

Motiveringspromemoria beslut om fastställande
tillsynsmetoderna under sjätte (1.1.2024–31.12.2027) och
sjunde (1.1.2028–31.12.2031) tillsynsperioden

*- eldistributionsnätsverksamhet
och högspänningsdistributionsnätsverksamhet*

Innehåll

1 Justerade tillgångar och justerat kapital som bundits i nätverksamheten	4
1.1 Principen för att bestämma nättillgångar och avkastningsgrad	4
1.1.1 Bakgrund till ärendet	4
1.1.2 Grunderna för justering av nättillgångar baserat på DFC:s rapport.....	5
1.1.3 Värderingsprincipens styrande effekt.....	6
1.1.4 Kriterier för slutliga ändringar av justeringen av nätegendomen	7
1.1.5 Sammanfattning av grunderna	12
1.2 Avskrivningsdifferens för nätets tillgångar	13
1.3 Omsättningstillgångar	15
1.4 Negativa konton för finansieringstillgångar.....	17
1.5 Kostnader för nedmontering av ersättningsinvesteringar i nätets tillgångar	18
1.6 Erhållna stöd för anläggning av nät	20
2 Skälig avkastningsgrad	21
2.1 Modell för det viktade medelvärde av kostnaden för kapital.....	21
2.2 Skälig kostnad för eget kapital	21
2.2.1 Riskfri räntesats för eget och främmande kapital och landriskpremie.....	21
2.2.2 Beta-koefficient	22
2.2.3 Marknadsriskpremie.....	24
2.2.4 Illikviditetsspremie	24
2.2.5 Kapitalstruktur	25
2.3 Skälig kostnad för främmande kapital.....	26
2.3.1 Skuldpremie	26
2.3.2 Skuldpremie och landrisk för främmande kapital	27
2.4 Beräkning av skälig avkastningsgrad och observation av skatter.....	27
2.5 Tillsynsparametrarnas uppdateringsfrekvens och granskningsperiod.....	27
2.5.1 Övervakningsparametrarnas uppdateringsfrekvens	28
2.5.2 Granskningsperiod för tillsynsparametrar.....	29
2.6 Kontrollbolag och definiera de parametrar som beräknas utifrån dem	30
3 Incitament.....	32
3.1 Kvalitetsincitament	32
3.1.1 Uppdatering av jämförpriserna för avbrottskostnader	32
3.1.2 Avbrott i lågspänningsnätet	32
3.1.3 Energiviktning i högspänningsdistributionsnätet	33
3.1.4 Planerade avbrott i högspänningsnätet beaktas inte i kvalitetsincitamentet.....	33

3.1.5 År som används i referensnivån.....	34
3.1.6 Jämkning av jämförelsenivån	34
3.2 Effektiviseringsincitament	37
3.2.1 Beskrivning av den nuvarande metoden	37
3.2.2 Förslag till ändring av effektiviseringsincitamentet för den sjätte och sjunde tillsynsperioden	41
3.2.3 Preliminär kostnadsfront för åren 2024–2027.....	51
3.2.4 Jämlik behandling av distributionsnätsbolag	54
3.2.5 Incitament för effektivisering i högspänningsdistributionsnätsverksamheten	57
3.3 Investeringsincitament	58
3.3.1 Skäl till att lägga till en nyttooskärare.....	59
3.3.2 Slopande av en separat inflationsjustering för linjära avskrivningar.....	61
3.4 Innovationsincitament	61
3.5 Flexibilitetsincitament.....	62
3.6 Flexibilitetsincitament under den sjunde tillsynsperioden	62
KÄLLFÖRTECKNING	64

1 Justerade tillgångar och justerat kapital som bundits i nätverksamheten

1.1 Principen för att bestämma nättillgångar och avkastningsgrad

Energimyndigheten konstaterar att justering och linjär avskrivning av nättillgångar samt fastställande av avkastningsgrad är kopplande. Det vill säga att metoden för att bestämma avkastningsgraden sätter kriterierna för hur justeringen av nättillgångar ska göras, så att inflationen beaktas korrekt i metoderna vid beräkningen av skälig avkastning och linjär avskrivning. Nedan har ärendet gått igenom och skälen till att man valt att använda den nominella avkastningen och den korrigeringsprincip som krävs i metoderna har visats.

1.1.1 Bakgrund till ärendet

Energimyndigheten har i tidigare metoder tillämpat en omvärderingsmetod för värdering av nätet, där återanskaffningsvärdet av hela nätmassan korrigeras med hjälp av den senaste förteckningen över jämförpriser. Under föregående tillsynsperiod tillämpades också en nominell avkastningsgrad som inkluderade inflation. I de föregående metoderna konstaterades att jämförpriserna inte indexjusteras under perioderna, eftersom inflationen har beaktats i avkastningsgraden. Myndigheten har dock i sitt tjänstearbete efter publiceringen av de första riktlinjerna våren 2023 observerat att principen för den föregående metoden, där man låter bli att korrigera jämförpriserna under tillsynsperioden, inte eliminerar inflationens effekt på rätt sätt eller tillräckligt. Det framgick för myndigheten att hela rättelseprincipen för nättillgångar sannolikt borde ändras om den nominella avkastningsgraden används som avkastningsgrad.

Energimyndigheten beslöt i samband med det offentliga hörandet av de första riktlinjerna (3/2023) och på basis av de utlåtanden som inkommit efter att remisstiden gått ut att beställa en utredning av DFC Economics S.r.l om hur inflationsjusteringen ska behandlas teoretiskt rätt med tanke på fastställandet av tillsynsmetodernas avkastningsgrad, intäktsunderlag och linjär avskrivning. Uppskattningarna och rekommendationerna i utredningen fungerar som en central källa vid bedömningen av metodförändringar i anslutning till avkastningsgraden och värderingen av nätet.

Eftersom det inte är motiverat att avstå från användningen av jämförpriser på grund av de mål som lagstiftningen ställer för effektiva investeringar, är det viktigt hur avkastningsgraden och de nättillgångar som ska justeras med jämförpriser ska fastställas för att metoderna ska vara så motiverade som möjligt med tanke på skälig prissättning och kostnadsmotsvarighet samt teori, och så att inflationen inte beaktas två gånger. Samtidigt ska man dock sträva efter att beakta att ändringarna

eller tidpunkten för ändringarna är jämlik i förhållande till olika nätinnehavare, eftersom olika modeller producerar ett skäligt kassaflöde i olika form för komponenternas användningstid beroende på åldersstrukturen för nätinnehavarens nät.

1.1.2 Grunderna för justering av nättillgångar baserat på DFC:s rapport

DFC:s utredning bekräftar att värderingen av nätegendomen och fastställandet av avkastningsgraden är kopplade till varandra. Enligt utredningen ska nätets värdering tillsammans med den nominella avkastningsgraden grunda sig på historiska kostnader, medan värderingen tillsammans med den reella avkastningsgraden ska grunda sig på dagens värde för hela nätmassan, oberoende av investeringens år, dvs. nätet ska så att säga omvärderas enligt inflationen¹.

DFC:s utredning säkerställer att den metod som baserar sig på de faktiska historiska kostnaderna och som den nominella avkastningsgraden förutsätter i praktiken inte innehåller sektorspecifik inflation, eftersom värderingen av nätet är bunden till värdet för varje investering under investeringsåret. Å andra sidan visar utredningen också att om man använder den reella avkastningsgraden genom en allmän inflationsförväntning tillsammans med en omvärdering av den totala massan med jämförpriser, uppstår en konflikt i att man i nätets värdering beaktar utvecklingen av inflationsutfallet per sektor i stället för den allmänna inflationsförväntningen. Med hänvisning till ovanstående anser Energimyndigheten att det utifrån utredningen är mer motiverat att använda den nominella avkastningsgraden tillsammans med de jämförpriser som simulerar de historiska kostnaderna. För nätets värdering beaktas då inte alls inflationen efter investeringstidpunkten och på avkastningens sida beaktas inflationen på motsvarande sätt direkt som allmän och vid fastställandet av avkastningsgraden behöver man inte göra antaganden om den förväntade inflationen.

Med andra ord är den reella avkastningsgraden enligt DFC:s utredning tillsammans med den omvärdering som görs med jämförpriser inte lika motiverad med tanke på beaktandet av inflationen, eftersom inflationsförväntningen vid fastställandet av avkastningsgraden inte motsvarar inflationen i uppdateringarna av jämförpriserna. Dessutom innebär fastställandet av den reella avkastningsgraden en osäkerhet om hur inflationsförväntningen ska fastställas på rätt sätt jämfört med tillämpningen av den nominella avkastningsgraden. Med hänvisning till det ovan nämnda anser Energimyndigheten att enbart ur teorins synvinkel är den nominella avkastningsgraden och den justering av nätegendom som baserar sig på historiska kostnader

¹ DFC-utredningen identifierade också det teoretiska förfarandet, där man i samband med omvärderingen i stället för den reella avkastningsgraden tillämpar den nominella avkastningsgraden och den dubbla effekten av inflationen korrigeras med en separat negativ post, men kunde inte erbjuda ett praktiskt genomförandesätt för detta förfarande på grund av utmaningarna med att fastställa inflationen på sektornivå.

och som förutsätts med jämförpriser ett mer motiverat alternativ än den reella avkastningsgraden och den omvärdering som görs med jämförpriser.

DFC:s utredning konstaterar också att en omvärdering av hela nätmassan med de senaste jämförpriserna innebär en risk ur såväl kundernas som nätinnehavarnas synvinkel, då variationer i nätets värde och en prisutveckling på sektornivå som avviker från den allmänna prisutvecklingen kan leda till över- eller underavkastning av nätegendomen. Med andra ord är den reella avkastningsgraden, tillsammans med omvärderingen av hela nätet med jämförpriser, inte lika kostnadsmotsvarig som den nominella avkastningsgraden och den värdering av nätegendom som den kräver.

1.1.3 Värderingsprincipens styrande effekt

Energimyndigheten konstaterar att problemet med fluktuationer i nätets värde redan en gång har konkretiserats under tidigare tillsynsperioder. Energimyndigheten konstaterar att om man som rättelseprincip använder omvärdering av hela nätmassan på det sätt som den reella avkastningsgraden förutsätter, kan variationer i jämförpriserna störa investeringsincitamentets styrande effekter på ett kostnads-effektivt sätt.

Energimyndigheten har också fått kommentarer om detta av nätinnehavarna i anslutning till investeringsincitamentets förmånsskärare efter att de första riktlinjerna publicerats. Om till exempel hela branschen i genomsnitt fungerar effektivare under perioden och jämförpriserna sjunker till följande period, kan den uppnådda effektiviteten för den gamla nätegendomens del bli en sanktion som är större än de uppnådda fördelarna. En sådan situation är inte önskvärd, eftersom rädslan för att den ska genomföras skulle kunna bromsa nätinnehavarnas verksamhet att effektivisera sina investeringar.

Med hänvisning till det ovan nämnda konstaterar Energimyndigheten att en justering som baserar sig på frysta årliga jämförpriser och som den nominella avkastningsgraden förutsätter är ett mer kostnadsmotsvarigt alternativ ur kundernas och även nätinnehavarnas synvinkel och dess styrande effekt är också i princip mer riskfri och motiverad, eftersom de kostnadseffektiva nätinnehavarnas tidigare effektivitetsnytta även bevaras under komponentens hela livscykel och den eventuellt lägre nivån på de nya jämförpriserna inte vänder tidigare nyttan för kostnadseffektiviteten till sanktion. Samtidigt som metoderna använder en förmånsskärare i investeringsincitamentet, får kunderna under tillsynsperioderna nytta av effektiviteten oberoende av förändringar i jämförpriserna och förmånsskäraren i investeringsincitamentet är inte längre en risk för nätinnehavarna, även om de nya jämförpriserna skulle vara lägre än de tidigare jämförpriserna.

De frysta jämförpriserna säkerställer alltså att nätinnehavarna inte kan höja värdet på den gamla massan genom att agera ineffektivt. Eftersom jämförpriserna alltså fryses är det alltid lönsamt för nätinnehavaren att sträva efter att investera så effektivt som möjligt.

1.1.4 Kriterier för slutliga ändringar av justeringen av nätegendomen

Energimyndigheten har bedömt att principen enligt den utkastversion som publicerades i oktober 2023, där hela den gamla nätmassan blev deflaterad med levnads-kostnadsindex till det genomsnittliga anskaffningsvärdet, inte är en tillräckligt jämlik princip som motsvarar kostnaderna för nätinnehavare med olika åldersstruktur och användningstider. Dessutom har Energimyndigheten bedömt att principerna i det separata samrådsdokumentet som lanserades i december 2023 bör specificeras ytterligare till en mer rättvis och kostnadsreflekterande nivå för nätoperatörer med olika nätstrukturer.

Energimyndigheten har bedömt att värderingen av den gamla nätmassan som investerats före 2024 bör göras med hjälp av den nya komponentuppdelningen och jämförpriserna i bilaga 1 till tillsynsmetoden. Detta kommer att säkerställa en kostnadsreflekterande och rättvis värdering av näten särskilt i fråga om elnät. Jämförpriserna i bilaga 1 återspeglar kostnadsnivån för den föregående tillsynsperioden, eftersom de är baserade på kostnadsnivån för 2021–2022.

Särskilt när det gäller eldistributionsnät visade det sig att den tidigare jämförprislistan var alltför oprecis. Detta framgår av resultaten av den nya jämförprislistan och tillsynsuppgifterna för de senaste två perioderna. Om den gamla nätmassan justerades med den gamla komponentfördelningen för 2016, skulle det omotiverat övervärdera nätet för vissa och undervärdera nätet för andra. Energimyndigheten har ansett att den enda rättvisa och icke-diskriminerande lösningen, som samtidigt är kostnadsreflekterande, är att använda den nyare jämförprislistan i bilaga 1 till metoden när den äldre nätmassan fryses. Användningen av jämförprislistan i bilaga 1 för justeringen av den gamla massan leder därför till en mer kostnadsriktig och rättvis justering av nättillgångarna än användningen av den äldre komponentfördelningen.

Eftersom värderingsprinciperna bör som utgångspunkt vara desamma för alla sektorer och användningen av den äldre komponentuppdelningen inom eldistribution inte anses vara tillräckligt motiverad, kommer den gamla nätmassan för alla nätoperatörer inom de olika sektorer att justeras med uppdelningen och jämförpriserna i bilaga 1 till metoden. Energimyndigheten har ansett att även om denna princip tar dubbelt hänsyn till inflationen något mer än det tidigare förslaget till metod, är den samtidigt mer kostnadsreflekterande än det tidigare förslaget till metod för

värdering av nätstrukturer på grund av den mer exakta komponentuppdelningen och också mer rättvis och skälig mellan de olika nätinnehavarna, eftersom justeringen av den gamla massan för alla sektorer och nätoperatörer baseras på jämförpriser baserade på samma kostnadsdata för åren 2021-2022.

Kriterier för att inte deflatera värdet av den gamla nettomassan

När det gäller deflateringen av värdet av den gamla nätmassan med levnadskostnadsindex, som föreslås i utkastet från oktober 2023, har myndigheten ansett att denna princip skulle leda till en alltför diskriminerande och plötslig förändring, som också skulle ta alltför oprecis hänsyn till de olika nätstrukturerna.

Nätinnehavarna är mycket olika. För en del kan nätets livslängd vara betydligt längre än för andra nätinnehavare på grund av verksamhetsmiljöns inverkan. För en del består dessutom nätet även i övrigt av komponenter med en längre användningstid, varvid nätet i princip redan är äldre, även om det fortfarande har en lång livslängd.

Deflatering av äldre nätmassa för investeringsår som gjorts länge sedan med levnadskostnadsindex skulle orsaka en betydande och plötslig sänkning av kassaflödet för en del nätinnehavare så att kassaflödet kan vara betydligt mindre än den alternativa principen som kan motiveras med tanke på teorin och som beaktar inflationen när det gäller att justera den reella avkastningsgraden och nätegendomen.

I tidigare metoder har kassaflödet som bildats av värdet på en enskild komponent haft en jämn form som påminner om kassaflödet enligt den reella modellen, men med en högre nivå på grund av tillämpningen av den nominella avkastningsgraden. Då har nätets åldersprofil inte haft så stor betydelse. Profilen för kassaflödet enligt den nominella avkastningsgraden och den justeringsprincip som den förutsätter ändras dock för en enskild komponents del från jämnt till direkt sjunkande när komponenten åldras varje år. Om nätinnehavarens nät huvudsakligen består av ett gammalt nät, har ändringstidpunkten inte ansetts vara tillräckligt jämlig i förhållande till nätinnehavare som har nyare nät, om justeringen av nätegendomen tillsammans med den nominella avkastningsgraden hade gjorts enligt principen i metodutkastet som publicerades i oktober 2023.

Om man med levnadskostnadsindexet värderar nätet bakåt, särskilt långt in i historien, för att simulera de gamla genomsnittliga anskaffningskostnaderna, ökar risken för komponentspecifik över- eller undervärdering av nätet. Energimyndigheten har utrett den verkliga komponentspecifika kostnadsutvecklingen under den senaste tiden och jämfört detta med utvecklingen av konsumentprisindexet. Utifrån dessa

kan man se att variationen i nätkomponenterna ibland kan avvika mycket från konsumentprisindexet. Detta innebär att även om konsumentprisindexet i genomsnitt med någon noggrannhet beskriver kostnadsutvecklingen, kunde man för en del av nätet i verkligheten ha uppskattat att den faktiska genomsnittliga nivån för anskaffningskostnad var högre och för en del lägre. Således har en åtgärd där man skulle bli tvungen att deflatera jämförpriserna en mycket lång tidsperiod bakåt på basis av levnadskostnadsindexet ansetts vara en alltför osäker åtgärd i fråga om jämlikhet och kostnadsmotsvarighet, i synnerhet eftersom det endast finns kostnadsuppgifter om investeringarna från början av den förebyggande tillsynen och mer tillförlitliga och heltäckande kostnadsuppgifter på grund av en noggrannare fördelning och ett bättre urval av utredningar av jämförpriserna först under de senaste tillsynsperioderna och i fråga om eldistribution i praktiken först från och med 2023 till följd av den nya jämförprislistan i bilaga 1.

Rättelseprincipen i enlighet med ändringen stöds också av arbets- och näringsministeriets akademiska arbetsgrupps utlåtande samt av en utredning (DFC Economics) som beställts av Energimyndigheten. I båda dessa har det i praktiken föreslagits att den gamla nätmassan i samband med metodändringen kan frysas enligt den gamla justeringsprincipen som en enda massa, med användning av samma jämförpriser oavsett investeringsår.

Grunder för specificering av tillämpningen av jämförpriser

Energimyndigheten har bedömt att på grund av den årliga frysningen av jämförpriser, bör målsättningen vara att använda genomsnittliga jämförpriser som är så korrekta som möjligt, men som baseras på verifierbar vid samma tidpunkt realiserad data.

I metodutkastet per oktober och december skulle det jämförpris som tillämpas på investeringar under perioden i praktiken alltid baseras på de faktiska kostnadsuppgifterna för den föregående perioden, vilka skulle behöva justeras med konsumentprisindex i värsta fall upp till fem år framåt i tiden. På komponentbasis kan det förekomma större kostnadsförändringar under en femårsperiod, som konsumentprisindexet kanske inte kan fånga upp tillräckligt exakt. Detta är till exempel fallet för transformatorer, där kostnadsökningarna sannolikt kommer att vara betydande jämfört med utvecklingen av konsumentprisindexet.

För att det frysta nätvärdet för investeringar under perioden bättre ska motsvara det genomsnittliga faktiska värdet vid anskaffningstidpunkten före frysningen av jämförpriserna, har Energimyndigheten bedömt att de senaste jämförprisuppgifterna för investeringar under samma period alltid kommer att tillämpas på de slutliga beräkningarna för perioden. De årliga frysta jämförpriserna baserar sig därför

huvudsakligen på de genomsnittliga realiserade kostnaderna för de investeringar som gjorts under tillsynsperioden i fråga, och de slutliga jämförpriser som tillämpas på investeringar under tillsynsperioden revideras alltid i slutet av tillsynsperioden. I början av perioden, innan de exakta årliga jämförpriserna för perioden är kända, kommer de senaste jämförprisuppgifterna som är tillgängliga vid den tidpunkten alltid att användas i de årliga beräkningarna av skälig vinst. Med andra ord är de årliga beräkningarna vägledande för värderingen av investeringar för perioden innan de mer exakta jämförpriserna för den perioden är kända. I slutet av tillsynsperioden kommer tillsynsbesluten således alltid att tillämpa nya indexbundna frysta jämförpriser per investeringsår baserade på de faktiska investeringskostnaderna för perioden på värderingen av investeringarna för perioden.

Sammanfattning

Slutligen noterar Energimyndigheten att enhetsprislistan för frysning av gammal nätmassa i bilaga 1 huvudsakligen är baserad på kostnadsnivån för 2021-2022 i 2022 års värde, dvs. den senaste kostnadsinformationen för föregående period, och därför i princip ligger nära den princip som anges i det separata samrådsdokumentet från december 2023, men med skillnaden att den tillämpliga jämförprislistan endast är mer rättvis och kostnadsreflekterande vid värdering av äldre nåttillgångar, eftersom olika typer av nätstrukturer kan redovisas mer exakt och samma kostnadsnivå används för alla för att värdera den gamla massan. Energimyndigheten konstaterar vidare att den tillämpade principen att tillämpa jämförpriser leder till en mer kostnadsriktig värdering av investeringar under tillsynsperioden.

