

Tillsynsmetoder under sjätte (1.1.2024–31.12.2027) och sjunde (1.1.2028–31.12.2031) tillsynsperioden

Eldistributionsnätsverksamhet

Högspänningsdistributionsnätsverksamhet

27.3.2026 - Skrivfelet i den andra meningen i fotnot 10 på sidan 53 har korrigerats.



Innehåll

1 TILLSYNSMETODER – SAMMANFATTNING	5
1.1 Sammanfattning av tillsynsmetoderna	7
1.1.1 Justering av balansräkning, dvs. beräkning av skälig avkastning	8
1.1.2 Justering av resultaträkningen, dvs. beräkning av det faktiska justerade resultatet..	8
1.1.3 Underskott och överskott.....	9
1.2 Tillsynsmetoderna som helhet	9
1.3 Ändring av beslut om fastställande.....	13
1.4 Tillsynsuppgifter	13
1.4.1 Tillsynsuppgifter som behövs vid tillsynen.....	14
1.4.2 Inlämnande av tillsynsuppgifter	15
1.4.3 Tillsynsuppgifternas riktighet	15
1.5 Särredovisning av verksamheter	16
1.6 Hyresnät.....	16
1.7 Nät som köpts och sålts under tillsynsperioden	17
1.8 Inflation.....	18
1.9 Kalkyler som utförs under tillsynsperioden	20
1.10 Tillsynsbeslut som meddelas efter tillsynsperiodens utgång	21
1.11 Att söka ändring i fastställelse- och tillsynsbeslut	24
2 JUSTERADE TILLGÅNGAR OCH JUSTERAT KAPITAL SOM BUNDITS I NÄTVERKSAMHETEN	25
2.1 Justering av elnätstillgångar i bestående aktiva	26
2.1.1 Justerat fryst återanskaffningsvärde och linjär avskrivning	37
2.1.2 Justerat nuvarande bruksvärde	44
2.2 Justering av övriga tillgångar i bestående aktiva	45
2.3 Justering av tillgångar i rörliga aktiva	47
2.4 Justering av kapital som bundits i nätverksamheten	48
2.4.1 Justering av eget kapital.....	48
2.4.2 Justering av främmande kapital.....	49
3 SKÄLIG AVKASTNINGSGRAD	52
3.1 Modell för det vägda medelvärdet av kostnaden för kapital	52
3.2 Skälig kostnad för eget kapital	52
3.2.1 Riskfri räntesats för eget kapital	52
3.2.2 Landsriskpremie	53
3.2.3 Beta-koefficient	53



3.2.4 Marknadsriskpremie	54
3.2.5 Illikviditetsspremie	54
3.2.6 Kapitalstruktur	54
3.3 Skälig kostnad för främmande kapital.....	55
3.3.1 Riskfri räntesats för främmande kapital och landsriskpremie	55
3.3.2 Riskpremie för främmande kapital	55
3.4 Beräkning av skälig avkastningsgrad	56
3.5 Kontrollgrupp för att fastställa och uppdatera parametrar för skälig avkastning	57
4 SKÄLIG AVKASTNING	58
4.1 Justerade tillgångar och justerat kapital som bundits i nätverksamheten	58
4.2 Skälig avkastningsgrad	61
5 ELNÄTSVERKSAMHETENS INTÄKTER OCH KOSTNADER.....	65
5.1 Intäkter i nätverksamheten	65
5.2 Kostnader för nätverksamheten	67
5.3 Finansieringskostnader i nätverksamheten	72
6 INCITAMENT	74
6.1 Investeringsincitament	74
6.1.1 Justerade linjära avskrivningar	75
6.1.2 Investeringsincitament vid beräkning av det faktiska justerade resultatet	75
6.2 Kvalitetsincitament	77
6.2.1 Avbrottskostnader	77
6.2.2 Beräkning av avbrottskostnaderna under den sjätte och sjunde tillsynsperioden	79
6.2.3 Referensnivå för avbrottskostnader under den sjätte och sjunde tillsynsperioden..	82
6.2.4 Kvalitetsincitament vid beräkning av det faktiska justerade resultatet	85
6.3 Effektiviseringsincitament	86
6.3.1 Allmänt effektiviseringsmål	87
6.3.2 Variablerna för mätning av företagsspecifik effektivitet.....	88
6.3.3 Företagsspecifikt effektivitetsmål	90
6.3.4 Referensnivå för effektiviseringskostnader	95
6.3.5 Behandling av fusionerade nätinnehavare	96
6.3.6 Faktiska effektiviseringskostnader	96
6.3.7 Effektivitet hos innehavare av högspänningsdistributionsnät	97
6.3.8 Effektiviseringsincitament vid beräkning av faktiskt justerat resultat	101
6.4 Innovationsincitament	102
6.4.1 Kostnader för forskning och utveckling	102
6.4.2 Innovationsincitament vid beräkning av det faktiska justerade resultatet.....	103



6.5 Incitament för flexibilitet.....	103
6.5.1 Incitament för flexibilitet under tillsynsperioden 2024-2027	104
6.5.2 Incitament för flexibilitet under tillsynsperioden 2028–2031.....	105
7 FAKTISKT JUSTERAT RESULTAT.....	106
KÄLLFÖRTECKNING	108
BILAGA 1. NÄTKOMPONENTER, JÄMFÖRPRISER OCH ANVÄNDNINGSTIDSINTERVALLER	110

1 TILLSYNSMETODER – SAMMANFATTNING

I detta dokument presenterar Energimyndigheten (myndigheten) metoderna för tillsynen över skälig prissättning inom elnätsverksamheten 2024–2031. Metoderna tillämpas på innehavare av distributionsnät och innehavare av högspänningsdistributionsnät.

Energimyndigheten fastställer de slutliga tillsynsmetoderna för nätinnehavaren som en bilaga till beslutet om fastställande före utgången av 2023.

Metoderna för tillsyn över innehavare av högspänningsdistributionsnät avviker till vissa delar från de metoder som tillämpas på distributionsnätsinnehavare. Avvikelserna gäller de incitamentsmetoder som tillämpas på beräkningen av det faktiska justerade resultatet, det vill säga kvalitetsincitament (som behandlas i avsnitt 6.2 i detta dokument) och effektiviseringsincitament (6.3).

Riktlinjerna har utformats av tjänstemän på Energimyndigheten. Motiveringarna till de här presenterade lösningarna har härletts särskilt från följande lagstiftning:

- Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 om den inre marknaden för el (elmarknadsförordningen)
- lagen om tillsyn över el- och naturgasmarknaden (590/2013, tillsynslagen)
- elmarknadslagen (588/2013)
- regeringens proposition till riksdagen med förslag till ändring av lagstiftningen om el- och naturgasmarknaden (RP 20/2013 rd)
- ekonomiutskottets betänkande (EkUB 17/2013 rd)
- övriga författningar som utfärdats med stöd av elmarknadslagen.

Energimyndigheten har beaktat marknadsdomstolens och högsta förvaltningsdomstolens avgöranden gällande klagomål över de tidigare tillsynsmetoderna.

Myndigheten har i utvecklingen av tillsynsmetoderna även utnyttjat de praktiska erfarenheterna från tillsynsverksamheten.

Som bakgrundsmaterial vid beredningen av riktlinjerna och tillsynsmetoderna har myndigheten även använt expertutredningar och -utlåtanden, vilka framgår av källförteckningen.

Under beredningen av riktlinjerna för tillsynsmetoderna har myndigheten hört intressentgrupperna. I början av 2022 inrättade Energimyndigheten en kommitté för intressentgrupper för att effektivisera hörandet. Kommittén för intressentgrupper

