ett behov att implementera motsvarande artikel i naturgaslagen. Det finns dock ingen bestämmelse avseende undantag utan endast ett normgivningsbemyndigande för regeringen att meddela närmare föreskrifter.¹²⁵

¹²⁴ Prop. 2011/12:70 Tredje inre marknads paketet för el och naturgas s 62.

¹²⁵ Prop. 2010/11:70 Tredje inre marknads paketet för el och naturgas s 209.

I svensk lagstiftning finns dock förordning (2007:215) om undantag från kravet på nätkoncession enligt ellagen (1997:857) (IKN-förordningen) som innehåller undantag från kravet på nätkoncession. Det innebär bland annat att det för vissa typer av elnät, t.ex. inom hamnar, lantbruk och, under vissa förutsättningar, vindkraftsparker inte krävs tillstånd för att bygga och driva ett elnät. En annan konsekvens är att ett sådant elnät inte omfattas av några skyldigheter eller rättigheter enligt ellagen, däribland kravet på intäktsram.

Svensk överensstämmelse med EU-rätten kan ifrågasättas då direktivets enda möjlighet att införa undantag för vissa nättyper, avseende den ekonomiska regleringen, är mer restriktiv än det svenska undantaget. I svensk lagstiftning undantas ett elnät som omfattas av IKN-förordningen från alla skyldigheter i ellagen medan elmarknadsdirektivet endast ger möjligheten att undanta en nätägare från kravet på förhandsprövning samt skyldigheten att täcka nätförluster.

Ei har tidigare uppmärksammat problem med IKN-förordningen och EU-rätten. Ei redovisade 2011 en översyn av IKN-förordningen till Näringsdepartementet, *Bättre regler för interna elnät (Ei R2011:02)*. I rapporten diskuterades EU-rättens betydelse för icke koncessionspliktiga elnät och Ei förordade då att en extern statlig utredning bör utreda och föreslå ändringar i hela IKN-systemet. I Ei:s remissvar på Energikommissionens betänkande, *Kraftsamling för framtidens energi (SOU 2017:2)*, förespråkade Ei också att en statlig utredning ser över IKN-förordningen för att utreda om vissa av kommissionens förslag är förenliga med detta regelverk. Utifrån det perspektiv som lyfts fram i detta avsnitt finns det alltså ett behov att se över IKN-förordningen.

6.6 Flaskhalsintäkter i intäktsramsregleringen

I Europaparlamentets och rådets förordning (EG) nr 714/2009 om villkor för tillträde till nät för gränsöverskridande elhandel (elförordningen) finns särskilda regler om hur överbelastningar i nätet ska hanteras mellan utlandsförbindelser och om hur inkomster av sammanlänknings (flaskhalsintäkter) ska användas. Detta är aktuellt för Svenska kraftnät men också för företaget Baltic Cable AB. Baltic Cable AB har en likströmsledning som är ansluten till Svenska kraftnäts överföringssystem på den svenska sidan och till den tyska stamnätsägaren TenneTs överföringssystem på den tyska sidan.

Dessa företag får inte ta ut särskilda avgifter för överföringen av el på utlandsförbindelserna. Intäkterna kommer istället från de kapacitetsintäkter vid överbelastning som utlandsförbindelsen tilldelas genom marknadskopplingen via MRC (Multi-Regional price Coupling), så kallade flaskhalsintäkter.

Frågan är hur dessa flaskhalsintäkter ska hanteras i intäktsramsregleringen.

6.6.1 Elförordningens bestämmelser

Enligt artikel 16.6 i elförordningen ska alla inkomster från tilldelning av sammanlänkning användas för följande ändamål

- a) garantier för att den tilldelade kapaciteten faktiskt är tillgänglig, och/eller

b) nätinvesteringar för att bibehålla eller öka överföringskapaciteten, särskilt sådana som avser nya sammanlänkningskablar.

Om intäkterna inte på ett effektivt sätt kan användas för ändamålen i a) eller b) ovan får de användas, upp till ett högsta belopp som ska fastställas av de berörda tillsynsmyndigheterna (för Sveriges del Ei), som en intäkt som ska beaktas av tillsynsmyndigheterna när de godkänner metoder för att beräkna nättariffer och/eller fastställer dessa. Detta kan ske förutsatt att de berörda medlemsstaternas tillsynsmyndigheter godkänner det. Tillsynsmyndigheten ska informera byrån om godkännandet.

Den resterande delen av intäkterna ska placeras på ett separat internkonto tills det blir möjligt att använda den för de ändamål som avses i a) och/eller b) ovan.

Enligt artikelns andra stycke finns alltså en möjlighet för Ei att godkänna att de företag som berörs av bestämmelsen tar med en del av flaskhalsintäkterna i intäktsramsregleringen för att på så sätt sänka tarifferna. Dvs. om företaget inte kan använda flaskhalsintäkterna enligt punkterna a eller b i förordningen så kan företagen få räkna med dem som en intäkt i intäktsramsregleringen. Detta kommer innebära lägre tariffer för kunderna. Motsatsvis innebär detta att flaskhalsintäkter normalt sett inte är en intäkt som ska ingå i intäktsramsregleringen.

6.6.2 Dagens reglering behöver förtydligas

Vid fastställande av en intäktsram för en nätkoncessionshavares intäkter från en stamledning ska intäktsramen fastställas samlat för nätkoncessionshavarens samtliga ledningar i landet med undantag för utlandsförbindelserna. Om en sådan föreskrift som avses i 4 kap. 2 § andra stycket ellagen har meddelats, ska dock intäkterna från de berörda utlandsförbindelserna omfattas av den intäktsram som fastställs enligt första stycket (5 kap. 24 § ellagen).

En sådan föreskrift som avses i andra stycket har meddelats i 21 § elförordningen (2013:208) där det framgår att "betald anslutningsavgift för elnätet i Sverige ger rätt att använda även utlandsförbindelser med en spänning om 220 kilovolt eller mer." Detta innebär att utlandsförbindelser ska ingå vid fastställandet av Svenska kraftnäts intäktsram.

I rapporteringsföreskriften¹²⁶ finns bestämmelser om hur intäkterna ska redovisas efter tillsynsperioden.

Enligt föreskriften ska elnätsföretaget senast tre månader efter tillsynsperiodens slut redovisa det faktiska utfallet per kalenderår under tillsynsperioden avseende de uppgifter som redovisas enligt fjärde kapitlet samt de samlade intäkterna i nätverksamheten (6 kap. 1 §). Uppgifterna om intäkterna i nätverksamheten ska redovisas per kalenderår och specificeras enligt följande (6 §):

1. transiteringsintäkter,
2. anslutningsintäkter,
3. engångsintäkter,

¹²⁶ Energimarknadsinspektionens föreskrifter (EIFS 2015:1) om nätkoncessionshavares förslag till intäktsram och insamling av uppgifter för att bestämma intäktsramens storlek.

4. återbetalningar till kund av tidigare års nätavgifter,
5. ersättning till kund för leveransavbrott,
6. myndighetsavgifter enligt förordningen (1995:1296) om vissa avgifter på elområdet,
7. övriga rörelseintäkter och
8. tidigare förutbetalda intäkter som ska hänföras till tillsynsperioden.

Sammanfattningsvis går det varken utifrån siffrorna i årsrapporterna eller uppgifterna i intäktsramsregleringen att idag kartlägga storleken på flaskhalsintäkterna. Även om elförordningens bestämmelser gäller direkt kan det konstateras att det är otydligt i den svenska lagstiftningen vad som gäller för flaskhalsintäkter och när de ska ingå som en del i intäktsramen och inte. Utifrån detta finns det ett behov av att se över såväl ellagen som befintliga föreskrifter i denna del.

7. Fortsatt utveckling av regleringen

Efter avregleringen av elmarknaden 1996 har flera olika metoder för att bedöma skäligheten i nätföretagens intäkter tillämpats. Utvecklingen av regleringen av elnätsmonopolen har drivits både av gjorda erfarenheter och det faktum att elmarknaden har utvecklats i stor omfattning.

Det har skett förhållandevis stora förändringar i energisystemet de senaste 10 åren. Förutsättningarna för elnätsverksamhet kommer troligtvis att förändras en del framöver, jämfört med de senaste 20 åren. I det sammanhanget är det värt att poängtera att det är naturligt att en monopolreglering löpande behöver ändras. Detta både för att möta förändrade krav från samhället på elnätsinfrastrukturen men också baserat på erfarenheter av hur väl företagen svarar på incitamenten i regleringen.

En av de stora utmaningarna med regleringen av de svenska elnäten är att den historiskt i mycket stor utsträckning har varit uppbyggd utifrån en förhållandevis svag ramlagstiftning där många specifika frågor överlämnats till att avgöras i domstolsprocesser. På senare tid har det dock skett en del förändringar genom att mer detaljer bestämts i författning men vi ser ett stort behov av att ytterligare öka detaljeringsgraden i de bestämmelser som styr elnätsföretagens verksamhet för att regleringen ska bli tydlig både för nätföretagen och för att ge Ei förutsättningar för att bedriva en effektiv tillsyn av elnätsverksamhet i Sverige.

I detta kapitel beskrivs det kortfattat hur regleringen har utvecklats tidigare samt exempel på aktuella frågeställningar som behöver beaktas i den fortsatta utvecklingen av regleringen.

7.1 Förutsättningarna inför införandet av förhandsreglering

I juni 2003 antogs det andra elmarknadsdirektivet¹²⁷. I direktivet angavs att tillsynsmyndigheten ska ansvara för att i förväg fastställa villkoren för nät-tarifferna. Mot bakgrund av detta tillsattes år 2006 Energinätsutredningen med uppdrag att lämna förslag på lagstiftning och övrigt regelverk som krävdes för denna ändring. Utredningen konstaterade till att börja med att den reglermodell som användes vid tiden för utredningen, den så kallade Nätnyttomodellen, inte var förenlig med övergången till en förhandsprövning av tarifferna¹²⁸. Utredningen menade att en modell där nätföretagens intäkter fastställs i förväg med utgångspunkt från företagets faktiska kostnadsstruktur ger en ökad förutsägbarhet i linje med huvudsyftet i det andra elmarknadsdirektivet. En i

¹²⁷ Europaparlamentets och rådets direktiv 2003/54/EG om gemensamma regler för den inre marknaden av el och upphörande av direktiv 96/92/EG.

¹²⁸ I teorin hade det gått att modifiera Nätnyttomodellen för att även fortsättningsvis ha en reglering baserad på fiktiva referensnät, även om tariffnivåerna skulle sättas på förhand. Dock kom Energinätsutredningen fram till att det vore mer lämpligt att övergå till en reglering baserad på verkliga nät.

huvudsak förmögenhetsbevarande princip förespråkades, vilket innebär att kapitalkostnaderna baseras på de historiska anskaffningskostnaderna. Det som talade för en sådan princip var att den skapar en högre säkerhet kring kostnads-täckning för långsiktiga investeringar jämfört med ett kapacitetsbevarande perspektiv, vilket istället utgår från att värdera nätets nuvarande kapacitet oavsett verklig anskaffningskostnad. Något som uppnås genom att anläggningen åsätts ett nuanskaffningsvärde genom att exempelvis tillämpa en normvärdeslista. Trots argumenten att övergå till ett förmögenhetsbevarande perspektiv, föreslog utredningen att kapitalvärderingsmetoden för den första tillsynsperioden skulle ske utifrån ett åldersjusterat nuanskaffningsvärde som beräknas enligt standardiserade normkostnader, vilket i praktiken innebar att den kapacitetsbevarande principen bestod. Standardiserade normkostnader motiverades med att de skapar incitament för nätföretagen att ha effektiva inköpsprocesser¹²⁹.

Av regeringens proposition *Förhandsprövning av nättariffer* (2008/09:141) framgår att regleringen ska syfta till att kunderna får betala ett skäligt pris och samtidigt ge långsiktig leveranssäkerhet samt bidra till stabila och långsiktiga villkor för nätföretagen. Vad gäller kapitalvärderingsmetod angav regeringen att onödiga metodbyten bör undvikas. Kapitalvärderingsmetoden ska vara utformad så att den bidrar till att företagen förhållandevis enkelt kan bedöma avkastningen på en potentiell investering. Modellen ska även vara objektiv så att kapitalbasen blir rättvis mellan olika nätföretag¹³⁰. Vad gäller val av kapitalvärderingsmetod så angavs att såväl en kapacitetsbevarande som en förmögenhetsbevarande princip går att förena med en förhandsreglering. Vad gäller valet mellan kapacitets- och förmögenhetsbevarande princip ansåg regeringen att utredningen inte presenterat avgörande skäl för att frånga en kapacitetsbevarande princip. Konsekvenserna av ett metodbyte var enligt regeringen alltför översiktligt belysta och det fanns anledning att utreda detta mer.

Vad gäller metod för fördelning av kapitalkostnader över en anläggnings ekonomiska livstid, menade regeringen att metodvalet i kapitalintensiv verksamhet ofta står mellan nominell linjär eller real annuitetsmetod¹³¹. Regeringen bedömde att det var för tidigt att ta ställning till vilken kapitalvärderingsmetod som skulle tillämpas och överlämnade till nätmyndigheten att välja metod för beräkning av skälig kapitalkostnad. Regeringen angav att en rimlig avkastning måste beräknas utifrån vedertagna ekonomiska metoder utan att detta särskilt uttrycks i lagstiftningen.

¹²⁹ Det är emellertid inte självklart att sådana besparingar delas med kundkollektivet genom tarifferna.

¹³⁰ Detta mål är i princip omöjligt att uppnå med normvärden.

¹³¹ Från 2016 tillämpas real linjär metod, det vill säga inte något av dessa två metodval.

I rapporten *Förhandsreglering av elnätsavgifter – principiella val i viktiga frågor*¹³² lämnade Ei förslag på hur nätföretagen skulle kunna regleras. I rapporten angavs att metoden bör vara tydlig och väldokumenterad för att intressenterna ska kunna förstå hur intäktsramarna beräknas. Ett viktigt mål är även att Ei:s och företagens administrativa börda inte är större än vad som kan motiveras. Vad gäller fördelning av kapitalkostnader över tid angavs att real annuitet ska tillämpas utan åldersjustering med motiveringen att intäktsramen ska fokusera på kvalitet och stabila tariffer snarare än anläggningars ålder.

7.2 Ändring av regleringen inför tillsynsperioden 2016–2019

Under 2013 lämnade Ei ett författningsförslag¹³³ till regeringen om hur regleringen skulle kunna utvecklas och förtydligas inför tillsynsperioden 2016–2019. Ei fick därefter i uppdrag av regeringen att lämna förslag på bestämmelser som reglerar hur intäktsramarna bestäms. I uppdraget angav regeringen att Ei ska utgå från att en kapacitetsbevarande princip även fortsättningsvis ska gälla i regleringen¹³⁴. Dessa förslag redovisades i *Bättre och tydligare reglering av elnätsföretagens intäktsramar*¹³⁵ från mars 2014.

I rapporten framgår det att Ei gjorde vissa felaktiga vägval inför den första tillsynsperioden 2012–2015 när en annuitetsmetod valdes. En annuitetsmetod går i korthet ut på att fördela kapitalkostnaderna jämnt över anläggningens livslängd. Utifrån Ei:s erfarenheter konstaterades det i rapporten att regelverket behövde revideras. Tillämpningen av en annuitetsmetod utan hänsyn till anläggningarnas ålder under den första tillsynsperioden skapade stora och uppenbara risker att företagen skulle bli överkompenserade, vilket i slutändan drabbar kunderna. I rapporten angav Ei också att modellen var svår att förklara för kunder samt att det rådde alltför stora skillnader mellan regulatoriska och verkliga kapitalkostnader. Ei föreslog därför att regleringen skulle modifieras genom att ta hänsyn till anläggningarnas ålder. Regeringen beslutade i september 2014 om en ny förordning som bland annat innebar en övergång till en real linjär metod och att avskrivningstiderna blev författningsreglerade.

7.3 Några frågeställningar inför arbetet med den fortsatta utvecklingen av elnätsregleringen

Ei har inom ramen för detta uppdrag inlett ett arbete med att utvärdera den nuvarande regleringen, inklusive de ändringar som infördes inför tillsynsperioden 2016–2019. Utgångspunkten har varit att analysera på vilket sätt reglermodellen ger korrekta och rimliga incitament till nätföretagen (t.ex. att investera i smarta nät) i kombination med en skälig kostnadstäckning och en rimlig avkastning på sina investeringar.