Grunderna för fastställande av avkastningsgraden Hantering av inflationen i avkastningsgraden beror på principen för nätvärdering. Den nominella avkastningsgraden kan tillämpas om värdet på den gamla nätegendomen inte omvärderas under användningstiden. Vid tillämpning av den reella avkastningsgraden ska inflationsförväntningen minskas från den nominella avkastningsgraden. DFC:s utredning konstaterar att man vid omvandlingen av den nominella avkastningsgraden till reell bör tillämpa ett inflationsantagande som baserar sig på en tidsmässigt motsvarande horisont av inflationsförväntningen som den riskfria räntans maturitet som tillämpas i WACC-modellen, dvs. 10 år framåt. Energimyndigheten anser att inflationsantagandet således också bör uppdateras i samma takt som den riskfria räntan, det vill säga fastställas årligen. Som utredningen konstaterar finns det ingen lämplig indikator för inflationsförväntningen. Energimyndighetens interna utredning förordar detta, eftersom de inflationsprognoser som publicerats av olika aktörer, såsom Finlands Bank, når maximalt några år framåt.

I ett förfarande där avkastningsbasen fastställs enligt omvärderingsprincipen borde man vid realiseringen av avkastningsgraden tillämpa inflationsförväntningen på sektornivå, men även DFC:s utredning konstaterar att det har varit vanligare att tillämpa den allmänna inflationsförväntningen, som kan leda till över- eller underavkastning av nättillgångar. Att fastställa en korrekt inflationsförväntning för nättillgångar är därför svårare än att fastställa en allmän förväntad inflation², och det skulle kräva mer subjektivt övervägande när mätaren fastställs. Riskerna för inflationsantagandet konkretiseras i synnerhet om den reella avkastningen tillåts vara negativ vid beräkningen av den tillåtna avkastningen³.

Som tidigare konstaterats skapar en omvärdering av hela massan med jämförpriser tillsammans med den reella avkastningsgraden en konflikt i det att förändringen under de år jämförpriserna uppdateras återspeglar inflationsutfallets utveckling för intäktsunderlaget, medan inflationsförväntningen borde tillämpas på avkastningsgraden. Då anser Energimyndigheten att det mest neutrala sättet att beakta inflationen på sektornivå är att beräkna den genomsnittliga förändringen i jämförpriserna, som dras av från den nominella avkastningsgraden under året i fråga. Förfarandet skulle dock teoretiskt sett inte vara rätt, skulle kräva antaganden om fastställandet av det genomsnittliga jämförpriset och kunna leda till en ovan nämnd situation där den reella avkastningsgraden skulle vara negativ om inflationsutfallet på sektornivå översteg den nominella avkastningsgraden.

Dessutom är beaktandet av den genomsnittliga sektorspecifika inflationen inte en kostnads motsvarig och jämlik princip mellan olika nätinnehavare, eftersom kostnadsutvecklingen i verkligheten är beroende av de komponenter som ska byggas. Beroende på nätinnehavarens nätstruktur och de investeringar som den kräver skulle den sektorspecifika inflationen alltså sannolikt inte beskriva situationen neutralt för varje nätinnehavare. I praktiken skulle ett jämlikt beaktande av den sektorspecifika inflationen kräva noggrannare kostnadsuppföljning av nätinnehavarna inom bokföringen och utvecklingen av jämförpriserna borde kunna följas noggrant på komponentnivå varje år. Detta skulle i sin tur leda till att förteckningen över jämförpriser, dvs. indelningen och definitionerna av nätkomponenter, knappt alls kunde utvecklas så att de motsvarar framtidens behov och att insamlingen av den information som behövs i praktiken skulle kräva en årlig utredning av jämförpriserna.

² Till exempel innehåller den av Statistikcentralen publicerade korgen för byggnadskostnadsindexet (RKI) och RKI:s prognos i finansministeriets ekonomiska prognos insatser som inte återspeglar komponentkostnaderna för nättillgångarna.

³ Se rättsfall HFD 2015:105 och MAO 503/2012

Som helhet konstaterar DFC:s utredning att inflationen i teorin kan beaktas utifrån den allmänna inflationen eller den sektorspecifika inflationen. Att beakta den sektorspecifika inflationen är dock i praktiken problematiskt och även i övrigt med tanke på principen om kostnadsmotsvarighet och jämlikhet ett sämre alternativ när det gäller att fastställa avkastningsgraden. Således är det enda genomförbara alternativet för fastställandet av avkastningsgraden att inflationen beaktas på basis av den allmänna inflationen.

Användningen av jämförpriser i tillsynsmetoderna leder till en situation där de uppdaterade jämförpriserna alltid innehåller en sektorspecifik inflation, som också åtminstone delvis innehåller effekten av den allmänna inflationen. En omvärdering som genomförs med jämförpriser återspeglar alltså utfallet av prisutvecklingen för nätegendomen, inte inflationsförväntningen, som borde tillämpas vid fastställandet av den reella avkastningsgraden. Detta innebär att om nätet omvärderas med jämförpriser till dagens värde för hela massan och rätt principer tillämpas i enlighet med den reella avkastningsgraden, kan inflationen inte beaktas i den reella avkastningsgraden på det sätt som teorin kräver, eftersom man i stället för sektorsspecifik inflation i varje fall skulle vara tvungen att använda den allmänna inflationsförväntningen i den reella avkastningsgraden. Ovan nämnda faktorer om utmaningarna med att fastställa den reella avkastningsgraden samt svårigheterna att samordna omvärderingen med det teoretiskt korrekta inflationsantagandet talar i hög grad för varför Energimyndigheten anser det motiverat att tillämpa den nominella avkastningsgraden, i samband med vilken man ska tillämpa ett förfarande för nätets värdering där historiska investeringar inte värderas på nytt under användningstiden.

1.1.5 Sammanfattning av grunderna

Energimyndigheten anser att användningen av den nominella avkastningsgraden och den rättelseprincip för nättillgångar som den förutsätter med frysta jämförpriser som är beroende av investeringsåren leder till en betydligt mer motiverad, riskfri och kostnadsmotsvarig avkastning på nättillgångarna. Dessutom har den bättre styrande effekter än tidigare och metoden är mer förutsägbar och robust än tidigare för fluktuationer i marknadssituationen i världen. I synnerhet i den nuvarande situationen i världen anser Energimyndigheten det vara viktigt och motiverat att metoden ska vara så stabil som möjligt i olika marknadssituationer och att den ska skapa säkerhet om att ingen avvikelser i marknadsläget äventyrar nättinnehavarens verksamhetsförutsättningar eller ur kundernas synvinkel leder till överproduktion av den gamla nätmassan. Fastställandet av den reella avkastningsgraden i sig innehåller redan mer antaganden än den nominella avkastningsgraden, som kan orsaka en för hög eller för låg avkastningsgrad.

1.2 Avskrivningsdifferens för nätets tillgångar

Bestämmelserna om avskrivningar skiljer sig åt i bokföringslagen och lagen om skatt på inkomst av näringsverksamhet. Till följd av det är det möjligt att i beskattningen göra avskrivningar som avviker från avskrivningar enligt plan enligt bokföringslagen.

Med avskrivningsdifferens avses skillnaden mellan avskrivningar enligt plan i bokföringen och avskrivningar i beskattningen. Under räkenskapsperioden uppstår en positiv avskrivningsdifferens om avskrivningarna i beskattningen är större än avskrivningarna enligt plan. På motsvarande sätt uppstår en negativ avskrivningsdifferens under räkenskapsperioden om man gjort mindre avskrivningar i beskattningen än enligt plan. Balansräkningens avskrivningsdifferens består av räkenskapsperiodernas kumulativa positiva avskrivningsdifferens. I sin helhet bokförs ingen negativ avskrivningsdifferens i bokslutet. (Bokföringsnämndens allmänna anvisning om avskrivningar enligt plan 2007, s. 9)

Avskrivningsdifferensen är ett verktyg för företagets skatteplanering som kan användas för att tidigarelägga eller fördröja beskattningen. I tillsynsmetoderna ska en post därför inte behandlas på samma sätt som avskrivningar enligt plan, med vilka anskaffningspriset för en tillgång periodiseras på flera räkenskapsperioder.

Den avskrivningsdifferens som uppstår under räkenskapsperioden bokförs i resultaträkningen i gruppen Förändring av avskrivningsdifferens i Bokslutsdispositioner och i gruppen Avskrivningsdifferens i Ackumulerade bokslutsdispositioner (Bokföringsförordningen 1 kap. 1 och 6 §) Den avskrivningsdifferens som uppstår under räkenskapsperioden bokförs i gruppen Förändring av avskrivningsdifferens i Bokslutsdispositioner och i balansräkningen gruppen Avskrivningsdifferens i Ackumulerade bokslutsdispositioner. De ackumulerade bokslutsdispositionerna är i balansräkningen åtskilda från det egna kapitalet, men inkluderar en andel som kan jämföras med det egna kapitalet samt en latent skatteskuld. Enligt bokföringsnämndens allmänna anvisning kan uppdelningen av ackumulerade bokslutsdispositioner i eget kapital och latent skatteskulder presenteras som noter till bokslutet och bidra till att ge en korrekt och tillräcklig bild av bokslutet.⁴ Till skillnad från fristående bolag krävs det i koncernbalansräkningen att förändringen av avskrivningsdifferensen och den ackumulerade avskrivningsdifferensen delas upp i eget kapital och latent skatteskuld (Bokföringslagen (1336/1997) 6 kap. 7.5 §).

⁴ Bokföringsnämndens allmänna anvisning över latent skatteskulder och skattefordringar. Utfärdad 12.9.2006

Beräkningen av det faktiska justerade resultatet utgår från rörelsevinsten. Vid justering av resultatet ersätts resultaträkningens avskrivningar enligt plan med justerade linjära avskrivningar på elnätstillgångar enligt metoderna i 6.1.1. Förändringen av avskrivningsdifferensen finns i den särredovisade resultaträkningen efter rörelsevinsten, varvid posten inte beaktas vid beräkningen av det faktiska justerade resultatet.

I tillsynsmetoderna för eldistributionsnätet under den fjärde och femte tillsynsperioden (s. 36) konstateras det att det "i den justerade balansräkningen anses som eget kapital även frivilliga reserveringar och avskrivningsdifferensen minskade med den kalkylerade skatteskulden." Enligt metoderna (s. 38) anses "andelen av den latent skatteskulden utgöra främmande kapital som höjts från avskrivningsdifferensen för andra tillgångar än tillgångar i elnätet." Med en kalkyl över skälig avkastning delas avskrivningsdifferensen för andra tillgångar än nätets tillgångar upp i eget kapital och räntefritt främmande kapital i den justerade balansräkningen. I det räntefria främmande kapitalet justeras den latent skatteskuld som uppstått på grund av avskrivningsdifferensen (med nuvarande skattesats för samfund på 20 % av avskrivningsdifferensens belopp). De återstående 80 procenten justeras i det egna kapitalet.

I metoderna under den fjärde och femte tillsynsperioden har avskrivningsdifferensen eliminerats från nätets tillgångar från den justerade balansräkningen. I praktiken har posten därför i sin helhet ingått i utjämningsposten i balansräkningen och därmed i det egna kapitalet.

I avskrivningsdifferensen för nätets tillgångar är det fråga om nätinnehavarens skatteplanering för att skjuta upp beskattningen. Den uppskjutna skatteskuldens andel är i praktiken ett räntefritt lån som nätinnehavaren i framtiden måste betala. Tillsynsmetoderna bygger på WACC-modellen, där en skälig avkastning beräknas på det egna kapitalet och det räntebärande främmande kapitalet. I WACC-modellen är alltså redan utgångspunkten att ingen avkastning ska beräknas på det räntefria främmande kapitalet, vilket också väsentligt påverkar den skäliga avkastningsgraden som beräknas med modellen. Att poster i räntefritt främmande kapital godkänns som en del av intäktsunderlaget leder således till en sådan skälig avkastningsnivå som WACC-modellen inte avser att producera. De metoder som tillämpades under den fjärde och femte tillsynsperioden för den ackumulerade avskrivningsdifferensen för nätets tillgångar strider således i grunden mot WACC-modellen och tillsynsmetoderna som helhet.

I nätinnehavarnas utlåtanden har man lyft fram åsikten att tillsynsmetoderna borde vara skatteneutrala och att beräkningarna av en skälig avkastning inte borde påverkas av om nätinnehavaren utnyttjar avskrivningsdifferensen eller inte. Genom regleringen av avskrivningsdifferensen konstaterades också att man strävat efter att förbättra investeringsförmågan inom kapitalintensiva branscher.

Beloppet av de inkomstskatter som nätinnehavaren bokfört i resultaträkningen påverkar inte beräkningen av skälig avkastning. Energimyndigheten anser att det i den kalkylerade skatteskulden för avskrivningsdifferensen och i behandlingen av den inte är fråga om att behandla nätinnehavarens skatter med beräkningar av en skälig avkastning. Den kalkylerade skatteskulden för avskrivningsdifferensen är den upplupna skulden och dess karaktär.

Energimyndigheten anser dessutom att eventuella andra mål i anslutning till avskrivningsdifferensen inte innebär att avskrivningsdifferensen ska behandlas i metoderna genom undantag från principerna och helheten för tillsynen över skälig avkastning. I enlighet med det som nämnts ovan bygger tillsynsmetoderna på WACC-modellen, där det centrala elementet är att posterna på balansräkningens passiva sida fördelas enligt sin karaktär på det egna kapitalet samt på det räntebärande och räntefria främmande kapitalet. Den latent skatteskuldens andel av avskrivningsdifferensen är till sin natur räntefritt främmande kapital och ska inte behandlas i metoder som om den vore räntebärande.

Avskrivningsdifferensen för nätets tillgångar ska i metoderna behandlas på samma sätt som avskrivningsdifferensen för andra tillgångar. Den latent skatteskuldens andel lämnas kvar bland räntefria skulder och det egna kapitalets andel justeras i det egna kapitalet med en kalkyl över skälig avkastning.

1.3 Omsättningstillgångar

Enligt 4 kap. 4.1 § i bokföringslagen (1336/1997) är *omsättningstillgångar tillgångar som är avsedda att överlåtas som sådana eller i förädlad form eller att förbrukas*. Enligt 5 kap. 6.1 § i bokföringslagen ska *anskaffningsutgiften för de omsättningstillgångar som återstår vid räkenskapsperiodens utgång aktiveras*.

Kostnader som hänför sig till omsättningstillgångar bokförs som en kostnad när en tillgång överlåts eller förbrukas. Bokföringen av kostnaden för omsättningstillgångar som hör till näringsverksamheten sker via inköp. Omsättningstillgångarna aktiveras i balansräkningen om de har anskaffats men inte överlåtits eller förbrukats före bokslutet. Genom aktivering flyttas anskaffningarnas kostnadsföring från

anskaffningstidpunkten till användnings- eller överlåtelse-tidpunkten. Med beräkningar av skälig avkastning beaktas inköp och lagerförändring i de operativa kostnaderna.

Omsättningstillgångar har ingen väsentlig roll i eldistributionsnätverksamheten, där den egentliga tillgången som överläts inte utgör lager för omsättningstillgångar. Högspänningsdistributionsnätinnehavarna hade inga omsättningstillgångar i det särredovisade bokslutet för nätverksamheten under den fjärde tillsynsperioden. Av distributionsnätinnehavarna hade hälften inga omsättningstillgångar i de särredovisade boksluten för nätverksamheten för den fjärde tillsynsperioden. Åren 2016, 2017 och 2019 hade 38 av 77 nätinnehavare omsättningstillgångar och åren 2018, 2020 och 2021 av 37 av 77 nätinnehavare. För alla distributionsnätinnehavare utgjorde omsättningstillgångarna i genomsnitt 0,96 procent av nätverksamhetens balansomslutning 2016–2021. För de nätinnehavare som hade omsättningstillgångar i nätverksamhetens balansräkning utgjorde omsättningstillgångarna 1,96 procent (1,06 procent hos andra än hyresnätinnehavare) av nätverksamhetens balansomslutning.

Utifrån utlåtandena från nätinnehavarna består lagren av omsättningstillgångar huvudsakligen av tillgångar som har med investeringar att göra och som har anskaffats i större partier och som ännu inte har tagits i bruk eller kunnat hänföras till en pågående investering. För hyresnätinnehavare omfattar omsättningstillgångarna också pågående projekt som efter att de färdigställts säljs till nätägaren och som därför enligt sin beskaffenhet ska bokföras som omsättningstillgångar.

I högsta domstolens avgörande HFD:2010:86 behandlades huruvida posterna på motsvarande sida i det särredovisade bokslutet hör till det kapital som är bundet till nätverksamheten och därigenom till intäktsunderlaget. I avgörandet behandlades kundfordringar och resultatregleringar närmare. I sitt avgörande ansåg HFD att kundfordringarna uppstår direkt från den egentliga näringsverksamheten och därför till sin natur är poster som är bundna till nätverksamheten.

I avgörandet konstaterades resultatregleringarna vara uppskattade poster med vilka posterna enligt kassaprincipen omvandlas till poster enligt prestationsprincipen. Det konstaterades att poster av typen finansieringstillgångar hörde till resultatregleringarna samt fordringar för vilka det i praktiken inte kan påvisas någon affärsrisk. Resultatregleringarna ansågs därför inte höra till den egendom som var bunden till nätverksamheten.

Omsättningstillgångarna kan vara avsedda att användas för eget bruk eller överlåtas vidare. I båda fallen är det vid aktiveringen av omsättningstillgångarna fråga om periodisering av en utgift, genom vilken poster enligt kassaprincipen omvandlas till poster enligt prestationsprincipen. Komponenter och andra tillgångar avsedda för investeringar har inte tagits i användning eller kunnat hänföras till en pågående investering, om de vid bokslutstidpunkten har bokförts som omsättningstillgångar. Energimyndigheten anser att det inte är motiverat att få en skälig avkastning på sådana lager som anskaffats på förhand förrän nyttigheterna har tagits i bruk.

Anskaffningar som aktiverats bland hyresnätsinnehavarnas omsättningstillgångar och som kan jämföras med pågående investeringar i nätet som kommer att säljas till nätets ägare och aktiveras i balansräkningen, beaktas på samma sätt som under den fjärde och femte tillsynsperioden till sitt balansvärde i den justerade balansräkningen. Med förfarandet behandlas hyresnätsinnehavare jämlikt med nättinnehavare som är verksamma i det nät de äger. Liksom för andra nättinnehavare elimineras även hos hyresnätsinnehavare de komponenter och andra tillgångar av omsättningstillgångarna som inte används eller som inte kan hänföras till en pågående investering.

Bestående aktiva kan innehålla lagrade nyttigheter, om den nyttighet som använts tas ur bruk. Inga ändringar av tillsynsmetoderna föreslås för hanteringen av dessa. Energimyndigheten anser att sådana långfristiga tillgångar som endast tillfälligt är ur verklig användning och som är avsedda att tas i användning på nytt kan beaktas i intäktsunderlaget till sitt balansvärde. Balansvärdet som dragits av genom avskrivningar är i praktiken mindre för sådana nätkomponenter än tillgångens nuvarande bruksvärde enligt metoderna, så nättinnehavaren har kvar incitamentet att ta tillgången i användning på nytt.

Överlåtelse av nyttigheter hör i princip inte till affärsverksamheten i eldistributionsnätet. Energimyndigheten anser att det i princip inte är motiverat att få avkastning på nätegendom som tagits ur användning och som är avsedd att överlåtas. Bolaget har redan fått avkastning på tillgången medan den var i användning. Energimyndigheten anser dock att eftersom sådana tillgångar enligt Energimyndighetens uppfattning ändå är exceptionella i bolagen och eftersom dessa tillgångar sannolikt har ett mycket litet balansvärde i och med avskrivningarna, börjar man inte specificera dessa tillgångar med andra lagrade komponenter bland bestående aktiva.

1.4 Negativa konton för finansieringstillgångar

När kontot som motsvarar aktiva i balansräkningen för nätverksamheten är negativt är posten i själva verket affärsverksamhetens skuld. Affärsverksamhetens skul-

der ska i första hand allokeras till balansräkningens passiva, men till följd av särredovisningen kan negativa poster hamna under balansräkningens aktiva. Detta beror till exempel på att koncernkontots saldo i sin helhet kan vara positivt för bolaget, men negativt för en enskild affärsverksamhet. Eftersom saldona på de särredovisade kontona sammanlagt ska motsvara saldot på bolagets konto, ska även ett negativt saldo på kontot tas upp under aktiva i balansräkningen. Att saldot anges under aktiva i balansräkningen innebär dock inte att det inte i själva verket är fråga om en skuld. Därför ska det negativa saldot för en post som hör till finansieringstillgångarna justeras i räntefria skulder.

Skäliga kostnader för finansieringstillgångar beräknas på basis av halva fordringarna (exklusive kundfordringar). Eftersom ett negativt konto för finansieringstillgångar är en skuld kan ett negativt saldo anses minska det totala saldot för fordringarna utan grund och därmed de skäliga kostnaderna för finansieringstillgångarna. Därför beaktas inte negativa konton för finansieringstillgångar vid beräkningen av skäliga kostnader för finansieringstillgångarna.