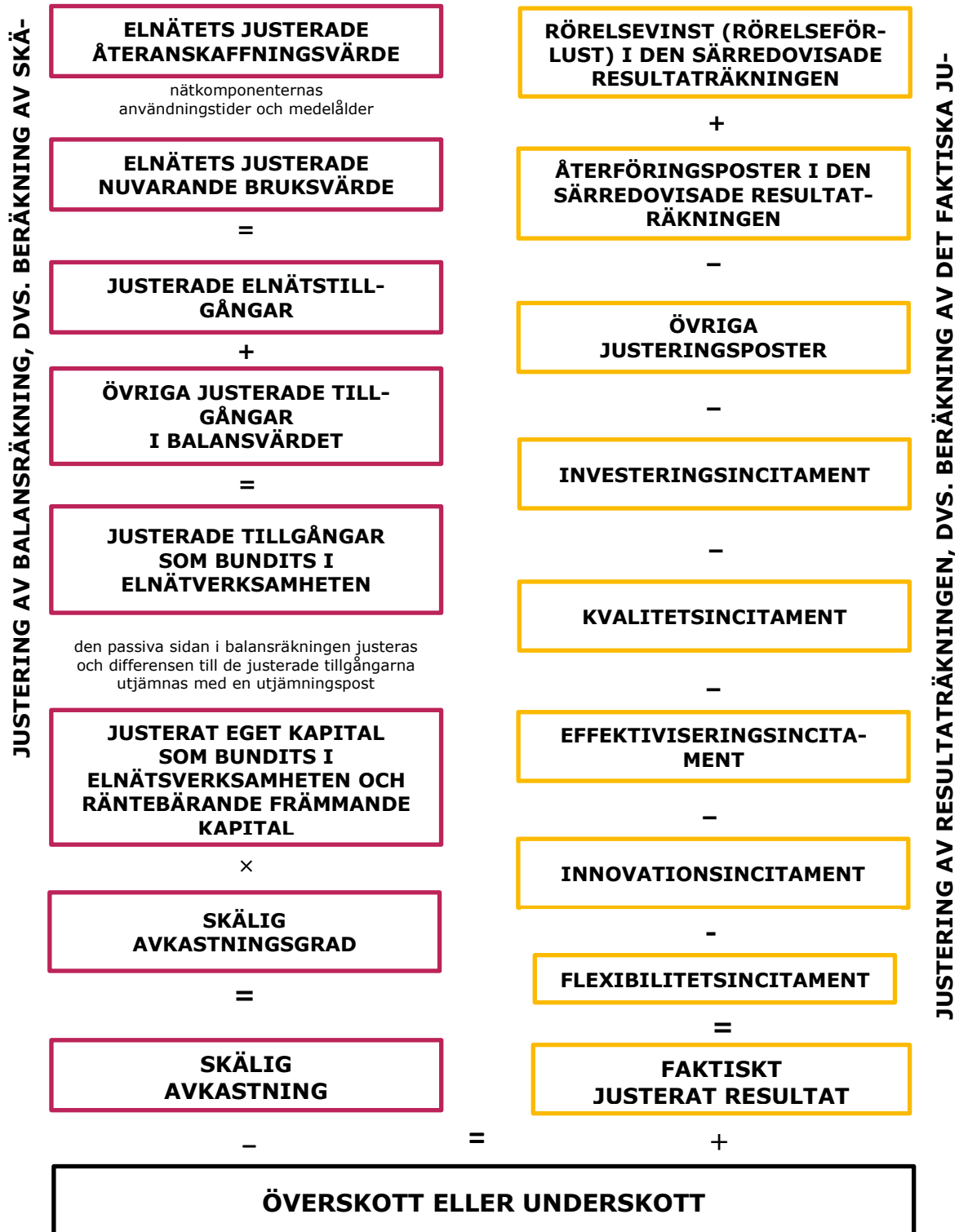


hade som funktion att föra en diskussion och på så sätt för sin del bedöma effekterna av de föreslagna ändringarna. Under 2022 redogjorde Energimyndigheten vid kommitténs åtta möten om ändringarna i tillsynsmetoderna. Energimyndigheten har utarbetat publicerade promemorior om diskussionen som förts vid intressentgruppskommitténs möten samt en slutrapport om beaktandet av intressenternas perspektiv i arbetet med att stärka tillsynsmetoderna.

Vid utvecklingen av metoderna för el- och naturgasnätverksamheten fästs dessutom särskild uppmärksamhet vid konsekvensbedömningen av de ändringar som görs i metoderna för att öka transparensen genom hela utvecklingsprocessen.



1.1 Sammanfattning av tillsynsmetoderna



Figur 1. Tillsynsmetoder för tillsynsperioderna 2024–2027 och 2028–2031



Tillsynsmetoderna består av flera olika metoder som sammantagna bildar den helhet som presenteras i bild 1. Den används för övervakning av skälig prissättning i nätverksamheten. Alla enskilda metoder beskrivs i detta dokument.

Till vänster i bild 1 finns metoderna för justering av balansräkningen, med andra ord för beräkning av skälig avkastning (2, 3 och 4). Till höger finns metoderna för justering av resultaträkningen, med andra ord för beräkning av det faktiska justerade resultatet (5, 6 och 7).

ORIENTERING I TILLSYNSMETODERNA

En allmän bild av tillsynsmetoderna ges i kapitlen 1, 4 och 7 i detta dokument. En mer ingående beskrivning finns i kapitlen 2, 3, 5 och 6.

1.1.1 Justering av balansräkning, dvs. beräkning av skälig avkastning

De justerade tillgångar som bundits i elnätsverksamheten består av elnätstillgångar i bestående aktiva i den särredovisade balansräkningen (2.1), övriga tillgångar i bestående aktiva (2.2) och tillgångar i rörliga aktiva (2.3).

Det justerade kapitalet som bundits i elnätsverksamheten erhålls genom att räkna ihop de justerade värdena för eget kapital (2.4.1), räntebärande främmande kapital (2.4.2) och räntefritt främmande kapital (2.4.2). Till detta läggs en utjämningspost (2.4.1) för avstämning av balansräkningen.

Den skäliga avkastningsgraden (3) beräknas utifrån det vägda medelvärdet av kostnaden för kapital (WACC).

Skälig avkastning räknas som produkten av justerat kapital som bundits i elnätsverksamheten (2.4) och den skäliga avkastningsgraden (3.4).

1.1.2 Justering av resultaträkningen, dvs. beräkning av det faktiska justerade resultatet

Beräkningen av det faktiska justerade resultatet utgår från rörelsevinsten (rörelseförlusten) i nätinnehavarens särredovisade resultaträkning.

Vid beräkning av det faktiska justerade resultatet återförs (5.1) den årliga förändringen i återbetalningsbara anslutningsavgifter enligt den särredovisade balansräkningen samt näthyror enligt den särredovisade resultaträkningen, avskrivningarna på affärsvärde, planenliga avskrivningar och nedskrivningar på elnätstillgångar enligt den särredovisade resultaträkningen och försäljningsförlust av försäljning av nätandel som upptagits som övriga kostnader. Försäljningsvinst av försäljning av



nätandel som upptagits som övriga intäkter avdras däremot (5.1) vid beräkning av det justerade faktiska resultatet.

Därefter avdras en korrigeringspost till resultatet, som består av skäliga kostnader för finansieringstillgångar (5.3).

Dessutom avdras effekterna av incitamenten. Dessa är investeringsincitamentet (6.1), kvalitetsincitamentet (6.2), effektiviseringsincitamentet (6.3), innovationsincitamentet (6.4) och flexibilitetsincitamentet (6.5).

Beräkningarna ger till slut det faktiska justerade resultatet.

1.1.3 Underskott och överskott

Underskott och överskott på avkastningen beräknas genom att den skäliga avkastningen avdras från det faktiska justerade resultatet.

Avkastningen visar på överskott om differensen är positiv. Avkastningen visar på underskott om differensen är negativ.

1.2 Tillsynsmetoderna som helhet

I detta dokument redogör Energimyndigheten för den helhet som tillsynsmetoderna utgör. Med hjälp av den fastställs den enligt helhetsbedömning skäliga prissättning som avses i elmarknadslagstiftningen.

Tillsynsmetoderna utgör en noga avvägd helhet. Enligt marknadsdomstolens beslut (MD:271–344/06) ska beslutet om fastställande avspegla en noga avvägd helhet, förutom att det ska vara möjligt att analysera och bedöma de enskilda beslutsdelarna och metodparametrarna var för sig. Marknadsdomstolen har dessutom i sitt avgörande (MAO: 247/17) konstaterat att Energimyndigheten vid prövningen av utvecklingen av metoderna ska bedöma ärendet med tanke på hela nätverksamheten i fråga och dess särskilda tillsyn. Högsta förvaltningsdomstolen har på motsvarande sätt i sitt avgörande (HFD: 2017: 124) konstaterat att de nätinnehavarspecifika avtalsarrangemangen eller synpunkter i anslutning till skattelagstiftningen inte har någon rättslig betydelse i tolkningskontexten till beslutet om fastställande. Det ovannämnda ska beaktas vid utarbetandet av helheten och de enskilda metoderna, eftersom metoderna och variablerna står i växelverkan med varandra.

Vid bedömning av de enskilda delarna utanför helhetssammanhanget ska en viss försiktighet iakttas (försiktighetsprincipen). Då ger till exempel eventuella ändringar inte upphov till interna motstridigheter, inkonsekvenser eller överlappningar



i tillsynsmetoderna. Speciellt är det små avvikelser i de valda parametervärdena som kan leda till betydande skillnader i utfallet för metodhelheten.

Med tanke på förvaltningsbeslutets tydlighet är det inte motiverat, eller ens praktiskt möjligt, att formulera tillsynsmetoderna med en sådan noggrannhet att varje enskild faktor skulle redogöras för i detalj.

Energimyndigheten preciserar vid behov innehållet i tillsynsmetoderna genom skriftliga anvisningar. I dessa kompletterande anvisningar tillämpar myndigheten samma metoder och principer som i fastställandebeslutet för att nätinnehavarna ska ha jämlika verksamhetsbetingelser.

MÅLEN MED TILLSYNYN

Enligt elmarknadslagstiftningen är de primära målen för specialtillsynen över ett naturligt monopol att prissättningen av nättjänster är skälig och att nätet ska utvecklas. Energimyndigheten eftersträvar just detta genom de sammantagna tillsynsmetoderna och metodernas styrande effekt i praktiken på nätinnehavarnas affärsverksamhet.

Utöver huvudmålen för tillsynen är andra centrala mål till exempel jämlikhet och total effektivitet samt långsiktighet och kontinuitet i affärsverksamheten, och utnyttjande av innovation och flexibilitet.