¹³² Ei R2009:09

¹³³ Ei R2013:06

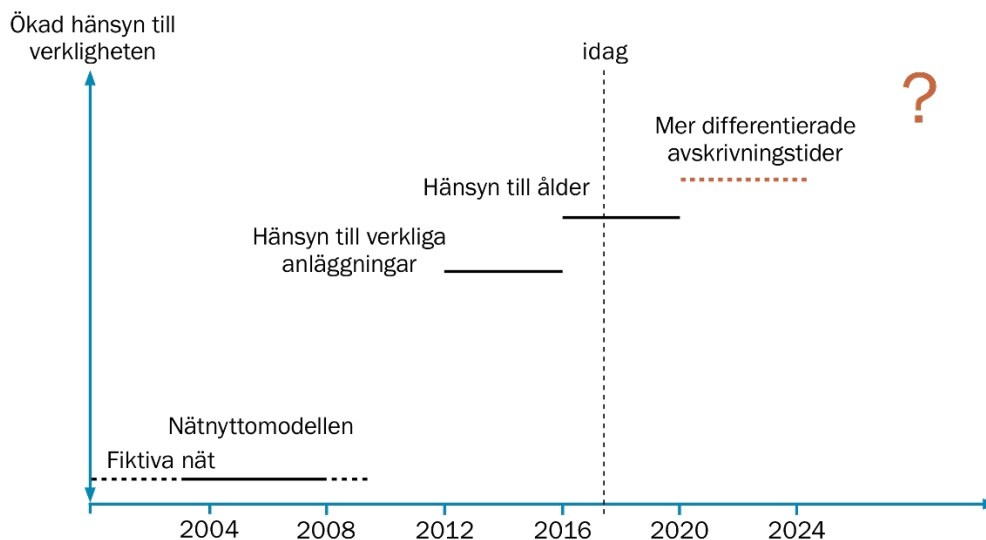
¹³⁴ Uppdrag att utreda och föreslå ändringar i förordningen (2010:304) om fastställande av intäktsram enligt ellagen (1997:857).

¹³⁵ Ei R2014:09

Flera av förslagen som vi lämnar i denna rapport kommer innebära att nät-
företagens incitament anpassas till att bli mer korrekta. Det finns dock några
områden som kräver en uppföljning och djupare analys. Vi avser att fortsätta med
det arbetet inför reglerperioden 2024–2027.

Figur 15 visar hur regleringsmodellen har utvecklats från att vara baserad på ett
fiktivt nät i och med Nätnyttomodellen mot en modell som allt mer utgår från
företagens verkliga förhållanden.

Figur 15 Schematisk bild över hur nätregleringen utvecklats sig över



Det uttalade syftet med bytet från en annuitetsmetod till en linjär metod var att
minska risken för överkompensation och att ge bättre incitament att förnya elnätet.
Ei:s utgångspunkt för den fortsatta utvecklingen av nätregleringen är att
ytterligare minska risken för felkompensation.

Det finns flera svårigheter med den så kallade kapacitetsbevarande principen som
förutsätter att anläggningarna värderas till nuanskaffningsvärde. En av dem är att
den förutsätter normvärden som revideras med jämna mellanrum. En annan
svårighet är att normvärdeslistan behöver indexeras i enlighet med pris- och
teknologiutvecklingen för att reflektera nuanskaffningsvärdet vid varje tidpunkt.
Detta ställer höga krav på precision när normvärden fastställs och på det under-
liggande index som används så att nätföretagen inte blir över- eller under-
kompenserade i förhållande till hur kostnaderna för elnätsinvesteringar utvecklas i
verkligheten. Det index (faktorprisindex för byggnader FPI) som används i
nuvarande reglering för att indexera anläggningarna återspeglar inte tillräckligt
väl den verkliga prisutvecklingen för eldistributionsanläggningar, utan utgör en
approximation av prisutvecklingen. Kostnaderna för att investera i ett elnät beror
exempelvis på utvecklingen i råvarupriser, den allmänna prisutvecklingen på
komponenter och ny teknik som kan ha en annan prisutveckling än äldre teknik
etc. Användandet av index är en potentiell felkälla vid beräkning av kapital-
kostnaderna och kan leda till att nätföretagen blir över- eller underkompenserade i
förhållande till den tänkta optimala kostnadsutvecklingen. En över- eller under-
kompensation minskar träffsäkerheten i de mål som nätregleringen syftar till att

uppnå (bland annat att kapitalbasen är på en samhällsekonomiskt rimlig och uthållig nivå).

Det finns dessutom några övergripande problem med den regulatoriska modell som gällt sedan 2003, d.v.s. det så kallade kapacitetsbevarande perspektivet. Det faktum att det under många år varit stor skillnad mellan prisutvecklingen på elnätskomponenter och den allmänna inflationen har inneburit högre kostnader för kunderna än om ett förmögenhetsbevarande perspektiv hade tillämpats. Det som hittills inte är analyserat är i vilken mån de önskvärda effekter som man en gång i tiden ville uppnå med metodvalet är av sådan omfattning att det står i rimlig proportion till vad reglermodellen inneburit i ökade elnätsavgifter för kunderna. Detta är definitivt en fråga som behöver genomlysas.

I en utvecklad reglermodell behövs sannolikt också förstärkta incitament till företagen att göra rationella val av teknik och kvalitet vid investeringar i elnätsanläggningar samtidigt som projekten genomförs på ett kostnadseffektivt sätt. I dagens reglering får företagen ersättning för sina verkliga opåverkbara kostnader såsom kostnader för överliggande nät. De får även ersättning för sina verkliga påverkbara kostnader såsom kostnader för personal, drift och underhåll men med ett effektiviseringskrav och en förskjutning på fyra år.¹³⁶ Vidare indexeras både påverkbara kostnader och kapitalkostnader vid beräkning av intäktsramen. Ett exempel på ett utvecklingsområde är att nätregleringen bättre behöver balansera nätföretagens incitament att hitta alternativa lösningar på framtidens utmaningar så som till exempel efterfrågefleksibilitet eller energilagring istället för att allt för ensidigt premiera kapitaltunga traditionella investeringar.

Det finns starka skäl att fortsätta utveckla regleringen av de svenska elnätsföretagen. En sådan utveckling bör dock även framöver ske successivt. Ei har de senaste åren tagit initiativ till flera stora förändringar i regleringen av elnätsföretagen och det är viktigt att utvärdera genomförda förändringar kopplat till hur väl företagen svarar på de incitament som regleringen ger. Av det skälet är det rimligt att större förändringar följs upp och utvärderas över flera reglerperioder.

¹³⁶ För tillsynsperioden 2016-2019 får företaget ersättning för de påverkbara kostnader företaget hade under perioden 2010-2013.

8. Författningskommentarer

8.1 Förslag till lag om ändring i ellagen (1997:857)

5 kap.

2 § En nätkoncessionshavare ska lämna in ett förslag till intäktsram till nätmyndigheten tillsammans med de uppgifter som krävs för att pröva förslaget.

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om vilka uppgifter som krävs för att pröva förslaget till intäktsram och när uppgifterna ska lämnas in.

Andra stycket är nytt och innehåller ett bemyndigande för regeringen att föreskriva om vilka uppgifter som krävs för att pröva förslaget till intäktsram samt när dessa uppgifter ska lämnas in. Regeringen ges också rätten delegera föreskriftsrätten.

2 a § Om en nätkoncessionshavare inte i tid lämnar de uppgifter som följer av 2 § andra stycket, ska nätmyndigheten besluta att nätkoncessionshavaren ska betala en förseningsavgift på högst 100 000 kronor.

Om de uppgifter som följer av 2 § andra stycket inte har kommit in inom två månader från det att underrättelse avsändes till nätkoncessionshavaren om ett beslut om förseningsavgift enligt första stycket, ska nätmyndigheten besluta att nätkoncessionshavaren ska betala en ny förseningsavgift. Den nya avgiften ska uppgå till högst 100 000 kronor.

Avgiften tillfaller staten.

I paragrafen, som är ny, finns bestämmelser om förseningsavgifter. Bestämmelserna har till viss del utformats efter förebild av 12 kap. 7 och 8 §§ ellagen.

I första stycket anges att nätmyndigheten ska besluta att en nätkoncessionshavare ska betala en förseningsavgift om företaget inte i tid lämnar sådana uppgifter som företaget är skyldigt att lämna enligt 5 kap. 2 § andra stycket. Bestämmelsen omfattar således även de fall då ett nätföretag lämnat uppgifter, men då dessa är så bristfälliga att förslaget till intäktsram inte kan prövas.

Det är av stor vikt att de uppgifter som behövs för att fastställa en intäktsram kommer in i tid. Förseningsavgiften får som högst uppgå till 100 000 kr. Nätmyndigheten ska avgöra om försenad rapportering i ett visst fall ska medföra förseningsavgift med maximalt belopp eller om förseningen är av sådan karaktär att avgiften bör bestämmas till ett lägre belopp eller efterges. En längre försening är i regel allvarigare än en försening med endast någon dag. Om många uppgifter

saknas eller är bristfälliga i det inlämnade underlaget kan detta också vara skäl till att sätta en högre avgift än om endast ett mindre antal uppgifter saknas eller är bristfälliga. Upprepade förseningar bör också medföra en högre förseningsavgift. Även storleken på företaget ska beaktas så att ett stort nätföretag får betala en högre förseningsavgift än vad ett mindre nätföretag får betala för samma förseelse.

I andra stycket anges att nätmyndigheten ska besluta att en nätkoncessionshavare ska betala en ny förseningsavgift. En ny förseningsavgift ska betalas om företaget inte har lämnat in uppgifterna inom två månader från det att underrättelsen om förseningsavgift enligt första stycket skickades. Den beslutade förseningsavgiften får uppgå till högst 100 000 kr. När nätmyndigheten bestämmer storleken av denna andra förseningsavgift ska samma faktorer som anges under första stycket beaktas.

I tredje stycket anges att en beslutad förseningsavgift ska tillfalla staten.

2 b § En förseningsavgift ska efterges, om underlåtenheten att lämna uppgifter framstår som ursäktlig med hänsyn till omständigheter som nätkoncessionshavaren inte har kunnat råda över. Avgiften ska också efterges om det framstår som uppenbart oskäligt att ta ut den.

Bestämmelserna om eftergift ska beaktas även om någon begäran om detta inte har framställts, om det föranleds av vad som har förekommit i ärendet.

I paragrafen, som är ny, finns bestämmelser om eftergift av förseningsavgift. Bestämmelsen i både första och andra styckena har utformats på samma sätt som de bestämmelser om eftergift av förseningsavgift som redan finns i 12 kap. 11 § första och andra stycket ellagen.

2 c § Bestämmelserna i 12 kap. 12 – 13 §§ om indrivning och verkställighet av förseningsavgift gäller även för förseningsavgifter som beslutats med stöd av 2 a §.

I paragrafen, som är ny, anges att bestämmelserna som finns i 12 kap. 12 – 13 §§ om indrivning och verkställighet av förseningsavgift också ska gälla för sådana förseningsavgifter som beslutas med stöd av 5 kap. 2 a §.

3 a § Om en nätkoncessionshavare inte lämnar de uppgifter som följer av 2 § andra stycket, ska intäktsramen bestämmas till vad som framstår som skäligt med hänsyn till uppgifterna i ärendet. Detsamma gäller om intäktsramen inte kan beräknas tillförlitligt på grund av brister i det underlag eller i de uppgifter som krävs för att pröva förslaget till intäktsram.

I paragrafen, som är ny, anges vad som ska hända om en nätkoncessionshavare inte lämnar de uppgifter som, enligt föreskrifter som har meddelats med stöd av 5 kap. 2 § andra stycket, krävs för att nätmyndigheten ska kunna pröva förslaget till intäktsram. I ett sådant fall ska nätmyndigheten fastställa en intäktsram till vad som framstår som skäligt med hänsyn till de befintliga uppgifterna i ärendet. Detsamma gäller om intäktsramen inte kan beräknas tillförlitligt på grund av brister i det underlag eller i de uppgifter som har kommit in.

5 kap. 7 § När intäktsramen bestäms ska hänsyn tas till kvaliteten i nätkoncessionshavarens sätt att bedriva nätverksamheten. En sådan bedömning

kan medföra en ökning eller minskning av vad som anses vara en rimlig avkastning på kapitalbasen.

Regeringen eller, efter regeringens bemyndigande, nätmyndigheten får meddela föreskrifter om vad som avses med kvaliteten i nätkoncessionshavarens sätt att bedriva nätverksamheten.

I paragrafen har andra stycket tagits bort till följd av att kvalitetsregleringen ändras.

5 kap. 11 § Nätmyndigheten ska ändra en fastställd intäktsram under tillsynsperioden om

- 1. den nätkoncessionshavare som beslutet gäller har lämnat oriktiga eller bristfälliga uppgifter,**
- 2. beslutet har fattats på ett uppenbart felaktigt eller ofullständigt underlag, eller**
- 3. det annars finns särskilda skäl**

I paragrafen har bestämmelserna i punkterna 1. och 2. ändrats så att begränsningen, till att nätmyndigheten inte kan ändra en intäktsram om det är fråga om ett fel som endast i ringa omfattning har inverkat på intäktsramens storlek, tas bort. Möjligheten till omprövning under tillsynsperioden enligt 5 kap. 11 § ellagen utvidgas därigenom så att en ändring kan göras även om det är fråga om ringa belopp.

5 kap. 14 § Vid omprövning enligt 12 eller 13 § ska nätmyndigheten kontrollera om de prognoser som legat till grund för beslutet om fastställande av intäktsram överensstämmer med det faktiska utfallet för perioden. Vid kontrollen av prognoserna ska myndigheten tillämpa 6–9 §§ och utgå från de uppgifter och metoder som myndigheten har använt vid fastställandet av intäktsramen och som följer av det beslut som ska omprövas.

Nätmyndigheten ska även ompröva intäktsramen om det framkommit att intäktsramen är för hög till följd av felaktiga uppgifter.

I paragrafen införs ett nytt andra stycke och bestämmelsen i paragrafens första stycke ändras så att det tydligt framgår att det endast är prognoserna inför perioden som ska ersättas med faktiskt utfall. Det innebär att de kostnader för till exempel investeringar, utrangeringar och opåverkbara kostnader som fastställdes utifrån prognostiserade uppgifter innan tillsynsperioden ska ersättas med faktiskt utfall efter tillsynsperioden. Övriga kostnader, som inte baserades på prognoser innan tillsynsperioden, ska inte ändras efter tillsynsperioden utom i den situation som regleras i andra stycket, se nedan.

Bestämmelsen förtydligas också på så sätt att det är det senaste lagakraftvunna beslutet eller domen i respektive ärende som nätmyndigheten ska utgå från när intäktsramen omprövas efter tillsynsperioden. Detta innebär att nätmyndigheten eller domstolarna inte ska ta hänsyn till den praxis som har utvecklats under

perioden för andra nätföretag. Detta förtydligande tillsammans med att möjligheten att begära omprövning enligt 5 kap. 15 § ellagen tas bort innebär att nätföretagens enda sätt att få en ändring av de metoder som har tillämpats i beslutet är att överklaga sitt eget beslut.

I andra stycket, som är nytt, införs en bestämmelse som innebär att nätmyndigheten alltid ska ompröva en intäktsram om det visar sig att ett nätföretag har fått en för hög intäktsram på grund av att beslutet om intäktsram fattats på felaktiga uppgifter. Om det efter tillsynsperiodens slut kommer fram att intäktsramen har baserats på felaktiga uppgifter i till exempel kapitalbasen eller felaktiga kostnader ska hänsyn tas till detta. Om de nya uppgifterna medför att kostnaderna är lägre än vad som låg till grund för den tidigare beräkningen ska detta ändras vid omprövningen efter tillsynsperioden.

5 kap. 20 §

Nätmyndigheten ska pröva om en nätkoncessionshavares samlade intäkter från nätverksamheten under tillsynsperioden har avvikit från intäktsramen. Har intäkterna överstigit eller understigit intäktsramen ska motsvarande belopp minska respektive öka ramen för den påföljande perioden.

En ökning av intäktsramen enligt första stycket förfaller om nätkoncessionshavaren inte utnyttjar beloppet senast under de två tillsynsperioder som följer på den tillsynsperiod som ökningen uppkom.

En minskning av intäktsramen enligt första stycket förfaller inte.

Paragrafen förtydligas i förhållande till den tidigare lydelsen.

Av det första stycket framgår att om ett nätföretags intäkter avvikit från intäktsramen så ska det påverka intäktsramen för efterkommande tillsynsperiod. En ökning- eller minskning av intäktsramen för den påföljande tillsynsperioden ska beslutas motsvarande det belopp med vilket intäkterna över- eller understigit intäktsramen. I andra stycket, som är nytt, anges vad som ska ske med en ökning av intäktsramen om nätkoncessionshavaren inte utnyttjat hela ökningen. En ökning av intäktsramen som inte utnyttjas under de två påföljande tillsynsperioderna ska förfalla. Bestämmelsen innebär en utvidgning av den tidsperiod under vilken nätföretagen har möjlighet att justera nättarifferna för att kunna ta ut intäkter motsvarande intäktsramen. I tredje stycket, som också är nytt, följer att en minskning av intäktsramen inte förfaller. I en situation där ett nätföretag haft för höga intäkter måste således nättarifferna justeras så att det som nätföretaget tagit ut för mycket kommer kunderna till del. Minskningen av intäktsramen försvinner alltså inte utan måste realiserats för kunderna.

5 kap. 21 § En nätkoncessionshavare vars intäkter under en tillsynsperiod överstigit intäktsramen med mer än två procent enligt 20 § ska betala en sanktionsavgift.

Sanktionsavgiften ska fastställas till 25 procent av det belopp som intäkterna överstigit intäktsramen.

Avgiften tillfaller staten.