1.5 Kostnader för nedmontering av ersättningsinvesteringar i nätets tillgångar

I tillsynsmetoderna för den fjärde och femte tillsynsperioden har det varit möjligt att beakta kostnaderna för avveckling av ersättningsinvesteringar i nätets tillgångar till deras värden enligt den särredovisade balansräkningen i de justerade tillgångar som bundits. I tillsynsmetoderna för den fjärde och femte tillsynsperioden har man konstaterat att detta behandlar nätinnehavarna jämlikt oberoende av om nedmonteringskostnaderna har bokförts som kostnader eller aktiverats i balansräkningen. Beaktandet av aktiverade nedmonteringskostnader till sitt balansvärde leder dock till att man inte har något incitament att minimera kostnaderna (effektiviseringsincitament). Däremot finns det ett effektiviseringsincitament för nedmonteringskostnader som bokförts som kostnader, eftersom de har beaktats som en del av de kontrollerbara operativa kostnaderna (KOPEX) samt i deras referensnivå (SKOPEX).

Kostnadsfronten som används som referensnivå för effektiviseringsincitamentet fastställs på basis av de faktiska kontrollerbara operativa kostnaderna från tidigare år. Vid beräkningen av effektiviseringsincitamentets årliga incitamenteffekt beaktas å sin sida alltid de faktiska kontrollerbara operativa kostnaderna för det aktuella året. Alltså har bolag som inte har bokfört nedmonteringskostnader som kostnader kunnat dra nytta av att andra bolag bokför dem som kostnader genom att nedmonteringskostnader har ett högre SKOPEX-värde. Dessa bolag har dock inte haft motsvarande kostnader när nedmonteringskostnaderna har aktiverats och därmed även bolagets KOPEX har visat sig vara mindre. Nätinnehavare som aktiverat nedmonteringskostnaderna har därmed utöver en skälig avkastning beräknad utifrån

balansvärdet gynnats av de nedmonteringskostnader som andra nätinnehavare bokfört som kostnader genom effektiviseringsincitamentet.

Kostnader för nedmontering av ersättningsinvesteringar har inte beaktats i jämförpriserna för nättillgångar. Förfarandet är detsamma även under den sjätte och sjunde tillsynsperioden. Att beakta kostnaderna i jämförpriserna skulle leda till att jämförpriserna steg även för de nätkomponenter och bolag som inte berörs av kostnaderna för nedmontering av ersättningsinvesteringar. I boksluten för 2021 hade 26 bolag uppgett kostnader för nedmontering av ersättningsinvesteringar. Metoden skulle alltså leda till en omotiverad ökning av intäktsunderlaget i en stor del av bolagen. Eftersom nedmonteringskostnaderna är individuella och specifika från fall till fall är det också i praktiken mycket svårt att skapa jämförpriser. Dessutom anser verket att det i nedmonteringskostnaden i princip är fråga om en sådan kostnad som man i princip borde sträva efter att beakta som kostnad, om det bara är möjligt. Med tanke på nätets marknadsvärde har det ingen betydelse om nätet har nedmonterats under det nya nätet eller inte. Energimyndigheten anser också att det i princip inte är motiverat att tillåta skälig avkastning och avskrivningar på nedmonteringen.

Kostnaderna för nedmontering av ersättningsinvesteringar ska i sin helhet omfattas av effektiviseringsincitamentet för att principen ska vara mer jämlik och motiverad än tidigare när det gäller kostnadschanteringen i allmänhet samt mellan olika nätinnehavare.

De aktiverade kostnaderna för nedmontering av ersättningsinvesteringar i nätets tillgångar kommer därför under den sjätte och sjunde tillsynsperioden att korrigeras med en kalkyl över skälig avkastning som om de hade bokförts som kostnad. Nedmonteringskostnader som bokförts som kostnader beaktas som tidigare som operativa kostnader.

Balansaktiveringarna av kostnaderna för nedmontering av ersättningsinvesteringar för tillgångar i nätet elimineras från den justerade balansräkningen. På motsvarande sätt återbetalas de avskrivningar som hänför sig till dessa nedmonteringskostnader till det justerade resultatet. Kostnaderna för nedmontering av ersättningsinvesteringar för tillgångar i nätet ingår inte i nättillgångarnas justerade återanskaffningsvärde eller justerade nuvarande bruksvärde. För dessa beräknas inte heller JHA-avskrivningar.

De kostnader för nedmontering av ersättningsinvesteringar i nätets tillgångar som aktiverats under räkenskapsperioden dras av från rörelsevinsten och beaktas som kontrollerbara operativa kostnader (KOPEX) samt i effektiviseringsincitamentets referensnivå (SKOPEX).

Under den sjätte (2024–2027) och sjunde (2028–2031) tillsynsperioden dras varje år 1/8 av från balansvärdet av nedmonteringskostnaderna för ersättningsinvesteringar i aktiverade nättillgångar enligt bokslutet för 2023. De nedmonteringskostnader som aktiverats i balansräkningen före tillsynsperiodens början beaktas således som en kostnad före utgången av 2031. Eftersom dessa kostnader redan har realiserats före tillsynsperiodens början, beaktas de nedmonteringskostnader som aktiverats före 2024 som icke-kontrollerbara operativa kostnader som inte omfattas av effektiviseringsincitamentet.

1.6 Erhålla stöd för anläggning av nät

Enligt tillsynsmetoderna för den fjärde och femte tillsynsperioden har komponenter som finansierats med stöd eller kompensationer beaktats i elnätstillgångarnas justerade återanskaffningsvärde, när man i investeringsincitamentet räknar de justerade linjära avskrivningarna för elnätstillgångarna. Tillsynsmetoden har dock ändrats så att komponenter som finansierats med stöd eller kompensationer enligt tillsynsmetoderna för den sjätte och sjunde tillsynsperioden inte beaktas i elnätstillgångarnas justerade återanskaffningsvärde, när man i investeringsincitamentet räknar ut justerade linjära avskrivningar på elnätstillgångar.

För nätanvändarnas del finns det inga skäl att finansiera investeringskostnaden med hjälp av någon av kostnaderna för skälig avkastning eller justerat resultat (linjär avskrivning), eftersom nätinnehavaren redan helt har kompenserats för de aktuella komponenterna med stödet.

1. I utlåtandena om riktlinjerna har man lyft fram behovet av att precisera behandlingen av ersättningar i anslutning till linjeöverföringar i förhållande till metoden för hanteringen av de stöd som erhållits för byggandet. Energimyndigheten har när det gäller de stöd som erhållits för byggande av nätet preciserat att ersättningarna för kostnaderna för linjeöverföringar inte behandlas som stöd för byggande av nätet i tillsynsmetoderna.

2 Skälig avkastningsgrad

2.1 Modell för det viktade medelvärdet av kostnaden för kapital

Vid bestämning av godtagbar skälig avkastningsgrad för det justerade kapital som bundits i nätverksamheten används modellen viktat medelvärde av kostnaden för kapital (Weighted Average Cost of Capital, WACC).

WACC anger medelvärdet av kostnaden för det kapital företaget använder viktat med relativa värden av eget och främmande kapital. Genom att använda kontrollbolag återspeglar den härledda snittkostnaden den nivå på alternativkostnaden som bör tillåtas för det bundna kapitalet när man jämför med ett alternativt investeringsobjekt med motsvarande kapitalstruktur och risknivå. På så sätt garanteras nätbolagens affärsverksamhet en skälig men tillräcklig avkastning på det kapital som är bundet till affärsverksamheten.

År 2022 beställde Energimyndigheten en extern utredning av KPMG Oy Ab om fastställandet av en skälig avkastningsgrad⁵, som har varit en central källa vid bedömningen av metodändringar.

2.2 Skälig kostnad för eget kapital

Vid bestämning av skälig avkastningsgrad beräknas den skäliga kostnaden för eget kapital med hjälp av CAP-modellen (Capital Asset Pricing Model). Modellen fastställer alternativkostnaden utifrån den förväntade avkastningen i förhållande till riskerna. Det handlar alltså inte om en verklig kostnad, utan om en förväntad avkastning som antas motsvara en rimlig alternativkostnad för eget kapital.

CAP-modellen beskriver sambandet mellan risken och avkastningskraven hos ett riskfyllt investeringsobjekt. Det är en framåtblickande modell som beskriver investerarens förväntade avkastning på ett riskfyllt investeringsobjekt i förhållande till ett riskfritt investeringsobjekt.

CAP-modellen är ett sätt att fastställa den förväntade avkastningen på eget kapital inom reglerade branscher som används allmänt internationellt och som även Marknadsdomstolen har konstaterat vara lämplig.

2.2.1 Riskfri räntesats för eget och främmande kapital och landriskpremie

I CAP-modellen bör avkastningskravet för ett så riskfritt investeringsobjekt som möjligt tillämpas som en riskfri räntesats. I regel anses dessa vara statsobligationer

⁵ KPMG Oy Ab, Selvitys kohtuullisen tuottoasteen määrittämisestä sähkö- ja maakaasuverkkotoimintaan sitoutuneelle pääomalle, 20.9.2022

utgivna av stater med högt kreditbetyg (AAA). Finlands kreditvärdighet justerades nedåt av S&P 2015 från nivå AAA till AA+, där den har blivit kvar sedan dess. Tyskland är således den mest relevanta AAA-kreditklassificerade staten, vars obligationsränta tillämpas som en riskfri räntesats.

I nätverksamheten ska investeringshorisonten för eget kapital vara flera år och därför är det viktigt att välja rätt maturitet (lånetid). Det är således motiverat att utgå från avkastningen på långa obligationer vid bestämning av den riskfria räntesatsen. På den sjätte och sjunde tillsynsperioden tillämpas som en riskfri räntesats tyska statens tioåriga obligationsränta. 10 års maturitet stöds också av ett tidigare expertutlåtande från Juha-Pekka Kallung, professor i redovisning vid Handelshögskolan vid Uleåborgs universitet⁶.

Landsriskpremien strävar efter att beakta risken för att en stat med lägre klassificering försummar sin obligation jämfört med en stat med AAA-klassificering. Även om beaktandet av landrisken är ett debatterat ämne⁷ där möjligheten till decentra- lisering väger tungt ur ägarens synvinkel, riktas reglerad eldistributionsnätverksamhet och högspänningsdistributionsnätverksamhet enbart mot Finland, och därför anser Energimyndigheten att det är motiverat att ta hänsyn till riskpremien mellan Finland och Tyskland som en separat landsriskpremie för kostnaderna både för eget och främmande kapital. Även KPMG:s externa utredning rekommenderade tillämpning av landsriskpremien.

KPMG:s utredning rekommenderade att landsriskpremien styrs av Professor Damodaranans databank, som uppdateras årligen. KPMG konstaterade dock även i ett senare svar att landsriskpremien kan beräknas som skillnaden mellan räntan på Finlands 10-åriga obligationsränta och räntan på Tysklands lån med motsvarande maturitet. Detta senare sätt beaktar närmare Finlands landrisk i förhållande till andra stater med motsvarande kreditbetyg (AA+) och kan bättre återspegla den granskningsperiod som valts i anslutning till den riskfria räntan. Dessa faktorer talar för att landsriskpremien ska fastställas på detta sätt.

2.2.2 Beta-koefficient

Betakoefficienten beskriver det granskade företags risknivå i förhållande till den genomsnittliga risknivån för alla placeringar, och är en central parameter i CAP-modellen när avkastningsförväntningen på eget kapital fastställs.

⁶ Kallunki (2021) Lausunto jakeluverkkotoiminnan valvontamenetelmissä käytetyn riskittömän korkokannan määrittäminen (på finska)

⁷ Damodaran (2022) Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation, and Implications – The 2022 Edition

Betakoefficienten är beroende av företagets kostnadsstruktur, skuldsättningsgrad och tillväxt. I praktiken leder detta till att företag inom samma bransch har betakoefficienter som står nära varandra.

Tillsynsmetoderna utgår från att betakoefficienten är en branschspecifik storhet och den beskriver riskgraden i de investeringar som gjorts i företagen inom branschen jämfört med alla investeringar. Energimyndigheten ser inte att det finns tillräcklig grund för att tillämpa en separat kontrollgrupp för högspänningsdistributionsnätverksamheten i förhållande till eldistributionsnätverksamheten.

Som kontrollgrupp för eldistributionsnätverksamheten och högspänningsdistributionsnätverksamheten har man använt bolag som har reglerad eldistributionsnätverksamhet. Inget jämförelsebolag har enbart fokuserat på eldistribution, utan alla bolag som används har också annan affärsverksamhet på koncernnivå. Det är inte möjligt att särskilja affärsverksamheternas risker (beta) enligt affärsverksamhet inom kontrollbolagen.

Den skuldfria betakoefficienten beskriver affärsverksamhetens risker utan risk för skuldsättning. I tillsynsmetoderna beräknas den skuldfria betakoefficienten med hjälp av Hamada-formeln som också eliminerar skattesatsens effekter. Tillämpningen av Hada-formeln grundar sig på praxis under den tidigare metodperioden, som EY tog ställning till i sin externa utredning 2014⁸. KPMG:s externa utredning tog inte ställning till tillämpningen av planen och Energimyndigheten ser inga skäl till att tillämpa en annan metod för att beakta skattegraden.

På rekommendationen i KPMG:s expertrapport om betakoefficienten har man tillämpat den så kallade Blumes korrigering, där kontrollbolagens råa beta korrigeras med formeln: $\beta_{oikaistu} = \frac{2}{3} \times \beta_{oikaiseaton} + \frac{1}{3} \times 1$,

där det råa skuldfria betavärdet har korrigerats genom att vikta den genomsnittliga risken på marknaden med en tredjedel. Detta är enligt KPMG allmän praxis vid bestämningar av värde, och Energimyndigheten har i sin jämförelse med regleringsmyndigheternas praxis på europeisk nivå tolkat det som att denna så kallade "adjusted beta" är allmänt tillämpad praxis, eftersom de råa skuldfria betavärdena som härletts från kontrollbolagen skulle vara betydligt närmare noll.

⁸ Ernst & Young Oy (2014) Kohtuullisen tuottoasteen määrittäminen sähkö- ja maakaasuverkkotoimintaan sitoutuneelle pääomalle (på finska)

2.2.3 Marknadsriskpremie

Marknadsriskpremien anger skillnaden mellan den riskfria räntan och avkastningen på en aktieinvestering, det vill säga hur mycket högre avkastningen på aktierna är jämfört med den riskfria räntan.

Marknadsriskpremien kan fastställas på flera olika sätt: utifrån historisk avkastning, enkäter riktade till proffs inom finansbranschen samt implicita värderingskoefficienter. Energimyndighetens åsikt är att tillämpa det sätt som KPMG rekommenderar i sin externa utredning på den så kallade implicita marknadsriskpremien, som har tagits fram genom att räkna ut differensen mellan den förväntade marknadsavkastningen och den riskfria räntan i ett land med kreditbetyget AAA (USA). I utlåntagandet till Energimyndigheten ombads man tillämpa den riskfria räntan i Tyskland vid fastställandet av marknadsriskpremien, men Energimyndigheten anser att förfarandet är inkonsekvent när förväntan på marknadsavkastning har härletts från Damodaras databas utifrån den förväntade marknadsavkastningen i USA. Samtidigt konstaterar också KPMG:s utredning att en enhetlig aktiemarknadsriskpremie i Damodaras databas har bedömts för AAA-klassificerade stater. Dessutom anser Energimyndigheten att skillnaderna mellan länderna i marknadsriskpremien har beaktats i landsriskpremien.

2.2.4 Illikviditetsspremie

Illikviditetspremien beskriver investeringens eventuella avsaknad av likviditet.

Faktorer som kan inverka negativt på värdet på innehav i olistade eller på andra grunder illikvida bolag är bland annat högre transaktionskostnader och längre försäljningstider än för innehav i noterade bolag.

Modeller för hur illikviditetspremien ska tillämpas vid bestämning av företagets värde har utarbetats med olika metoder. Tills vidare saknas en allmänt godtagen metod för beräkningarna. Därför är tillämpningen av premien i praktiken i högsta grad prövningsbaserad. Även i den externa utredningen som gjordes av KPMG konstateras det att eftersom tillgångsposterna i nätaffärsverksamheter som ligger under Energimyndighetens tillsyn kan anses ha låg risk, är det motiverat att tillämpa en högst måttlig likviditetspremie vid fastställandet av en skälig avkastningsgrad.

För en måttlig illikviditetspremie talar även det faktum att nätverksamheten är tillståndspliktig samt att det har verkställts företagstransaktioner inom branschen de senaste åren.

Vid fastställandet av illikviditetspremien ska även beaktas att de flesta av företagen i branschen har majoritetsägare. Det innebär att ägarna har kontroll över bolagen och kan därmed direkt påverka affärsverksamheten.

Värdet på illikviditetspremien har behandlats i marknadsdomstolens beslut (MD: 271–344/2006) samt i flera utlåtanden^{9, 10, 11, 12}. Premien kan beräknas som ett medeltal av de värden som presenteras i dessa. I ljuset av de nuvarande uppgifterna anser inte Energimyndigheten att det är motiverat att ändra likviditetspremien från de 0,6 procent som tidigare tillämpades.

2.2.5 Kapitalstruktur

Kapitalstrukturen avspeglar viktningen av kostnaderna för eget kapital respektive främmande kapital i WACC-modellen.

Kapitalstrukturen påverkar också fastställandet av betakoefficienten. Effekten av företagets kapitalstruktur måste elimineras för att betakoefficienterna för olika aktier ska vara jämförbara.

I de tidigare metoderna har man vid beräkningen av medelvärde viktat med kapital tillämpat ett enhetligt antagande om kapitalstruktur för branschen, som har härletts på basis av marknadsvärdet av börsnoterade kontrollbolag med så stor affärsverksamhet som möjligt. Förfarandet är också en praxis som allmänt tillämpas internationellt. Det grundläggande antagandet är att dessa bolag har optimerat sin kapitalstruktur för att maximera bolagets värde. Även KPMG:s utredning förordar förfarandet i fråga, eftersom ett rimligt avkastningskrav på marknadsvillkor uppfylls.

I utlåtandena från intressegrupperna uttrycktes behovet att tillämpa en bolagsspecifik kapitalstruktur som bör grunda sig på andelar i eget och räntebärande främmande kapital enligt bolagets balansräkning. När det gäller börsnoterade bolag kan bolagets bokföringsmässiga kapitalstruktur avvika avsevärt från den kapitalstruktur som bygger på marknadsvärdet och därför kan man inte heller för de kontrollerade nätinnehavarnas del använda det som utgångspunkt för att fastställa en skälig avkastningsgrad. Dessutom är det anmärkningsvärt att bolagets skuldsättningsgrad också har en betydande inverkan på avkastningskravet på eget kapital. Eftersom

⁹ PricewaterhouseCoopers, Lausunto koskien sähkön jakeluverkkotoiminnan pääoman keskikustannusta, utlåtande 7.4.2004

¹⁰ Deloitte & Touche Oy, Energiemarkkinavirasto – Sähköverkkotoiminnan WACC-mallin ja sen parametrien arviointi, utlåtande 6.8.2010

¹¹ Kallunki, Juha-Pekka, Lausunto Energiemarkkinaviraston käyttämästä sähköverkkotoiminnan valvontamallista, utlåtande 29.4.2011

¹² Martikainen Teppo, Lausunto Sähkömarkkinakeskukselle jakeluverkkotoimintaan sitoutuneen pääoman kohtuullisesta tuottoasteesta, utlåtande 4.11.1998

de finländska distributions- eller högspänningsdistributionsbolagen inte är börsnoterade, har Energimyndigheten ingen kapitalstruktur att tillämpa som härletts från det bolagsspecifika marknadsvärdet.

2.3 Skälig kostnad för främmande kapital

Vid fastställandet av en skälig avkastningsgrad beräknas den skäliga kostnaden för främmande kapital genom att till den riskfria räntesatsen lägga till lands-riskpremien och riskpremien för främmande kapital. I utlåtandena från intressentgrupperna uttrycktes behovet av att tillämpa de faktiska bokföringsmässiga kostnaderna för främmande kapital vid fastställandet av kostnaderna för främmande kapital i de bolag som övervakas. Myndigheten anser att metoden i fråga skulle innebära att man frångår det allmänt tillämpade WACC-modellens förfarande. Denna metod skulle innebära att man avstår från ett allmänt tillämpat förfarande där en skälig genomsnittlig avkastning beaktas med optimal viktning av det egna och det främmande kapitalets relativa andelar och att man övergår till att tillämpa en separat avkastningsgrad på det egna kapitalet¹³. Det finns också en risk för att ändringen leder till ineffektiva lånevillkor för främmande kapital eller till att företagen organiserar sin finansiering inom koncernen så att kostnaderna för främmande kapital blir oskäliga. Det är inte heller möjligt att begränsa kostnaderna för främmande kapital på basis av en optimal kapitalstruktur, eftersom de bolag som kontrolleras inte är börsnoterade och deras marknadsvärde, som de tillåtna kostnaderna för främmande kapital bör vara begränsad, inte är känt.

2.3.1 Skuldpremie

Riskpremien för främmande kapital beskriver den kostnad som finansiering med främmande kapital medför utöver den riskfria räntesatsen och landsriskpremien.

I den utredning som KPMG låtit göra borde riskpremien för främmande kapital basera sig på den senaste informationen och nivån har bedömts utifrån avkastningen från 10–30 års skuldebrev emitterade av kontrollbolag som ett genomsnitt per vecka vid uppdateringstidpunkten, med avdrag för 10 års riskfri ränta för den mest relevanta staten med AAA-kreditbetyg, beroende på valutan i det masskuldebrev som jämförelsebolaget emitterat.