Enligt artikel 18 i elmarknadsförordningen ska de metoder som tillämpas på distributionstarifferna ge distributionsnätsinnehavarna incitament för en så kostnadseffektiv användning och utveckling som möjligt av näten, även genom upphandling av tjänster. I detta syfte ska regleringsmyndigheterna erkänna de relevanta kostnaderna och inkludera dessa kostnader i distributionstarifferna, och de kan införa resultatmål för att ge incitament för de systemansvariga för distributionssystemen att förbättra effektiviteten i sina nät, bland annat genom att främja energieffektivitet, flexibilitet och utbyggnad av smarta nät och smarta mätsystem.

Med opartiskhet avses den inre intäktsfördelningen i samhället mellan ägarna och kunderna till de företag som omfattas av tillsynen. Bland annat får inte avkastningsnivån vara för hög i förhållande till investeringar som ägarna eventuellt kan göra i andra verksamheter med motsvarande riskprofil.

Långsiktighet, kontinuitet och utveckling handlar om att man genom tillsynen ska säkerställa de nödvändiga investeringarna och övriga utvecklingsåtgärder med tanke på en tillräcklig leveranssäkerhet. Därtill gäller det att säkerställa ändamålsenlig utveckling av affärsverksamheten och dess vitalitet på lång sikt.



Effektivitet innebär att den service kunden önskar tillhandahålls till så låga kostnader som möjligt. Marknaden pressar inte prissättningen inom nätverksamheten och därigenom saknar nätinnehavarna incitament till att effektivisera sin verksamhet. Utan tillsyn vore det möjligt att de skulle kompensera kostnadsineffektiviteten med högre priser. Tillsyn över att monopolprissättningen är skälig behövs därmed för säkerställande av att nätinnehavarens ligger på en nivå som nätinnehavaren de facto kan uppnå.

Konsumenternas rättigheter

Enligt punkt 4 i det inledande stycket i direktivet om den inre marknaden för el (2019/944/EU) är energiunionens centrum medborgare som åtar sig att förändra energisystemet, dra nytta av ny teknik genom att minska sina energiräkningar och aktivt delta i marknadens funktion, vilket skyddar utsatta konsumenter.

Energimyndighetens uppgift som den nationella tillsynsmyndigheten är att se till att konsumenternas rättigheter tillgodoses.

UTVECKLING AV TILLSYVEN

De viktigaste delarna av tillsynsmetoderna har etablerats på basis av Energimyndighetens beslut och de avgöranden som marknadsdomstolen och högsta förvaltningsdomstolen har fattat utifrån dessa beslut.

Till myndighetens uppgifter hör att utveckla tillsynsmetoderna. Enligt förarbetena till tillsynslagen (RP 20/2013 rd, detaljmotivering till 10 §) ska Energimyndigheten bereda ett nytt beslut om fastställande, i vilket de metoder som anges i beslutet vid behov har utvecklats utifrån erfarenheterna av tillsynen. Myndigheten ska göra utkastet tillgängligt för tillräcklig offentlig diskussion.

Vid utvecklingen av tillsynen ska Energimyndigheten beakta målen och principerna för specialtillsynen över naturliga monopol som fastställts i elmarknadslagstiftningen och genom rättspraxis. Myndigheten ska också beakta dem vid tillämpningen av tillsynsmetoderna.

PRÖVNINGSRÄTT

Energimyndigheten är behörig på förhand i centrala tillsynsärenden. Syftet med lagstiftningen (direktiv 2003/54/EG, inledningsstycke 15) i övergången till förhandstillsyn var att minska osäkerheten samt dyra och tidskrävande tvister.

I elmarknadslagstiftningen har myndigheten fått omfattande prövningsrätt i fråga om tillämpningen av lagstiftningen. Detta gäller även tillsynsmetoderna samt



utvecklingen och tillämpningen av dem. Hur detaljerade tillsynsmetoderna än är, kvarstår oundvikligen frågor som lämnar rum för tolkning och som Energimyndigheten i egenskap av oberoende tillsynsmyndighet måste avgöra inom ramen för sin prövningsrätt.

Även högsta förvaltningsdomstolen har konstaterat (HFD 2010/86) att Energimyndigheten i lagstiftningen har fått omfattande prövningsrätt när det gäller att utveckla tillsynsmetoderna.

Vid utvecklingen och tillämpningen av tillsynsmetoderna samt vid tillsynen även i övrigt beaktar myndigheten för alla parter i den särskilda tillsynen de gränser som principerna för god förvaltning och de grundläggande fri- och rättigheterna ställer för användningen av prövningsrätten.

OPARTISKHET OCH SKÄLIGHET UR NÄTINNEHAVARENS PERSPEKTIV

De nätinnehavare som är föremål för tillsynen ska behandlas på ett opartiskt sätt.

Enbart det faktum att delfaktorerna i metoderna ger olika slutresultat för olika nätinnehavare är dock inte en grund för att denna metod inte ska tillämpas. Högsta förvaltningsdomstolen har i sitt avgörande (HFD: 2017:124) konstaterat att de nätinnehavarspecifika synpunkterna inte har någon rättslig betydelse i tolkningskontexten till beslutet om fastställande.

Å andra sidan har de särskilda skyldigheter som följer av lagstiftningen i rättspraxis godkänts som grund för olika behandling av stamnäsinnehavare och distributionsnäsinnehavare i tillsynsmetoderna (MAO: 268/06).

När det ur nätinnehavarens synvinkel granskas om tillsynsmetoderna som helhet i praktiken har lett till ett skäligt slutresultat enligt sitt syfte, ska vissa omständigheter beaktas. Till dessa faktorer hör enligt förarbetena till lagstiftningen (RP 20/2013 rd, detaljmotivering till 24 §) bland annat om nätinnehavaren har haft möjlighet att

- investera tillräckligt i nätet
- klara av kostnaderna
- betala avkastning till sina ägare.

Om nätinnehavaren har uppnått detta, eller kunde ha uppnått detta, har nätinnehavaren fullföljt sina åtaganden enligt tillsynsmetoderna.

1.3 Ändring av beslut om fastställande

Energimyndigheten kan ändra ett beslut om fastställande under pågående tillsynsperiod under de omständigheter som fastställs i 13 § i tillsynslagen.

UPPDATERING AV FASTSTÄLLANDEBESLUTETS PARAMETRAR FÖR TILLSYNSPERIODEN

För den sjunde tillsynsperioden uppdaterar myndigheten under 2027 följande parametrar i tillsynsmetoderna

- marknadsriskpremie för skälig avkastning (3.2.4)
- jämförelsenivå för avbrottskostnader (6.2.3)
- effektivitetsfront (6.3.3)

Även jämförpriserna uppdateras under perioden för värdering av periodens investeringar. För den sjätte tillsynsperioden uppdateras jämförpriserna under år 2027 och för den sjunde tillsynsperioden under år 2031 i enlighet med principerna i bilaga 1.

Dessa uppdateringar är inga metodändringar. Det är fråga om att uppdatera parametrarna i tillsynsmetoderna, vilket kan jämföras med att parametrarna justeras varje år till exempel för beräkning av skälig avkastningsgrad. Värdet på den riskfria räntan uppdateras årligen vid beräkning av avkastningsgrad. Dessutom uppdateras betakoefficienten för skälig avkastningsgrad (3.2.3), kapitalstruktur (3.2.6) och riskpremien för främmande kapital (3.3.2) med ett intervall på två år vid beräkningen av avkastningsgrad.

Parametrarna uppdateras för den sjunde tillsynsperioden på samma sätt som de fastställdes för den sjätte perioden, det vill säga genom användande av de metoder som beskrivs i detta dokument.

Myndigheten utfärdar inga separata beslut om uppdateringarna, utan de delges nätinnehavarna genom tillsynsbrev.

1.4 Tillsynsuppgifter

För tillsynen krävs att nätinnehavarna lämnar till myndigheten de tillsynsuppgifter som behövs. Uppgifterna ska vara riktiga, i rätt form och lämnas in inom utsatt tid.

Enligt 30 § i tillsynslagen är nätinnehavaren skyldig att lämna för tillsynen behövliga uppgifter till Energimyndigheten.

1.4.1 Tillsynsuppgifter som behövs vid tillsynen

De tillsynsuppgifter som behövs för tillämpning av tillsynsmetoderna fastställs i följande dokument:

- Arbets- och näringsministeriets förordning om särredovisning av elaffärsverksamheter (HIMf 1305/2019, särredovisningsförordningen)
- Energimyndighetens föreskrift om nyckeltal för elnätsverksamheten och deras publicering (EV 2167/002/2016, föreskrift om nyckeltal). Föreskriften om nyckeltal uppdateras under 2023 och publiceras samtidigt som besluten om fastställande.
- tillsynsmetoderna (detta dokument).

Väsentliga uppgifter för tillsynen är uppgifter från särredovisat bokslut, uppgifter om nätstrukturen, ekonomiska och tekniska nyckeltal. Det måste dock noteras att all information som behövs myndighetens tillsyn är tillsynsinformation. Därför är ytterligare information som myndigheten begär från nätinnehavare för tillsynsändamål också tillsynsinformation.

FÖRORDNING OM SÄRREDOVISNING

Nätinnehavaren ska i tillsynsuppgifterna tillställa de fastställda särredovisade boksluten (resultaträkningarna och balansräkningarna) jämte tilläggsuppgifter och noter så som fastställs i 10 § 2 mom. i förordningen om särredovisning.

FÖRESKRIFT OM NYCKELTAL

Nätinnehavaren ska i tillsynsuppgifterna tillställa de uppgifter och nyckeltal som anges i bilagorna till föreskriften om nyckeltal.