I paragrafen, som är ny, finns bestämmelser om sanktionsavgifter i det fall en nätkoncessionshavare tar ut högre intäkter än intäktsramen under en tillsynsperiod.

I första stycket anges att en nätkoncessionshavare ska betala en sanktionsavgift om företagets intäkter överstigit intäktsramen med mer än två procent under tillsynsperioden. Det är väsentligt att nätföretagen följer den beslutade intäktsramen. Eftersom intäktsramen innan tillsynsperioden till viss del baseras på prognoser innehåller dock bestämmelsen en begränsning till skydd för nätföretagen. En sanktionsavgift ska därför endast utgå om avvikelsen mellan intäkterna och intäktsramen överstiger två procent. Detta ger nätföretagen en viss säkerhetsmarginal.

I andra stycket anges hur sanktionsavgiften ska beräknas. Sanktionsavgiften ska fastställas till 25 procent av det belopp som intäkterna har överstigit intäktsramen med under tillsynsperioden. Bestämmelsen innebär att ju större avvikelsen har varit desto högre blir sanktionsavgiften som nätföretaget måste betala.

I tredje stycket anges att en beslutad förseningsavgift ska tillfalla staten.

5 kap. 21 a § En sanktionsavgift ska efterges helt eller delvis, om skillnaden mellan intäktsramen och de samlade intäkterna från nätverksamheten framstår som ursäktlig med hänsyn till omständigheter som nätkoncessionshavare inte har kunnat råda över. Avgiften ska också efterges om det framstår som uppenbart oskäligt att ta ut den.

Bestämmelserna om eftergift ska beaktas även om någon begäran om detta inte har framställts, om det föranleds av vad som har förekommit i ärendet.

I paragrafen, som är ny, anges under vilka förutsättningar som nätmyndigheten kan efterge en sanktionsavgift. Bestämmelsen i både första och andra styckena har utformats på samma sätt som de bestämmelser om eftergift som föreslås gällande förseningsavgift i 2 b §. Det anges dock även att nätmyndigheten har möjlighet att efterge sanktionsavgiften helt eller delvis.

5 kap. 21 b § Nätmyndigheten beslutar om sanktionsavgift. En sanktionsavgift ska betalas till nätmyndigheten inom trettio dagar efter det att ett beslut eller en dom om att ta ut avgiften vunnit laga kraft eller den längre tid som anges i beslutet.

Nätmyndighetens beslut om sanktionsavgift får verkställas enligt utsökningsbalkens bestämmelser, om avgiften inte har betalats inom den tid som anges i första stycket.

Om sanktionsavgiften inte betalas inom den tid som anges i första stycket, ska nätmyndigheten lämna den obetalda avgiften för indrivning. Bestämmelser om indrivning av statliga fordringar finns i lagen (1993:891) om indrivning av statliga fordringar m.m.

En sanktionsavgift som har beslutats faller bort i den utsträckning verkställighet inte har skett inom fem år från det att beslutet eller domen vunnit laga kraft.

I paragrafen, som är ny, anges de förfaranderegler som gäller vid beslut om sanktionsavgift. Paragrafen innehåller bestämmelser om beslutande myndighet, betalning av sanktionsavgift, verkställighet och indrivning av sanktionsavgift samt preskription av sanktionsavgiften.

13 kap. 7 § Följande beslut får överklagas till allmän förvaltningsdomstol:

1. beslut av nätmyndigheten i fråga om

a) samlad redovisning och enhetlig nättariff enligt 3 kap. 3 § och 4 kap. 4 § första stycket,

b) anslutning av anläggning enligt 3 kap. 6–8 §§,

c) dispens enligt 3 kap. 9 b §,

d) kostnader för mätning enligt 3 kap. 11 och 14 §§,

e) ersättning vid inmatning av el enligt 3 kap. 15 §,

f) metodprovning enligt 4 kap. 1 a §,

g) tillstånd enligt 4 kap. 6 och 7 §§,

h) nättariffer för mindre produktionsanläggningar enligt 4 kap. 10 §,

i) intäktsram enligt 5 kap. 3, 3 a, 11–13, 16–17, 20, 26 och 27 §§, förseningsavgift enligt 5 kap. 2 a § samt sanktionsavgift enligt 5 kap. 21 §.

j) godkännande av metoder för att utforma balansavtal enligt 8 kap. 4 a §, och

k) förseningsavgift enligt 12 kap. 8 och 11 §§,

2. beslut av en tillsynsmyndighet enligt 12 kap. 2–4 §§, samt

3. beslut av den systemansvariga myndigheten om ersättning till den som enligt 8 kap. 2 § beordrats öka eller minska produktionen av el.

Prövningstillstånd krävs vid överklagande till kammarrätt

Paragrafen ändras till följd av att det införts flera typer av beslut avseende fastställande av intäktsram i 5 kap. Enligt 7 § får även dessa beslut överklagas till allmän förvaltningsdomstol.

9. Konsekvensutredning

9.1 Branschbeskrivning elnät i Sverige

Det svenska elnätet består av 559 000 km ledning, varav ungefär 367 000 km är jordkabel och 192 000 km är luftledning. Elnätet kan delas in i tre nivåer: stamnät, regionnät och lokalnät. Stamnätet transporterar el långa sträckor med höga spänningsnivåer. Regionnäten transporterar el från stamnätet till lokalnäten och i vissa fall direkt till större elanvändare. Lokalnäten ansluter till regionnäten och transporterar el till hushåll och andra slutkunder. Lokal- och regionnätsföretagen ansvarar för att nivån på underhållet av det egna nätet är tillräcklig för att garantera att leveranssäkerheten upprätthålls. Det svenska elsystemet är tätt sammankopplat med angränsande länder, särskilt Norge, Danmark och Finland, men även med Tyskland, Polen och Litauen.

Stamnätet i Sverige förvaltas av Affärsverket svenska kraftnät och regionnäten ägs i huvudsak av Ellevio AB (f.d. Fortum Distribution AB), E.ON Energidistribution AB (och E.ON Elnät Stockholm AB) samt Vattenfall Eldistribution AB. Lokalnäten ägs till cirka 60 procent av Ellevio AB, E.ON Energidistribution AB och Vattenfall Eldistribution AB och resterande del av olika privata och kommunala aktörer.

Sammanlagt finns det drygt 170 elnätsföretag i Sverige. Av dessa bedriver cirka 150 lokalnätsverksamhet, cirka 15 regionnätsverksamhet och två stamnätsverksamhet eller enbart utlandsförbindelse¹³⁷. Fem företag har både lokalnät och regionnät¹³⁸.

Det krävs tillstånd, så kallad **nätkoncession**, för att få bygga och använda elektriska starkströmsledningar (kraftledningar). Förutsättningarna för att meddela tillstånd framgår av ellagen (1997:857) och elförordningen (2013:208) samt miljöbalken.

Det finns två typer av nätkoncession. **Nätkoncession för linje** avser en kraftledning med en i huvudsak bestämd sträckning. **Nätkoncession för område** är ett tillstånd att inom ett visst geografiskt område bygga och använda kraftledningar upp till en viss bestämd spänning.

Den som har nätkoncession för område har i princip ensamrätt att inom det området bygga och använda kraftledningar upp till och med den högsta tillåtna spänningen för området. För kraftledningar över den högsta tillåtna spänningsnivån krävs nätkoncession för linje. En nätkoncession för ett område får inte överlappa med en nätkoncession för ett annat område. Det krävs också särskilda skäl för att någon annan ska få nätkoncession för linje för en kraftledning med en spänning som understiger den för området högsta tillåtna.

¹³⁷ Svenska kraftnät och Baltic Cable.

¹³⁸ E.ON Energidistribution AB, Ellevio AB, Skellefteå Kraft Elnät AB, Vattenfall Eldistribution AB och Öresundskraft AB.

I syfte att förhindra korssubventionering mellan företag som bedriver olika typer av elverksamhet får nätverksamhet inte bedrivas av samma juridiska person som bedriver produktion av eller handel med el. Inom samma juridiska person ska nätverksamheten redovisas ekonomiskt skilt från all annan verksamhet. Detta innebär att elnätverksamhet måste vara både legalt och redovisningsmässigt åtskild från företag som bedriver produktion av eller handel med el. Produktion av el får dock ske i ett elnätsföretag om den är avsedd för att täcka nätförluster eller för att ersätta utebliven el vid elavbrott. Utöver detta finns ett krav på att vissa nätföretag ska vara funktionellt åtskilda¹³⁹ från företag som bedriver produktion av eller handel med el. Den funktionella åtskillnaden gäller företag som bedriver nätverksamhet och som ingår i en koncern vars samlade elnät har minst 100 000 elanvändare.

Ei reglerar elnätsföretagens intäkter på förhand under en fyraårsperiod. Intäkterna ska täcka skäliga kostnader för att driva nätverksamhet samt ge en rimlig avkastning på investerat kapital. Syftet med tillsynsmodellen är dels att företagens kunder ska få förutsägbara avgifter, dels att göra det möjligt för företagen att investera och underhålla näten.

9.2 Bakgrund till uppdraget

Sedan den 1 januari 2012 fastställs elnätsföretagens intäktsramar i förhand för en period om fyra år. Efter att ha fastställt intäktsramar för två tillsynsperioder kan Ei konstatera att majoriteten av Ei:s beslut överklagas till förvaltningsdomstol. Processerna har för båda perioderna varit omfattande och tagit lång tid, framförallt avseende hur en rimlig avkastning ska fastställas. Utfallet av processerna har varit svårtolkat och någon egentlig praxis har inte utvecklats.

Regeringen har mot denna bakgrund gett Ei i uppdrag att lämna förslag på en författningsreglerad avkastning samt utreda hur förhandsregleringen kan utvecklas.

I rapporten presenterar Ei ett förslag gällande en författningsreglerad avkastning för elnätsföretagen. Ei föreslår också förändrade avskrivningstider för elnätsföretagens anläggningar och förbättringar i kvalitetsregleringen. För att förenkla processen kring att fastställa företagets intäktsramar föreslås tydligare regler när det gäller omprövningen av en intäktsram.

I konsekvensutredningen ställs de föreslagna förändringarna i elnätsregleringen mot noll-alternativet som innebär att vi inte gör någon förändring alls jämfört med dagens situation. De föreslagna förändringarna ska ses som ett paket av förändringar för att förbättra den svenska elnätsregleringen och vi ser det inte som ett alternativ att en delmängd av förslagen genomförs. En partiell implementering av förslagen skulle kunna resultera i en försämrad elnätsreglering eftersom de olika delarna är nära förknippade med varandra och inte kan brytas ut utan negativa konsekvenser. Detta gäller särskilt förslaget avseende en författningsreglerad avkastning.

¹³⁹ I enlighet med Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/72/EG den 13 juli 2009 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om upphävande av direktiv 2003/54/EG.

9.3 Samlade konsekvenser på en övergripande nivå

Ei har gjort konsekvensanalyser av de förslag som presenteras i denna rapport, dvs ändrade regler om författningsreglerad avkastning, differentierade avskrivningstider (inklusive relaterade förändringar), hur avbrott från och med 12 timmar ska inkluderas och olika förslag kopplade till fastställande av intäktsram. Kortsiktigt är det främst förslaget om författningsreglerad avkastning och förslaget om att ta bort 38-årsregeln (ett av förslagen relaterade till avskrivningstider) som ger direkta effekter avseende utfallet på nätföretagens totala intäktsramar. En annan omedelbar effekt av förslaget är att flera regelverk blir tydligare och enklare för elnätsföretag, kunder och domstolar.

Övriga förändringar kan ge ekonomisk påverkan för enskilda elnätsföretag med tillhörande kunder, men de ger i genomsnitt varken signifikant höjda eller sänkta intäktsramar på kort sikt. Däremot kommer många av de övriga förslagen, speciellt förslagen relaterade till avskrivningstider, långsiktigt påverka elnätsverksamheten på ett positivt sätt. Enligt Ei:s beräkningar beräknas kostnaden för elnätsverksamheten långsiktigt sjunka bland annat som en följd av mer korrekta avskrivningstider, samtidigt som incitamenten för kvalitet och smarta elnät stärks. Detta kommer långsiktigt bidra till lägre nättariffer för kunderna.

Konsekvensanalyserna presenteras mer i detalj i följande avsnitt: för kunderna (avsnitt 9.4), för lokal- och regionnätsföretag (avsnitt 9.5), för Svenska kraftnät (avsnitt 9.6), för Ei (avsnitt 9.7) och för de allmänna förvaltningsdomstolarna (avsnitt 9.8) samt huruvida förslagen är förenliga med EU-rätten (avsnitt 9.9)

9.4 Konsekvenser för kunderna

9.4.1 Förslag om författningsreglerad avkastning

Att avkastningen för elnätsföretagen är rimlig utan att det blir för dyrt för kunderna är centralt för en välfungerande reglering. När regelverket för förhandsregleringen infördes framgick endast av förarbetena att elnätsföretagen skulle ha rätt till en rimlig avkastning utan att kunderna skulle behöva betala för mycket för nättjänsten. Några närmare regler för hur avkastningen ska beräknas framgår inte av vare sig lagtext eller förarbeten. Otydliga regler som inte ger närmare vägledning till begreppet rimlig avkastning har därför lett till omfattande domstolsprocesser. Processerna har varit komplexa och rört många frågeställningar. De domstolsavgöranden som kommit inom området ger enligt Ei:s uppfattning inte någon vägledning för hur framtida bedömningar ska göras. Därutöver är Ei:s uppfattning att den i processerna fastställda kalkylräntan, systematisk kommit att överskattas i förhållande till exempelvis aktuella räntenivåer för de år som frågan har gällt. Överskattningen innebär att elnätsföretagen har möjlighet att ta ut högre avgifter från kundkollektivet än vad som är samhälls-ekonomiskt effektivt. Ei:s bedömning är därför att det behövs ytterligare regler för att tydliggöra hur en rimlig avkastning ska beräknas, vilket i slutändan innebär att kundernas skydd från oskäligt höga priser förstärks.

För att säkerställa att elnätsföretagen inte blir systematiskt överkompenserade på nätkundernas bekostnad är det acceptabelt med vissa fluktuationer av kalkylräntan och intäktsramarna mellan tillsynsperioder. Det bottnar i den aktuella

tillsynsperiodens faktiska kostnads- och ränteläge, vilket kan avspegla de villkor som sätts på kapitalmarknaden justerat för den risknivå som svenska elnätsföretag har.

Det föreslagna regelverket innebär att kalkylräntan kommer att följa marknadsräntans utveckling. Delparametern riskfri ränta följer samtidigt marknads utveckling för tioåriga statsobligationer, vilket gör att elnätsföretagen genom tillgänglig marknadsinformation kan göra egna prognoser över utvecklingen av den riskfria räntan och den förväntade kalkylräntan.

För elnätskunderna är därför bedömningen att de föreslagna ändringarna kan medföra en jämnare och stabilare utveckling av tarifferna då den samlade intäktsramen förväntas bli lägre. Samtidigt kan en stigande marknadsränta under tillsynsperioden leda till förändringar av den slutliga kalkylräntan vid tillsynsperiodens slut, vilket skulle kunna medföra höjningar av tarifferna. Detta bör dock motverkas av att elnätsföretagen från tillsynsperiodens början har möjlighet att prognostisera utvecklingen för kalkylräntan. Bedömningen av nivån på tarifferna kan då ske löpande under tillsynsperioden och årliga mindre justeringar kan ske vid behov. Sänkning av tarifferna kan möjligen också bli aktuellt om marknadsräntan faller kraftigt kommande tillsynsperiod. Detta skulle i så fall beröra kunder till elnätsföretag som har utnyttjat hela utrymmet vid en period med hög kalkylränta.

Konsekvensen för elnätskunderna bedöms därför vara positiva med en dämpad utveckling av tarifferna som följd. Syftet med de föreslagna reglerna är att elnätsföretagens kalkylränta ska bli rimlig i förhållande till risknivån som finns i verksamheten utan att kunderna behöver betala för mycket. Beräkningar visar att tillämpning av de föreslagna reglerna skulle ge en samlad intäktsram, för tillsynsperiod 2016–2019, i nivå med aktuellt tariffuttag per den 1 januari 2017, se Figur 18 och Figur 19. För elnätskunderna innebär det att utrymmet för överuttag minskar, men om den faktiska marknadsräntan under tillsynsperioden blir högre än den prognostiserade marknadsräntan ökar utrymmet för företagen att höja avgifterna.