Även om det finns offentligt noterade masskuldebrev i verksamma bolag i Finland för eldistributionsnätverksamheten (Elenia Verkko Oyj och Caruna Oy) som kan användas för att fastställa skuldpremien för räntebärande främmande kapital, har Energimyndigheten på KPMG:s rekommendation tillämpat samma kontrollbolag

¹³ Faktiska kostnader för främmande kapital tillämpas dock i vissa länder, exempelvis USA (<https://www.raponline.org/wp-content/uploads/2016/07/rap-lazar-electricity-regulation-US-june-2016.pdf>)

som tillämpas vid fastställandet av WACC-modellens övriga parametrar. Det stärker enhetligheten i de parametrar som tillämpas i modellen.

2.3.2 Skuldpremie och landrisk för främmande kapital

KPMG:s externa utredning rekommenderade att man tillämpar landsriskpremier även när man fastställer skäliga kostnader för främmande kapital. På basis av det bedömningssätt som KPMG tillämpar är Energimyndighetens åsikt att tillämpningen av landsriskpremien måste övervägas noggrant, eftersom vissa kontrollbolags verksamhet ligger i länder som är under kreditklass AAA, varvid den kupongränta som använts för att beräkna skuldpremien borde ha minskats även av landsriskpremien i det land där verksamheten är koncentrerad. I svaret från KPMG konstateras det att skuldebrev som är noterade någon annanstans än i ett AAA-klassificerat land innehåller en implicit landsriskpremie, men vid granskningen av använda skuldebrev finns den absoluta huvudparten av dessa i AAA-klassificerade länder, vilket innebär att landrisken utifrån detta urval måste ökas när verksamheten är i Finland. Enligt Energimyndighetens interna bedömning kan elimineringen av en eventuell implicit landsrisk som hänför sig till jämförelsebolagens lån inte genomföras direkt genom att minska skillnaden mellan den statsränta på AAA-nivå som affärsverksamheten koncentreras till och den mest relevanta AAA-kreditklassificerade statens ränta. Beräkningssättet skulle leda till en inkonsekvent låg skuldpremiennivå för enskilda lån.

2.4 Beräkning av skälig avkastningsgrad och observation av skatter

Kostnaden för hela kapitalet beräknas med hjälp av viktat medelvärde av kostnaderna för eget och räntebärande främmande kapital. Avkastningskravet på det räntefria främmande kapitalet är noll, varför det inte är nödvändigt att inkludera detta kapital i beräkningen av skälig avkastningsgrad.

I tillsynsmetoderna tillämpas skälig avkastningsgrad före skatt (pre-tax). På så sätt beaktas samfundsskatterna i beräkningen av skälig avkastning och avdras inte vid beräkningen av det faktiska justerade resultatet. Tillämpning av skälig avkastningsgrad före skatt (pre-tax) gör tillsynsmetoden tydligare och bidrar till att nätinnehavarna behandlas lika oavsett deras bolagsform eller bolagets koncernstruktur.

2.5 Tillsynsparametrarnas uppdateringsfrekvens och granskningsperiod

Enligt KPMG:s externa utredning borde de parametervärden som tillämpas i regel bygga på de senaste uppgifterna, och rapporten gav rekommendationer om uppdateringsfrekvensen för parametrarna samt om utifrån vilket tidsintervall parametrarna bör beräknas för varje tillsynsår. I vågskålen väger dock tillsynsmetodernas

kontinuitet, förutsägbarhet och långsiktighet tungt. Samtidigt finns det för vissa parametrar, såsom den riskfria räntan, ett större behov av uppdatering, eftersom det rådande marknadsläget även plötsligt kan påverka räntenivån och därigenom den rimliga avkastningsgraden.

2.5.1 Övervakningsparametrarnas uppdateringsfrekvens

KPMG:s externa utredning kategoriserar tillsynsparametrarna i prioriteringsordning i tre kategorier beroende på parametrarnas känslighet för marknadsläget och konjunkturförändringarna:

- Hög: betakoefficient, riskfri ränta och skuldriskpremie
- Medel: kapitalstruktur
- Låg: marknadsriskpremie, landsriskpremie, likviditetspremie

Energimyndigheten har använt denna kategorisering som utgångspunkt för att bedöma uppdateringsfrekvensen för olika parametrar. I vågskålen med högre uppdateringsfrekvens väger dock det praktiska genomförandet av uppdateringen samt tillsynsmetodernas allmänna förutsägbarhet och långsiktighet tungt. När det gäller dessa delområden som helhet anser Energimyndigheten att det är nödvändigt och praktiskt att uppdatera parametrarna enligt följande tidtabell från början av metodperioden:

Med ett års mellanrum: riskfri ränta och landriskpremie

Vartannat år: betakoefficient, kapitalstruktur¹⁴ och skuldriskpremie

Vart fjärde år: marknadsriskpremie

Uppdateras inte under metodperioden: likviditetspremie

Under den tidigare metodperioden 2016–2023 uppdaterades den riskfria räntan årligen, skuldriskpremien mellan tillsynsperioderna (vart fjärde år) och de övriga parametrarna var oförändrade under hela metodperioden.

Det centrala i tillsynsmetoderna är att garantera en tillräcklig men skälig avkastning på det kapital som är bundet till affärsverksamheten. Därmed bör den skäliga avkastningsgraden av metoderna så noggrant som möjligt återspegla den verkliga risksituationen i verksamheten under metodperioden och de skäliga kostnaderna för finansieringen, även i föränderliga marknadsförhållanden. Det talar för att den

¹⁴ Även om kapitalstrukturen eventuellt är mindre känslig för konjunktursvängningar än några andra parametrar anser Energimyndigheten att det är nödvändigt att uppdatera den optimala kapitalstrukturen samtidigt som betavärdet, så att den beräknade gäldenärens betavärde återspeglar läget vid tidpunkten för uppdateringen.

senare informationen ska utnyttjas särskilt för de parametrar som är känsligare för konjunktursvängningar.

Detta resonemang står i centrum för varför det är viktigt att uppdatera den riskfria räntan årligen, och de parametrar som härleds från riktmärkena (betakoefficient, kapitalstruktur och skuldriskpremie) vartannat år. Detta garanterar att parametrarna inte avviker från verkligheten i marknadssituationen under övervakningsperioderna.

Samtidigt sker tillsyn i förhand, inte i efterhand, vilket innebär att tillsynsmodellens parametrar ska vara kända före tillsynsårets början. Det medför vissa begränsningar för vad parametrarna i tillsynsmetoderna när det gäller ny information kan bygga på och medföra fördröjningar i när den förändrade marknadssituationen återspeglas i tillsynen och den tillåtna avkastningen.

2.5.2 Granskningsperiod för tillsynsparametrar

Som en del av fastställandet och uppdateringen av tillsynsparametrarna finns också valet av vilken granskningsperiod som ska användas, för vilken det genomsnittliga tillämpliga parametervärdet exempelvis ska räknas ut.

KPMG tillämpade i sin utredning i stor utsträckning mycket korta granskningsperioder på en dag (kapitalstruktur), ett par veckor (skuldpremie) eller ett år (marknadsriskpremie¹⁵, betavärde av genomsnittet för två år) vid tidpunkten för uppdatering. På så sätt säkerställde man att parametervärdena återspeglar de senaste uppgifterna vid tidpunkten för uppdateringen. Samtidigt konstaterar dock KPMG att vissa parametrar är känsligare för konjunktursvängningar, vilket enligt Energimyndigheten i sig talar för tillämpningen av något längre granskningsperioder, såsom sex månader.

I synnerhet den riskfria räntan är en volatil variabel, och ändringarna från en dag till en annan kan vara stora i situationer då det på marknaden är svårt att exakt prissätta ägarposterna på grund av exempelvis den osäkra ekonomiska situationen och centralbankernas penningpolitik. Därför anser Energimyndigheten att det är motiverat att tillämpa den redan tidigare tillämpade granskningsperioden på sex månader för den aktuella parametern.

När det gäller marknadsriskpremien anser Energimyndigheten det motiverat att förenhetliga granskningsperioden med den riskfria räntan, som också minskar vikten för en enskild månad när parametern låses på KPMG:s rekommendation för fyra

¹⁵ KPMG rekommenderade att man tillämpar värdet för den senaste tillgängliga månaden i den databas som Damodaran publicerat, som grundar sig på senaste 12 månadernas vinst, dividender och återköp.

år. När det gäller övriga parametrar tillämpar Energimyndigheten de granskningsperioder som KPMG rekommenderar.

2.6 Kontrollbolag och definiera de parametrar som beräknas utifrån dem

Valet av kontrollgrupp för fastställandet av WACC-parametrarna är en central del av processen, när marknadsdrivna parametrar används för att fastställa den skäliga avkastningsgrad som tillämpas i metoderna. Kontrollgruppen bygger på den grupp som rekommenderas i KPMG:s utredning, Energimyndigheten har i samband med den interna granskningen tagit bort bolagen Fortum Abp och RWE AG, då de enligt Energimyndighetens uppgifter inte längre har relevant affärsverksamhet vid tidpunkten för inställning av parametrarna. Den slutliga kontrollgruppen identifieras i metodbilaga 2. I kontrollgruppen ingår också bolag som har informerat om sina avsikter att minska eller helt sälja sina andelar i nätaffärsverksamheten, såsom SSE samt EDF, som ska nationaliseras.

Enligt Energimyndighetens interna utredning har kontrollbolagen även annan affärsverksamhet på koncernnivå än reglerad nätaffärsverksamhet. Bedömningen av relevansen hos kontrollgruppen för eldistributionsnät och hög-spänningsdistributionsnät presenteras i tabell 1, och som man ser är den relevanta nätaffärsverksamhetens andel av koncernens totala omsättning liten i en del av bolagen. Denna övriga affärsverksamhet, som är marknadsmässig, kan påverka till exempel affärsverksamhetens risknivå och därmed parametrarna som härletts från bolagen (beta, kapitalstruktur och skuldpremie). På basis av Energimyndighetens interna tilläggsbedömning och de utlåtanden som inkommit från intressentgrupperna finns det dock inte tillräckliga motiveringar för att vid valet av parametervärden avvika från urvalets median och till exempel tillämpa en nedre eller övre kvartil inom urvalets variationsintervall, eftersom den reglerade nätaffärsverksamhetens andel av koncernens omsättning inte entydigt förklarar spridningen mellan jämförelsebolagen i urvalet av parametervärden. Dessutom är urvalen redan i princip relativt begränsade.

Kontrollbolag	Andelen relevanta onli-neaffärer av koncernens omsättning 2022	Upprinnelse (koncernens årsredovisning)
E ON SE	17 %	2022 s. 280
Edison International	52 %	2022 s. 24 ja 98
EDP Energias de Portugal SA	16 %	2022 s. 362
Electricite de France SA	12 %	2022 s. 26
Enel SpA	16 %	2022 s. 195
Iberdrola SA	34 %	2022 s. 67



SSE PLC	18 %	2022 s. 226
Genomsnitt	24 %	

Tabell 1: Eldistributionsnätets och högspänningsdistributionsnätets kontrollgrupp och dess relevansbedömning

Parametrarna för en skälig avkastningsgrad kommer att uppdateras under metodperioden med hjälp av en på förhand fastställd kontrollgrupp. Det ställer krav på att de kontrollbolag som tillämpas även i samband med uppdateringen ska bedriva relevant nätaffärsverksamhet.

3 Incitament

3.1 Kvalitetsincitament

Avsikten är att kvalitetsincitamentets grundstruktur under den sjätte och sjunde tillsynsperioden ska hållas på samma nivå som under tidigare tillsynsperioder. Ändringarna i incitamentet gäller i huvudsak parametrarnas, det vill säga jämförprisernas och nyckeltalsuppgifternas, aktualitet.

3.1.1 Uppdatering av jämförpriserna för avbrottskostnader

I kvalitetsincitamentet har man från och med 2008 till och med 2023 tillämpat indexjusteringar av jämförpriserna för olägenheter som orsakas av avbrott, som bygger på undersökningar gjorda 2005¹⁶, 2006¹⁷ och 2007¹⁸. Följande metodperiod sträcker sig redan till åren 2024–2031, då det är som mest 26 år mellan de granskade åren och de undersökningar som ligger till grund för de jämförpriser som tillämpas. Under denna tid har elförbrukningen hos nätinnehavarnas kunder förändrats betydligt och den olägenhet som definierats i de gamla undersökningarna beskriver inte nödvändigtvis den olägenhet som elavbrotten orsakar i dag. De jämförpriser som bygger på ovan nämnda utredningar har också fastställts i penningvärdet för 2005, vilket gör att man 2031 skulle bli tvungen att indexjustera jämförpriserna med 26 år.

På grund av ovan nämnda motiveringar beslutade Energimyndigheten sommaren 2022 att beställa en utredning av AFRY Management Consulting Oy om kostnaderna för den olägenhet som avbrottet orsakat¹⁹, enligt vilken det föreslås att jämförpriserna på skador som orsakas av avbrott som bygger på de senaste forskningsrönen ska användas i tillsynsmetoderna för eldistributionsnätverksamheten under den sjätte och sjunde tillsynsperioden.

3.1.2 Avbrott i lågspänningsnätet

Energimyndigheten har i och med föreskriften om nyckeltal för elnätverksamheten och deras publicering (1730/002/2015) från och med 2016 börjat samla in energiviktade nyckeltalsuppgifter från distributionsnätinnehavarna om antalet avbrott och avbrottstider i lågspänningsnätet. Till denna del gjordes inga ändringar i den

¹⁶ Tekniska högskolan, Tammerfors tekniska universitet/Silvast Antti, Heine Pirjo, Lehtonen Matti, Kivikko Kimmo, Mäkinen Antti, Järventausta Pertti, Sähkönjakelun keskeytyksistä aiheutuva haitta, 12/2005

¹⁷ Villmanstrands tekniska universitet / Honkapuro Samuli, Tahvanainen Kaisa, Viljainen Satu, Lassila Jukka, Partanen Jarmo, Kivikko Kimmo, Mäkinen Antti, Järventausta Pertti, DEA-mallilla suoritettavan tehokkuusmittauksen kehittäminen, 12/2006

¹⁸ Villmanstrands tekniska universitet, Tammerfors tekniska universitet/Honkapuro Samuli, Tahvanainen Kaisa, Viljainen Satu, Partanen Jarmo, Mäkinen Antti, Verho Pekka, Järventausta Pertti, Keskeytystunnuslukujen referenssiarvojen määrittäminen, 5/2007

¹⁹ AFRY Management Consulting Oy/Tkachenko Evgenia, Vihavainen Petri, Selvitys keskeytyksen aiheuttaman haittan kustannuksista, marraskuu 2022

gällande föreskriften om nyckeltal för elnätverksamheten och deras publicering (2167/002/2016).

Från och med den sjätte tillsynsperioden beaktas avbrottskoderna för lågspänningsnätet också i beräkningen av eldistributionsnätinnehavarnas kvalitetsincitament. Ur elnätinnehavarnas kunders synvinkel påverkas den upplevda olägenheten inte av vilken del av nätinnehavarens nät som orsakat avbrottet. Därför är det motiverat att beakta avbrott i lågspänningsdistributionsnätet i beräkningen av kvalitetsincitamentet på ett enhetligt sätt i förhållande till medelspännings- och högspänningsdistributionsnäten.

3.1.3 Energiviktning i högspänningsdistributionsnätet

Energimyndigheten har i och med de tidigare nämnda nyckeltalen för elnätverksamheten och publiceringen av dem från och med 2018 förutom genomsnittliga avbrottssiffror börjat samla in genomsnittliga energiviktade nyckeltal för avbrott vid anslutningsställena från distributionsnätinnehavare och innehavare av högspänningsdistributionsnät.

Från och med den sjätte tillsynsperioden förenhetligas beräkningen av kvalitetsincitamentet för olika spänningsnivåer genom att man övergår till att använda energiviktade nyckeltal för avbrott även för högspänningsdistributionsnät. Energiviktningen i nyckeltal för avbrott ställer antalet avbrott och deras längd i relation till den energimängd som anslutningspunkterna förbrukar, vilket på ett bättre sätt återspeglar den verkliga olägenhet som avbrottet orsakar. Det har rekommenderats att energiviktningen används i kvalitetsincitamentet för högspänningsdistributionsnätet bland annat i Energimyndighetens diplomarbete²⁰ 2013 samt i den utredning som Energimyndigheten låtit Gaia Consulting Oy göra om kvalitetsincitamentets funktion och utvecklingsbehov 2016–2023²¹.

3.1.4 Planerade avbrott i högspänningsnätet beaktas inte i kvalitetsincitamentet

Energimyndigheten har samlat in information om planerade avbrott i högspänningsnätet. På grund av kunderna i högspänningsnätets karaktär illustrerar de planerade avbrottens kalkylerade olägenhet inte alltid den verkliga olägenheten för kunderna. Nätinnehavarna kommer i regel överens om avbrotten tillsammans med kunderna, så att kunderna kan förlägga sina egna underhållsstopp, installationer och andra åtgärder som krävs samtidigt som de planerade avbrotten. De avbrott som planerats i stamnätinnehavarens kvalitetsincitament beaktas inte heller och

²⁰ Heikkilä, Tuukka, Sähköverkon toimitusvarmuuteen liittyvien valvontamenetelmien kehittäminen, 9.10.2013

²¹ Gaia Consulting Oy, Karttunen Ville, Vanhanen Juha, Partanen Jarmo, Matschoss Kaisa, Bröckl Marika, Haakana Juha, Hagström Markku, Lassila Jukka, Pesola Aki ja Vehviläinen Iivo, Selvitys laatukannustimen toimivuudesta ja kehitystarpeista vuosille 2016–2023, 27.10.2014

att planerade avbrott i ett högspänningsdistributionsnät tas bort från kvalitetsincitamentet förenhetligar Energimyndighetens reglering mellan olika typer av högspänningsnät.

Dessutom har borttagandet av planerade avbrott på basis av simuleringar som gjorts för distributionsnätsinnehavarna en mycket liten inverkan på incitamentets sammanlagda konsekvenser.

3.1.5 År som används i referensnivån

Energimyndigheten har sedan den fjärde tillsynsperioden tillämpat en referensnivå på åtta år i kvalitetsincitamentet. Referensnivåer på åtta år rekommenderas i stor utsträckning i utredningar som gäller kvalitetsincitament, såsom den tidigare nämnda utredningen av Gaia Consulting Oy samt i utlåtandet från den akademiska arbetsgrupp som tillsatts av arbets- och näringsministeriet²², där följande konstateras: "Eftersom felsituationer, särskilt stora störningar, är tillfälliga ger den åttaårsperiod av historik som tillämpas nu en tillförlitlig bild av den verkliga nivån på avbrottskostnaderna och bolagets verksamhetsmiljö. Detta har man redan kommit fram till tidigare i en rapport (Honkapuro 2007). En tidsperiod som är lika lång som en tillsynsperiod ger inte en tillräckligt bra bild av den faktiska nivån på avbrottskostnaderna som motsvarar verksamhetsmiljön."

För att den referensnivå som tillämpas så bra som möjligt ska återspegla eldistributionsbolagens relevanta avbrottshistorik tillämpas under den sjätte och sjunde tillsynsperioden liksom under de föregående tillsynsperioderna den nyast möjliga referensnivån på åtta år. Därmed består referensnivån under den sjätte tillsynsperioden av åren 2016–2023 samt under den sjunde tillsynsperioden av åren 2020–2027. När det gäller högspänningsdistributionsnät används undantagsvis referensnivån 2018–2023, det vill säga en referensnivå på sex år för den sjätte tillsynsperioden. Anledningen till detta är övergången till energiviktade avbrottsuppgifter, som Energimyndigheten har samlat in från nätinnehavarna sedan 2018. Under den sjunde tillsynsperioden övergår man också när det gäller högspänningsdistributionsnätet till en referensnivå på åtta år.

3.1.6 Jämkning av jämförelsenivån

Storleken på olägenheten som avbrotten orsakar har när det gäller de faktiska kostnaderna gjorts skäligare i metoderna sedan kvalitetsincitamentet började tillämpas, det vill säga från år 2008. Detta har begränsat effekten av kvalitetsincita-

²² Järventausta Pertti, Collan Mikael, Liski Matti, Huhta Kaisa, Akademisk arbetsgrupp om beräkningsmetoder för tariffer för elöverföring och -distribution, arbetsgruppens utlåtande till Energimyndigheten, 31.5.2022

mentet under år med stora störningar till det högsta tak- och golvnivåer som fastställts i metoderna, som i nuläget är 15 % av nätinnehavarens skäliga avkastning för det aktuella året. I kvalitetsincitamentets referensnivå har den olägenhet som avbrotten orsakat under de aktuella åren dock beaktats i sin helhet under tidigare tillsynsperioder.