TILLSYNSMETODER

Nätinnehavaren ska i uppgifterna om nätstrukturen uppge antalet och genomsnittsåldern för de nätkomponenter i elnätet som denne har i sin besittning och faktiskt använder. Uppgifterna lämnas uppdelade som i bilaga 1 och till värden per den sista december respektive år.

Nätinnehavaren ska använda samma uppdelning för de uppgifter som lämnas in om antalet komponenter som investerats i nätet eller tagits bort från nätet under året. Om nätinnehavaren har köpt eller sålt elnät ska nätinnehavaren använda samma uppdelning för de uppgifter som lämnas in om de köpta eller sålda nätkomponenternas antal och genomsnittsålder. Dessutom ska nätinnehavaren enligt

samma uppdelning rapportera antalen ersättningsinvesteringar. Även användningstiderna för nätkomponenter ska rapporteras vid behov.

Nätinnehavaren ska också tillställa övriga specifikationer som behövs för justering av den särredovisade balansräkningen och resultaträkningen för nätverksamheten. Dessa nämns i kapitlen 2.1, 2.2, 2.4.2, 5.1, 5.2, 5.3, 6.4.1 och 6.5.2. Nätinnehavaren ska kunna verifiera specifikationernas riktighet på ett tillförlitligt sätt.

1.4.2 Inlämnande av tillsynsuppgifter

Uppgifterna om nätstrukturen ska lämnas in till Energimyndigheten varje år före utgången av mars månad. Uppgifterna om bokslutet och de tekniska nyckeltalen ska lämnas in till myndigheten före utgången av maj.

Nätinnehavaren ska i regel rapportera tillsynsuppgifterna via Energimyndighetens webbaserade rapporteringssystem. Myndigheten ger särskilda skriftliga anvisningar om uppgifterna ska lämnas på något annat sätt.

Om nätinnehavaren underlåter att tillställa tillsynsuppgifterna till Energimyndigheten, kan myndigheten förelägga vite med stöd av 31 § i tillsynslagen.

1.4.3 Tillsynsuppgifternas riktighet

De tillsynsuppgifter som nätinnehavaren rapporterar ska vara riktiga, med andra ord verkliga och tillförlitliga.

När nätinnehavaren fastställer och rapporterar tillsynsuppgifterna ska denne följa de skriftliga anvisningar, definitioner och specifikationer som framgår av

- förordningen om särredovisning
- föreskriften om nyckeltal
- tillsynsmetoderna
- rapporteringssystemet
- myndighetens övriga anvisningar.

I oklara fall ska nätinnehavaren be myndigheten om preciserande anvisningar.

Tillsynsuppgifternas riktighet grundar sig i huvudsak på det förtroende som Energimyndigheten visar nätinnehavaren. Nätinnehavaren beräknar och rapporterar uppgifterna självständigt. Myndigheten saknar resurser för att till alla delar kontrollera uppgifterna. På denna punkt framhävs nätinnehavarens juridiska och moraliska ansvar för att tillsynsuppgifterna är riktiga.



Energimyndigheten ska rätta felaktiga tillsynsuppgifter så att de överensstämmer med tillsynsmetoderna om nätinnehavaren inte gör det själv.

Nätinnehavaren ska kunna verifiera de rapporterade tillsynsuppgifterna på Energimyndighetens kontrollbesök eller om myndigheten begär om verifiering.

1.5 Särredovisning av verksamheter

Enligt 77 § i elmarknadslagen ska nätinnehavaren särredovisa elnätsverksamhet och övriga elaffärsverksamheter samt elaffärsverksamheter och övriga affärsverksamheter. Särredovisningsskyldigheten gäller även juridiskt åtskilda nätinnehavare.

Enligt 5 § i förordningen om särredovisning ska nätinnehavaren i elnätsverksamhetens särredovisade bokslut direkt ta upp intäkter (5.1) och kostnader (5.2) samt tillgångsposter (2.1, 2.2 och 2.3) och kapitalposter (2.4) som direkt kan hänföras till elnätsverksamheten.

Verksamhet som omfattas av fri konkurrens kan inte särredovisas för elnätsverksamhet annat än som annan affärsverksamhet av ringa betydelse. Exempel på sådan verksamhet är anläggning av anslutningsledningar. Sådan verksamhet omfattas inte heller av tillsynsmetoderna.

I Energimyndighetens rekommendation om kalkylmässig särredovisning av el- och naturgasaffärsverksamheterna¹ preciseras hur frågor om särredovisningen behandlas i tillsynsmetoderna.

1.6 Hyresnät

Nätinnehavarna behandlas lika oberoende av om de äger eller på andra grunder förfogar över det elnät som ingår i nättillståndets ansvarsområde.

Om nätinnehavaren hyr hela eller delar av det elnät som används, är nätinnehavaren till denna del verksam i hyresnät. Hyresarrangemanget kommer att upplösas genom justeringen av den särredovisade balansräkningen och resultaträkningen för elnätsverksamheten i tillsynsmetoderna.

Nätinnehavare som är verksamma i hyresnät ska i enlighet med förordningen om särredovisning också direkt i elnätsverksamhetens särredovisade bokslut ta upp

¹ Energimyndighetens rekommendation, Kalkylmässig särredovisning av el- och naturgasaffärsverksamheterna (dnr 2449/421/2015), 18.12.2015, rekommendationen kommer att uppdateras innan den sjätte tillsynsperioden inleds



intäkter och kostnader samt tillgångs- och kapitalposter som direkt kan hänföras till elnätsverksamheten (1.5).

Om nätinnehavaren hyr det elnät som används, eller delar av nätet, ska denne i tillsynsuppgifterna även rapportera uppgifter om nätägarens affärsverksamhet. Uppgifterna ska rapporteras för nätinnehavarens verksamhet enligt nättillståndet och det elnät som ingår i dess ansvarsområde.

Nätinnehavare som verkar i hyresnät ska vid behov tillställa myndigheten en specifikation över de kostnadsposter som ingår i näthyran. Enligt högsta förvaltningsdomstolens avgörande (HFD: 2017:124) minskas inte de allmänna kostnadstillägg och den allmänna täckningen som ingår i bolagets separata bokslut för nätverksamheten som bolagets kostnad vid hävning av hyresarrangemang i tillsynsmetoderna.

1.7 Nät som köpts och sålts under tillsynsperioden

När nätverk slås ihop under tillsynsperioden är det den nätinnehavare som fortsätter verksamheten som även ansvarar för affärsverksamheten och skyldigheterna som anknyter till näten. Likaså får nätinnehavaren de rättigheter som hänför sig till dessa nät.

Den nätinnehavare som fortsätter nätverksamheten behandlas vid tillsynen på samma sätt som vid ett utvidgat nät. Detta innebär att de förenade nätinnehavarnas affärsverksamhet behandlas som en affärsverksamhet.

Vid en sammanslagning som sker mitt under året bildas av bolagen en kalkylmässig nätinnehavare som anses vara verksam som en nätinnehavare under hela det aktuella året.

BERÄKNING AV ÅTERANSKAFFNINGSVÄRDE OCH NUVARANDE BRUKSVÄRDE

Vid justering av värdet för de elnätstillgångar som bildas för köparen

- ska uppgifterna om justerat återanskaffningsvärde och justerat nuvarande bruksvärde hos köparens elnät summeras med uppgifterna om nätkomponenternas antal och åldersinformation i det elnät som köps
- ska användningstiden för de köpta nätkomponenterna bestämmas enligt de användningstider som köparen tidigare valt för respektive nätkomponent.

Vid en företagsaffär där endast en del av nätinnehavarens elnät övergår till en ny ägare ska uppgifterna om nätkomponenternas antal och åldersinformation i det



sålda elnätet avdras från uppgifterna om återanskaffningsvärde och nuvarande bruksvärde i säljarens elnät.

TILLSYNSUPPGIFTER

Sammanslagning av nätinnehavare beaktas i tillsynsuppgifterna från och med början av sammanslagningsåret och uppgifterna slås i tillsynsmetoderna ihop till ett bolag.

Den nätinnehavare som fortsätter att driva verksamheten svarar för rapporteringen av tillsynsuppgifterna för åren före och efter sammanslagningen.

UNDERSKOTT OCH ÖVERSKOTT

Den övertagande eller mottagande nätinnehavaren svarar för utjämning av överskottet till den överlåtande eller avgivande nätinnehavarens kunder. Detsamma gäller även utjämningskyldigheten för den del av tillsynsperioden som föregår överlåtelsen eller fusionen.

Den övertagande eller mottagande nätinnehavaren får på motsvarande sätt tillgodoräkna sig utjämningen av underskott. Detsamma gäller även utjämningsmöjligheten för den del av tillsynsperioden som föregår överlåtelsen eller fusionen.

Energimyndigheten kan på den överlåtande eller övertagande partens begäran fatta separat beslut om att fastställa underskottet eller överskottet vid överlåtelsepunkten.

Om bara en del av nätinnehavarens nät slås samman med eller avskiljs till ett annat nät och bägge nätinnehavarna fortsätter att utöva tillståndspliktig nätverksamhet ska underskotten och överskotten för tillsynsperioderna inte slås samman.