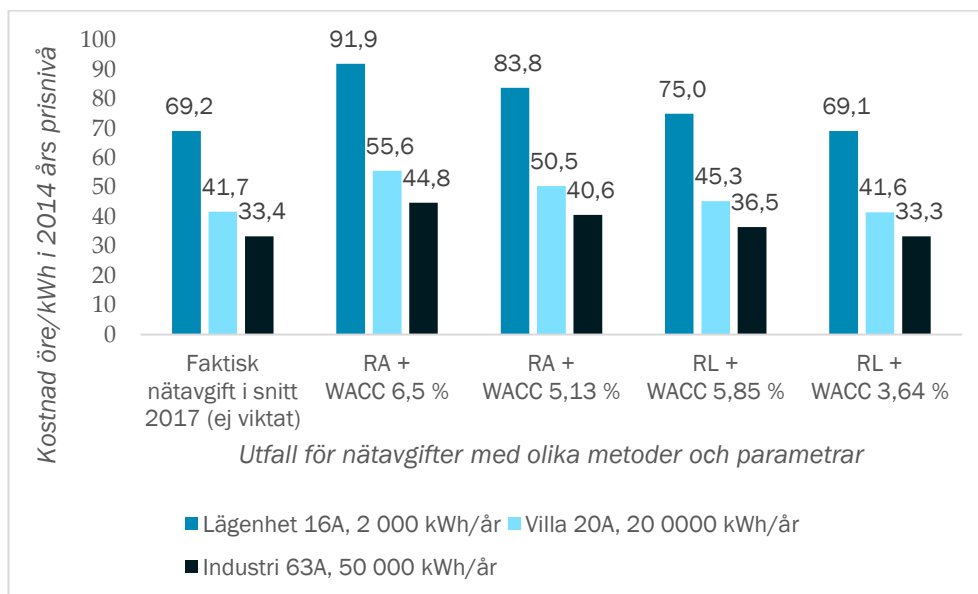
Förslagen förväntas även leda till färre och mindre omfattande domstolsprocesser kommande tillsynsperioder. För elnätskunderna innebär det att de framtida tarifferna blir mer förutsägbara och stabila, då elnätsföretagen får större möjlighet att förutse den slutliga intäktsramen.

För att illustrera hur Ei:s förslag till författningsreglerad avkastning kan påverka nivåerna på elnätsavgifterna har Ei tagit fram tre beräkningsexempel. Det två första exemplen avser visa effekten av Ei:s förslag till författningsreglerad avkastning på kortare sikt, medan det tredje exemplet avser visa effekten på längre sikt. I nedanstående två avsnitt presenteras resultatet från dessa beräkningsexempel och antaganden som Ei har gjort för att ta fram dem.

Beräkningsexempel som visar effekten av Ei:s förslag till författningsreglerad avkastning på kortare sikt

De två första beräkningsexemplen (se Figur 16 och Figur 17) utgår från vad tre typkunder¹⁴⁰ i genomsnitt betalar för elnätsavgiften per den 1 januari 2017 och hur denna nivå skulle kunna förändras givet ett visst scenario för tillsynsperioden 2016–2019.

Figur 16 Kostnader för nätavgifter för tre typkunder med olika metoder och parametrar (40 års ekonomisk avskrivningstid)

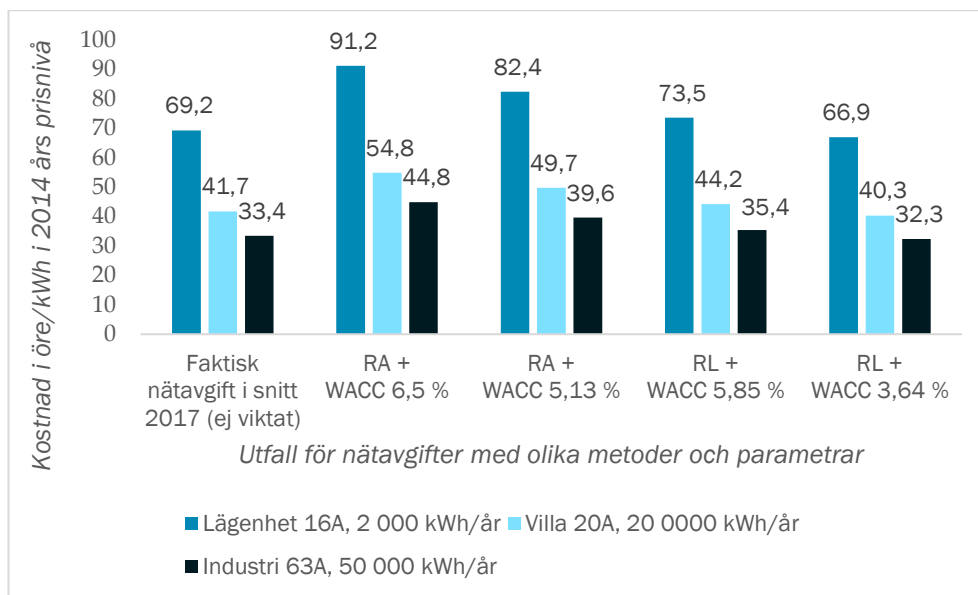


Källa: Ei

Det första exemplet som presenteras i Figur 16 indikerar att Ei:s förslag till författningsreglerad avkastning leder till att elnätsföretagen, i genomsnitt, inte kommer att ha möjligt att öka elnätsavgifterna i förhållande till de intäkter som de tar ut per den 1 januari 2017.

¹⁴⁰ Lägenhetskunder med en säkring på 16A och en förbrukning på 2 000 kWh per år, villakunder med en säkring på 20A och en förbrukning på 20 000 kWh per år samt industrikunder med en säkring på 63A och en förbrukning på 50 000 kWh per år.

Figur 17 Kostnader för nätavgifter för tre typkunder med olika metoder och parametrar (45 års ekonomisk avskrivningstid)



Källa: Ei

Det andra exemplet som presenteras i Figur 17 indikerar att Ei:s förslag till författningsreglerad avkastning innebär att företagens intäktsutrymme minskar något jämfört med vad de i genomsnitt tar betalat för nätavgiften per den 1 januari 2017.

Om Ei:s förslag till författningsreglering inte genomförs innebär det att elnätsföretagen har möjlighet att öka elnätsavgifterna relativt mycket, se Figur 16 och Figur 17. Av betydelse är också att majoriteten av elnätsföretagen har tagit ut lägre intäkter under 2012–2015 än vad intäktsramarna för samma period ger utrymme för. Det resulterar i att majoriteten av elnätsföretagen har en möjlighet att föra över den outnyttjade delen av intäktsramen till nästa tillsynsperiod, det vill säga 2016–2019.

Noterbart är dock att exemplen endast visar utfallet för den 1 januari 2017 och att de innehåller en del förenklingar. Förenklingarna beskrivs mer ingående nedan och de innebär sammantaget att det inte med säkerhet går att påvisa att det även i framtiden kommer att vara denna skillnad mellan exemplens scenarier.

De förenklingar som exemplen innehåller har varit nödvändiga för att underlaget inte skulle bli för komplext och mängden data ohanterligt. Inledningsvis har medelvärdet inte viktats, exempelvis utifrån antalet uttagpunkter. Om medelvärdet hade viktats hade det troligen resulterat i en högre samlad elnätsavgift för alla kundkategorier. I sammanhanget ska det därför även noteras att de faktiska nivåerna för elnätsavgiften per den 1 januari 2017 sannolikt ligger under den maximala nivå som de totala intäktsramarna för 2016–2019¹⁴¹ ger utrymme för. I de scenarier som ingår i exemplen, däribland Ei:s förslag till författningsreglerad avkastning, antas dock samtliga elnätsföretags avgifter motsvara den maximala

¹⁴¹ Med de totala intäktsramarna för 2016–2019 avses här de ursprungliga besluten om intäktsramar för 2016–2019 inklusive de outnyttjade delarna av de slutliga intäktsramarna för 2012–2015.

nivå som intäktsramarna ger utrymme för. Det innebär att scenarierna troligen ger en viss överskattning av nivåerna jämfört med de faktiska elnätsavgifterna per den 1 januari 2017. Några andra förenklingar i exemplen är följande.

- Endast anläggningskategorierna *ledning* och *stationer, transformatorer och kringutrustning* antas utgöra det kapital som krävs för att bedriva elnätsverksamhet. Det innebär att anläggningskategorin *system för drift eller övervakning av en anläggningstillgång för överföring av el eller system för beräkning eller rapportering vid mätning av överförd el* inte har räknats med. Skälet till det är förenklings-skäl då denna anläggningskategori enbart utgör en mindre del av det kapital som krävs för att bedriva elnätsverksamhet (cirka sex procent av kapitalbasen). Den ekonomiska avskrivningstiden som ingår i exemplen är 40 respektive 45 år¹⁴² och antas vara oförändrad. Dessutom ingår varken en 38-års regel eller revideringskomponent i exemplet (se kapitel 4 för mer information).
- Det genomsnittliga kapital som krävs för att bedriva elnätsverksamhet är beräknat utifrån 2017 års värden i besluten om intäktsramar för 2016–2019 och antas vara oförändrat framöver. I det exempel där en 40-årig avskrivningstid används antas den reglermässiga anläggningsåldern vara 24,5 år¹⁴³. I det exempel där en 45-årig avskrivningstid används antas åldern i stället vara 27,4 år¹⁴⁴. Sammantaget innebär detta att exemplen varken tar hänsyn till förändrad ny- eller reinvesteringstakt, vilket kan föranleda att åldern och kapitalkostnaderna justeras.
- De löpande påverkbara och opåverkbara kostnaderna baseras på de uppgifter som redovisats i besluten om intäktsramar för 2016–2019 och antas vara oförändrade framöver.
- Den andel av intäkterna som härrörs till de tre utvalda typkunderna per den 1 januari 2017 antas i detta exempel bestå även vid fördelning av intäktsram.

De fyra scenarier som ingår i dessa två exempel innehåller sammanlagt två olika metoder för beräkning av kapitalkostnader (real annuitet (RA) och real linjär (RL)) och fyra olika kalkylräntor. Dessa val beskrivs mer ingående nedan.

RA-metoden ingår eftersom den metoden användes för beräkning av kapitalkostnader för tillsynsperioden 2012–2015. Metoden är relevant att ha med eftersom majoriteten av elnätsföretagen har tagit ut lägre intäkter under 2012–2015 än vad intäktsramarna för samma period ger utrymme för. Det resulterar i att de har en möjlighet att föra över den outnyttjade delen till nästa tillsynsperiod, det vill säga 2016–2019. RL-metoden finns med eftersom metoden används för tillsynsperioden 2016–2019.

När det gäller de fyra kalkylräntor (real före skatt) som ingår i exemplen är två av dessa baserade på utfallet av domstolsprocesserna, det vill säga 6,5 procent för

¹⁴² Den genomsnittliga viktade avskrivningstiden med Ei:s förslag till differentierade avskrivningstider är cirka 45 år.

¹⁴³ 24,5 år är den genomsnittliga regulatoriska anläggningsåldern vid ingången av 2016 för anläggningskategorierna *ledning* och *stationer, transformatorer och kringutrustning* i besluten om intäktsram för 2016–2019.

¹⁴⁴ 27,4 år är den genomsnittliga regulatoriska anläggningsåldern vid ingången av 2016 för anläggningskategorierna *ledning* och *stationer, transformatorer och kringutrustning*, givet att 95 procent av de anläggningar som är redovisade som drifttagna 1977 (38 år) i besluten om intäktsram för 2016–2019 i stället antas vara i drift 1965 (50 år).

tillsynsperioden 2012–2015 (RA-metoden) och 5,85 procent för tillsynsperioden 2016–2019 (RL-metoden). Det ska dock noteras att nivån för 2016–2019 inte har vunnit laga kraft ännu, då Ei har överklagat dessa domar till kammarrätten som ännu inte har meddelat prövningstillstånd i frågan. De resterande två kalkylräntorna: 5,13 procent för tillsynsperioden 2012–2015 (RA-metoden) och 3,64 procent för tillsynsperioden 2016–2019 (RL-metoden) är baserade på Ei:s förslag till författningsreglerad avkastning, vilket innebär att följande justeringar har gjorts.

- För 2012–2015 har parametrarna skuldandel, riskfri ränta, aktiemarknadsriskpremie, särskild riskpremie och inflation justerats jämfört med kammarrättens dom på 6,5 procent. Skuldandelen har ändrats från 37 till 52 procent. 52 procent bygger på den bedömning som Ei gjorde för tillsynsperioden 2016–2019 och anses vara motiverat eftersom vissa typer av bolag fick en orimligt hög vikt i medelvärdet i kammarrättens dom. Den riskfria räntan har ändrats från 4 till 1,54 procent. 1,54 procent motsvarar det faktiska genomsnittliga utfallet för tioåriga svenska statsobligationer under 2012–2015. I samband med att den riskfria räntan har ändrats har även aktiemarknadsriskpremien ändrats från 4,74 till 7,20 procent för att totalavkastningen¹⁴⁵ ska vara på samma nivå som i kammarrättens dom. Ingen särskild riskpremie har lagts till, vilket innebär en ändring från 1 till 0 procent. Inflationen har ändrats från 2 till 0,79 procent. 0,79 procent motsvarar det faktiska genomsnittliga utfallet för KPIF under 2012–2015. Slutligen ska det noteras att skattesatsen har lämnats oförändrad på 26,3 procent, trots att bolagsskatten ändrades till 22 procent för det räkenskapsår som börjar den 1 januari 2013 eller senare.
- För 2016–2019 har parametrarna riskfri ränta, aktiemarknadsriskpremie, särskild riskpremie och inflation justerats jämfört med förvaltningsrättens dom på 5,85 procent. Den riskfria räntan har ändrats från 4,01 till 0,54 procent. 0,54 procent motsvarar det faktiska genomsnittliga utfallet för tioåriga svenska statsobligationer under 1 januari 2016 till 21 september 2017. I samband med att den riskfria räntan har ändrats har även aktiemarknadsriskpremien ändrats från 5 till 8,47 procent. Det beror på att det ska vara samma totalavkastning som i förvaltningsrättens dom. Ingen särskild riskpremie har lagts till, vilket innebär en ändring från 0,5 till 0 procent. Inflationen har ändrats från 2,04 till 1,6 procent. 1,6 procent motsvarar det faktiska genomsnittliga utfallet för KPIF mellan januari 2016 till augusti 2017.

Beräkningsexempel som visar effekten av Ei:s förslag till författningsreglerad avkastning på längre sikt

I det tredje beräkningsexemplet har Ei jämfört vad två olika alternativ ger för totala intäktsramar över kommande sju tillsynsperioder¹⁴⁶ (28 år). Det första alternativet innebär att kalkylräntan framöver bygger på de principer som fastslogs av förvaltningsrätten för tillsynsperioden 2016–2019. Det andra alternativet är att kalkylräntan framöver bestäms med grund i Ei:s förslag till författningsreglerad avkastning, vilket beskrivs mer ingående nedan.

¹⁴⁵ Totalavkastningen är summan av riskfri ränta och aktiemarknadsriskpremien.

¹⁴⁶ Tillsynsperioderna 2016–2019, 2020–2023, 2024–2027, 2028–2031, 2032–2035, 2036–2039 och 2040–2043.

Sammantaget visar exemplet att Ei:s förslag till författningsreglerad avkastning skulle ge totalt cirka 120,2 miljarder kr lägre intäktsramar för de kommande sju tillsynsperioderna, jämfört med det alternativ som baseras på förvaltningsrättens dom. Detta motsvarar i genomsnitt cirka 17,2 miljarder kr lägre intäktsramar för varje fyraårig tillsynsperiod. Beloppen är redovisade i 2014 års prisnivå.

På längre sikt innebär därför Ei:s förslag till författningsreglerad avkastningen en avsevärd effekt för kunderna. Exemplet bygger dock på att aktuella förhållanden är giltiga även i framtiden. Med detta avses att den faktiska utvecklingen av svenska tioåriga statsobligationer historiskt sett varit fallande och är i dag klart under den nivå som historiska prognoser och scenarier visat.

Exemplet är dock tillämpligt även om de aktuella förhållandena ovan hade varit eller blir det omvända. Effekten hade då i stället blivit det motsatta, det vill säga att elnätsföretagens avkastning hade blivit för låg i förhållande till aktuella förhållanden på de öppna kapitalmarknaderna, justerat till den risknivå som svenska elnätsföretag har. Regleringen måste tillåta att elnätsföretagen får tillräckligt med intäkter för att kunna driva verksamheten på ett effektivt sätt och genomföra de investeringar som det finns behov av för att upprätthålla ett väl fungerande elnät. Blir intäkterna för låga finns det en risk för att de nödvändiga investeringarna inte kommer att genomföras. Förslaget om författningsreglerad avkastning innebär att en sådan situation inte kan uppstå då avkastningsräntan ska följa marknadsräntans utveckling.

Exemplet ovan bygger på ett antal förenklingar vilka beskrivs mer ingående nedan. Förenklingarna har varit nödvändiga för att underlaget inte skulle bli för komplext och mängden data ohanterligt. Förenklingarna i exemplet är följande.

- Endast anläggningskategorierna *ledningar* och *stationer, transformatorer och kringutrustning* antas utgöra det kapital som krävs för att bedriva elnätsverksamhet. Det innebär att anläggningskategorin *system för drift eller övervakning av en anläggningstillgång för överföring av el eller system för beräkning eller rapportering vid mätning av överförd el* inte har räknats med. Anledningen till det är förenklingsskäl då denna anläggningskategori enbart utgör en mindre del av det kapital som krävs för att bedriva elnätsverksamhet (cirka sex procent av den totala anläggningsmassan). Den ekonomiska avskrivningstiden som ingår i exemplet är 45 år och antas vara oförändrad framöver. Dessutom ingår varken en 38-års regel eller revideringskomponent i exemplet (se kapitel 4 för mer information).
- Det genomsnittliga kapital som krävs för att bedriva elnätsverksamhet är beräknat utifrån ett totalt nuanskaffningsvärde om 400 miljarder kr i 2014 års prisnivå och antas vara oförändrad framöver. Den reglermässiga anläggningsåldern antas vara 22,5 år¹⁴⁷. Sammantaget innebär detta att exemplet varken tar hänsyn till förändrad ny- eller reinvesteringstakt, vilket kan föranleda att åldern och kapitalkostnaderna justeras.