Definitionen av skälig referensnivå har behandlats särskilt i utlåtandet från den akademiska arbetsgrupp som tillsatts av arbets- och näringsministeriet. I utlåtandet konstateras det att "ett skäligare kvalitetsincitament (effekten kan vara högst 15 procent av den tillåtna avkastningen) kan motiveras, så att kvalitetssanktionen för ett enskilt dåligt år inte blir för stor ur nätbolagets synvinkel. För beräkning av referensnivån används dock avbrottskostnaden för ett enskilt år som sådan. I praktiken innebär detta till exempel att även om effekten av en stor störning blir mer rimlig för nätbolaget, betalar kunderna överavkastning till nätbolaget för det avbrott de upplevt under flera års tid via en högre referensnivå, vilket inte motsvarar det ursprungliga syftet med kvalitetsincitamentet. Det nuvarande sättet att beräkna referensnivån kan i själva verket försämra kvalitetsincitamentets incitamenteffekt för nätbolaget."

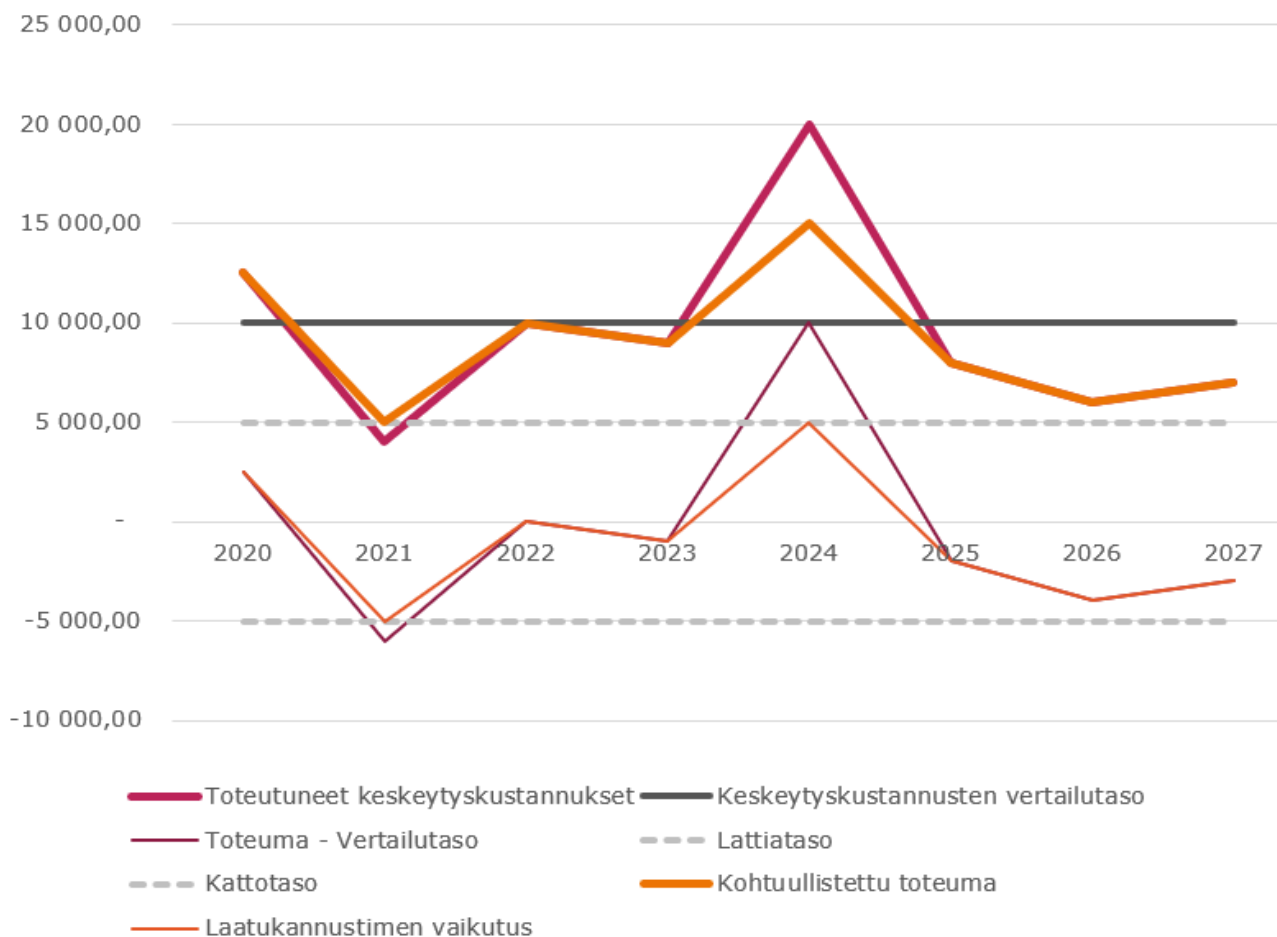
Vidare kan man enligt den akademiska arbetsgruppens utlåtande konstatera att kvalitetsincitamentet just används för beräkning av det faktiska justerade resultatet som beräknas utifrån rörelsevinsten och påverkar resultatet antingen uppåt eller nedåt, varvid tillämpning av skäligare kostnader för avbrott skulle vara mycket motiverat och då skulle illustrera precis rätt nivå på kvalitetsincitamentets referensnivå i beräkningen av rörelseresultatet. Dessutom bör uppkomsten av faktiska avbrottskostnader följas upp separat som en del av kvalitetsuppföljningen och övervakningen tillsammans med andra nyckeltal som beskriver driftsäkerheten. Dessutom är det bra att ta i beaktande att i alla fall avbrottskostnaden i sig är ett fiktivt värde som beskriver den olägenhet som avbrotten orsakar kunderna och inte representerar en absolut kostnad i euro. Avbrottskostnaderna beskriver inte heller nätbolagets kostnader, utan just kvaliteten på webbtjänsten som kunden upplever."

Om effekterna av exceptionellt stora årliga avbrottskostnader begränsas endast i beräkningen av det justerade resultatet enligt tillsynsmetoderna och inte i beräkningen av referensnivån, fungerar incitamentet efter överskridningen av taket på ett oönskat sätt och styr nätinnehavarna mot att öka avbrottskostnaderna för året i fråga. Genom att fastställa referensnivån med beaktande av den maximala effekten fungerar incitamentet neutralt när det gäller avbrott som överskrider taket, varvid kunderna inte behöver betala överavkastning till distributionsnätsinnehavarna för exceptionellt stora avbrottsmängder och -perioder som de upplevt, men de medför inte heller sanktioner för nätinnehavarna.

Från och med den sjunde tillsynsperioden kommer mängden olägenhet som orsakas av avbrott i referensnivån för nätinnehavarens kvalitetsincitament under enskilda år att modereras i enlighet med de realiserade kostnaderna. Om därför incitamenteffekten av referensårets kvalitetsincitament begränsas till taknivån enligt metoden, det vill säga högst 15 % av nätoperatörens skäliga avkastning för det året, bildas då den skäliga referensnivån för det året som summan av referensnivån och incitamenteffekten, det vill säga högst 15 % av nätoperatörens skäliga avkastning det året. Om incitamenteffekten av referensårets kvalitetsincitament begränsas till golvnivån enligt metoden för det aktuella året, utgörs på motsvarande sätt den skäliga referensnivån som skillnaden mellan referensnivån och 15 procent av nätinnehavarens skäliga avkastning för det aktuella på grund av symmetrin.

Tillämpningen av jämkningen av referensnivån inleds först under den sjunde tillsynsperioden, eftersom leveranssäkerheten under den sjätte tillsynsperioden 2016–2023 har varit jämn och god och det därför inte fanns något behov av jämkning. Under den sjunde tillsynsperioden eliminerar jämkningen av referensnivån risken för att eventuella leveranssäkerhetsnivåer, som avviker från det normala för de nya referensåren 2024–2027, skulle utan grund höja eller sänka kvalitetsincitamentets referensnivå.

För att åskådliggöra jämkningen av jämförelsenivån presenteras i figur 1 nedan de faktiska avbrottskostnaderna för det fiktiva bolaget 2020–2027 samt de skäligare utfall som används vid beräkningen av referensnivån för kvalitetsincitamentet under den sjunde tillsynsperioden, dvs. 2028–2031. Bilden visar att de faktiska avbrottskostnaderna 2021 har underskridit incitamentets golvnivå, och därför används ett skäligare utfall som har avgränsats enligt golvnivån vid beräkningen av referensnivån. På motsvarande sätt har de faktiska avbrottskostnaderna 2024 överskridit taknivån, så i incitamentet används ett skäligare utfall som begränsats till taknivån. Övriga år har incitamenteffekten legat mellan golv- och taknivåerna, så de faktiska avbrottskostnaderna för dessa jämkas inte.



Figur 1: Imaginär exempel på rationalisering av referensnivån

3.2 Effektiviseringsincitament

3.2.1 Beskrivning av den nuvarande metoden

I incitamenten för tillsynsmetoderna för eldistributionsnätverksamheten ingår ett element som granskar den operativa verksamhetens effektivitet. Syftet med elementet är att styra nätinnehavarna mot att agera kostnadseffektivt. Nätverksamheten kan anses vara effektiv när de insatser som används i verksamheten är så små som möjligt i förhållande till de erhållna resultaten. Effektiviseringsincitamentet gäller nätinnehavarens rörliga kostnader, det vill säga kontrollerbara operativa kostnader. Den enskilda nätinnehavarens potential att effektivisera den operativa verksamheten observeras genom att jämföra bolagets faktiska kostnader med de effektiva kostnaderna enligt kostnadsfronten.

När det gäller eldistributionsnätverksamheten bedöms kostnadsnivån enligt en effektiv nätverksamhet med hjälp av effektivitetsmätmetoder, varvid man utifrån alla

nätinnehavares input- och output-uppgifter estimerar en kostnadsfront som återspeglar en effektiv verksamhet. Eftersom den kostnadsfrontmodell som tillämpats på eldistributionsnätverksamheten och den estimeringsmetod som tillämpats i den i sig är komplex och innehåller ett stort antal parametrar som ska estimeras, anser verket att det är motiverat att undersöka bakgrunden till den modell som tillämpas nu på en något mer precis nivå.

Först presenteras en översikt över den ekonomiska teoretiska referensramen för den nuvarande modellen av effektivitetsincitamentet. Därefter hanterar de föreslagna förändringarna av modellen för den sjätte och sjunde tillsynsperioden och skälen bakom förändringarna. Slutligen presenteras kortfattat resultaten av den preliminära uppskattningen av den sjätte tillsynsperioden.

3.2.1.1 Utvecklingen av effektiviseringsincitamentet som en del av tillsynsmetoderna

Energimyndigheten har utvecklat effektivitetsmätningen som en del av tillsynen över eldistributionsnätverksamheten sedan 1998 och låtit göra ett flertal undersökningar och expertutredningar i anslutning till effektivitetsmätningen. Energimyndigheten har konsekvent strävat efter att utveckla den tillämpade modellen utifrån de senaste forskningsrönen och erfarenheterna av den praktiska tillämpningen av modellen. Därmed har också metoden, modellspecifikationen och valet av variabler som tillämpats vid estimeringen av effektivitetsfronten ändrats eller kompletterats under olika tillsynsperioder.

Effektiviseringsincitamentet har varit en del av incitamentsmekanismen för distributionsnätinnehavarnas tillsynsmetoder samt beräkningen av en skälig avkastning när Energimyndigheten övergår till förhandsreglering som genomförs för varje tillsynsperiod 2005.

3.2.1.2 Ekonomisk-teoretisk referensram som enligt den kostnadsfrontmodell som tillämpas nu

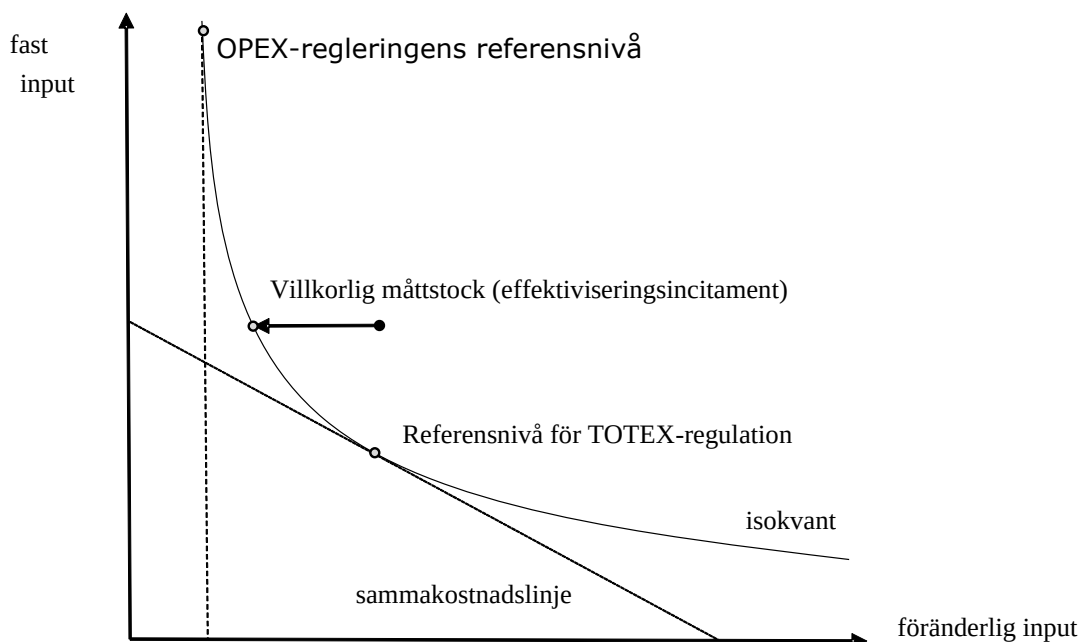
Den metod som Energimyndigheten för närvarande tillämpar för att bedöma den skäliga operativa kostnadsnivån grundar sig på måttstockskonkurrens (*yardstick competition*) som etablerats i forskningslitteraturen i ämnet, där man skapar en ram för kostnadskonkurrensen mellan monopolbolag som på grund av verksamhetens karaktär eller lagstiftningen inte möter kostnadskonkurrens. Den praxis som oftast tillämpas för måttstockskonkurrens inom nätbranschen grundar sig på modellering av den effektiva verksamhetens rörliga kostnader (eller operativa kostnader, OPEX) eller totalkostnader (operativa kostnader + kapitalkostnader, TOTEX).

Regleringen av både de operativa kostnaderna och totalkostnaderna medför vissa problem med tanke på incitamenteffekterna. Ett problem med reglering som grundar sig på totalkostnaderna kan vara att alla kostnader antas vara rörliga kostnader

och att de inte nödvändigtvis beaktar investeringsrisken i tillräcklig utsträckning och detta på så sätt kan dämpa nödvändiga kapitalinvesteringar. Till exempel inom just nätbranscherna fattas investeringsbesluten för tiotals år och det är svårt att anpassa kapitalet på kort sikt. Å andra sidan kan endast reglering som grundar sig på operativa kostnader skapa incitament för nätbolagen att ersätta de operativa kostnaderna med överdrivna investeringar och på så sätt uppmuntra till överinvesteringar, om bolagens investeringar i nätkapitalet inte begränsas på annat sätt.

Kuosmanen & Johnson har i sin utredning²³ föreslagit en villkorlig måttstockskonkurrens som lösning på det beskrivna incitamentsproblemet, som innebär att man har kostnadskonkurrens mellan nätbolagen när det gäller rörliga kostnader, dock med hänsyn till nätkapitalet. I praktiken beaktas alltså två separata inputvariabler, det vill säga operativa kostnader, som en rörlig input som det riktas ett effektiviseringsmål mot och nätvärdet som en fast input som det inte riktas ett effektiviseringsmål mot. I en villkorlig måttstockskonkurrens estimeras dock nivån på de operativa kostnaderna enligt den effektiva verksamheten som villkorlig i förhållande till bolagets kapital. Med hjälp av villkorlig måttstockskonkurrens kan man således lindra såväl problemet med överinvesteringar i anslutning till operativa kostnader som problemet med begränsning av investeringar i anslutning till totalkostnaderna.

²³ Kuosmanen, T., Johnson, A.L., Condition måttstockskonkurrens in energy regulation, The Energy Journal 41, 2020



Figur 2: Villkorlig måttstockskonkurrens (källa: Kuosmanen & Johnson (2020))

I figur 2 åskådliggörs den ekonomisk-teoretiska referensramen för den villkorliga måttstockskonkurrensen. Endast i regleringar som bygger på rörliga kostnader strävar bolagen efter att minimera de operativa kostnaderna och en referensnivå som minimerar kostnaderna presenteras i punkten i den vertikala övre punkten. En punkt som minimerar den rörliga kostnaden skulle dock kräva mycket betydande investeringar i nätkapitalet från bolagets sida och det skulle leda till överinvesteringar som inte är totalekonomiskt förnuftiga. På motsvarande sätt har referensnivån enligt regleringen som bygger på totalkostnaderna presenterats i diagrammet som en punkt där en sammakostnadslinje och en sammaavkastningskurva, det vill säga isokvant, som beskriver inputens tekniska ersättningsmöjligheter, tangerar varandra. Punkten beskriver driftsförhållandet mellan en fast och en rörlig input, där totalkostnaderna minimeras. Som konstaterats ovan är det dock mycket svårt att på kort sikt anpassa kapitalstocken till den optimala nivån.

Grundtanken i den villkorliga måttstockskonkurrensen är att standardisera det nätkapital som illustrerar den fasta insatsen på kort sikt, men ändå beakta det vid bedömningen av nivån för en rimlig operativ kostnad. Referensnivån för villkorlig måttstockskonkurrens i figur 2 är den punkt i samma sammaavkastningskurva som pilen i figuren visar. I praktiken visar pilens avstånd nätbolagets effektiviseringspotential och effektiviseringsincitament, det vill säga utgångspunkten är nätbolagets nuvarande kostnadsnivå och ändpunkten på sammaavkastningskurvan är en

referensnivå som motsvarar en effektiv verksamhet. Syftet med effektiviseringsincitamentet är således att på kort sikt styra nätbolaget mot en effektiv kostnadsfront som illustreras av sammaavkastningskurvan.

På lång sikt bör den fasta inputen, det vill säga nätkapitalet, anpassas till en punkt som minimerar totalkostnaderna. Eftersom den villkorliga måttstockskonkurrensen inte kräver anpassning av kapitalet är det möjligt att på kort sikt uppnå en effektiv jämförelsenivå för de rörliga kostnaderna, det vill säga de operativa kostnaderna. Därmed uppmuntrar den villkorliga måttstockskonkurrensen inte nätbolagen att ersätta de rörliga kostnaderna med fast kapital (överinvesteringar) och bestraffar inte heller bolagen för tidigare investeringsbeslut utan grund. Eftersom modellen tar hänsyn till nivån på de operativa kostnaderna som villkorlig i förhållande till nätkapitalbeloppet kan modellen anses förhålla sig neutral även till användningen av olika operativa lösningar i nätverksamheten. Därmed begränsar modellen inte till exempel användningen eller utvecklingen av olika flexibla metoder som visar sig vara totalekonomiskt effektiva.

Som konstaterats tidigare har Energimyndigheten sedan 2016 tillämpat den föreslagna villkorliga måttstockskonkurrensen, där regleringen inriktar sig på operativa kostnader, dock med beaktande av nätbolagets nätkapital, det vill säga fasta kostnader. Modellen som infördes i början av den fjärde tillsynsperioden bygger på en utredning²⁴ från 2014 som Energimyndigheten beställt av Sigma-Hat Economics Oy.

3.2.2 Förslag till ändring av effektiviseringsincitamentet för den sjätte och sjunde tillsynsperioden

Som en del av arbetet med att utveckla tillsynsmetoderna under den sjätte och sjunde tillsynsperioden lät Energimyndigheten ECKTA Oy göra en utredning om effektivitetsmätningen av eldistributionsnätverksamheten²⁵. I utredningen bedömdes den metod, den modellspecifikation samt de input- och outputvariabler som tillämpas nu. I utredningen ansågs den modell som Energimyndigheten för närvarande tillämpar och som bygger på villkorlig måttstockskonkurrens fortfarande vara ett rekommenderat alternativ för att fastställa referensnivån för de kontrollerbara operativa kostnaderna, och i utredningen föreslogs inga grundläggande ändringar i modellen. I utredningen rekommenderades dock vissa ändringar i metoden som

²⁴ Sigma-Hat Economics Oy / Kuosmanen, T., Saastamoinen, A., Keshvari, A., Johnson, A., & Parmeter, C., Tehostamiskannustin sähköjakaustien valvontamallissa, 2014

²⁵ ECKTA Oy/Kuosmanen, T., Kuosmanen, N., Dai, S., Kohtuullinen muuttuva kustannus sähköjakaustien valvontamallissa: Ehdotus tehostamiskannustimen kehittämiseksi 6. ja 7. valvontajaksoilla vuosina 2024–2031, 12.9.2022

tillämpades samt i de variabler som används i modellen, främst med tanke på modellens prognosförmåga och incitamentseffekter. Energimyndighetens utvecklingsförslag för effektiviseringsincitamentet för den sjätte och sjunde tillsynsperioden:

Utveckling av StoNED-metoden:

- Avgränsning av skuggprisernas fördelning

Modellens variabler:

- Nätets återanskaffningsvärde (JHA) ersätts med nuvarande bruksvärde (NKA)
- Beaktande av förlustprocent som kontrollvariabel

Allmänt effektiviseringsmål:

- Allmänt effektiviseringsmål 0 procent under den sjätte tillsynsperioden och 1 procent under den sjunde tillsynsperioden

Beräkning av referensnivån:

- Vid beräkningen av den bolagsspecifika referensnivån beaktas NKA varje år samt det faktiska KAH-värdet

Energimyndighetens ändringsförslag och tillhörande motiveringar behandlas efter det.