TILLSYNSBESLUT

Energimyndigheten meddelar tillsynsbeslut efter tillsynsperioden endast till den nätinnehavare som fortsätter att utöva nätverksamheten. I tillsynsbeslutet beaktas både den mottagande och den avgivande nätaffärsverksamheten för hela tillsynsperioden.

1.8 Inflation

Den årliga förändringen av penningvärdet, det vill säga inflationens inverkan, beaktas vid beräkningen av skälig avkastning och det faktiska justerade resultatet på det sätt som beskrivs nedan.



BEAKTANDE AV INFLATION VID BERÄKNING AV SKÄLIG AVKASTNING

Skälig avkastningsgrad (WACC-%) fastställs enligt nominella värden, med andra ord utan avdrag för inflationseffekten. För att inflationseffekten inte ska beaktas dubbelt vid beräkningen av skälig avkastning, bör nätegendomen inte omvärderas. Detta innebär till sina principer en justering som påminner om redovisningmässig värdering, där man för varje investeringsår ska fastställa egna frysta jämförpriser som återspeglar det genomsnittliga anskaffningsvärdet och som endast används för justering av investeringarna under året i fråga.

Inflationen kommer att behandlas på följande sätt vid justering av nätegendomen. I värderingen av investeringar som gjorts före år 2024 används jämförpriserna i bilaga 1 direkt oberoende investeringsår och först i värderingen av investeringar gjorda från och med år 2024 används investeringsårsspecifika jämförpriser för den sjätte och sjunde tillsynsperioden.

För övrigt bundet justerat kapital används värden i den särredovisade balansräkningen för det aktuella året.

Den skäliga avkastningen beräknas genom att värdena för justerat eget kapital som årligen bundits i nätverksamheten och räntebärande främmande kapital multipliceras med det nominella värdet för skälig avkastningsgrad (WACC-%). Den nominella skäliga avkastningsgrad som används i beräkningarna för det aktuella året inkluderar även den förväntade inflationen, varigenom inflationseffekten redan har beaktats.

BEAKTANDE AV INFLATION VID BERÄKNING AV FAKTISKT JUSTERAT RESULTAT

Vid beräkningen av det faktiska justerade resultatet görs inflationsjusteringen i kvalitetsincitamentet och effektiviseringsincitamentet. Vid inflationsjusteringen används konsumentprisindexet.

För kvalitetsincitamentet (6.2) görs inflationsjusteringen utifrån avbrottens jämförpriser enligt penningvärdet år 2021 (tabell 7). Korrigeringen görs för varje år vid beräkningen av jämförelsenivån och utfallet för avbrottskostnader.

För effektiviseringsincitamentet görs inflationskorrigeringen varje år vid beräkningen av jämförelsenivån för effektiviseringskostnaderna.

Vid inflationsjusteringen används förändringen av konsumentprisindexets (2005=100) totalindex.



Som indextal för respektive år används medelvärdet av konsumentprisindexets indextal i april–september för det aktuella året. Till exempel som indextal för 2024 används medelvärdet av konsumentprisindexets indextal i april–september 2024.

Konsumentprisindexets ändring presenteras i formel 1.

$$\Delta KHI_t = \frac{KHI_t}{KHI_{t-1}} - 1 \quad (1)$$

där

ΔKHI_t = förändring i konsumentprisindexet för år t

t = granskningsåret

KHI_t = medelvärdet för konsumentprisindexets (2005=100) indextal i april-september år t

KHI_{t-1} = medelvärdet för konsumentprisindexets (2005=100) indextal i april-september år $t-1$

1.9 Kalkyler som utförs under tillsynsperioden

Energimyndigheten beräknar med hjälp av rapporteringssystemet årligen följande uppgifter för nätinnehavaren:

- justerat återanskaffningsvärde för elnätstillgångarna
- justerat nuvarande bruksvärde för elnätstillgångarna
- justerade linjära avskrivningar på elnätstillgångarna
- justerat eget kapital som bundits i elnätsverksamheten
- justerat räntebärande främmande kapital som bundits i elnätsverksamheten
- justerat räntefritt främmande kapital som bundits i elnätsverksamheten
- justerat kapital som bundits i elnätsverksamheten
- skälig avkastning
- faktiskt justerat resultat
- underskott eller överskott
- poster av vinstutdelningskaraktär.



Energimyndigheten meddelar uppgifterna till nätinnehavaren via rapporteringssystemet. Myndigheten gör också uppgifterna allmänt tillgängliga för till exempel nätinnehavarens kunder och media.

Energimyndigheten beräknar de ovannämnda uppgifterna med hjälp av de tillsynsmetoder som beskrivs i detta dokument och utifrån de tillsynsuppgifter som nätinnehavaren har rapporterat.

Efter att ha delgivits den årliga kalkylen ska nätinnehavaren kontrollera den och informera Energimyndigheten om eventuella fel. Vid behov sänder myndigheten en ny kalkyl för kännedom. De årliga kalkylerna är inte bindande för Energimyndigheten, och nätinnehavaren är själv ansvarig för att de rapporterade tillsynsuppgifterna är riktiga.

Även om nätinnehavaren inte kommenterat de årliga kalkylerna omedelbart efter delfåendet, får denne ändå uttala sig om ärendet senare. Det sista tillfället för yttranden är om utkastet till tillsynsbeslut. För att tillsynen ska löpa så förutsägbart och smidigt som möjligt, rekommenderar myndigheten ändå att nätinnehavaren helst ska lämna sina kommentarer omedelbart efter att ha delgivits kalkylerna.

Energimyndighetens årliga kalkyler under tillsynsperioden innehåller inga ålägganden för nätinnehavaren och är därmed inga förvaltningsbeslut där mottagaren har besvär rätt. Efter utgången av tillsynsperioden fastställer Energimyndigheten kalkylerna för hela perioden genom ett tillsynsbeslut (1.10) som kan överklagas (1.11).

1.10 Tillsynsbeslut som meddelas efter tillsynsperiodens utgång

När tillsynsperioden har gått ut meddelar Energimyndigheten med stöd av 14 § i tillsynslagen ett tillsynsbeslut till nätinnehavaren. Genom beslutet fastställer myndigheten det belopp i euro med vilket nätinnehavarens faktiska justerade resultat för hela tillsynsperioden underskrider eller överskrider den skäligen avkastningen.

UNDERSKOTT OCH ÖVERSKOTT

I tillsynsbeslutet summerar Energimyndigheten, enligt metoderna i fastställelsebeslutet och utifrån tillsynsuppgifterna i nätinnehavarens rapporter, de faktiska justerade resultaten från åren under tillsynsperioden och avdrar från denna summa summan av skäliga avkastningar under samma år. Genom beräkningarna erhålls underskottet eller överskottet för hela tillsynsperioden.



Om de faktiska justerade resultaten för hela tillsynsperioden underskrider den skäliga avkastningen under tillsynsperioden, uppstår ett underskott för nätinnehavaren.

Om de faktiska justerade resultaten för hela tillsynsperioden överskrider den skäliga avkastningen, uppstår ett överskott.

RÄNTEPÅFÖLJD FÖR ÖVERSKOTT

Om tillsynsperiodens faktiska justerade resultat, från vilket det potentiella underskottet från den tidigare tillsynsperiodens har avdragits eller till vilket det potentiella överskottet har lagts, ska överskrida den skäliga avkastningen med minst fem procent under tillsynsperioden, ska nätinnehavaren betala ränta på överskottet. Som räntesats används medelvärdet för den skäliga kostnaden för eget kapital (3.2) för de år som ingår i tillsynsperioden i fråga.

Räntepåföljden för överskott beaktas i tillsynsbeslutet vid beräkningen av det under- eller överskott som överförs till följande tillsynsperiod. Räntan beräknas för tillsynsperiodens överskott från vilket det potentiella underskottet från den tidigare tillsynsperiodens har avdragits eller till vilket det potentiella överskottet har lagts (14 § i lagen om tillsyn över el- och naturgasmärknaden och MAO 484/15).

UNDERSKOTT ELLER ÖVERSKOTT FÖR FÖREGÅENDE TILLSYNSPERIOD

Energimyndigheten beaktar i tillsynsbeslutet nätinnehavarens underskott eller överskott för den tillsynsperiod som föregått tillsynsperioden i fråga. Myndigheten har fastställt underskottet eller överskottet i sitt tillsynsbeslut om den föregående tillsynsperioden.

BERÄKNING AV UNDERSKOTT ELLER ÖVERSKOTT SOM ÖVERFÖRS FRÅN TILLSYNSPERIOD

Beräkningen av underskott eller överskott som ska överföras från en tillsynsperiod till följande presenteras i tabell 1.



Tabell 1. Beräkning av underskott eller överskott

+	Summan av de faktiska justerade resultaten för samtliga år under tillsynsperioden
-	Summan av de skäliga avkastningarna för samtliga år under tillsynsperioden
=	Underskott (-) eller överskott (+) av tillsynsperioden
+	Eventuell räntepåföljd för överskottet av tillsynsperioden
=	Underskott (-) eller överskott (+) av tillsynsperioden, inklusive räntepåföljd
+	Underskott (-) eller överskott (+)* för föregående tillsynsperiod enligt tillsynsbeslutet
=	UNDERSKOTT (-) ELLER ÖVERSKOTT (+) SOM ÖVERFÖRS FRÅN TILLSYNSPERIODEN TILL FÖLJANDE TILLSYNSPERIOD

* Underskott som uppstått under tillsynsperioden före den föregående tillsynsperioden ska inte beaktas, även om underskottet eller en del av det inte har jämnats ut under föregående tillsynsperiod

UTJÄMNING AV UNDERSKOTT OCH ÖVERSKOTT

Om nätinnehavaren efter de beräkningar som beskrivs i tabell 1 har ett underskott som överförs till följande tillsynsperiod, kan detta underskott jämnas ut endast under följande tillsynsperiod.