¹⁴⁷ Om den regulatoriska anläggningsåldern är 22,5 år hålls den regulatoriska kapitalbasen konstant över tid givet en ekonomisk avskrivningstid om 45 år och att elnätsföretagens faktiska investeringar är lika med nödvändiga investeringar.

- De löpande påverkbara och opåverkbara kostnaderna baseras på de uppgifter som redovisats i besluten om intäktsramar för 2016–2019 och antas vara oförändrade framöver.
- En och samma kalkylränta har använts för 2016–2019 respektive 2020–2043 för de enskilda alternativen. En närmare beskrivning av hur respektive alternativs kalkylränta är framtaget framgår nedan.

En princip som fastslogs i förvaltningsrättens för tillsynsperioden 2016–2019 innebar att den riskfria räntan skulle baseras på en genomsnittlig nioårig prognos och scenario för svenska tioåriga statsobligationer. Det motsvarar en riskfri ränta om 3,71 procent. Utöver detta värde valde förvaltningsrätten att addera en löptidspremie om 0,3 procentenheter, för att reflektera skillnaden mellan 10- och 30-åriga statsobligationer. För de kommande åren i exemplet (2020–2043) har den riskfria räntan estimerats till 1,74 procent, för det alternativ där principerna bygger på de som fastslogs av förvaltningsrätten för tillsynsperioden 2016–2019. Värdet härstammar inledningsvis från den genomsnittliga avvikelser mellan de längsta prognoser och scenarier¹⁴⁸ som KI gjort för svenska tioåriga statsobligationer 2001–2011 och det faktiska utfallet för dessa obligationer för 2003–2015. Denna avvikelse var i genomsnitt 148 procent och antas i detta exempel även bestå i framtiden. Det innebär att KI:s prognos och scenario ger en riskfri ränta om 1,44 procent¹⁴⁹, om det genomsnittliga faktiska utfallet för svenska tioåriga statsobligationer (SE GVB 10Y) mellan 1 januari 2016 och 5 oktober 2017 är 0,58 procent. Utöver detta värde har en löptidspremie om 0,3 procentenheter adderats vilket innebär att den riskfria räntan blir 1,74 procent (1,44%+0,3%).

I och med att den riskfria räntan har ändrats till 1,74 procent har även aktiemarknadsriskpremien ändrats i detta exempel. Aktiemarknadsriskpremien har ändrats från 5 till 7,27 procent. Ändringen beror på att det ska vara samma totalavkastning (9,01 procent) som i förvaltningsrättens dom.

Bortsett från den riskfria räntan och aktiemarknadsriskpremien har inga andra parametrar som fastställdes av förvaltningsrätten för tillsynsperioden 2016–2019 ändrats för 2020–2043, för det första alternativet. Det innebär att kalkylräntorna som har använts för detta alternativ är 5,85 procent för tillsynsperioden 2016–2019 och 4,31 procent för 2020–2043.

I det andra alternativet, som bygger på Ei:s förslag till författningsreglerad avkastning, har den riskfria räntan, aktiemarknadsriskpremien och särskild riskpremie ändrats jämfört med det som fastställdes av förvaltningsrätten för tillsynsperioden 2016–2019. Den riskfria räntan är här baserad på det genomsnittliga faktiska utfallet för svenska tioåriga statsobligationer (SE GVB 10Y) mellan 1 januari 2016 och 5 oktober 2017 är 0,58 procent. Ingen löptidspremie har adderats, till skillnad mot förvaltningsrättens dom. Aktiemarknadsriskpremien har ändrats från 5 till 6,5 procent. 6,5 procent härstammar från PwC:s senaste riskpremiestudie för mars 2017. En särskild riskpremie har inte inkluderats, vilket innebär en ändring från 0,5 till 0 procent. Resterande parametrar har av förenklingsskäl lämnats oförändrade jämfört med förvaltningsrättens dom för

¹⁴⁸ KI:s längsta prognoser och scenarier över svenska tioåriga statsobligationer var tvååriga mellan 2001–2010. 2011 var den längsta prognosen och scenariot fyraårigt.

¹⁴⁹ 0,58 * (100 % + 148 %).

tillsynsperioden 2016–2019. Det innebär att kalkylräntan som har använts i detta alternativ är 2,39 procent för 2016–2043.

9.4.2 Förslag om differentierade avskrivningstider inklusive angränsande regelverk

Korrekta avskrivningstider är viktigt för att regleringen samhällsekonomiskt ska styra rätt. Ei konstaterar att det är optimalt att eftersträva avskrivningstider som så långt som möjligt avspeglar verklig ekonomisk livslängd. Ett hinder för detta kan vara om valda anläggningskategorier inkluderar anläggningar som sinsemellan har stora skillnader i ekonomisk livslängd. Ei föreslår därför att fler anläggningskategorier införs och att avskrivningstiderna ändras utifrån den nya kategorindelningen. Förändringen innebär att den viktade medelavskrivningstiden ökar från knappt 40 år till cirka 45 år.

Kapitalkostnadernas båda delar, det vill säga avskrivning (kapitalförslitning) och avkastning (kapitalbindning), påverkas av den regulatoriska avskrivningstiden. De påverkas på motsatt sätt. För att ta ett exempel. Antag en kalkylränta på 5 procent och en avskrivningstid på 40 år, där beräkningen görs på en anläggning som är 20 år gammal och som har ett nuanskaffningsvärde på 1 miljon kronor. Då är både avskrivningen 25 000 kronor (1 miljon kronor / 40 år) och avkastningen 25 000 kronor ($1 \text{ miljon kronor} * 0,5^{150} * 0,05$), det vill säga totalt 50 000 kronor för det aktuella året. Om avskrivningstiden istället hade varit 50 år blir avskrivningen 20 000 kronor (1 miljon kronor / 50 år) och avkastningen 30 000 kronor ($1 \text{ miljon kronor} * 0,6^{151} * 0,05$), det vill säga fortfarande 50 000 kronor för det aktuella året även om både avkastning och avskrivning är olika för de olika avskrivningstiderna.

Slutsatsen från detta resonemang är att den årliga kapitalkostnaden i regleringen varken nödvändigtvis blir generellt högre eller lägre vid olika avskrivningstider när en linjär avskrivningsmetod tillämpas. Brytpunkten för när en längre eller kortare avskrivningstid ger högst kapitalkostnad beror både på vilken ålder anläggningarna har och hur hög kalkylränta som används. Det kommer således att skilja sig mellan nätföretag och över tid hur olika val av avskrivningstider kommer att slå mot intäktsramarnas totala nivåer.

Ei har analyserat hur en förändrad avskrivningstid påverkar intäktsramen beroende på vilken nivå kalkylräntan har och hur nätföretagens åldersstruktur ser ut. Analysen har utgått från kapitalbasen 2016–2019 och genomförts för samtliga lokal- och regionnät. Ei har antagit att de anläggningar som idag har en avskrivningstid på 10 år (cirka 4,2 procent av kapitalbasens storlek) även fortsättningsvis har denna avskrivningstid. För övriga anläggningar har Ei höjt avskrivningstiden från dagens 40 år till 45 år. Analysresultaten visar hur den totala intäktsramen för alla fyra åren procentuellt påverkas av en längre avskrivningstid utifrån olika nivåer på kalkylräntan och åldersstruktur på anläggningarna.

Ei har gjort analysen utifrån tre olika nivåer på kalkylräntan, 4, 5 respektive 6 procent. Ei har också tittat på tre olika antaganden om åldersstruktur: 22, 27¹⁵² och 32 år. Totalt visar analysen resultat från nio olika kombinationer av

¹⁵⁰ Halva värdet är avskrivet.

¹⁵¹ 40 procent av värdet är avskrivet, det vill säga 60 procent återstår.

¹⁵² 27 år motsvarar den ungefärliga medelåldern på de anläggningar som idag har en avskrivningstid på 40 år (medelåldern för samtliga anläggningar är cirka 25 år).

antaganden, där resultatet presenteras i Tabell 12. Intäktsramen mätt i miljarder kr har i tabellen dividerats med fyra för att få en genomsnittlig intäktsram per år. Analysen är gjord med hjälp av en modell av intäktsramsregleringen, där det totala nuanskaffningsvärdet för samtliga lokal- och regionnättsföretag avseende perioden 2016–2019 är inmatade, även planerade investeringar och utrangeringar under perioden är inkluderade.

Tabell 12 Ändring av intäktsramen om den genomsnittliga avskrivningstiden höjs med 5 år för nio olika antaganden avseende medelålder och kalkylränta (baserat på anläggningsdata avseende 2016–2019).

Medelålder	Kalkylränta		
	4 %	5 %	6 %
22 år	-0,4 % (42,33-0,17 miljarder kr)	+0,1 % (44,34+0,05 milj. kr)	+0,6 % (46,35+0,27 milj. kr)
27 år	+0,1 % (40,24+0,04 miljarder kr)	+0,7 % (41,75+0,31 milj. kr)	+1,3 % (43,24+0,58 milj. kr)
32 år	+0,7 % (38,18+0,25 miljarder kr)	+1,5 % (39,16+0,57 milj. kr)	+2,2 % (40,13+0,89 milj. kr)

Källa: Ei

Resultatet i Tabell 12 visar den procentuella förändringen av intäktsramen om avskrivningstiden skulle öka från 40 till 45 år, givet att respektive antagande om ålder och kalkylränta hålls konstanta. Inom parentes anges de totala intäktsramarna per år för respektive kombination av antaganden när avskrivningstiden är 40 år och hur mycket den förändras när avskrivningstiden höjs. Tabellen visar t.ex. att vid en medelålder på 27 år och en kalkylränta på 5 procent kommer intäktsramen kortsiktigt att öka från 41,75 till 42,06 miljarder kronor per år. Det är en ökning med 0,7 procent. Utifrån antagandet att medelåldern på nätet höjs med 2,5 år¹⁵³, blir det totalt sett istället en sänkning med cirka 2 procent¹⁵⁴.

Samtliga kombinationer av antaganden, förutom ett, ger en något högre total intäktsram vid en genomsnittlig höjning av avskrivningstiden med fem år, om alla övriga parametrar hålls konstanta. Det är dock viktigt att vara medveten om att hänsyn inte har tagits till potentiellt ändrade reinvesteringsmönster, som en följd av ändrade avskrivningstider. Längre avskrivningstider ger längre investeringscykler, vilket på sikt ger lägre årliga kostnader för kundkollektivet. Värt att notera är att exemplen är valda för att ligga nära nuvarande kalkylräntenivåer, både den Ei har föreslagit och den nätföretagen yrkar på. Om Ei:s förslag om kalkylränta hade tillämpats redan nu, hade kalkylräntan med hög sannolikhet legat under 4 procent (se avsnitt 2.12.4). Därmed är det inte uteslutet att de nya avskrivningstiderna ger en nära oförändrad eller till och med en något sänkt intäktsram redan när de börjar tillämpas.

¹⁵³ Jämför nät med anläggningar som har nått halva sin avskrivningstid, dvs. 45/2 år vs. 40/2 år.

¹⁵⁴ Om avskrivningstiden är 45 år blir intäktsramen 42,06 miljarder (medelåldern 27 år) och 39,73 år (medelålder är 32 år). En medelålder på 29,5 år borde då ge en intäktsram på $(42,06+39,73)/2 = 40,895$ miljarder. Jämfört med 41,75 miljarder innebär det en sänkning med 0,855 miljarder (cirka -2 procent).

Resultatet visar tydligt att avskrivningstidens påverkan på den totala intäktsramen beror på både kalkylräntan och anläggningarnas medelålder. Både kalkylränta och medelåldern på anläggningarna varierar dock över tid. Även om det inte är möjligt att analysera exakt hur förändringen i avskrivningstid slår, så handlar det om relativt små kortsiktiga procentuella förändringar; mellan -0,4 procent och + 2,2 procent för de olika antaganden som analyserats. Procenten beräknas dock på nät med olika antaganden och i absoluta tal blir variationen mellan -0,2 och +0,9 miljarder kronor för de nio olika antaganden som analyserats. Om Ei skulle anta att medelåldern på nätet höjs med cirka 2,5 år, skulle den totala intäktsramen sjunka i alla nio fall, vilket relaterar till den långsiktiga effekten.

Tabell 9 sammanfattar resultat från en analys där den långsiktiga effekten undersökts ytterligare. Analysen tar sin utgångspunkt från det totala nuanskaffningsvärdet för anläggningar i lokal- och regionnät som uppgår till 400 miljarder kronor i 2014 års prisnivå. Ei har antagit en kalkylränta på 5 procent och beräknat kapitalkostnader utifrån avskrivningstider på 40 respektive 45 år. Ei har även beräknat kapitalkostnader utifrån antagandet om att avskrivningstiden är 40 år under de första 24 åren och att den därefter höjs till 45 år.

Tabell 13 Kapitalkostnadsersättning utifrån olika avskrivningstider i miljarder kr för alla lokal- och regionnät

	Kapitalkostnadsersättning under avskrivningstiden [miljarder kr]		Differens mot 45-årig avskrivningstid [miljarder kr]	
	Totalt	Genomsnitt per år	Totalt	Genomsnitt/år
40-årig avskrivningstid enligt dagens reglering	790	19,75	-50 (-6,0 %)	+1,08 (+5,8 %)
45-årig avskrivningstid	840	18,67	-	-
40-årig avskrivningstid år 1–24 och 45-årig avskrivningstid år 24–45	850	18,89	+10 (+1,2 %)	+0,22 (+1,2 %)

Källa: Ei

Tabell 13 visar att det utifrån kundens perspektiv är mest fördelaktigt med en längre avskrivningstid, oavsett om avskrivningstiden höjs för en befintlig anläggning eller om anläggningen haft den längre avskrivningen under hela reinvesteringscykeln. Skillnaden i kapitalkostnader per år mellan att ha en avskrivningstid på 40 år och 45 år blir 1,08 miljarder kronor¹⁵⁵ (5,8 procent högre kostnad för alternativet med 40 år). Det finns cirka 5,4 miljoner uttagpunkter i de svenska lokal- och regionnäten (exklusive inmatnings- och gränspunkter), vilket ger en genomsnittlig kostnadsänkning på cirka 200 kronor¹⁵⁶ per kund och år. Detta visar att den årliga kapitalkostnaden blir lägre med en längre avskrivningstid under förutsättning att den längre avskrivningstiden ligger närmare den ekonomiska livslängden jämfört med idag och att den regulatoriska avskrivningstiden påverkar nätföretagens beteenden.

¹⁵⁵ 19,75–18,67 = 1,08 miljarder kr/år.

¹⁵⁶ 19,75–18,67=1,08 miljarder kronor delat på 5,4 miljoner kunder=200 kronor.

I Tabell 13 finns två exempel på kapitalkostnadsersättning med 45-årig avskrivningstid. Skillnaden i kapitalkostnad är 10 miljarder kronor¹⁵⁷ (1,2 procent) totalt under reinvesteringscykeln på 45 år. En skillnad i intäktsramarna med 10 miljarder innebär avrundat 0,22 miljarder kronor¹⁵⁸ per år, vilket i genomsnitt motsvarar cirka 41 kronor¹⁵⁹ mer per kund och år. Anledningen är att det sker en övergångseffekt när avskrivningstiden ändras för en befintlig anläggning. När 24 år har gått har anläggningen skrivits av med 60 procent (24 år / 40 år). Om avskrivningstiden höjs till 45 år ändras andelen som blivit avskriven till 53,3 procent (24 år / 45 år). En del av värdet som har skrivits av kommer således skrivas av en gång till vilket förklarar kostnadsskillnaden.

Det är dock problematiskt att beakta tiden innan 2016 då en annuitetsmetod tillämpades. Om vi istället bara beaktar tiden då linjär avskrivningsmetod tillämpats blir utfallet istället följande. Om en anläggning har haft en avskrivningstid på i genomsnitt 40 år under 2016–2019, så kommer 10 procent av dess värde att ha skrivits av under dessa fyra år. Om avskrivningstiden istället hade varit i genomsnitt 45 år hade cirka 8,9 procent av dess värde skrivits av under samma period (4 år / 45 år). Differensen är således cirka 1,1 procent, vilket med en avskrivningstid på 45 år motsvarar cirka ett halvårs avskrivningstid. I teorin innebär det att ett halvår som redan har skrivits av inte längre regulatoriskt räknas som om det är avskrivet. I Tabell 13 konstaterades att en anläggning som har haft en 40-årig avskrivningstid under sina 24 första år, ger en övergångseffekt på cirka 41 kronor per kund och år när avskrivningstiden höjs till 45 år. Skulle endast fyra av dessa år räknas skulle kostnaden bli sju kronor per kund och år¹⁶⁰. Ei kan konstatera att det ekonomiska värdet för kunderna med att införa de nya avskrivningstiderna överstiger övergångseffektens ekonomiska påverkan.