3.2.2.1 Begränsning av skuggprisernas variationsintervall

Skuggpriserna av output och input som man får i kostnadsfrontestimeringen tolkas ur ekonomisk synvinkel som marginalkostnader. I kontexten för den effektivitetsmätningssmetod som Energimyndigheten tillämpar visar marginalkostnaden hur en ökning av output- eller inputenheter påverkar den operativa kostnaden. För varje output och fast input estimeras skuggpriserna, det vill säga marginalkostnaderna, utifrån det observationsmaterial som används. Skuggpriserna fungerar å sin sida som koefficienter för realiserade bolagsspecifika output- och inputobservationer vid beräkningen av en skälig kostnadsnivå enligt skuggprisprofilen. I en monopolverksamhet kan vid avsaknad av egentliga marknader skuggpriserna i kostnadsfrontmodellen tolkas som virtuella marknader inom vilka bolagen konkurrerar om kostnadseffektiviteten jämfört med andra bolag.

I den metod som Energimyndigheten nu tillämpar har skuggpriserna placerats så att man vid beräkningen av en skälig kostnadsnivå för varje bolag väljer en skuggprisprofil som maximerar kostnadsnivån och bolagets verksamhet syns i det mest konkurrenskraftiga ljuset. Med andra ord maximerar förfarandet för val av skuggprisprofiler även effektiviteten i hela branschen. Skuggpriser som avviker från varandra beaktar nätt innehavarnas olika avkastningsstruktur och olika skuggprisprofiler betonar avkastning på andra sätt som kostnadsfaktorer. De bolagsspecifika och årliga variationerna i skuggpriserna kan vara stora.

I ECKTA Ab:s utredning föreslås fortfarande att samma logik används för att bestämma skuggprisprofilerna per bolag, det vill säga för alla skuggprisprofiler väljs en skuggprisprofil för bolaget som maximerar jämförelsenivån för de operativa kostnaderna. I utredningen rekommenderas det dock att skugggorna som fås genom frontestimering begränsas, varvid extremvärden i praktiken elimineras från fördelningen av skuggpriser i beräkningen av kostnadernas jämförelsenivå.

Det är motiverat att begränsa variationsbredden i skuggpriserna med tanke på förbättringen av modellens prognosförmåga samt med tanke på så kallad överanpassning (*overfitting*). Nätbolagens avkastningsprofil kan anses ha förändrats under de gångna åren, vilket till exempel visar sig som en tidvis betydande årlig variation i den överförda energin. Förändringar både inom och utanför branschen kan i framtiden i allt högre grad påverka elförbrukningen och därmed mängden överförd energi, varvid även den kostnadsfrontmodell som används för att modellera skäliga kostnader bättre borde kunna förutse kostnadsnivån än i nuläget även utanför det använda observationsmaterialet.

Å andra sidan är det motiverat att begränsa skuggpriserna även för att förhindra överanpassning. I forskningslitteraturen hänvisas det till överanpassning i ett fenomen där modellen förklarar det använda materialet "för bra". Vid problem med överanpassning är modellens förmåga att förklara bra inom ramen för det använda observationsmaterialet och modellen minimerar den empiriska risken, men den kan inte nödvändigtvis beakta observationer utanför det använda observationsmaterialet. Med andra ord kan modellen inte modellera nya data, vilket innebär att modellens prognosförmåga är dålig. Överanpassning är ett relevant problem med tanke på kostnadsfrontmodellen, för det första eftersom modellen är komplex och innehåller ett stort antal estimerbara parametrar som är bundna av teoretiska begränsningar som gäller formen på kostnadsfronten. För det andra bygger Energimyndighetens praxis för effektivitetsmätning på ex ante-utvärdering, vilket innebär att den referensnivå för kostnaderna som ska tillämpas under de kommande åren fastställs utifrån observationsmaterial från tidigare år. I praktiken estimeras alltså den tillämpade kostnadsfrontmodellen utifrån observationsmaterialet från tidigare

tillsynsperioder, men de estimerade parametervärdena tillämpas på fastställandet av den kommande tillsynsperiodens skäliga rörliga kostnadsnivå. Därför har man i ECKTA Ab:s utredning särskilt undersökt ändringsförslag som förbättrar modellens prognosförmåga.

I utredningen har man testat begränsningen av skuggpriserna med olika praxis samt bedömt påverkan på modellens prognosförmåga för varje alternativ. Påverkan av begränsningen av skuggpriserna på modellens prognosförmåga har testats genom att dela in det bolagsspecifika observationsmaterialet från Energimyndigheten för 2008–2020 i en så kallad övningsperiod (*training set*, 2008–2016) och testperiod (*test set*, 2017–2020). Kostnadsfrontmodellens parametrar har estimerats först för praktikperioden, varefter parametrarna har tillämpats på testgruppen. På så sätt kan man avspegla modellens prognosförmåga, som i sin tur kan mätas med hjälp av kvadratroten ur medelkvadratavvikelsen (root mean squared error, RMSE). De testade alternativa modellspecifikationerna har slutligen jämförts med den modell som Energimyndigheten har tillämpat under den fjärde och femte tillsynsperioden.

I jämförelsen av modellerna för den bästa prognosförmågan produceras den rekommenderade metoden i utredningen, enligt vilken skuggpriserna för varje output- och inputvariabel begränsas separat. Därmed beaktas fortfarande skalan för varje variabel och även variationsintervallet. Utifrån utredningen rekommenderas det att man avgränsar den högsta och lägsta decilen för fördelningen av skuggpriserna för varje output- och inputvariabel (det vill säga de minsta 10 procenten och de största 10 procenten).

Eftersom kostnadsfronten estimeras utifrån alla distributionsnätsbolags output- och inputuppgifter, kan fritt fastställda skuggpriser utan begränsningar leda till oralistiskt stora marginalkostnader och överskatta i synnerhet en atypisk input-/outputprofils egen kostnadsnivå i nätbolaget. Med atypisk profil menas nätbolag som inte nödvändigtvis har kontrollbolag med motsvarande outputprofil. Även om det naturligtvis finns skillnader i marginalkostnaderna mellan olika bolag är det motiverat att begränsa variationsintervallet för marginalkostnaderna så att de inte blir orimligt stora. Principen för effektiviseringsincitamentet är dock att bolagens kontrollerbara operativa kostnader ska ligga på en rimlig nivå.

3.2.2.2 Nätets återanskaffningsvärde (JHA) ersätts med nuvarande bruksvärde (NKA)

Det finns alltid ett visst ersättningsförhållande mellan de operativa kostnaderna och kapitalinvesteringarna, det vill säga genom investeringar i nätkapitalet i eldistributionsnätsverksamheten kan man undvika operativa kostnader och å andra sidan kan man genom operativa åtgärder förlänga investeringsbeslutet. På grund av detta

ersättningsförhållande minskar den fasta inputvariabelns påverkan i den modell för villkorlig måttstockskonkurrens som Energimyndigheten tillämpar alltid referensnivån för de kontrollerbara operativa kostnaderna. Om värdet på bolagets nätkapital i förhållande till avkastningsnivån är lågt kan man i praktiken motivera bolagets högre operativa kostnader och vice versa. På det sättet tar modellen på ett neutralt sätt hänsyn till användningen av olika operativa lösningar i nätverksamheten och begränsar inte exempelvis utnyttjandet av olika flexibla metoder i nätverksamheten.

I den modell som tillämpades under den fjärde och femte tillsynsperioden modellerades en fast input enligt villkorlig måttstockskonkurrens, det vill säga nätkapital, med hjälp av återanskaffningsvärdet för distributionsnätbolagens nät. I ECKTA Oy:s utredning har man dock rekommenderat att återanskaffningsvärdet (JHA) som illustrerar den fasta inputen ersätts med nätets nuvarande bruksvärde (NKA).

Eftersom nätets nuvarande bruksvärde beräknas på basis av nätets återanskaffningsvärde, men tar hänsyn till nätkapitalets kalkylmässiga linjära avskrivningar, kan det anses att det nuvarande bruksvärdet är ett bättre mått på värdet på nätets kapitalstock under det aktuella året. Det är också motiverat att ersätta återanskaffningsvärdet med det nuvarande bruksvärdet eftersom det nuvarande bruksvärdet beaktar ersättningsinvesteringar i nätet, som i sin tur inte påverkar nätets återanskaffningsvärde. Ersättningsinvesteringarna kan också bidra till att minska de operativa kostnaderna och därför är det motiverat att beakta dem även vid fastställandet av referensnivån för de operativa kostnaderna. Att NKA beaktas som en variabel som beskriver den fasta inputen kan anses uppmuntra nätbolagen att investera totalekonomiskt.

I utredningen har man undersökt ersättningen av nätets återanskaffningsvärde med det nuvarande bruksvärdet även med tanke på kostnadsfrontmodellens prognosförmåga. I utredningen har man fokuserat på att jämföra den nuvarande modellen och den viktbegränsade modell som presenterades i föregående kapitel. Jämförelsen av modellens prognosförmåga mellan det nuvarande bruksvärdet och återanskaffningsvärdet genomfördes genom att dela in observationsmaterialet på samma sätt i en övnings- och testperiod samt genom att mäta prognosprecisionen med hjälp av en medelkvadratmeteravvikelse. Utifrån resultaten av utredningen förbättrar användningen av det nuvarande bruksvärdet som fast input modellens prognosprecision både under övningsperioden och testperioden. Den bästa prognosprecisionen får man genom att använda en viktbegränsad modell där nätets nuvarande bruksvärde modelleras som fast input. Därmed är det motiverat att ersätta nätets återanskaffningsvärde med nuvarande bruksvärde som en variabel som visar den fasta inputen även med tanke på modellens prognosförmåga.

Vid beräkningen av referensnivån varje år hade återanskaffningsvärdet för distributionsnätet under den fjärde tillsynsperioden fastställts vid den genomsnittliga nivån för 2011–2014 och under den femte tillsynsperioden vid den genomsnittliga nivån för 2015–2018. Genomsnittsvärdet användes för att minska effekten av variabeln som beskriver nätvärdet vid fastställandet av skäliga kontrollerbara operativa kostnader. Under den sjätte och sjunde tillsynsperioden skippar man dock genomsnittsvärdet för att förändringarna i kapitalstocken ska beaktas även i beräkningen av den årliga skäliga operativa kostnaden. Således används alltid det nuvarande bruksvärdet för det aktuella året vid beräkningen av referensnivån för kostnaderna varje år.

Vid uppskattningen av effektivitetsincitamentets kostnadsfront kommer nätets nuvarande bruksvärde, modellerat som en fast ingångsvariabel, fastställas så att det är enhetligt för åren 2016–2023 genom att utnyttja jämförprislistan enligt Bilaga 1 till metoderna. Med andra ord, med hänsyn till effektivitetsincitamentet, tillämpas en parallell nuvärde bruksvärdesberäkning för de dataår som används i uppskattningarna, där de nuvarande bruksvärdena som fastställts för år 2023 fungerar som utgångsnivå, och utifrån detta beräknas de nuvarande bruksvärdena retroaktivt för åren 2016–2022. Förfarandet säkerställer en så konsekvent utvecklingen av nätets värde som möjligt och jämförbarhet med tanke på effektivitetsincitamentet i de dataperioder som tillämpas på kostnadsfronten i den sjätte och sjunde tillsynsperioden.

Vid beräkning av nuvarande bruksvärden tillämpas den beräkningsmetod som användes under den andra tillsynsperioden, varvid föregående års nuvarande bruksvärde alltid baseras på nuvarande bruksvärde för det aktuella året, från vilket investeringarna för året i fråga dras av och räkningsårets avskrivning tillkommer. Beräkningsmetoden kan också presenteras enligt formeln nedan:

$$NKA_{t-1} = NKA_{t,YHLlite1} - inv_{t,YHL2016} + TP_{t,YHL2016}$$

där

$NKA_{t,YHLlite1}$ = nuvarande bruksvärde året t i enlighet med jämförprisförteckningen från bilaga 1

NKA_{t-1} = nuvarande bruksvärde året t-1 i för estimering

$inv_{t,YHL2016}$ = investeringar året t i enlighet med jämförprisförteckningen från år 2016

$TP_{t,YHL2016}$ = linjära avskrivningar året t i enlighet med jämförprisförteckningen från år 2016

Vid beräkning av de nuvarande bruksvärdena i enlighet med ovanstående kan nätverksvärdena harmoniseras för hela dataperioden, och på detta sätt baseras även de nuvarande bruksvärdena som används under tillsynsperioden vid beräkningen av den årliga referensnivåvärdet på nätvärdena beräknade enligt samma jämförprislista. På så sätt förändras inte nätvärdet ur effektivitetsincitamentets synvinkel mitt i dataperioden på grund av uppdateringen av jämförpriserna, och det nuvarande bruksvärdet utvecklas mer jämnt ur modellens synvinkel. I beräkningen kommer data från föregående tillsynsperiod, beräknade med en äldre komponentuppdelning, att användas för att utreda investeringar och linjär avskrivning, eftersom investeringsdata och linjär avskrivning för dataperiodens äldre år med en uppdelning av nyare komponenter skulle vara för utmanande att räkna ut retroaktivt fram till 2016.

Nätinnehavaren ska lämna till Energimyndigheten uppgifter om mängd och medelålder för de nätkomponenter som faktiskt är i bruk, samt nödvändigt data om användningstider, baserat på uppdelningen enligt den nya bilagan 1, i situationen enligt slutet 2023, senast i juni 2024. Energimyndigheten kommer att ge instruktioner för att inlämna nödvändig information under våren 2024.

Under den sjunde tillsynsperioden används tillsynsdata för åren 2020–2026 som underlag för uppskattning av kostnadsfronten. Beträffande nuvarande bruksvärden är åren 2020–2023 baserade på nuvarande bruksvärden definierade enligt ovan, och för åren 2024–2026 hämtas nätvärdesinformationen direkt från nätvärdesberäkningarna enligt nätinformationssystem.

3.2.2.3 Lägga till förlustprocent som kontrollvariabel

I ECKTA Ab:s utredning rekommenderas det också att distributionsnätsbolagens årliga förlustelprocent läggs till som kontrollvariabel i modellen. Variabeln kan anses ha ett samband med distributionsnätets tekniska prestanda.

Användningen av förlustelprocenten som kontrollvariabel i modellen har motiverats för att dämpa så kallade endogenitetsbias. Med endogen variabel avses i ekonometrin en variabel som förklarar modellen och korrelerar med feltermen. Den illusion som orsakas av endogeniteten korrigeras genom att man använder en kontrollvariabel, med hjälp av vilken man kan precisera estimaterna och skilja åt de förklarande variabelernas inverkan från feltermen. I kontexten för den kostnadsfrontmodell som tillämpas på eldistributionsnätsbolagen beror endogeniteten i huvudsak på att feltermen i modellen kan korrelera med förklarande variabler i förhållande till

input- och outputvariabler eller faktorer som beskriver verksamhetsmiljön. Om den förklarande variabeln har korrelerat positivt med feltermen, kan modellen över-skatta effekten av variabeln i fråga i modellen genom att också binda till sig den indirekta effekten av ineffektivitetstermen. På så sätt kan modellen överkompensera kostnadseffekterna av en variabel som är positivt korrelerad med feltermen. För att dämpa endogenitetsbias används en kontrollvariabel som korrelerar starkt med modellens ineffektivitetsterm.

I ECKTA Ab:s utredning konstateras det att förlustelprocenten korrelerar positivt med den nuvarande modellens regressionsresidualer, varvid det finns ett statistiskt samband mellan den estimerade ineffektiviteten och förlustelprocenten. I utredningen observeras också att de årliga förlustelprocenten korrelerar negativt med relationstalet för nuvarande bruksvärde/återanskaffningsvärde som beskriver nät-kapitalet, med hänvisning till att andelen förlustel i ett äldre nät är större än i ett nyare nät. I utredningen observeras det dessutom att förlustelprocenten korrelerar positivt med relationstalet anslutning/driftsställe som beskriver verksamhetsmiljövariabeln, vilket i sin tur tyder på att förlusterna kommer att vara relativt sett större i glesbygdsområden än i stadsnät.

Att inkludera förlustelprocenten som kontrollvariabel i modellen anses minska endogenitetsbias och därför är det motiverat att inkludera den i modellens estimeringsfas. I utredningen rekommenderas dock inte att förlustelprocenten används som en variabel som beskriver verksamhetsmiljön, främst på grund av dess incitamenteffekter. Eftersom det finns ett positivt statistiskt samband mellan förlustelen och de kontrollerbara operativa kostnaderna, skulle inkluderandet av förlustelprocenten i modellen öka kostnaderna och i sin tur skapa ett incitament för att öka förlusterna i distributionsnätet. Därmed modelleras förlustelprocenten som en kontrollvariabel i estimeringsfasen, men dess effekt återställs till modellens residualer innan ineffektivitetstermen estimeras.

3.2.2.4 Allmänt effektiviseringsmål

I praktiken återspeglar det årliga bolagsspecifika effektiviseringsmålet eller effektivitetstalet bolagets statiska effektivitet, det vill säga kortsiktiga prestationer i förhållande till den fastställda referensnivån, och ger en lägesbild av bolagets riktning mot en långsiktig effektivitetsbalans. Därför innehåller effektiviseringsincitamentet ofta också ett allmänt effektiviseringsmål, det vill säga en dynamisk komponent, med vars hjälp man beaktar den effektiviseringspotential som den tekniska utvecklingen medför. Med ekonomiska begrepp illustrerar förändringen i produktionsteknik övergången till en kurva över produktionsmöjligheterna, varvid man med samma mängd input kan producera en större mängd output, eller uttryckt på ett annat sätt borde man kunna producera samma outputmängd med mindre input. Det allmänna

effektiviseringsmålet strävar alltså efter att styra bolagen mot att utveckla sin kostnadseffektivitet även över tid. I effektiviseringsincitamentet beaktas det allmänna effektiviseringsmålet i beräkningen av den årliga referensnivån.

Under den andra och tredje tillsynsperioden tillämpades det allmänna årliga effektiviseringsmålet på 2,06 procent på eldistributionsnätsverksamheten på samma sätt. Definitionen av det allmänna effektiviseringsmålet som beskriver produktivitetens utvecklingen byggde på en utredning²⁶ som Energimyndigheten beställt av Gaia Consulting Oy och där branschens tekniska utveckling beskrevs med hjälp av Malmquists produktivitetsindex. Verket beställde också för den fjärde och femte tillsynsperioden en utredning av Sigma-Hat Economics Oy om tillämpningen²⁷ av det allmänna effektiviseringsmålet. I utredningen rekommenderades det att man under den fjärde och femte tillsynsperioden på motsvarande sätt skulle tillämpa ett effektiviseringsmål på 2 procent med tanke på den tekniska utvecklingen. Energimyndigheten beslutade dock i slutändan att fastställa värdet på det allmänna effektiviseringsmålet till 0 procent för eldistributionsnätsverksamheten 2016–2023. Motiveringen till beslutet var att beakta de nya uppgifter som nätinnehavarna fått via det allmänna effektiviseringsmålet genom både nationella och europeiska lagstiftningsändringar. Enligt verkets uppfattning var det tydligast och på en tillräcklig nivå korrekt att beakta dessa kostnader som följde av de nya uppgifterna och verksamhetssätten och å andra sidan fördelarna i beräkningen av det faktiska justerade resultatet genom att korrigera nivån på det allmänna effektiviseringsmålet.

När det gäller den sjätte och sjunde tillsynsperioden beställde Energimyndigheten en utredning av ECKTA Oy om tillämpningen av det allmänna effektiviseringsmålet²⁸. I utredningen rekommenderas en enhetlig tillämpning av det allmänna effektiviseringsmålet på 2 procent inom alla elnätsbranscher. När det gäller eldistributionsnätsverksamheten har nivån på det allmänna effektiviseringsmålet motiverats med att bolag som konstaterats vara effektiva i effektivitetsmätningen har möjlighet att förbättra kostnadseffektiviteten över tid. I ECKTA Ab:s utredning har man undersökt den genomsnittliga årliga förändringen i kostnadseffektiviteten hos de distributionsnätsbolag som konstaterats vara mest effektiva i effektivitetsmätningen. Enligt utredningen har den mest effektiva procenten av bolagen kunnat förbättra sin kostnadseffektivitet med i genomsnitt 3,6 procent per år under den

²⁶ Gaia Consulting Oy / Syrjänen, M., Lausunto tuottavuuskehityksen huomioivasta alan yleisestä tehostamistavoitteesta, 9.2.2007

²⁷ Sigma-Hat Economics Oy / Kuosmanen, T., Saastamoinen, A., Yleinen tehostamistavoite sähkön ja maakaasun siirto- ja jakeluverkkotoiminnan valvontamalleissa sekä tehostamiskannustimen arviointi: Ehdotus Energiaviraston soveltamien menetelmien kehittämiseksi seuraavilla valvontajaksoilla

²⁸ ECKTA Oy / Kuosmanen, T. Yleinen tehostamistavoite sähkön ja maakaasun verkkotoiminnoissa 6. ja 7. valvontajaksoilla, 15.11.2022

tidsperiod som granskades i utredningen 2012–2020. I utredningen rekommenderas dock att man gör det allmänna effektiviseringsmålet mer skäligt och tillämpar en lika stor nivå på 2 procent inom alla elnätsbranscher.