Om nätinnehavaren efter de beräkningar som beskrivs i tabell 1 har ett överskott som överförs till följande tillsynsperiod, ska detta överskott jämnas ut under följande tillsynsperiod. Om överskottet kan inte jämnas ut i sitt helhet under den följande tillsynsperioden, kan Energimyndigheten fastställa straffböter för nätinnehavare.

Med vägande motivering kan nätinnehavaren ansöka om tilläggsfrist för utjämning av underskott och överskott.

Energimyndigheten ska på ansökan av nätinnehavaren förlänga utjämningsperioden för underskottet med högst fyra år, om nätinnehavaren inte har kunnat täcka underskottet på grund av bestämmelserna om höjningstak i 26 a § i elmarknadslagen. Förlängningen gäller då den del av underskottet som nätinnehavaren inte har kunnat täcka på grund av begränsningen av höjningarna av överförings- och



distributionsavgifterna enligt 26 a § i elmarknadslagen. Ansökan ska göras innan utjämningsperioden löper ut.

1.11 Att söka ändring i fastställelse- och tillsynsbeslut

Fastställelsebeslut och tillsynsbeslut som Energimyndigheten meddelar före och efter tillsynsperioden är förvaltningsbeslut. Nätinnehavaren kan söka ändring i dessa beslut enligt bestämmelserna i 36 § 2 mom. i tillsynslagen.

Ändring söks genom besvär hos marknadsdomstolen. Beslut som ges av marknadsdomstolen kan överklagas hos högsta förvaltningsdomstolen. Även Energimyndigheten kan söka ändring i marknadsdomstolens beslut genom besvär hos högsta förvaltningsdomstolen om marknadsdomstolen med sitt beslut ändrat myndighetens fastställelse- eller tillsynsbeslut.

Enligt 38 § i tillsynslagen ska fastställelse- eller tillsynsbeslutet följas även om det överklagats, om inte myndigheten genom sitt beslut bestämmer något annat. Fullföljdsdomstolen har dessutom rätt att meddela föreskrifter om verkställigheten av beslut, enligt vad som bestäms i förvaltningsprocesslagen.

Enligt 14 § i tillsynslagen får ett tillsynsbeslut inte meddelas om inte beslutet om fastställande av tillsynsperioden i fråga har vunnit laga kraft.

2 JUSTERADE TILLGÅNGAR OCH JUSTERAT KAPITAL SOM BUNDITS I NÄTVERKSAMHETEN

JUSTERING AV TILLGÅNGAR SOM BUNDITS I NÄTVERKSAMHETEN

Justeringen av tillgångar som bundits i nätverksamheten baserar sig på den aktiva sidan i nätinnehavarens särredovisade balansräkning som ska justeras på det sätt som beskrivs i avsnitten 2.1, 2.2 och 2.3.

Justering av den aktiva sidan i den särredovisade balansräkningen innebär att det värde som redovisas i den justerade balansomslutningen är de justerade tillgångar som bundits i nätverksamheten.

De justerade tillgångar som bundits i nätverksamheten består av följande poster:

- justerade elnätstillgångar i bestående aktiva (2.1)
- justerade övriga tillgångar i bestående aktiva (2.2)
- justerade tillgångar i rörliga aktiva (2.3).

JUSTERING AV KAPITAL SOM BUNDITS I NÄTVERKSAMHETEN

Justeringen av kapital som bundits i nätverksamheten baserar sig på den passiva sidan i nätinnehavarens särredovisade balansräkning som ska justeras på det sätt som beskrivs i avsnitt 2.4.

Justering av den passiva sidan i den särredovisade balansräkningen innebär att det värde som redovisas i den justerade balansomslutningen är det justerade kapital som bundits i nätverksamheten.

Det justerade kapital som bundits i nätverksamheten består av följande poster:

- justerat eget kapital (2.4.1)
- justerat räntebärande främmande kapital (2.4.2)
- justerat räntefritt främmande kapital (2.4.2)
- utjämningspost (2.4.1).

2.1 Justering av elnätstillgångar i bestående aktiva

Elnätet är den största enskilda delen av nätinnehavarens egendom som består av flera olika komponenter, dvs. bestående aktiva i den särredovisade balansräkningen.

Enligt elmarknadslagen avses med elnät en för elöverföring eller eldistribution avsedd helhet som bildas av till varandra anslutna

- elledningar
- transformator- och kopplingsstationer
- andra elanläggningar och elutrustningar, system och program för användning av elnätet och produktion av elnätstjänster.

Värdet på elnätstillgångarna justeras så att det motsvarar det verkliga genomsnittliga bruksvärdet vid förvärstillfället genom att använda genomsnittliga jämförpriser vid förvärstillfället. Vid justeringen ska värdet enligt den särredovisade balansräkningen inte användas vid beräkningen av skälig avkastning. Däremot används elnätets justerade nuvarande bruksvärde (2.1.2) som beräknats utifrån elnätets justerade återanskaffningsvärde (2.1.1).

MOTIVERING FÖR ANVÄNDNING AV JÄMFÖRPRISER

Tillsynsmetoderna för skälig prissättning borde basera sig på det verkliga bruksvärdet på företagets elnätstillgångar som skulle då motsvara det företagspecifika marknadsvärdet, och inte till exempel på kommersiella marknadsvärden fastställda på basis av affärsarrangemang, som kan innefatta värderings- eller arrangemangsposter som inte ingår i elnätsverksamheten. Det finns ingen press från marknaden på prissättningen av nätverksamhet, så nätinnehavare har inga incitament att förbättra sin verksamhet. Eventuell kostnadsineffektivitet kan kompenseras med högre priser, så vid utvärdering av monopolprissättning är det nödvändigt att bedöma vad företagets kostnadsnivå är jämfört med de kostnader som företaget faktiskt skulle ha möjlighet att uppnå. Skälig prissättning innefattar ett element som uppmuntrar den ekonomiska effektiviteten genom reglering, vilket kan användas för att säkerställa att kostnadseffektiviteten i nätoperatörens verksamhet realiserar.²

Energimyndighetens uppgifter innehåller bland annat att främja ett kostnadseffektivt utvecklande av säkra, pålitliga, effektiva och icke-diskriminerande el- och naturgasnät som är kundinriktade samt främja säkerställandet av ändamålsenliga förutsättningar för att el- och naturgasnäten ska fungera effektivt och tillförlitligt med

² Regeringens proposition (RP 20/2013 rd, s. 82)



beaktande av de långsiktiga målen. I beslutet om bekräftelse av de tillsynsmetoder som ska följas vid prissättningen, värderingsprinciperna för det kapital som är bundit till nätverksamhet eller nätservice, samt målen som främjar effektiviteten i nätverksamheten, och hur de bestäms, och metoderna med vilka målen tillämpas i prissättningen, kan bestämmas.³

Huvudmålen för den särskilda tillsynen av ett naturligt monopol är jämlikhet, kontinuitet och effektivitet. Effektivitet innebär att få den service kunden vill ha till lägsta möjliga kostnad.⁴

Metoderna som tillämpas på tarifferna måste ge de systemansvariga för överföringssystem och systemansvariga för distributionssystem lämpliga incitament på både kort och lång sikt för att stödja effektiva investeringar.⁵

Med hänvisning till ovanstående används jämförpriser vid korrigeringar av elnätstillgångar, så att lagstiftningens mål om skälig prissättningstillsyn och kostnadseffektivitet av investeringar så bra som möjligt kan uppnås. Lagstiftningens mål förutsätter en princip som styr kostnadseffektiviteten, med vilken man kan ta ställning till hur stor en skälig kostnadsnivå för investeringarna nätinnehavaren i genomsnitt kunde ha kunnat uppnå. Genom en justering med hjälp av jämförpriserna uppnås detta mål.

Nätinnehavarens elnätstillgångar justeras årligen med frysta jämförpriser per investeringsår samt med tillsynsuppgifter som samlas in från nätinnehavarna för att elnätstillgångarna i genomsnitt ska motsvara deras faktiska skäliga bruksvärde. Det bör dock observeras att fastställandet av det slutliga bruksvärdet påverkas av hur inflationen beaktas i metoderna.

Nätinnehavarnas balansvärden motsvarar inte nätets verkliga värde på grund av olika bokföringspraxis och kortare avskrivningstider i bokföringen. Jämförpriserna används för att effektivisera investeringarna och förhindra en konstgjord eller ogrundad höjning av värdet på elnätstillgångarna samt för att vägleda nätinnehavarna att agera kostnadseffektivt.

Jämförpriser uppmuntrar nätoperatörer att effektivisera sina investeringar och förhindrar att högre kostnader på grund av ineffektivitet eller dåliga entreprenadavtal överförs till kundpriser. Dessutom är det med jämförpriser möjligt att kontrollera att nättillgångarna inte inkluderar kostnadsposter som inte hör dit. Syftet med

³ Lag om tillsyn över el- och naturgasmarknaden 4 §

⁴ Regeringens proposition (RP 127/2004 rd, s. 7)

⁵ Sähkön sisämarkkina-asetuksen (2019) 18 artiklan 2 kohta



jämförpriserna är att uppmuntra långsiktig effektivitet i investeringar och att söka efter mer kostnadseffektiva sätt att möta behoven av nätverksbyggande.