Sammantaget anser Ei inte att det är motiverat att införa en övergångsregel på grund av den identifierade övergångseffekten. Övergångseffekterna är enligt Ei:s analyser blygsamma och en övergångsregel skulle riskera att skjuta upp de positiva effekterna av mer korrekta avskrivningstider eller medföra andra nackdelar.

Även med fler anläggningskategorier och med avskrivningstider som bättre speglar de genomsnittliga ekonomiska livstiderna, kommer det alltid finnas individuell variation inom samma anläggningskategori. Fler saker gör att anläggningar inom samma anläggningskategori inte alltid har en identisk ekonomisk livslängd, exempelvis olika klimat och olika geografiska förutsättningar samt olika användning. Dessutom kan vissa så kallade smarta lösningar potentiellt påverka den ekonomiska livslängden. Denna oönskade variation mellan regulatorisk avskrivningstid och ekonomisk livslängd, i kombination med den ekonomiska fördelen för kunden med förlängd nyttjandetid av befintliga anläggningar, gör det relevant att utreda en fortsatt tillämnning av en revideringskomponent.

¹⁵⁷ 850–840=10 miljarder kronor.

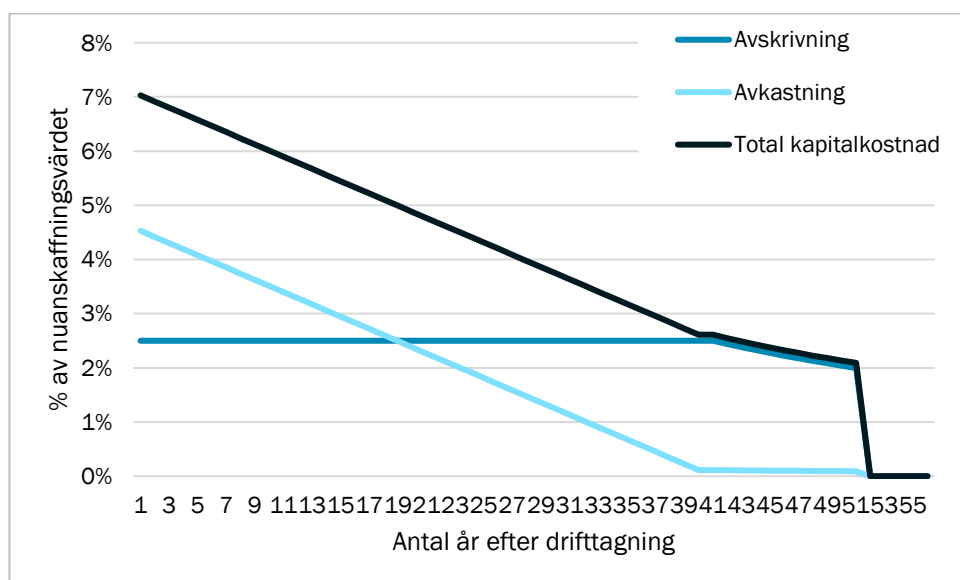
¹⁵⁸ 10 miljarder kronor/45 år=0,22 miljarder kronor.

¹⁵⁹ 0,22 miljarder/5,4 miljoner kunder=41 kronor.

¹⁶⁰ (4/24)*41 kronor.

Ei föreslår att en revideringskomponenten på 25 procent av avskrivningstiden ska fortsätta tillämpas för samtliga anläggningskategorier. Figur 18 visar ett exempel på en anläggning med regulatorisk avskrivningstid på 40 år, med en revideringskomponent på 10 år. Både idag och i Ei:s förslag finns det anläggningskategorier som har denna avskrivningstid och revideringskomponent. Figuren visar tydligt att det främst är avskrivningsdelen som ger en viss kapitalkostnad efter att den regulatoriska avskrivningstiden löpt ut. Om anläggningen i exemplet behålls i 50 år, kommer cirka 11 procent av den totala ackumulerade kapitalkostnaden härröra från de tio extra åren. Detta ska jämföras mot dels dyrare drift-, underhålls- och avbrottskostnader, dels hur mycket kapitalkostnaderna ökar vid en reinvestering. Revideringskomponenten ger företagen en förhållandevis liten extra kompensation jämfört med alternativet att företaget utrangerar anläggningar som inte nått sin verkliga ekonomiska livslängd. Om en reinvestering till exempel görs efter 40 år tredubblas nästan kapitalkostnaderna mellan år 40 och 41.

Figur 18 Kapitalkostnader för en investering som funktion av anläggningens ålder



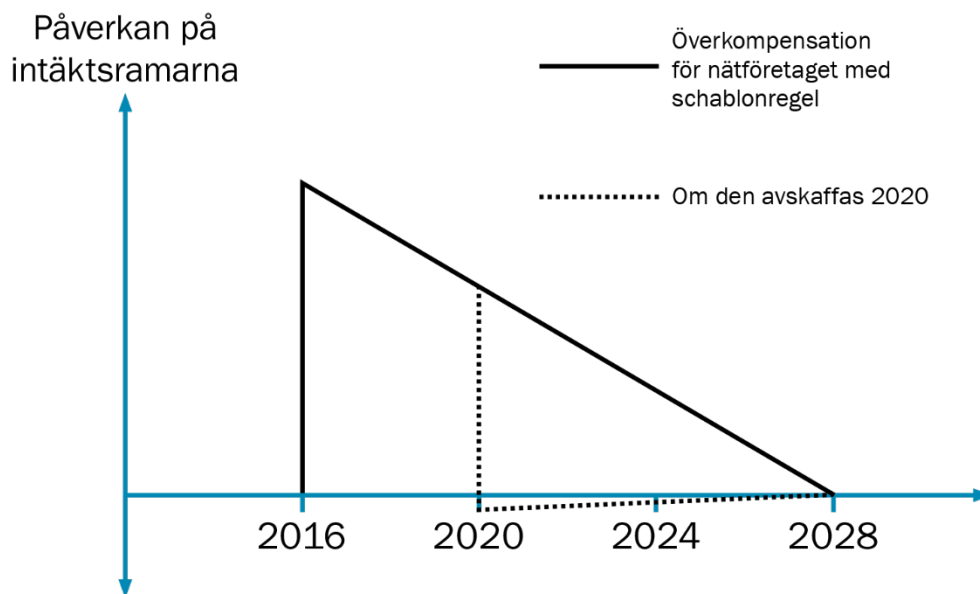
Källa: Ei

Utifrån genomförd analys går det att konstatera att revideringskomponenten ger företagen en förhållandevis liten extra kompensation jämfört med alternativet att företaget utrangerar anläggningar som inte har nått sin verkliga ekonomiska livslängd. En revideringskomponent ger således lägst kostnad för kundkollektivet när dessa två kostnader ställs mot varandra.

Ei föreslår att 38-årsregeln avvecklas. Regeln innebär att anläggningar ska anses vara 38 år vid utgången av år 2015 om anläggningstillgången då var äldre än 38 år eller om ålderssuppgifter saknas (12 § intäktsramsförordningen). I *Kompletterande konsekvensanalys till Ei:s rapport Bättre och tydligare reglering av elnätsföretagens intäktsramar* (Ei R2014:09) skriver regeringen att införandet av 38-årsregeln skapar en mjukare övergång till en real linjär metod från annuitetsmetoden där ersättningen var konstant oavsett ålder på nätet. Totalt har cirka 30 procent av anläggningarna värderats enligt denna regel för tillsynsperioden 2016–2019.

I och med att vissa anläggningar får en avskrivningstid på 50 år, skulle det vara orimligt att behålla nuvarande regel som den är. Alternativet står således mellan att anpassa regeln till nya förutsättningar eller att ta bort den helt.

Figur 19 Schematisk bild av schablonregeln för perioden 2016–2028, i jämförelse med att regeln avskaffas efter 2016–2019



Källa: Ei

Figur 19 visar översiktligt hur en schablonregel för ålder (heldragen linje) och alternativet att den tas bort från 2020 (streckad linje) över- eller underkompenserar nätföretagen. Den ekonomiska påverkan var störst i början när den infördes och minskar sedan successivt ner mot noll 2028. Eftersom anläggningar som berörs av regeln ofta är betydligt äldre och ibland helt avskrivna ger regeln en signifikant överkompensation som får till konsekvens att kunderna betalar för mer än vad nätet är värt. Om regeln tas bort från 2020 kommer nätföretagen få rätt ersättning för alla anläggningar de kan ta fram en exakt ålder för. För övriga anläggningar finns det alternativa sätt att ålderssuppskatta vilket kan ge en mindre underkompensation i vissa fall, men som storleksmässigt är betydligt lägre än den överkompensation på cirka 5 miljarder kr¹⁶¹ som nätföretagen redan har fått 2016–2019. Oavsett om 38-årsregeln tas bort eller inte från 2020, kommer nätföretagen ha fått en signifikant överkompensation totalt sett om alla över- och underkompensationer för åren 2016–2027 summeras.

9.4.3 Förslag om att inkludera avbrott från och med tolv timmar

Förslaget innebär att reglerna om den individuella kundavbrottsersättningen kommer vara helt oförändrad, det vill säga att utbetalningen för avbrott från och med 12 timmar betalas ut till kund på samma sätt som tidigare. Endast regler som potentiellt kollektivt påverkar kunderna i en redovisningsenhet ändras. Frågan om att ett och samma avbrott kan påverka två olika regelverk, har ingen direkt

¹⁶¹ Vid följande antaganden: Medelåldern är 24,5 med nuvarande regelverk och 27,4 med antagandet att 95 % av anläggningarna som är 38 år (29 %) är 50 år, en real kalkylränta före skatt på 4,56 %, prognostiserade löpande opåverkbara och påverkbara kostnader antas vara oförändrade, genomsnittlig kapitalbas har ett NUAV på 407 miljarder kr i 2014 års prisnivå, att alla anläggningar antas ha en avskrivningstid på 40 år samt att eventuell effekt av revideringskomponenten bortses från.

påverkan på kunderna och tas upp i konsekvensanalysen för lokal- och regionnät-företag, se avsnitt 9.5.3.

Kunderna får lättare att förstå incitamenten för nätföretagen om de blir mer tydliga och logiska. Ett starkare incitament för nätföretagen att minska riktigt långa avbrott leder till högre leveranssäkerhet med viss risk för marginellt ökade kapital-kostnader. På det hela taget kommer ändringsförslaget dock endast ge liten påverkan på nätföretagens incitament. Individuell kundavbrottsersättning ska även fortsättningsvis, precis som det är idag, bekostas helt av nätföretaget och inte av kundkollektivet.

Cirka två procent av alla elnätskunder i Sverige drabbades under 2015 av ett eller flera avbrott på minst 12 timmar med ganska stor variation mellan olika kund-grupper. Statistik på detta visas i Tabell 14. Under samma år var den direkta kostnaden för alla elavbrott i Sverige 986 miljoner kr om de avbrottskostnads-parametrar som används i intäktsramsreglering antas. Beräkningen redovisas i vår senaste leveranssäkerhetsrapport¹⁶². Av den totala avbrottskostnaden berodde 114 miljoner kr på oaviserade avbrott från 12 timmar, där beräkningen redovisas i Tabell 15. Om dessa avbrott inkluderas skulle den totala avbrottskostnaden som är indata till kvalitetsfunktionen i regleringen öka från 872 till 986 miljoner kr (en ökning med cirka 13 procent). Eftersom denna relativt lilla ökning både påverkar utfall och normnivåer blir medelkonsekvensen ungefär noll kr på tariffnivåerna, även om konsekvensen kommer skilja mellan enskilda nät.

Tabell 14 Statistik om avbrott ≥ 12 timmar under 2015 per kundgrupp

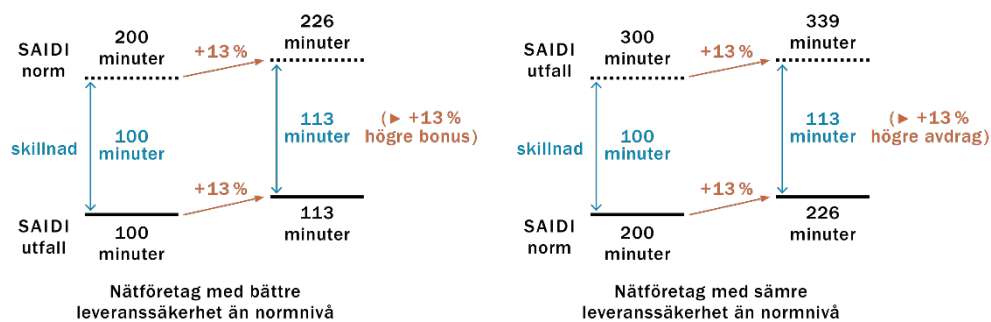
Kundgrupp	Antal kunder	Andel med minst ett avbrott ≥ 12 timmar	Antal avbrott ≥ 12 timmar
Handel och tjänster	448 838	1,0 %	5 202
Hushåll	4 688 286	2,1 %	111 510
Industri	97 013	1,5 %	1 636
Jordbruk	43 353	9,9 %	5 148
Offentlig verksamhet	132 013	1,5 %	2 157
Summa	5 409 503	2,0 %	125 653

Tabell 15 Avbrottsindikatorer och avbrottskostnader för avbrott ≥ 12 timmar under 2015 per kundgrupp

Kundgrupp	Icke-levererad effekt avbrott ≥ 12 h [kW]	Icke-levererad energi avbrott ≥ 12 h [kWh]	[Kr/kW]	[Kr/ kWh]	Kostnad [tusen kr]
Handel/tjänster	23 502	445 985	62	148	67 463
Hushåll	114 411	2 670 801	1	2	5 456
Industri	10 231	295 940	23	71	21 247
Jordbruk	14 999	338 529	8	44	15 015
Offentlig v.	6 680	132 963	5	39	5 219
Summa	169 823	3 884 217			114 400

¹⁶² Leveranssäkerhet i Sveriges elnät 2015 Ei R2016:17, http://ei.se/Documents/Publikationer/rapporter_och_pm/Rapporter%202016/Ei_R2016_17.pdf

Figur 20 Exempel på konsekvens av att öka avbrottskostnaderna med 13 %



Figur 20 illustrerar ett exempel där ett nätföretag, för en av sina kundgrupper, har en norm på 200 minuter för SAIDI oaviserade avbrott. I bilden till vänster antas nätföretaget få ett utfall bättre än normen (100 minuter) och således en kvalitetsbonus och i bilden till höger ett utfall sämre än normen (300 minuter) och således ett kvalitetsavdrag. I båda fallen är skillnaden mellan norm och utfall 100 minuter (med olika tecken). Om avbrott från 12 timmar inkluderas antas här att både normnivå och utfall ökar med 13 procent. Konsekvensen blir att skillnaden mellan norm och utfall också ökar med 13 procent. Detta leder till att utfallen i kvalitetsfunktionen i genomsnitt ökar eller minskar med 13 procent åt båda hållen, det vill säga för både bonus och avdrag.

Totalt handlar det om en liten del av intäktsramen. Om elnätsföretaget till exempel får en kvalitetsbonus på 2 procent av intäktsramen, innebär en 13 procent starkare funktion att bonusen istället blir 2,26 procent av intäktsramen, det vill säga en skillnad med 0,26 procent av det aktuella nätföretagets intäktsram. Nät med relativt få avbrott över 12 timmar kommer dessutom att få en norm som procentuellt ökar mer än utfallet och nät med relativt många sådana avbrott får ett utfall som procentuellt ökar mer än normen. Konsekvensen av både den genomsnittliga förstärkningen av incitamentet på cirka 13 procent och den individuella påverkan (som beror på det den enskilda redovisningsenhetens avbrott på minst 12 timmar) begränsas dock alltid av att det finns ett tak och ett golv på incitamentsfunktionen (se avsnitt 5.1).

9.4.4 Förslag om ändrade regler för fastställande av intäktsram

De föreslagna reglerna innebär bland annat att förhandsregleringen förstärks och att intäktsramarna blir mer förutsägbara. Genom att 5 kap. 15 § ellagen föreslås tas bort kommer inte intäktsramar kunna ändras med stöd av ett senare domstolsavgörande för ett annat nätföretag. Det kommer också tydligt framgå att omprövningen efter tillsynsperioden ska baseras på det lagakraftvunna beslutet för ett enskilt nätföretag och inte på utfallet i en överklagandeprocess för något annat nätföretag.

Förslagen om ändrade regler avseende avvikelser från intäktsramen innebär att kunderna inte kommer att få ta del av ett eventuellt överdebiteringstillägg. Detta har tidigare minskat intäktsramen för den påföljande tillsynsperioden men med Ei:s förslag ska detta ersättas med en sanktionsavgift som går till staten. Till skillnad mot överdebiteringstillägget kommer sanktionsavgiften att innebära en reell betalningsförpliktelse för nätföretaget. Detta kommer då komma kunderna till nytta genom att färre företag kommer låta avgifterna överskrida intäktsramen.