Energimyndigheten föreslog i enlighet med ECKTA Oy:s utredning att man i utkastet till riktlinjer för tillsynsmetoderna under den sjätte och sjunde tillsynsperioden tillämpar en årlig nivå på 2 procent av det allmänna effektiviseringsmålet. I utlåtandena om utkastet till riktlinjer lyfte man dock fram att energiomställningen komplicerar elsystemet, vilket samtidigt kräver ytterligare planering exempelvis i och med olika lösningar för flexibel efterfrågan, tillväxt av småskalig produktion och energilager. Nya verksamhetssätt och tjänster innebär å sin sida ökade operativa kostnader.

Energimyndigheten anser att ett viktigt mål för de kommande tillsynsperioderna är att tillsynsmetoderna möjliggör en totalekonomiskt mer kostnadsneutral utveckling av nätverksamheten även med tanke på nyttan för slutförbrukaren. Detta mål är nära förknippat med utvecklingen av olika flexibla tjänster, varvid man med särskilda lösningar till exempel kan undvika eller till stor del överföra dyra nätinvesteringar i områden där investeringarna inte är lönsamma vid granskningen av kostnader och nytta.

För att distributionsnätbolagen ska ha möjlighet att utveckla lösningar som fokuserar på operativa kostnader föreslår Energimyndigheten avvikande från det första utkastet till riktlinjer att ett allmänt effektiviseringsmål på 0 procent ska tillämpas under den sjätte tillsynsperioden och ett årligt effektiviseringsmål på 1 procent under den sjunde tillsynsperioden.

Dessutom föreslår Energimyndigheten att kostnaderna för flexibilitetslösningar som anskaffats enligt marknadsvillkor under den sjunde tillsynsperioden behandlas som en post som ska genomfaktureras och att de då inte ingår som kostnader som ingår i effektiviseringsincitamentet. Under den sjätte tillsynsperioden ingår kostnaderna förknippade med flexibilitet i de kontrollerbara operativa kostnaderna, men på dem tillämpas en separat bonusmekanism via flexibilitetsincitamentet. På så sätt erbjuds distributionsnätbolagen ett incitament att utveckla den hittills outvecklade flexibilitetsmarknaden till en integrerad del av distributionsnätverksamheten. Kostnaderna förknippade med flexibilitet behandlas mer ingående i avsnittet om incitament för ökad leveranssäkerhet (4.5).

Energimyndigheten anser att man på detta sätt i tillräcklig utsträckning tar hänsyn till det kostnadstryck som den allt mer komplicerade verksamhetsmiljön och å andra sidan de nya verksamhetsmetoderna och kraven medför när det gäller de operativa kostnaderna. Energimyndigheten anser dock att det är ändamålsenligt

att i den sjunde tillsynsperioden inkludera ett måttligt allmänt effektiviseringsmål på 1 procent. Med beaktande av kvalitetskraven i elmarknadslagen och de investeringar i eldistributionsnätet som genomförts för att uppfylla dem under de senaste tio åren kommer även underhållskostnaderna för nätet oundvikligen att minska i och med att nätets leveranssäkerhet förbättras. Därmed kan det i viss mån anses att de operativa kostnadernas struktur förändras, men den långsiktiga kostnadsnivån antas inte förändras väsentligt.

3.2.3 Preliminär kostnadsfront för åren 2024–2027

Energimyndigheten har i september 2023 estimerat den preliminära kostnadsfronten med hjälp av de tillsynsuppgifter som distributionsnätsbolagen lämnat in för åren 2016–2022. Skuggpriser enligt kostnadsfronten samt beräkningsarbetsboken för effektiviseringsincitamentets referensnivå publicerades i samband med utkasten till beslut om fastställande och bilagan om tillsynsmetoder. Distributionsnätsbolagen ombeds granska de bolagsspecifika uppgifterna i beräkningsarbetsboken. Ändringar i materialet beaktas i den slutliga effektivitetsfronten som tillämpas 2024–2027 och som estimeras och publiceras senast före utgången av år 2024.

I beräkningsarbetsboken presenteras alltså estimerade skuggpriser och parametrar enligt den uppdaterade modellen med hjälp av data från 2016–2022. I beräkningsarbetsboken presenteras också de årliga effektivitetstalen som beräknats specifikt för varje bolag och dataår. Med andra ord beskriver de årliga effektivitetstalen för varje bolag förhållandet mellan kombinationerna av input-output från tidigare år och den uppdaterade kostnadsfronten.

När man jämför effektivitetstalen enligt den uppdaterade kostnadsfronten med kostnadsfronten enligt det material som använts under den femte tillsynsperioden (2012–2018), avviker effektivitetssiffrorna från varandra för de år som förekommer i båda dataperioderna. Eftersom den teknik som den uppdaterade kostnadsfronten beskriver är mer kostnadseffektiv än tidigare, får effektivitetstalen lägre värden i den uppdaterade kostnadsfronten i förhållande till den gamla kostnadsfronten. I praktiken flyttar tekniska framsteg effektivitetsfronten över tid (isokvanten flyttas i granskningen av produktionsmöjligheterna), då samma kombination av input-output ligger längre bort från den effektiva fronten. I denna granskning åskådliggörs skillnaden mellan granskningen av dynamisk och statisk effektivitet.

Det är dock viktigare att granska skuggpriserna enligt kostnadsfronten än effektivitetstalens historiska utveckling, då de förra tillämpas under den kommande tillsynsperioden. Tabell 2 visar skuggprisernas utveckling när det gäller de data som använts under den femte tillsynsperioden samt den preliminära kostnadsfronten som tillämpas under den sjätte tillsynsperioden. Båda estimeringarna bygger på

ECKTA Oy:s viktbegränsade CNLS-modell (WR CNLS (10 %, 90 %)), där den fasta inputvariabeln är nätets nuvarande bruksvärde och förlustelprocenten har använts som kontrollvariabel. Energimyndigheten publicerade resultaten av estimeringen som genomförts med data för 2012–2018 på sin webbplats i slutet av 2022. I tabellen visas i varje estimeringsruta median-, maximi- och minimivärdena för skuggpriserna för avkastningen (överförd energi, nätets längd och användarantal), oönskad avkastning (KAH) samt den fasta inputvariabeln (NKA).

WR CNLS (10 %, 90 %) 2016–2022	Energi (s/kWh)	Nätets längd (€/km)	Antal användare (€/användare)	NKA (€/1 000 €)	KAH (€/€)
Median	1,390	126,07	55,39	2,122	0,028
Maximi	3,331	271,00	81,00	28,399	0,168
Minimi	0,007	0,00	2,00	0,00	-3,295
WR CNLS (10 %, 90 %) 2012–2018					
Median	1,375	163,74	44,49	2,349	-0,089
Maximi	5,049	334,99	89,99	36,261	0,106
Minimi	0,004	0,00	18,00	0,00	-3,557

Tabell 2: Median, maximi och minimi för skuggpriser för output och fast input 2016–2022 och 2012–2018

I skuggpriserna för kostnadsfrontestimeringar som gjorts under olika dataperioder kan man se att medianvärdena för användarantalet och skuggpriserna för överförd energi ökar i förhållande till data från 2012–2018. Även NKA som beskriver kapitalstocken och medianskuggpriserna för KAH-värdet som beskriver avbrottskostnaderna ökar. Medianpriset på nätets längd sjunker däremot.

Förändringarna i skuggpriserna och deras förhållanden är naturliga med tanke på de olika dataperioder som använts i estimeringarna. I det rullande estimeringsförfarandet som tillämpats vid effektivitetsmätningen försvinner de äldsta tidsperioderna alltid i samband med frontuppdateringen, varvid modellen i praktiken glömmer eventuella kombinationer av input-output från tidigare år. Utvecklingen av de kombinationer av input-output som observeras i materialet påverkar å sin sida de estimerade skuggpriserna samt därmed även kostnadsfrontens form och läge.

De skuggpriser som presenteras i tabell 2 är dock inte helt jämförbara med varandra, eftersom man vid den preliminära beräkningen av avbrottskostnaderna (KAH-värdet) för den sjätte tillsynsperioden har beaktat de uppdaterade jämförpriserna för avbrott enligt en utredning som verket låtit AFRY Management Consulting Oy göra, medan KAH-värdena i estimeringen av den femte tillsynsperioden bygger

på jämförpriserna för avbrott som tillämpades under den fjärde och den femte tillsynsperioden. De KAH-värden som uppdaterats utifrån ämbetsverkets testberäkningar verkar dock inte ha någon betydande inverkan på uppkomsten av skuggpriser.

För den sjätte och sjunde tillsynsperioden presenteras behandlingen av nedmonteringskostnaderna för ersättningsinvesteringar för nättillgångar som aktiverats i balansräkningen under räkenskapsperioden som en del av de kontrollerbara operativa kostnaderna för året i fråga, varvid kostnaderna också ingår som en del av effektiviseringsincitamentet. För att nedmonteringskostnaderna ska beaktas även vid fastställandet av referensnivån för effektiviseringsincitamentet för den sjätte tillsynsperioden, kommer nätbolaget att samla in uppgifter om de aktiverade nedmonteringskostnaderna för 2016–2023 med en separat begäran om information i början av 2024 och motsvarande kostnader läggs till de faktiska kontrollerbara operativa kostnader som används vid beräkningen av referensnivån.

Dessutom föreslås att kostnaderna för datasystemet för nätverksamheten och kommunikationsnät för driftsövervakningen inkluderas i de kontrollerbara operativa kostnaderna så att kostnaderna under den sjätte tillsynsperioden behandlas som en genomfaktureringspost och under den sjunde tillsynsperioden ingår kostnaderna som en del av de kontrollerbara operativa kostnader som omfattas av effektiviseringsincitamentet. För att kostnaderna ska beaktas under den sjunde tillsynsperioden även i beräkningen av referensnivån, kommer nätbolagen att samla in uppgifter om motsvarande kostnader för åren 2020–2023.

Ovan nämnda kostnader har inte beaktats i estimeringen av den preliminära kostnadsfronten, men kostnaderna kommer enligt förslaget att inkluderas i de estimeringar som görs under den sjätte och sjunde tillsynsperioden och följaktligen kommer kostnaderna också att beaktas i referensnivån för incitamentet.

Dessutom kommer den slutliga frontestimeringen för den sjätte tillsynsperioden att ta hänsyn till det modellerade nätets nuvarande bruksvärde som en fast inputvariabel, enligt definitionen i avsnitt 3.2.2.2.

Dessa förändringar kommer att bidra till de uppskattade skuggpriserna, men kommer också att säkerställa likabehandling av kostnader och en jämförbar utveckling av nätvärdet för effektivitetsincitamentet i framtida kontrollperioder. Som tidigare nämnts kommer Energimyndigheten att estimerar den slutliga effektivitetsfronten för den sjätte tillsynsperioden när alla nödvändiga basdata har verifierats och ovan nämnda kostnadsdata har samlats in från företagen, dock senast i slutet av 2024. I några kommentarer påpekades att en estimering av effektivitetsfronten efter tillsynsperiodens början inte är i linje med goda principer för förhandstillsyn. Uppgifter

bör dock samlas in från företag om poster som ska ingå i kontrollerbara operativa kostnader så att de också beaktas vid beräkningen av referensnivån för incitamentet. Energimyndigheten vill också påpeka att det slutliga kostnadsfront som tillämpades under den fjärde tillsynsperioden publicerades i september 2016, dvs. efter ikraftträdandet av tillsynsmetoden, dvs. det presenterade förfarandet skiljer sig inte från det tidigare. Dessutom har myndigheten publicerat en preliminär uppskattning av kostnadsfronten för den sjätte tillsynsperioden, som är vägledande och gör det möjligt för företag att i viss utsträckning uppskatta referensnivån för effektivitetsincitamentet för den kommande tillsynsperioden redan innan tillsynsmetoderna träder i kraft.

3.2.4 Jämlik behandling av distributionsnätsbolag

Några distributionsnätsbolag har i sina utlåtanden i olika skeden av hörandet om metodutvecklingen lyft fram synen på ojämlig behandling av StoNED-modellen i fråga om olika distributionsnätsbolag, med hänvisning till resultaten av den analys som de beställt av Gaia Consulting Oy våren 2023. Enligt analysen försätts i synnerhet bolag med elnät både i stads- och landsbygdsliknande förhållanden (s.k. blandnätsbolag) i en ofördelaktig ställning i StoNED-modellen jämfört med stads- och landsbygdsbolag. I analysen av Gaia har distributionsnätsbolagen delats in i sju kluster enligt bolagets storlek (nuvarande bruksvärde) och verksamhetsmiljö (L/K-relationstal) och slutligen har de bildade klustertruppernas effektivitetstal jämförts sinsemellan. Som slutsats av analysen konstateras att StoNED-modellen belönar storleken på ekonomin och specialiseringen.

Jämlik behandling av StoNED-modellen uttryckligen i fråga om de så kallade blandade näten har diskuterats under tidigare tillsynsmetoder och föregående tillsynsperioder. StoNED-modellen har tillämpats som metod för effektivitetsmätning sedan 2012 och det problem som lyfts fram i utlåtandena har inte upptäckts av arbetsgrupper som utfört effektivitetsmätningar eller av Energimyndigheten. Energimyndigheten anser det dock motiverat att ännu kommentera ämnet i detta sammanhang.

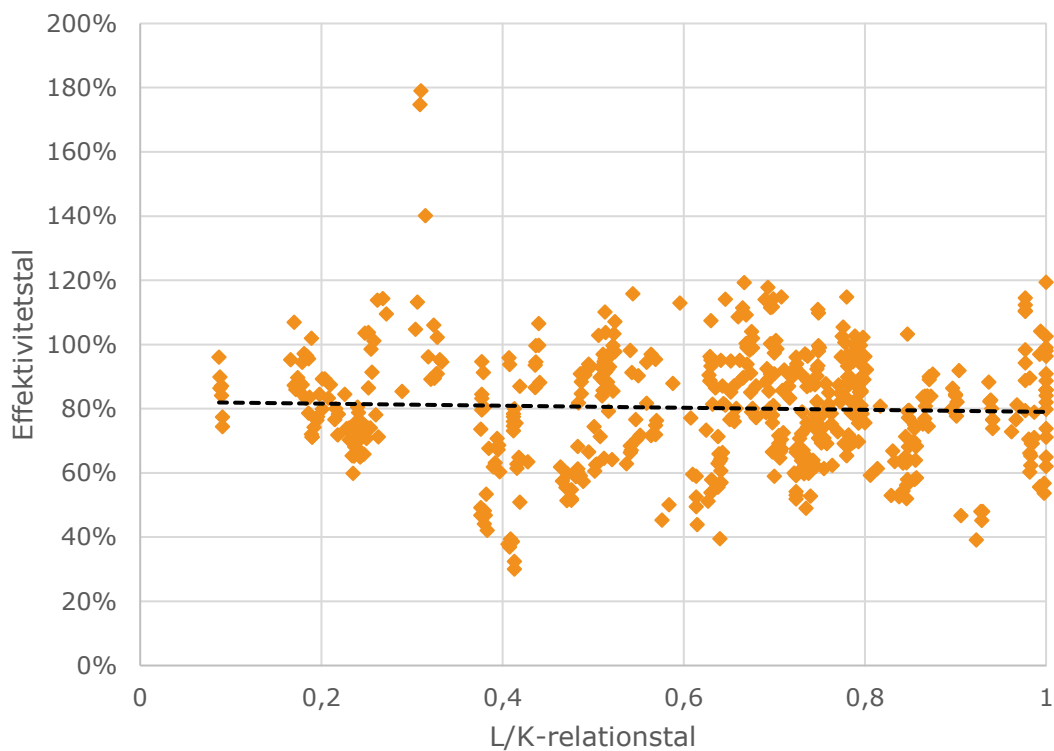
Som en del av utlåtandena presenteras i den analys som lämnats till Energimyndigheten fördelningen av effektivitetstalen enligt bolagskategori och enligt denna jämförelse får "små blandade nät och tätortsnät" det lägsta effektivitetstalet i genomsnitt. Av analysen framgår dock inte direkt hur man kommit fram till de sju klustergrupperna i fråga eller hur likartade distributionsnätsbolagen i ett enskilt kluster är sinsemellan. Vid granskning av analysens diagram 1 kan man visuellt konstatera att antalet observationspunkter för de företagskluster som anges i diagrammet inte motsvarar antalet nätsbolag som ingår i de kluster som anges i diagrammet. Eftersom inget underlag för analysen bifogades inlagorna eller analysen

är det svårt att bedöma om felet ligger i grafen eller om analysen av effektivitetstalen för företagsgrupper tar hänsyn till företagsgrupper som skiljer sig från klustren. Det är naturligtvis de företag som valts ut för klustring som bestämmer fördelningen av effektivitetstal mellan klustren. Av analysen framgår inte heller utifrån vilken materialperiod kostnadsfronten har presenterats eller om de presenterade medeltalen för effektivitetstalet grundar sig på observationer från ett enskilt år.

För det första, med några få undantag, kan nästan alla distributionsnätsbolag tolkas som blandade nät, dvs. deras verksamhetsområde omfattar både urbana och landsbygdsmässiga distributionsområden. Detta har dock inte begränsat möjligheterna för distributionsnätsbolag som verkar i olika verksamhetsmiljöer att uppnå en kostnadsnivå för effektiv verksamhet enligt kostnadsfronten och för flera bolags del kan en konsekvent effektivisering av verksamheten som skett över tid observeras. Modellen beaktar distributionsnätsbolagens heterogenitet även genom skuggpriser av estimerade resultat, inte enbart med hjälp av en variabel som beskriver verksamhetsmiljön.

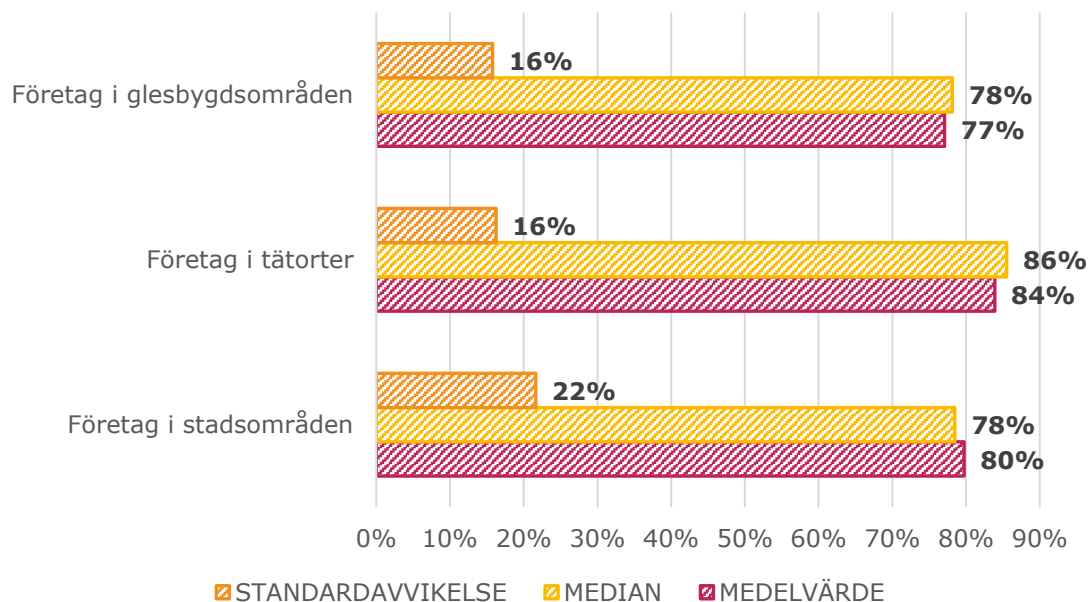
Naturligtvis varierar effektivitetstalen även hos ett enskilt distributionsnätsbolag från år till år beroende på det granskade årets faktiska input-output i förhållande till jämförelsenivån enligt kostnadsfronten. Därför är det förnuftigt att granska fördelningen av effektivitetstalen utifrån en längre granskningsperiod i stället för ett enskilt år.

Om man granskar fördelningen av effektivitetstalen för alla distributionsnätsbolag i förhållande till modellens verksamhetsmiljövariabel (L/K-relationstal) i enlighet med den preliminära estimering som Energimyndigheten publicerat för den sjätte tillsynsperioden (med användning av material från åren 2016–2022), observeras i fråga om fördelningen av effektivitetstalen inga exceptionella effekter eller effekter som framhäver effektiviteten i ytterligheterna (stads- och landsbygdsnätverket). Framför allt betonar grafen att även ett enskilt bolags effektivitetstal kan variera under materialperioden och att inte ett enda bolags prestationer i förhållande till referensnivån på något sätt är låsta i förhållande till dess verksamhetsmiljö. Nästan utan undantag finns det effektiva och ineffektiva observationspunkter på en axel som beskriver relationstalet L/K.



Figur 3: Fördelning av effektivitetstalen 2016–2022 i förhållande till verksamhetsmiljövariabeln

Om man i sin tur granskar fördelningen av effektivitetstalen per bolagsgrupp indelad i distributionsnätbolag i stads-, tätorts- och glesbygdsområden, kan man konstatera att effektivitetstalen för åren 2016–2022 fördelas ungefär lika mellan olika bolagsgrupper. Det är också anmärkningsvärt att medeltalet av tätortsbolagens (som anses operera både i urban och landsbygdsnära miljö) effektivitetstal får det högsta värdet med det granskade materialet.