Uppdatering av jämförpriserna

Jämförpriserna är genomsnittliga komponentspecifika priser baserade på kostnaderna för nätinnehavarens realiserade nätinvesteringar. Jämförpriserna undersöks och bestäms för varje tillsynsperiod separat, så att de på ett i genomsnitt tillräckligt kostnadsriktigt sätt återspeglar en rimlig anskaffningskostnad av nya nätinvesteringar.

Jämförpriserna uppdateras med fyra års intervall. Ett tätare uppdateringsintervall är utmanande att genomföra på en praktisk nivå på grund av den stora arbetsmängden för både nätinnehavare och Energimyndigheten. Ett tätare uppdateringsintervall har inte tills vidare ansetts ge i den mån mervärde, att det skulle vara begrundat.

Jämförpriserna uppdateras för den sjätte tillsynsperiodens investeringar under sjätte tillsynsperiodens år 2027 och för den sjunde tillsynsperiodens investeringar under sjunde tillsynsperiodens år 2031. I jämförprisenkäten undersöks för varje nätkomponent den genomsnittliga enhetskostnaden under de två senaste investeringsåren. Detta betyder, att de jämförpriser som tillämpas för perioden grundar sig som utgångspunkt på investeringskostnaderna under tillsynsperiodens två första år.

Nätkomponenterna och jämförpriserna samt principerna för deras fastställande anges i bilaga 1. Motsvarande principer kommer att tillämpas i uppdateringen av jämförpriserna för den sjätte och sjunde tillsynsperioden.

RÄTTELSE AV NÄTEGENDOM FÖR KOMPONENTER UTANFÖR BILAGA 1

Om en komponent som hör till de reglerade elnätstillgångarna inte ingår i nätkomponenterna enligt bilaga 1, kan komponenten efter en granskning från fall till fall beaktas i sitt balansvärde enligt bokslutet. Med andra ord, om det är fråga om en komponent för vilken det i förteckningen över jämförpriser inte finns någon komponent som i genomsnitt motsvarar bestämningarna, riktas jämförprisernas krav på effektivisering av inte på investeringen. Om kostnadsposten hänför sig till någon komponent som finns i förteckningen över jämförpriser, anses kostnadsposten i princip redan höra till jämförpriserna i genomsnitt och det är inte motiverat att beakta den via balansvärdena. Värdering via balansvärden är endast avsedd för de komponenter som inte ingår i någon helhet som ingår i komponenterna i förteckningen över jämförpriser. System är till exempel sådana.



Energimyndigheten kommer att i uppgifter om nätstrukturen samla in en separat specifikation av de investeringar i nättillgångar som ska beaktas i bokföringsvärdet. Nätinnehavaren ska årligen avstämna och ändra dessa uppgifter så att de motsvarar värdena och avskrivningarna enligt bokföringen. Alla nätkomponenter beaktas alltså via strukturuppgifterna, oberoende om det finns ett jämförpris för komponenten eller inte. Detta innebär att alla nätkomponenter ska beaktas via materiella eller immateriella tillgångar i nätet och att kostnadsposter för nätkomponenter inte ska uppges för andra materiella eller immateriella tillgångar. Gamla kostnadsposter i anslutning till nätkomponenter i andra materiella eller immateriella tillgångar ska alltså överföras till elnätets tillgångar.

Nätinnehavaren ska i samband med inlämnandet av tillsynsuppgifterna (uppgifter om nätstrukturen) lämna in en tillräcklig utredning och de grunder utifrån vilka Energimyndigheten bedömer om komponenten godkänns till sitt balansvärde eller inte. Av utredningen ska framgå varför det har varit nödvändigt eller förnuftigt att göra en komponent eller lösning som avviker från det normala med tanke på nätverksamheten och vid behov påvisa lösningens kostnadseffektivitet jämfört med andra eventuella lösningar.

I samband med inlämnandet av tillsynsuppgifterna år 2025 ska nätinnehavaren utreda och lämna Energimyndigheten uppgifter om alla kostnadsposter och komponenter som hör till dess elnät och som tidigare eller även i nuläget har bokförts som andra materiella tillgångar eller andra immateriella tillgångar och beaktats i sitt bokföringsvärde. På så sätt kontrolleras att elnätets kostnadspost inte beaktas två gånger. I samma specifikation ska också de kostnader i balansräkningen som inte hänför sig till elnätets komponenter särskiljas i egna helheter.

Datasystem för nätverksamheten och kommunikationsnät för driftsövervakningen

På system och kommunikationsnät kan man inte längre tillämpa genomsnittliga jämförpriser på samma sätt som under tidigare tillsynsperioder. Detta beror på att en stor del av kostnaderna för systemen är utgifter enligt Energimyndighetens kostnadsenkät när de till stor del upphandlas som tjänster och med årliga avgifter.

En del av nätinnehavarna aktiverar dock fortfarande i viss mån kostnadsposter i anslutning till datasystem eller kommunikationsnät. Dessutom finns det större skillnader i de årliga kostnaderna mellan bolagen i fråga om såväl kostnader som aktiveringar. För en del av bolagen är kostnaderna för systemen och kommunikationsnäten nästan helt utgifter och för en del har en större aktivering och/eller mindre aktiveringar gjorts i enskilda system under flera år.



Under den fjärde och femte tillsynsperioden användes ännu jämförpriser som baserar sig på en utredning som myndigheten låtit göra 2010. Då justerades nättinnehavarnas nätegendom med de jämförpriser som användes så att kostnaderna anmäldes till näthyror för att kostnaderna inte skulle beaktas dubbelt. Således ingår dessa kostnader eller utgifter åtminstone inte till alla delar i de kontrollerbara operativa kostnader som ingår i effektiviseringsincitamentet.

Med hänvisning till ovanstående kommer system och kommunikationsnät för vilka det tidigare har funnits ett jämförpris att behandlas så att de för nätverksamheten nödvändiga och kostnadseffektiva systemlösningarna under den sjätte och sjunde tillsynsperioden i princip beaktas i sitt balansvärde enligt bokslutet. På motsvarande sätt beaktas kostnaderna som en genomfaktureringspost under den sjätte tillsynsperioden, medan de under den sjunde tillsynsperioden normalt beaktas som en kostnad som ska kontrolleras i effektivitetsincitamentet. Således fås från alla bolag insamlat de faktiska kostnaderna för systemen för den sjätte tillsynsperioden och dessa kostnader beaktas under den sjunde tillsynsperioden i effektiviseringsincitamentets jämförelsenivå.

ANVÄNDNINGSTIDER

Användningstid tillämpas vid beräkningen av elnätstillgångarnas justerade nuvarande bruksvärde och justerade linjära avskrivningar.

Intervallen för användningstiderna för olika nätkomponenter framgår av bilaga 1. Om ingen användningstid har definierats för en specifik nätkomponent, förblir dess korrigerade aktuella bruksvärde konstant under tillsynsperioden. Hålltiden för diken bestäms utifrån jordkablarna.

Nätinnehavaren ska inom ramen för användningstidsintervallerna välja sådana användningstider för sina nätkomponenter som motsvarar de faktiska genomsnittliga tekniskekonomiska användningstiderna. Med detta avses den genomsnittliga tid som nätkomponenterna är i faktisk användning innan de byts ut. De valda användningstiderna avspeglar nätinnehavarens underhålls- och investeringsstrategi.

Nätinnehavaren ska rapportera de genomsnittliga tekniskekonomiska användningstiderna för sina nätkomponenter. Uppgifterna ska rapporteras med uppgifterna om nätstrukturen i tillsynsuppgifterna före utgången av mars 2025 i samband med inlämningen av uppgifter av nätstrukturen. Därefter kan nätinnehavaren inte längre ändra på de angivna användningstiderna.

Vid behov kommer Energimyndigheten under tillsynsperioden att samla in uppgifter om avkopplade komponenters ålder av nätinnehavarna. Utifrån uppgifterna



övervakar Energimyndigheten att de valda genomsnittliga användningstiderna under tillsynsperioden inte avviker mycket från de faktiska användningstiderna. Om de valda användningstiderna skiljer sig avsevärt från de verkliga genomsnittliga åldersuppgifterna för avvecklingarna, kommer Energimyndigheten att justera användningstiderna för det slutliga tillsynsbeslutet så att de bättre motsvarar de faktiska genomsnittliga användningstiderna.

ÅLDERSUPPGIFTER

Uppgifterna om ålder används för beräkning av elnätstillgångarnas justerade nuvarande bruksvärde samt för utredning av investeringsåret för nedmonteringarna av investeringar gjorda år 2024 eller senare och det frysta jämförpris som tillämpas samt även i övrigt vid beräkningen, om det finns behov av att utreda det frysta jämförpris som ska tillämpas.

Nätinnehavaren ska utreda den faktiska åldersuppgiften för varje komponent i elnätet i slutet av varje tillsynsår. Denna uppgift ska också utredas för rivningar som genomförts under året. Med hjälp av dessa åldersuppgifter justeras nätet till rätt nivå enligt principen om nättillgångsjustering.