9.5 Konsekvenser för lokal- och regionnätstföretag

9.5.1 Förslag om författningsreglerad avkastning

Det föreslagna regelverket kommer att leda till tydligare regler avseende nätstföretagens avkastning och spegla den risk som finns i branschen. Förslaget innebär att kalkylräntan kommer att följa marknadsräntans utveckling.

Delparametern riskfri ränta ska följa marknadsens utveckling för tioåriga svenska statsobligationer, vilket medför att elnätstföretagen genom tillgänglig marknadsinformation kan göra egna prognoser över utvecklingen av den riskfria räntan.

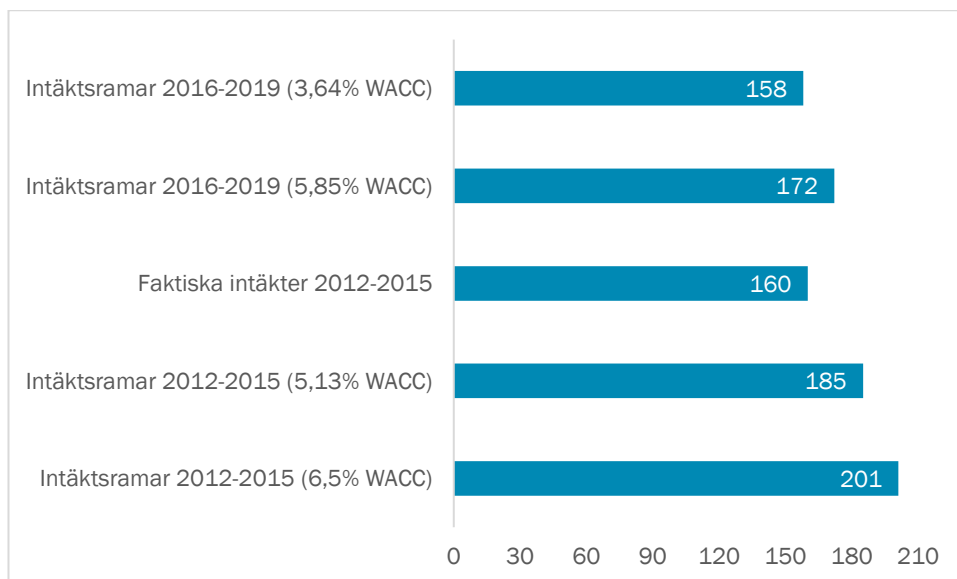
En konsekvens av regelverket är att det kan bli vissa fluktuationer av kalkylräntan och intäktsramarna mellan tillsynsperioder beroende på ränteläget, vilket är nödvändigt för att ge samhällsekonomiskt korrekta incitament i regleringen. Det innebär samtidigt att elnätstföretagen inte blir systematiskt överkompenserade i förhållande till verkliga och observerbara kapitalkostnader för företag med motsvarande risknivå på de öppna kapitalmarknaderna.

Bedömningen är vidare att förändringen inte medför något egentligt merarbete för elnätstföretagen, då de i huvudsak antas arbeta på ett marknadsmässigt sätt redan i dag. Det blir fortsatt viktigt för elnätstföretagen att jobba mer aktivt med låneportföljen då det "extra" intäktsutrymme reduceras. Samtidigt innebär valet av tioåriga statsobligationer som underliggande tillgång för estimering av den riskfria räntan att ett långsiktigt finanseringsperspektiv kan tillämpas. För företag som har bundit sin finansiering kan det bli konsekvenser exempelvis genom att den bundna räntan inte följer de aktuella förhållanden på kapitalmarknaden som Ei:s förslag till författningsreglering av avkastning innebär.

Förslaget antas även leda till färre och mindre omfattande domstolsprocesser, vilket i sin tur leder till minskade processuella kostnader i form av tidsåtgång och konsultarvode för elnätstföretagen. En grov uppskattning av företagens samlade processkostnader är att utgå ifrån att de har samma kostnader som Ei, eftersom de utgör motparten i samma processer. Ei har ett årligt budgetanslag för domstolsprocesser på 3 000 tkr, där uppskattningsvis 70 procent av domstolsprocesserna rör kalkylräntan. En försiktig uppskattning är att förslaget skulle medföra 25 procent lägre kostnader för domstolsprocesser rörande kalkylräntan. Det motsvarar totalt 525 tkr per år ($3\,000 \text{ tkr} * 70\% * 25\%$). Skillnaden mot Ei:s kostnader för domstolsprocesser är att företagen är många som är med och delar på kostnaderna för processerna. Utgår vi från att företagens insatser speglar dess marknadsandelar, där de tre största företagen utgör cirka 60 procent av marknaden, innebär det att de tre företagen tillsammans sparar 315 tkr per år. Resterande elnätstföretag sparar därmed totalt 210 tkr per år. Kostnaden för domstolsprocesser skiljer sig dock mellan olika elnätstföretag.

För att ge en illustration över hur Ei:s förslag till författningsreglerad avkastning skulle kunna påverka elnätstföretagens samlade intäktsramar (lokal- och regionnät) har Ei tagit fram ett beräkningsexempel. Exemplet framgår av Figur 21.

Figur 21 Lokal- och regionnäts samlade intäktsramar för tillsynsperioderna 2012–2015 och 2016–2019 med olika kalkylräntor samt faktiska intäkter under 2012–2015 (miljarder kr i 2014 års prisnivå)



Källa: Ei

För tillsynsperioden 2012–2015 utgår exemplet från de slutgiltiga och sammanlagda intäktsramarna för perioden där kalkylräntan slutligen fastställdes i domstol till 6,5 procent. De totala intäktsramarna för denna period blev då cirka 201 miljarder kr i 2014 års prisnivå. Om Ei:s förslag till författningsreglering i stället hade tillämpats för denna period hade kalkylräntan blivit 5,13 procent¹⁶³. De totala intäktsramarna hade då beräknats till cirka 185 miljarder kr i 2014 års prisnivå. Det hade i sin tur inneburit att de sammanlagda outnyttjade intäktsramarna hade ändrats från 41¹⁶⁴ till 25¹⁶⁵ miljarder kr i 2014 års prisnivå.

För tillsynsperioden 2016–2019 utgår exemplet från de sammanlagda besluten om intäktsramar där kalkylräntan har fastställts av Förvaltningsrätten i Linköping till 5,85 procent. De totala intäktsramarna för denna period är då cirka 172 miljarder kr i 2014 års prisnivå. Om Ei:s förslag till författningsreglering i stället hade tillämpats för denna period hade kalkylräntan blivit 3,64 procent¹⁶⁶. De totala intäktsramarna hade då beräknats till cirka 158 miljarder kr i 2014 års prisnivå. Skillnaden mellan dessa sammanlagda beslut om intäktsramar är 14 miljarder kr¹⁶⁷ i 2014 års prisnivå. Detta innebär även att de sammanlagda besluten om intäktsramar för 2016–2019 med en kalkylränta på 3,64 procent (158 miljarder kr) ungefär överensstämmer med de faktiska intäkter som elnätsföretagen har tagit ut under åren 2012–2015 (160 miljarder kr i 2014 års prisnivå).

¹⁶³ Se avsnitt 9.4.1 för mer information om vilka ändringar som har gjorts och anledningen för en ändring från 6,5 till 5,13 procent.

¹⁶⁴ Slutliga intäktsramar för 2012–2015 med 6,5 procent kalkylränta (201 miljarder kr) subtraherat med faktiska intäkter under 2012–2015 (160 miljarder kr) är 41 miljarder kr.

¹⁶⁵ Slutgiltiga intäktsramar för 2012–2015 med 5,13 procent kalkylränta (185 miljarder kr) subtraherat med faktiska intäkter under 2012–2015 (160 miljarder kr) är 25 miljarder kr.

¹⁶⁶ Se avsnitt 9.4.1 för mer information om vilka ändringar som föranleder justering av kalkylräntan från 5,85 till 3,64 procent.

¹⁶⁷ 172 miljarder kr subtraherat med 158 miljarder kr är 14 miljarder kr.

Det ska dock noteras att det faktiska utfallet för exempelvis den riskfria räntan under 2016–2019 inte är känt när denna utredning presenteras och att detta kan komma att påverka resultatet. Dessutom visar exemplet endast utfallet över två tillsynsperioder och det går därför inte att med säkerhet att påvisa att det även i framtiden kommer att vara denna skillnad. I avsnitt 9.4.1 har dock Ei genomfört ett försök till kvantifiering på längre sikt. Det exempel som avses visar skillnaden i nivån på intäktsramar över sju framtida tillsynsperioder mellan Ei:s förslag till författningsreglerad avkastning och de principer som fastslogs av förvaltningsrätten för tillsynsperioden 2016–2019.

9.5.2 Förslag om differentierade avskrivningstider inklusive angränsande regelverk

Se konsekvensanalys för kunderna; till stora delar samma resonemang gäller för elnätsföretagen. Utöver vad som framkommit under analysen av konsekvenserna för kunderna kan följande tilläggas.

Konsekvensen av mer differentierade avskrivningstider förväntas kortsiktigt inte ge varken signifikant ökade eller minskade intäktsramar i genomsnitt. Investeringsincitamenten för nätföretagen förväntas dock bli samhällsekonomiskt mer korrekta med ökad chans för innovativa lösningar med mer differentierade avskrivningstider och genom att 38-årsregeln avskaffas. Genom att behålla en revideringskomponent ges en fortsatt flexibilitet för nätföretagen att kunna ha en jämnare reinvesteringstakt över tid. Vidare kan även tilläggas att eventuella långsiktiga sänkningar av intäktsramarna inte är på bekostnad av nätföretagens vinst, utan snarare beror på en ökad effektivitet i investeringsbesluten. Detta leder till lägre kostnader vilket även kan komma kunderna till del.

Inför nuvarande reglerperiod 2016–2019 behövde elnätsföretagen göra en engångsinsats när det gäller att ta reda på anläggningars åldrar och i samband med detta uppdatera IT-system. I konsekvensanalysen som då gjordes¹⁶⁸, uppskattade Ei att den administrativa kostnaden för åldersbedömningen skulle uppgå till 15,5 miljoner kr, exklusive kostnaden för uppdatering av IT-system. Justerat för dagens lönenivåer bli denna kostnad ca 17,3 miljoner kronor¹⁶⁹. Om 38-årsregeln tas bort, kan en ny administrativ engångskostnad tillkomma för vissa nätföretag beroende på om de fortfarande har anläggningar som inte är åldersbestämda och införda i IT-systemen samt beroende på hur väldokumenterade dessa återstående anläggningar är. Maximalt ca 29 procent av anläggningarna har idag en okänd ålder, vilket bygger på den andel som åldersbestäms enligt 38-årsregeln (se avsnitt 3.4). Detta antagande skulle ge en administrativ engångskostnad på ca 7,1 miljoner kronor¹⁷⁰.

Även om det skulle vara svårt att bedöma åldern för de anläggningar som återstår, är 7,1 miljoner kronor troligtvis en uppskattning i överkant. En del av de anläggningar som åldersbestäms enligt 38-årsregeln har tagits ur drift till 2020 och för många av de återstående anläggningarna har nätföretagen troligen redan tagit

¹⁶⁸ Ei R2014:09

¹⁶⁹ Förra beräkningen baserades på en genomsnittslön för en privat tjänsteman som då var 36 210 kr per månad. I den senaste statistiken från SCB (juli 2017) är motsvarande genomsnittslön 40 513 kronor/månad. En uppräkningsfaktor ger således 15,5 miljoner kronor $\cdot (40\,513/36\,210) \approx 17,3$ miljoner kronor.

¹⁷⁰ Om det kostade 15,5 miljoner kr att åldersbestämma 71 procent, så kostar det $(17,3/0,71)$ miljoner kr att åldersbestämma 100 procent om varje anläggning i genomsnitt är lika kostsam att åldersbestämma. I sådana fall blir kostnaden att åldersbestämma resterande 29 procent $0,29 \cdot (17,3/0,71) \approx 7,1$ miljoner kr.

fram en ålder. Dessutom kanske de i vissa fall vet att en anläggning är äldre än avskrivningstiden plus revideringskomponent, vilket gör att den inte kräver någon arbetsinsats. Det finns fortfarande förenklade regler för åldersbestämning i de fall det finns ungefärlig kunskap om när en anläggning togs i drift.

9.5.3 Förslag om att inkludera avbrott från och med tolv timmar

Se även konsekvensanalys för kunderna; till stora delar samma resonemang gäller för nätföretagen. Utöver vad som framkommit under analysen av konsekvenserna för kunderna kan följande tilläggas. Drygt hälften av alla redovisningsenheter hade ett eller flera avbrott på minst 12 timmar under 2015. Statistik och kostnad kring dessa redovisas i konsekvensanalysen för kunderna, se Tabell 14 och Tabell 15. Såsom visas där ökar den totala avbrottskostnaden som hanteras av regleringen med drygt 13 procent (cirka 114 miljoner kr för hela Sverige).

Med föreslagen förändring kommer både normnivåer och leverenssäkerhetsindikatorer att öka när avbrott från och med 12 timmar räknas med i kvalitetsregleringen. Förändringen leder således varken till högre eller lägre intäktsramar i genomsnitt. Konsekvensen blir att nätföretag som lyckats bättre med att reducera dessa avbrott än genomsnittet får en liten extra bonus för det, medan nätföretag som är sämre än genomsnittet får ett något sämre utfall. En annan konsekvens blir att incitamentsfunktionen blir cirka 13 procent starkare (se exemplet i konsekvensanalysen för kunderna som illustreras i Figur 20). Totalt handlar det om en liten del av intäktsramen. Om elnätsföretaget till exempel får en kvalitetsbonus på 2 procent av intäktsramen, innebär en 13 procent starkare funktion att bonusen istället blir 2,26 procent av intäktsramen, det vill säga en skillnad med 0,26 procent av det aktuella nätföretagets intäktsram. I de fall nätföretag får ett maximalt avdrag eller en maximal bonus på fem procent av intäktsramen, kommer denna effekt inte ha någon påverkan alls.

Incitamentsfunktionen tar hänsyn till kundtätthet, dvs. beaktar att glesbygdsnät inte har samma förutsättningar som tätortsnät, vilket bidrar till att förslaget tar hänsyn till nätens olika förutsättningar. Nätföretagen får också mer korrekta och logiska incitament (se mer i avsnitt 5.4.2).

Det har från branschen kommit synpunkter på att regeländringen innebär att avbrott från 12 timmar blir indata till två olika regelverk, nämligen både individuell kundavbrottsersättning och incitamentsfunktionen i intäktsramsregleringen (kvalitetsregleringen). Kvalitetsregleringen kan jämföras med att simulera en konkurrensutsatt marknad, det vill säga att den ska kompensera för de marknadsmisslyckanden monopolsituationen ger upphov till. Ett elnätsföretag med högre kvalitet i förhållande till sina omkostnader får en högre vinst jämfört med ett elnätsföretag som presterar sämre. Att inkludera avbrott över 12 timmar i bedömningen av kvaliteten i nätföretagets sätt att bedriva verksamheten är således inte ett straff eller en form av sanktion för nätföretaget. Istället utgör kvalitetsjusteringen ett rimligt incitament för nätföretagen att prestera bättre och justeringen ingår endast som en del i beräkningen av intäktsramen. När det gäller skadestånd eller sanktionsavgifter har företag på en konkurrensutsatt marknad inte utrymme att höja priserna till slutkund för att kompensera för sådana extrakostnader (motsvarar i elnätsregleringen att höja intäktsramen). Att ett konkurrensutsatt företag får lägre eller högre intäkter på grund av den generella

kvalitetsnivån och att de samtidigt kan få betala individuella ersättningar på grund av lagstadgade sanktionsregler för väldigt stora enskilda kvalitetsbrister är inget konstigt. Sammantaget ser Ei inte förslaget som problematiskt utifrån inkomna synpunkter om att dessa avbrott är indata till olika regelverk.

9.5.4 Förslag om ändrade regler för fastställande av intäktsram

Förslagen avseende förseningsavgifter innebär starkare incitament för nätföretagen att lämna in uppgifter för fastställande av intäktsram i tid. Enligt det nu gällande regelverket kan nätföretagen lämna in uppgifter för sent utan att omedelbart drabbas av någon sanktion eftersom det i praktiken tar några månader innan vitesföreläggandet börjar gälla. Antalet nätföretag som kommer drabbas av förseningsavgift blir antagligen få. När det gäller inlämnande av nätföretagens årsrapporter är Ei:s erfarenheter goda avseende att använda förseningsavgifter. Det är endast några enstaka företag som har behövt betala förseningsavgifter per år. Baserat på att det var tio företag som inte lämnade in underlag i tid inför tillsynsperioden 2016–2019 så skulle förseningsavgifterna uppgå till maximalt 1 000 tkr.

Omprövningsreglerna blir med Ei:s förslag tydligare för nätföretagen. Detta gör att hela processen kring fastställande, överklagande och omprövning av intäktsram blir enklare för nätföretagen. Det innebär dock också att de inte har samma möjligheter att få intäktsramen ändrad om de inte själva överklagar ett beslut. Det kommer med all sannolikhet innebära att fler företag överklagar Ei:s beslut om intäktsram. De flesta nätföretagen använder dock redan samma ombud i överklagandeprocessen vilket torde leda till att nätföretagen inte behöver ta samma kostnad som om varje företag använder ett eget ombud för sin process.