Figur 4: Effektivitetstalens medelvärde, median och standardavvikelse per bolagsgrupp

I linje med ovanstående visar tillämpningen av StoNED-modellen inte något ojämnt element mellan olika företag, utan modellen tar hänsyn till insats-produktstrukturen och nätbolagens verksamhetsmiljö på ett rättvist sätt, oberoende av deras storlek.

3.2.5 Incitament för effektivisering i högspänningsdistributionsnätverksamheten

Även i incitamenten för tillsynsmetoderna för högspänningsdistributionsnätverksamheten ingår ett element som granskar den operativa verksamhetens effektivitet, vars syfte är att styra nätinnehavarna mot att agera kostnadseffektivt. Nätverksamheten kan anses vara effektiv när de insatser som används i verksamheten är så små som möjligt i förhållande till de erhållna resultaten. Effektiviseringsincitamentet gäller nätinnehavarens rörliga kostnader, det vill säga kontrollerbara operativa kostnader.

Under den fjärde och femte tillsynsperioden jämförs de faktiska kontrollerbara operativa kostnaderna i effektiviseringsincitamentet för högspänningsdistributionsnätverksamhet med den referensnivå som beräknats utifrån de historiska kostnaderna. Under tillsynsperiodens första år fastställs effektiviseringsincitamentets referensnivå som ett genomsnitt av nätinnehavarens faktiska kontrollerbara operativa kostnader under föregående tillsynsperiod, det vill säga de fyra föregående åren. Under de följande åren av tillsynsperioden används som referensnivå för incitamentet den referensnivå som fastställts för föregående år, det vill säga skäliga

kontrollerbara operativa kostnader. Vid beräkningen av referensnivån beaktas inflationens och den så kallade nätvolymens inverkan.

Med hjälp av nätvolymen beaktas förändringar i omfattningen av nätinnehavarens verksamhet och den beräknas med hjälp av nätinnehavarens luftledningsnät, jordkabelnätet samt kundantalet och motsvarande kostnadskoefficienter. Med andra ord tillämpas förändringen i nätvolymen som resultatindex i tillsynsmodellen och i modellen tillåts nätinnehavaren göra högst en ökning av kostnaderna enligt ökningen av avkastningen som mäts enligt nätvolymen.

Som en del av arbetet med att utveckla tillsynsmetoderna för den sjätte och sjunde tillsynsperioden lät Energimyndigheten ECKTA Oy göra en utredning²⁹ i vilken man bedömde det nuvarande förfarandet för effektiviseringsincitamentet. Enligt utredningen och Energimyndighetens interna bedömning är det inte nödvändigt att ändra effektiviseringsincitamentets nuvarande form när det gäller högspänningsdistributionsnätets verksamhet annat än när det gäller den nivå som tillämpas för det allmänna effektiviseringsmålet.

Till skillnad från det första utkastet till riktlinjer föreslår Energimyndigheten i stället för det allmänna effektiviseringsmålet på två procent per år att man under den sjätte tillsynsperioden tillämpar ett allmänt effektiviseringsmål på 0 procent och under den sjunde tillsynsperioden ett årligt effektiviseringsmål på 1 procent på samma sätt som i eldistributionsnätets verksamheten. Fastställandet av det allmänna effektiviseringsmålet har tagits upp redan tidigare i avsnitt 3.2.2.4 i promemorian.

3.3 Investeringsincitament

Investeringsincitamentet fungerar enligt samma principer som tidigare. Nätkomponentens justerade frysta återanskaffningsvärde divideras med nätkomponentens användningstid. När man strävar efter att beakta inflationen endast en gång genom den nominella avkastningsgraden, grundar sig beräkningen alltså i fortsättningen på frysta jämförpriser som beskriver de genomsnittliga anskaffningskostnaderna. Incitamenteffekten uppstår fortfarande av differensen mellan kostnaderna för de investeringar som beräknats med de genomsnittliga jämförpriserna och de faktiska investeringarna. Genom att investera mer effektivt än den genomsnittliga kostnadsnivån gynnas nätinnehavaren vid justeringen av nättillgångarna, och omvänt, om nätinnehavaren investerar ineffektivt, minskar jämförpriserna kostnaderna som överskrider jämförpriserna vid justeringen av nättillgångarna. Nyttan av

²⁹ ECKTA Oy / Kuosmanen, T., Yleinen tehostamistavoite sähkön ja maakaasun verkkotoiminnoissa 6. ja 7. valvontajaksoilla 2024–2031, 15.11.2022

incitamentet syns alltså för bolagen i det justerade nuvarande bruksvärdet samt i den linjära avskrivningen i den justerade avskrivningsnivån.

Nytan har dock i historien varit betydande för nätinnehavarna i genomsnitt och särskilt för enskilda bolag. Myndigheten ser det som problematiskt att nytan inte nödvändigtvis överförs till kunderna. Därför har Energimyndigheten bedömt att man i fortsättningen bör sträva efter att jämka den eventuella nytan av jämförpriserna samt även i övrigt säkerställa att kunderna i fortsättningen också kommer att dra nytta av effektiva år. Således har Energimyndigheten beslutat att man i fortsättningen ska tillämpa en förmånsskärare på investeringsincitamentet i fråga om linjära avskrivningar.

3.3.1 Skäl till att lägga till en nyttskärare

För kunderna har nytan av investeringsincitamentet endast syns under tillsynsperioden när nätinnehavarna har gjort sina investeringar som i genomsnitt är dyrare än jämförpriserna eller vid uppdatering av jämförpriser, om kostnaderna har minskat i genomsnitt. Kunderna har dock alltid haft nytta av jämförpriserna i samband med uppdateringar av jämförpriserna, om den genomsnittliga kostnadsnivån har sjunkit och jämförpriserna har sjunkit. Visserligen har kunderna också haft nytta av att jämförpriserna har stigit, om man antar att höjningen av jämförpriserna därmed inte har varit så stor som den kunde ha varit utan incitamenteffekten av jämförpriserna.

Det kan dock vara så att för kundernas del har enhetskostnaderna i genomsnitt stigit eller förblivit oförändrade strax innan de uppdaterades, vilket gjort att nytan av jämförpriserna under den tidigare tillsynsperioden, även i samband med uppdateringen, endast kommer nätinnehavarna till godo. Möjliggör den princip som tillämpades tidigare en situation där dyrare investeringar överväger i slutet av perioden fram till tidpunkten för uppdateringen av jämförpriserna, då uppdateringen av jämförpriserna trots den genomsnittliga effektiviseringen inte nödvändigtvis syns som en egentlig sänkning av jämförpriserna i samma utsträckning som den har syns i genomsnitt under tillsynsperioden. Även annars, inom en period, är en situation där kostnaderna är lägre än jämförpriserna i början av perioden och jämförpriset är dyrare i slutet av perioden fullt möjligt.

Med hänvisning till ovanstående säkerställer nyttskäraren att den tidigare uppnådda effektiviteten, trots kostnadsutvecklingen, kommer delvis även kunderna till godo, särskilt i den nuvarande situationen, där den anpassningsprincip som krävs av den nominella avkastningen används, där uppdatering av den nya jämförpriser påverkar inte justeringen av hela den gamla massan.

En annan viktig orsak till nyttskäraren är att den syftar till att styra nätoperatörernas bokföringsaktiveringar att bli mer exakta och förhindra omotiverade extrainkomster. Energimyndigheten har funnit att nätoperatörerna har brister i att göra investeringsaktiveringar exakt för att matcha den faktiska idrifttagningstiden. Vissa nätoperatörer behåller med andra ord genomförda och beställda delar av investeringar i oavslutade investeringar för länge. I liknande fall har nätoperatören redan lagt in uppgifterna i strukturdata för den del som tagits i bruk och investeringen har justerats med styckpriser och på så sätt får man en rimlig avkastning och avskrivningar. Samtidigt kan nätoperatören fortfarande ha den aktuella kostnadsposten i bokföringen i oavslutade investeringar, för vilka en rimlig avkastning kan erhållas genom metoderna. Med denna procedur får nätoperatören en omotiverad nytta av metoderna.

När en nyttskärare används som ett investeringsincitament leder det till att nätoperatören agerar korrekt, eftersom en kostnadspost som släpar i det ofärdiga kan få nätoperatören att framstå som mer effektiv än vad den egentligen är, i vilket fall kan nyttskäraren ev. skära av den insamlade avskrivningen för komponenten. Till exempel, för ett företag som arbetar exakt enligt jämförpriser, men bokföringen släpar för mycket efter idrifttagningstillfället, tillåts inte nätoperatören hela avskrivningsnivån i den mån de beställda komponenterna inte har aktiverats, eftersom en del av denna kostnadsskillnad som orsakas av den eftersläpande redovisningen är avskuren från den tillåtna avskrivningen via nyttskäraren. Med andra ord tolkas den skenbara effektiviteten till följd av långsam bokföring normalt som investeringseffektivitet, varvid en del av denna effektivitet tilldelas kunden och därmed minskar principen incitamentet att öka effektiviteten genom långsam bokföring.

Energimyndigheten har bedömt att 85 % av effektivitetsfördelarna av linjära avskrivningar fortfarande lämnas till nätinnehavarens fördel för att nätinnehavaren ska ha incitament att investera med kostnadseffektiva lösningar som fortfarande även gynnar kunderna. Därmed fördelas 15 % av den extra nyttan av linjära avskrivningar åt kunderna. Det kan anses motiverat att betona fördelningen av nyttan till nätinnehavaren, eftersom kunden får hela nyttan genast, medan nätinnehavaren måste vänta till slutet av komponenternas livscykel innan den blir egentlig nytta. I de utlåtanden och synpunkter som inkommit till Energimyndigheten har även styreffekterna av investeringsincitamentet lyfts fram. I dess har påpekats att om värdet av hela nätmassan alltid justeras med jämförpriser och om en nedsättning appliceras på investeringsincitamentet, så kan detta i vissa fall leda enskilda nätoperatörer till att öka sina investeringskostnader. Detta problem kan dock inte uppstå nu på motsvarande sätt som tidigare, eftersom den nominella avkastningen används och den anpassningsprincip den kräver, där den gamla massan inte omvärderas med nya jämförpriser. Med den nya värderingsprincipen som krävs av den

nominella avkastningen fungerar investeringsincitamentet på ett ändamålsenligt och korrekt sätt vad gäller dess styreffekter, när effektivt operativa företag drar nytta av sina kostnadseffektiva investeringsår fram till slutet av komponenternas livscykel, och uppdatering av nya jämförpriser påverkar inte denna uppnådda fördel.

Dessutom har i kommentarer lyfts fram möjligheten till en symmetrisk nyttskärare. Energimyndigheten konstaterar att en sådan princip inte är lämplig till sina styreffekter. Att tillåta en högre avskrivningstakt för företag som investerat ineffektivt skulle kraftigt minska incitamenten att investera kostnadseffektivt och tvärtom uppmuntra till ineffektiva investeringar. Ineffektiva företag skulle då tillåtas ha högre kostnader än en rimlig genomsnittlig nivå och det skulle då inte finnas någon ytterligare begränsning för värderingen av investeringar. Det främsta skälet till jämförpriserna är just att begränsa ineffektiva investeringar och att se till att kunderna inte behöver betala kostnaderna för ineffektivitet.

3.3.2 Slopande av en separat inflationsjustering för linjära avskrivningar

Det är inte motiverat att använda en separat inflationskorrigerings för linjär avskrivning. Fastställandet av linjär avskrivning beror direkt på fastställandet av avkastningsgraden och den anpassningsprincip för nättillgångar som krävs av den, som används för att beräkna återanskaffningsvärdet. Med andra ord, om den reala avkastningen och den årliga omvärderingen av hela nätmassan som krävs av den användes, skulle ersättningsvärdet ta hänsyn till förändringen i inflationen inom kontrollperioden med den årliga indexkorrigeringen till jämförpriser. Eftersom man som justering använder den princip som den nominella avkastningsgraden förutsätter, finns det inga grunder för att separat ta inflation i nättillgångarna eller avskrivningsnivån.

Med hänvisning till ovan, när den nominella avkastningen används i metoderna, ska den linjära avskrivningsberäkningen baseras på det frusna återanskaffningsvärdet dividerat med innehavstiden, vilken bestäms enligt den princip som krävs av den nominella avkastningen.

3.4 Innovationsincitament

Energimyndigheten behåller innovationsincitamentet som en del av tillsynsmetoderna även under den sjätte och sjunde tillsynsperioden. Att uppmuntra nätnnehavarna till innovativ verksamhet har också lyfts fram i CEER:s³⁰ publikation som en viktig del av regleringsmyndigheternas verksamhet. Ett perspektiv i CEER:s publikation har också varit betoningen av den ökade digitaliseringen av energitjänster

³⁰ CEER Paper on Regulatory Sandboxes in Incentive Regulation

och de möjligheter den medför för nya affärslösningar. Energimyndigheten vill bidra till att uppmuntra distributionsnätsinnehavarna att utveckla motsvarande möjligheter.

Den tillåtna kostnadsandelen som tas upp i innovationsincitamentet ändras från 1 procent av summan av nätverksamhetens omsättning i de särredovisade resultaträkningarna under tillsynsperioden så att det under den sjätte och sjunde tillsynsperioden är möjligt att i innovationsincitamentet godkänna en motsvarande andel på 0,5 procent av summan av nätverksamhetens omsättningar i distributionsnätsinnehavarens särredovisade resultaträkningar under tillsynsperioden. Energimyndigheten motiverar framför allt ändringen med att man strävar efter att flytta incitamentets fokus mot att utveckla flexibilitetslösningar. För de kommande tillsynsperioderna presenteras ett nytt flexibilitetsincitament, och därför skulle man inom ramen för innovationsincitamentet i fortsättningen inte godkänna lösningar som enbart syftar till att utveckla leveranssäkerheten. Det är ändamålsenligt att sammankoppla både innovations- och flexibilitetsincitamentet tätare och möjliggöra en sammanlagd incitamenteffekt på upp till 1,5 procent för distributionsnätsinnehavarna med beaktande av båda incitamenten. Energimyndigheten påpekar också att användningen av innovationsincitamentet för närvarande inte har varit särskilt stor bland elnätsinnehavarna och att distributionsnätsinnehavarna inte har utnyttjat incitamentets fulla effekt under tidigare tillsynsperioder.

3.5 Flexibilitetsincitament

Energimyndigheten presenterar ett nytt incitament för tillsynsmetoderna. Syftet med incitamentet är att uppmuntra distributionsnätsinnehavarna att utveckla och utnyttja flexibilitetslösningar som en del av elnätverksamheten. Enligt artikel 32 i direktiv 2019/944 ska unionens medlemsstater fastställa en nödvändig rättslig ram som möjliggör och uppmuntrar upphandling av flexibla tjänster för distributionsnätsinnehavare. Energimyndigheten implementerar för den sjätte tillsynsperioden ett flexibilitetsincitament för att utveckla flexibiliteten. I incitamentet kan distributionsnätsinnehavarna bokföra högst en motsvarande andel på 1 procent av summan av nätverksamhetens omsättning i de särredovisade resultaträkningarna för distributionsnätsinnehavarens tillsynsperiod. Flexibilitetsmarknaden är för närvarande utvecklad, så under den sjätte tillsynsperioden är det Energimyndighetens avsikt att uppmuntra distributionsnätsinnehavarna att uttryckligen utveckla marknadslösningar.

3.6 Flexibilitetsincitament under den sjunde tillsynsperioden

Som nämnts ovan är den flexibla marknaden för närvarande underutvecklad. På grund av detta är Energimyndighetens syfte under den sjätte tillsynsperioden att

specifikt uppmuntra nätinnehavaren att utveckla marknadslösningar. Syftet med den sjunde övervakningsperioden är att uppmuntra nätinnehavare att använda de flexibilitetslösningar som utvecklats under föregående tillsynsperiod som en del av den dagliga verksamheten. Energimyndigheten har tagit hänsyn till den samlade nyttan för alla partier när flexibilitetsincitamentet utformats. Ur Energimyndighetens synvinkel uppnås den största totala nyttan genom att utnyttja marknadsbaserade flexibla lösningar, varför kravet på att flexibla tjänster ska vara marknadsmässigt särskilt framhålls i den sjunde övervakningsperioden. Därmed presenterar Energimyndigheten för den sjunde tillsynsperioden flexibilitetsincitamentet med möjlighet att föra igenom kostnaderna för flexibla lösningar köpta på marknadsvillkor med högst 2 % av summan av omsättningen för de särredovisade resultaträkningarna av nätinnehavarens tillsynsperiod.

KÄLLFÖRTECKNING

- 1 KPMG Oy Ab, Selvitys kohtuullisen tuottoasteen määrittämisestä sähkö- ja maakaasuverk-kotoimintaan sitoutuneelle pääomalle, 20.9.2022
- 2 Kallunki, Juha-Pekka, Lausunto jakeluverkkotoiminnan valvontamenetelmissä käytetyn ris-kittömän korkokannan määrittämisestä, 6.9.2021
- 3 Damodaran, Aswath, Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation, and Implica-tions – The 2022 Edition, 23.3.2022
- 4 DFC Economics S.r.l., Rate-base adjustment for inflation in energy networks regulation: A report for Energiavirasto, 2.10.2023
- 5 Ernst & Young Oy, Kohtuullisen tuottoasteen määrittäminen sähkö- ja maakaasuverkkotoi-mintaan sitoutuneelle pääomalle, 10.10.2014
- 6 Tekniska högskolan, Tammerfors tekniska universitet / Silvast Antti, Heine Pirjo, Lehtonen Matti, Kivikko Kimmo, Mäkinen Antti, Järventausta Pertti, Sähkönjakelun keskeytyksistä aiheutuva haitta, december 2005
- 7 Villmanstrands tekniska universitet/Honkapuro Samuli, Tahvanainen Kaisa, Viljainen Satu, Lassila Jukka, Partanen Jarmo, Kivikko Kimmo, Mäkinen Antti, Järventausta Pertti, DEA-mallilla suoritettavan tehokkuusmittauksen kehittäminen, 8.12.2006
- 8 Villmanstrands tekniska universitet, Tammerfors tekniska universitet / Honkapuro Samuli, Tahvanainen Kaisa, Viljainen Satu, Partanen Jarmo, Mäkinen Antti, Verho Pekka, Järven-tausta Pertti, Keskeytystunnuslukujen referenssiarvojen määrittäminen, 18.5.2007
- 9 AFRY Management Consulting Oy / Tkachenko Evgenia, Vihavainen Petri, Selvitys keskey-tyksen aiheuttaman haitan kustannuksista, marraskuu 2022
- 10 Heikkilä, Tuukka, Sähköverkon toimitusvarmuuteen liittyvien valvontamenetelmien kehit-täminen, 9.10.2013
- 11 Gaia Consulting Oy, Karttunen Ville, Vanhanen Juha, Partanen Jarmo, Matschoss Kaisa, Bröckl Marika, Haakana Juha, Hagström Markku, Lassila Jukka, Pesola Aki och Vehviläinen Iivo, Selvitys laatukannustimen toimivuudesta ja kehitystarpeista vuosille 2016–2023, 27.10.2014
- 12 Järventausta Pertti, Collan Mikael, Liski Matti, Huhta Kaisa, Akademisk arbetsgrupp om be-räkningsmetoder för tariffer för elöverföring och -distribution, arbetsgruppens utlåtande till Energimyndigheten, 31.5.2022

- 13 Kuosmanen, T., Johnson, A.L., Condition måttstockskonkurrens in energy regulation, The Energy Journal 41, 2020
- 14 Sigma-Hat Economics Oy / Kuosmanen, T., Saastamoinen, A., Keshvari, A., Johnson, A., & Parmeter, C., Tehostamiskannustin sähkön jakeluverkkoyhtiöiden valvontamallissa: Ehdotus Energiaviraston soveltamien menetelmien kehittämiseksi neljännellä valvontajaksolla 2016–2019, 21.10.2014
- 15 ECKTA Oy / Kuosmanen, T., Kuosmanen, N, Dai, S., Kohtuullinen muuttuva kustannus sähkön jakeluverkkoyhtiöiden valvontamallissa: Ehdotus tehostamiskannustimen kehittämiseksi 6. ja 7. valvontajaksoilla vuosina 2024–2031, 12.9.2022
- 16 Gaia Consulting Oy / Syrjänen, M., Lausunto tuottavuuskehityksen huomioivasta alan yleisestä tehostamistavoitteesta, 9.2.2007
- 17 Sigma-Hat Economics Oy / Kuosmanen, T., Saastamoinen, A., Yleinen tehostamistavoite sähkön ja maakaasun siirto- ja jakeluverkkotoiminnan valvontamalleissa sekä tehostamiskannustimen arviointi: Ehdotus Energiaviraston soveltamien menetelmien kehittämiseksi neljännellä valvontajaksolla 2016–2019, 21.10.2014
- 18 ECKTA Oy / Kuosmanen, T. Yleinen tehostamistavoite sähkön ja maakaasun verkkotoiminoissa 6. ja 7. valvontajaksoilla 2024–2031, 15.11.2022
- 19 ECKTA Oy / Kuosmanen, T. Tekninen edistys, pääoman syveneminen ja kustannusrintaman siirtyminen: Uusimman paneeliaineiston vaikutus estimoituun StoNED-rintamaan, 28.6.2023
- 20 CEER (Council of European Energy Regulators) Paper on Regulatory Sandboxes in Incentive Regulation, 25.5.2022