Reglerna avseende hur avvikelser från intäktsramen ska hanteras mellan tillsynsperioderna blir tydligare med Ei:s förslag. Sanktionsavgiftens maxbelopp är betydligt högre än det nuvarande överdebiteringstillägget och detta gör att nätföretagen ges starkare incitament att inte överskrida intäktsramen. För tillsynsperioden 2012–2015 var det sju nätföretag som tog ut intäkter som översteg intäktsramen upp till fem procent och åtta företag vars intäkter översteg intäktsramen med mer än fem procent. De totala överdebiteringstilläggen uppgick för tillsynsperioden 2012–2015 till 10 766 tkr i 2014 års prisnivå. En tillämpning med Ei:s förslag om sanktionsavgift skulle istället uppgå till 17 337 tkr.

9.6 Konsekvenser för Svenska kraftnät

9.6.1 Förslag om författningsreglerad avkastning

Samma konsekvenser som lokal- och regionnätsföretagen, se avsnitt 9.5.1.

9.6.2 Förslag om differentierade avskrivningstider inklusive angränsande regelverk

Samma konsekvenser som för lokal- och regionnätsföretagen, se avsnitt 9.5.2.

9.6.3 Förslag om att inkludera avbrott från och med tolv timmar

Ingen eller försumbar påverkan.

9.6.4 Förslag om ändrade regler för fastställande av intäktsram

Samma konsekvenser som för lokal- och regionnätstföretagen, se avsnitt 9.5.4.

9.7 Konsekvenser för Energimarknadsinspektionen

9.7.1 Förslag om författningsreglerad avkastning

Förslagen kommer att leda till ett tydligare regelverk vilket underlättar för alla aktörer.

Förslaget kommer att leda till färre och mindre omfattande domstolsprocesser, vilket kan leda till minskade kostnader för domstolsprocesser för Ei. Domstolsprocesserna är i dagsläget både omfattande och resurskrävande. Under de senaste åren har Ei:s budgetanslag för domstolsprocesser varit 3 000 tkr per år. Detta motsvarar 12 000 tkr för den fyraårsperiod som intäktsramarna gäller. Av dessa kostnader uppskattar Ei att cirka 70 procent läggs på processer rörande kalkylräntan och bedömningen av vad som är en rimlig avkastning. Det är dock inte rimligt att anta att alla dessa processer rörande kalkylräntan kommer att försvinna. Det finns även en risk att företagen överklagar vid två tillfällen i processen, både inför tillsynsperioden när metoden ska bestämmas och efter tillsynsperioden när den slutliga kalkylräntan ska beräknas. Ei:s bedömning är emellertid att förslaget med sin ökade tydlighet kommer att medföra minskade processkostnaderna för kalkylräntan med uppskattningsvis 25 procent, vilket årligen motsvarar cirka 525 tkr eller 2 100 tkr sett över en fyraårig tillsynsperiod. Den minskande omfattningen av domstolsprocesserna gör att Ei kan lägga mer tid och resurser på andra områden, exempelvis på tillsyn eller för att korta ner handläggningstider.

Förslaget kan dock öka den administrativa bördan hos Ei i viss mån, då Ei ska stämma av fler uppgifter än tidigare efter tillsynsperiodens slut. De uppgifter som ska stämmas av efter periodens slut för kalkylräntan, exempelvis riskfri ränta och aktiemarknadsriskpremie, är dock relativt lättillgängliga och kommer uppskattningsvis att öka arbetsbördan med cirka 30 persondagar per år. Det motsvarar 480 tkr per tillsynsperiod, baserat på en driftkostnad per årsarbetskraft enligt Ei:s årsredovisning för 2016.

Sammantaget är uppskattningen att förslaget medför minskade kostnader med 1 620 tkr per tillsynsperiod för Ei.

9.7.2 Förslag om att inkludera avbrott från och med tolv timmar

Förslaget innebär att regelverken blir tydligare och mer logiska att kommunicera externt. Det blir på sikt även enklare att hantera alla oaviserade långa avbrott likadant i regleringen. Förslaget ligger i linje med Ei:s ambition att ge fortsatta incitament för att minska risken för riktigt långa avbrott, vilket kan påverka behovet att skärpa andra regelverk.

9.7.3 Förslag om differentierade avskrivningstider inklusive angränsande regelverk

Att uppdatera normprislistan är ett arbete Ei behöver göra inför nästa tillsynsperiod oavsett om vi får nya anläggningsskategorier och avskrivningstider eller inte. Förslaget leder dock till att detta arbete ökar något i omfattning inför tillsynsperioden 2020–2023, bland annat till följd av att styr- och kontrollutrustning samt

kabelskåp föreslås bli egna anläggningskategorier. En hel del av detta arbete brukar göras av konsulter som Ei anlitar, vilket troligen kommer gälla för mycket av det engångsarbete som förslaget medför.

Vi bedömer att den extra konsultkostnaden, exklusive arbetet med att uppdatera inrapporteringssystem och beräkningsverktyg, inte borde överstiga konsultkostnaden för att ta fram förslag på nya anläggningskategorier och avskrivningstider i detta uppdrag. Till det tillkommer Ei:s interna extrakostnad för att definiera uppdraget, handleda det och ta hand om resultatet. Totalt uppskattar Ei att engångskostnaden är ca 0,5 miljoner kr. Ei:s inrapporteringssystem samt beräkningsverktyg kommer att behöva uppdateras som följd av Ei:s förslag om differentierade avskrivningstider. Ei uppskattar kostnaden för detta till totalt 0,5 miljoner kronor. En del av detta arbete kommer behöva göras av konsulter. Uppskattningen innefattar konsultkostnader och intern kostnad.

Vi bedömer att allt extraarbete kan ske inom samma tidsram som det arbete som oavsett hade skett kring att uppdatera normprislistor genom att tillföra extra medel till konsulter. Den totala extrakostnaden för att både uppdatera normvärdeslistor och IT-system samt övriga kringkostnader uppskattas således bli ca en miljon kronor.¹⁷¹

9.7.4 Förslag om ändrade regler för fastställande av intäktsram

Förslagen innebär att Ei:s hantering av intäktsramar blir mer effektiv. Det kommer att bli enklare för Ei att fastställa intäktsramarna på ett mer ändamålsenligt sätt, då det i större utsträckning kommer vara möjligt att förutse vilka beslut som Ei har att fatta vid olika tidpunkter innan, under och efter tillsynsperioden. Med en enklare process följer en större tydlighet och transparens som kan innebära att Ei:s kontakter med nätföretagen underlättas. Med tiden kan detta medföra minskad arbetsbörda för Ei.

9.8 Konsekvenser för de allmänna förvaltningsdomstolarna

9.8.1 Förslag om författningsreglerad avkastning

Förslagen kommer att innebära färre och mindre omfattande domstolsprocesser. Dessutom ger förslaget en tydligare bild av hur reglerna ska tolkas.

9.8.2 Förslag om att inkludera avbrott från och med tolv timmar

Tydligare regelverk med färre undantag borde underlätta tolkningen av lagen. Det finns en viss risk att nätföretag vill pröva frågan om att ett och samma avbrott är indatat till två olika regelverk (se mer i avsnitt 5.4.3).

9.8.3 Förslag på differentierade avskrivningstider inklusive angränsande regelverk

Elnätsföretagen har redan från början varit positiva till differentierade avskrivningstider och både Sweco och Ei har tagit del av deras synpunkter. Med anledning av detta borde de nya avskrivningstiderna snarare minska än öka risken för domstolsprocesser. Det finns dock en något ökad risk för domstolsprocesser

¹⁷¹ 650 timmar konsulter och 350 timmar intern tid; totalt 1000 timmar á 1000 kr/timme.

p.g.a. förslaget om att avskaffa 38 års-regeln. På det stora hela torde domstolarnas arbete inte påverkas signifikant av förslaget.

9.8.4 Förslag om ändrade regler för fastställande av intäktsram

Förslaget om att införa förseningsavgifter, i stället för att förelägga elnätsföretagen med vite, kommer inte leda till fler överklaganden. I stället bör antalet överklaganden minska då det tydligt framgår att en förseningsavgift kan utgå i det fall uppgifter lämnas in för sent.

Förslaget om att ta bort möjligheten till omprövning av intäktsramen enligt 5 kap. 15 § ellagen kommer med stor sannolikhet innebära att fler elnätsföretag kommer överklaga Ei:s beslut om intäktsram. De övriga förslag som lämnas för att reglerna ska bli tydligare kan däremot leda till att färre företag överklagar Ei:s beslut.

Förslagen om hur avvikelser mellan fastställd intäktsram och de faktiska intäkterna ska hanteras mellan tillsynsperioderna kan innebära en ökad mängd överklaganden.

9.9 Förenlighet med EU-rätten

Den föreslagna regleringen överensstämmer med artikel 37 punkt 1 a i elmarknadsdirektivet.¹⁷² I artikeln anges att tillsynsmyndigheterna ska ha skyldighet att "Fastställa eller godkänna, enligt transparenta kriterier, överförings- eller distributionstariffer eller metoder för beräkningen av dem". Utifrån EU-rättens krav är det endast förslagen om författningsreglerad avkastning som har en koppling till EU-rätten.

9.9.1 Förslag om författningsreglerad avkastning

Utifrån elmarknadsdirektivet och EU-kommissionens tolkningsnot (se avsnitt 2.3) framgår det att ett parlament eller regering inte kan besluta om själva nivån på avkastningen för företag som omfattas av direktivet. Däremot kan dessa institutioner besluta om närmare regler om vilka utgångspunkter nätmyndigheten ska ha då nivån på avkastningen bestäms. Detta innebär att det inte finns något EU-rättsligt hinder för att författningsreglera hur kalkylräntan ska fastställas.

¹⁷² Europaparlamentet och Rådets direktiv 2009/72/EG av den 13 juli 2009 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om upphävande av direktiv 2003/54/EG.

10. Referenser

CEER. (2017). *Report on Investment Conditions in European Countries in 2016*, Ref. C16-IRB-29-03.

Copenhagen Economics. (2017). *Incitament för smarta elnät*. 2 augusti 2017.

Brealey, R., Myers, S., & Allen, F. (2011). *Principles of Corporate Finance* (Global edition, 10:e uppl.). McGraw Hill.

Bruner, R.F., Eades, K.M., Harris R.S, Higgins R.C. (1998). *Best Practices in Estimating the Cost of Capital: Survey and Synthesis*. Financial Practice and Education, Spring I Summer.

Danmarks Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet. (2016). *Økonomisk regulering af elnetvirksomhederne. (En del af opfølgning på El-reguleringsudvalget anbefalinger til en fremtidssikret regulering af elsektoren)*. 4 november 2016.

Dimson, E., Marsh, P. & Staunton, M. (2002). *Global Evidence on the Equity Risk Premium*. London Business School.

Damodaran webbsida. <http://people.stern.nyu.edu/adamodar/>. Hämtad den 4 juli 2017.

Damodaran, A. (2009). *Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation and Implications - A Post-Crisis Update*. Stern School of Business.

Damodaran, A. (2010). *Applied corporate finance*. 3:e versionen

Independent Regulators Group (IRG). (2007). *Regulatory Accounting, Principles of Implementation and Best Practice for WACC calculation*.

Ei (Energimarknadsinspektionen). (2009). *Förhandsreglering av elnätsavgifter – principiella val i viktiga frågor*. EI R2009:09.

Ei (Energimarknadsinspektionen). (2014) *Bättre och tydligare reglering av elnätsföretagens intäktsramar – Förslag till ändringar i förordningen om fastställande av intäktsram inför tillsynsperioden 2016–2019*. Ei R2014:09

Elton, E.J. & Gruber, M.J. (1995). *Modern Portfolio Theory and Investment Analysis*. John Wiley & Sons, Inc., New York, USA.

EU-kommissionen. (2010). *Interpretative Note on Directive 2009/72/EC Concerning Common Rules for the Internal Market in Electricity and Directive 2009/73/EC Concerning Common Rules for the Internal Market in Natural Gas – the Regulatory Authorities*.

- EY. (2010). *WACC och rörelsekapital*. 19 maj 2010.
- EY. (2011). *Energimarknadsinspektionen: Estimering av kalkylränta för elnätsverksamhet för åren 2012–2015*. 18 februari 2011.
- EY. (2014 a). *Energimarknadsinspektionen: Uppdaterad WACC för elnätsföretag*. 26 mars 2014.
- EY. (2014 b). *Energimarknadsinspektionen: WACC för gasnätsföretag för tillsynsperioderna 2012, 2013 samt 2015–2018*. 2 september 2014.
- EY. (2015). *Energimarknadsinspektionen: WACC för elnätsföretag för tillsynsperioden 2016–2019*. 14 april 2015.
- EY. (2017 a). *Energimarknadsinspektionen: WACC för nätföretag – Perspektiv på löptidspremie och marknadsriskpremie*. 8 februari 2017.
- EY. (2017 b). *Energimarknadsinspektionen: Regulatorisk kalkylränta – en teoretisk översikt*. 10 augusti 2017.
- FERC. (2015). *FERC's New Process for 'Return on Equity' Methodology for Public Utilities*. 23 april 2015.
- Goetzmann, W.N. & Ibbotson, R.G. (2006). *History and the Equity Risk Premium*. Yale ICF Working Paper No. 05-04.
- Konjunkturinstitutets (KI) webbsida. <http://konj.se/statistik-och-data/data-fran-prognoser-gjorda-2007-2015.html>. Hämtad 23 augusti 2017.
- Koller, T., Goedhart, M. & Wessels, D. (2010). *Valuation: Measuring and Managing the Value of Companies*. University Edition. 5:e versionen.
- KPMG. (2013). *Uppskattning av vägd kapitalkostnad för regleringen av elnätsverksamhet i Sverige*. 21 mars 2013.
- Mehra, R. & Prescott, E.C. (1985). *The equity premium: A puzzle*. *Journal of Monetary Economics*, Vol. 15, p. 145-161.
- Oyefeso, O. (2006). *Would There Ever Be Consensus Value and Source of the Equity Risk Premium? A Review of the Extant Literature*. *International Journal of Theoretical and Applied Finance* Vol. 9, No. 2, p. 199-215.
- Prop. 2008/09:141. *Förhandsprövning av nättariffer*. Stockholm: Regeringen.
- PTS (Post- och telestyrelsen). (2017). *Kalkylränta (WACC) för det fasta nätet*.
- PTS (Post- och telestyrelsen). (2016). *Samråd om kalkylräntan för mobila nät – uppdatering 2016*. Rapportnummer PTS-ER-2016:5.
- PTS (Post- och telestyrelsen). (2014). *Uppdaterad kalkylränta för marksänd fri-tv och analog ljudradio - samråd*. Rapportnummer PTS ER 2014:26.

PTS (Post- och telestyrelsen). (2013). *Förslag till uppdaterad kalkylränta för det fasta nätet*.

PwC. (2017). *Riskpremien på den svenska aktiemarknaden*. Mars 2017.

Pöyry Management Consulting & Menon Economics. (2017). *Vurdering av NVEs referansrente*. Konsulentrapport. Høringsdokument. 2. 2017

Regeringskansliet, Näringsdepartementet (2014). *Kompletterande konsekvensanalys till Energimarknadsinspektionens rapport Bättre och tydligare reglering av elnätsföretagens intäktsramar (Ei R2014:09)*. 22 augusti 2014.

Riksbankens webbsida (a).

<http://www.riksbank.se/sv/Penningpolitik/Inflation/Hur-mats-inflation/>. Hämtad den 22 augusti 2017.

Riksbankens webbsida (b). <http://www.riksbank.se/sv/Rantor-och-valutakurser/Sok-rantor-och-valutakurser/>. Hämtad den 16 augusti 2017.

Schröder, D. (2007). *The Implied Equity Risk Premium – An Evaluation of Empirical Methods*. Bonn Graduate School of Economics.

Sweco (2010). *Reglering av elnätsföretagens intäkter – reglermässiga avskrivningstider*. 22 januari 2010.

Sweco (2017) (a). *Nätföretagens drivkrafter för investeringar*. 16 juni 2017.

Sweco (2017) (b). *Differentierade avskrivningstider för elnätföretagens anläggningar*. 5 juli 2017.

Sörensson, T. (2011). *The Equity Risk Premium on the Swedish Stock Market*. KTH Royal Institute of Technology.

Villadsen, B., Vilbert, M. J., Harris, D. & Lawrence Kolbe, A. (2017). *Risk and Return for Regulated Industries*.

Voss, J. (2011). *What the equity risk premium tells us today*. Financial Times, FTfm, November 7 2011.

Kungliga ingenjörsvetenskapsakademien (IVA) (2016). *Sveriges framtida elnät. En delrapport*. IVA-projektet Vägval el.

WACC-ekspertgruppen. (2016). *Forrentningen af netvirksomhedernes fremadrettede investeringer (WACC)*. 14 april 2016.