Med faktiska åldersuppgifter avses komponentens användningsålder, dvs. åldern beräknad från och med den första användningstidpunkten eller tillverkningsåret.

När en investering från 2024 eller senare för första gången uppges i tillsynsuppgifterna tolkas komponentens ålder som 0 år, om det är fråga om en helt ny investering som tagits i bruk före årets slut. Åldern för en komponent som varit tidigare med i avkastningsbasen definieras normalt enligt den tidpunkt, då komponenten för första gången inkluderats i avkastningsbasen. För investeringar som gjorts före 2024 används den verkliga exakta åldern beräknad från dagen då investeringen togs i användning. Om denna tidpunkt inte är känd, används 0,5 år som ålder.

För de komponenter för vilka nätinnehavaren inte kan utreda den verkliga åldern används den användningstid som valts som ålder vid beräkningen av nätkomponentens ålder. Med andra ord beräknas endast linjär avskrivning för dessa komponenter under antagandet att komponenten skulle ha åldern som motsvarar komponentens innehavsperiod.

KLASSIFICERING AV MILJÖFÖRHÅLLANDEN

Olika verksamhetsmiljöer för investeringar beaktas vid justering av nätegendom utöver komponentstrukturerna även genom att man utnyttjar miljöförhållandeklasserna i förteckningen över jämförpriser. Miljöförhållandeklasserna grundar sig på



kartmaterial som upprätthålls av Finlands miljöcentral. Närmare definitioner för olika miljöförhållandeklasser beskrivs i definitionerna av nätkomponenter i förteckningen över jämförpriser.

Klassificeringen ska tillämpas vid fastställande av följande nätkomponenter:

- diken för 0,4 kV och 20 kV jordkabelnät
- diken för 110 kV jordkabelnät
- ersättningar för ledningsgator för 110 kV luftledningar
- tomter för 110/20 kV ställverk.

Nätinnehavaren ska varje år under tillsynsperioden klarlägga klassificeringen av miljöförhållandena för de nätkomponenter i bilaga 1 för vilka specifikationen behövs. Nätinnehavaren ska vid behov på ett tydligt och transparent sätt kunna verifiera fastställandet av förhållandena till Energimyndigheten. Om nätinnehavaren inte kan verifiera klassificeringen med stöd av kartmaterialet, ska den billigaste miljöförhållanden används vid beräkningen.

KOMPONENTER UTANFÖR NÄTVERKSAMHETEN

Komponenter och tillgångsposter som inte ingår i nätverksamheten ska inte räknas med i de justerade tillgångar som bundits i nätverksamheten. Till dessa hör bland annat markområden som inte i verkligheten används för nätverksamhet. För dessa poster beräknas ingen skälig avkastning eftersom de inte omfattas av nätverksamheten.

Till nätverksamheten hör inte de komponenter som inte

- är i nätinnehavarens besittning utan nätinnehavaren använder dem genom förmögenhetsrättsliga arrangemang där besittningsrätten till nätet inte överförs från nätets ägare (s.k. delaktighet i tillgångar)
- omfattas av nätinnehavarens utvecklingskyldighet
- utgör nätinnehavarens nätverksamhet enligt nättillståndet

Till nätverksamheten i hyresnät hör utöver det ovannämnda inte de komponenter som inte inkluderats i hyresavtalet om det hyrda elnätet.

Dessutom räknas komponenter som omfattas av fri konkurrens inte in i de justerade tillgångar som bundits i nätverksamheten. Till dem hör bland annat komponenter som en kund låtit bygga och som uppfyller kriterierna för anslutningsledningar samt komponenter som klassificeras som tilläggstjänster, såsom reservkraftgeneratorer för enskilda kunder.



Nätdelar som betjänar en eller flera produktionsanläggningar och som har byggts efter 1.9.2013 ska inte heller räknas in i justerade tillgångar som bundits i nätverksamheten om inte nätdelen samtidigt betjänar annan elförbrukning än sådan som direkt hänför sig till produktion.

Om det emellertid är fråga om en lednings- eller kabelsanering som är i nätinnehavarens ägo och som uppfyller kännetecknen för en anslutningsledning och som byggts före 1.9.2013, kan det fortfarande vara fråga om byggande som omfattas av nätverksamheten, om kunden inte går med på att ta andelen i sin besittning.

KOMPONENTER UTANFÖR JUSTERADE ELNÄTSTILLGÅNGARNA

Komponenter som inte hör till nätverksamheten kan inte heller ingå i elnätstillgångarna. Till de justerade elnätstillgångarna hör inte heller de komponenter som inte

- har anslutits till nätet
- är i faktisk användning, till exempel lagrade utrustningar och material
- har orsakat anskaffningskostnader för nätinnehavaren
- är nödvändiga för nätets funktion.

Dessutom inkluderar justerade elnätstillgångar inte sådana komponenter som inte har aktiverats fullt ut vid redovisningen av investeringar. Exempelvis får en komponent, varav en del fortfarande hänger i bokföringen i oavslutade investeringar, inte redovisas i tillgångarna som ska justeras i uppgifter om nätstrukturen, eftersom tillgången annars kommer att beaktas två gånger. Motsvarande komponenter ska endast redovisas i uppgifter om nätstrukturen när alla oavslutade investeringar för dem har bokförts.

Komponenter vars utgifter bokförs som kostnader får inte heller redovisas i uppgifter om nätstrukturen i justerade nättillgångar, eftersom kostnaderna annars kommer att beaktas två gånger i tillsynsmetoderna.

Särdrag hos högspänningsdistributionsnät

I justerade elnätstillgångar kan i högspänningsdistributionsnät inräknas en nät-del som betjänar en enskild elanvändningsplats eller en eller flera produktionsanläggningar och som har byggts efter 1.9.2013 för en produktionsanläggning om nätde-len är

- finansierad av nätinnehavaren,



- i nätinnehavarens ägo och besittning,
- redan från början planerad och dimensionerad för att utöver produktionen dessutom betjäna förbrukningen av någon annan av nätinnehavarens kunder på området i närmaste framtiden,
- ur elsystemets och slutanvändarnas synvinkel den mest tekniskt och ekonomiskt förnuftiga nätlösningen, med vilken överföringstjänsten för alla nätanvändare kan produceras på ett kostnadseffektivt sätt.

Nätinnehavaren ska i samband med inlämningen av tillsynsuppgifterna lämna in en utredning om de komponenter i ett högspänningsdistributionsnät vilka betjänar en enskild elanvändningsplats eller en eller flera produktionsanläggningar och inkluderats i de justerade elnätstillgångarna, och motivationerna för varför detta har gjorts. Myndigheten bedömer behandlingen av dessa komponenter utifrån den erhållna utredningen.

I ett högspänningsdistributionsnät ska det beaktas att högspänningslednings projektstillstånd som avses i elmarknadslagen 14 § inte bestämmer hur en komponent eller en del av ett nät ska hanteras i tillsynsmetoderna.

I tillsynsmetoderna godkänns som en del av nätverksamheten och dess nätegen- dom endast sådana delar av nätet som på goda grunder kan konstateras avvika från anslutningsledningens kännetecken och uppfylla elmarknadslagens mål för kostnadseffektivitet och byggande av högspänningsdistributionsnät. I högspänningsnätet ska beaktas att det i första hand åligger abonnenten att bygga den nödvändiga anslutningskabeln för att ansluta till högspänningsnätet. Dvs. nätinnehavaren behöver inte bygga den kabeldel som abonnenten behöver nära sin utrustning.

Till exempel en omväg som byggts för en enskild abonnent eller för enskilda abonnenter och som väsentligen avviker från den mest kostnadseffektiva rutten kan tolkas som byggd för abonnenters behov samt som en del av ett elsystem som uppfyller kännetecknen för anslutningsledning eller förbättrar nätets överföringsförbindelser och som en del av ett nät som är onödig och inte kostnadseffektiv för övriga kunder. I motsvarande fall godkänns nät i nättillgångarna endast på basis av den mest kostnadseffektiva, dvs. i princip den kortaste möjliga rutten, om det handlar om byggande som ingår i nätverksamheten.

Nätinnehavaren ska lämna en utredning till myndigheten om avvikelser från den kortaste, och i princip mest kostnadseffektiva lösningen för alla kunder, görs på grund av en enskild abonnent eller enskilda abonnenter. Detta säkerställer att högspänningsnätet som ingår i den reglerade nätverksamheten skulle byggas på



lämpligt sätt, enligt effektivitetsprincipen, så kostnadseffektivt som möjligt för alla slutanvändare, endast för utveckling av överföringsförbindelser och inte för individuella abonnenters behov av anslutningskabel. Utifrån utredningen bedömer myndigheten vilken andel av nätet som kan beaktas vid anmälan av strukturuppgifter om nåttillgångar. Nätinnehavaren kan fortfarande implementera högspänningsnätet som den finner lämpligt inom ramen för projekttillstånden, men med metoderna beskrivna i detta dokument är syftet att säkerställa att slutanvändare inte behöver betala högre distributionsavgifter för lösningar där högspänningsnätet har i praktiken endast gjorts på grund av enskilda abonnenters behov, medan anslutning i liknande fall kan genomföras i princip med kostnadseffektivt urslutandarnas synvinkel med anslutningsledning istället för att konstruktionen faller inom ramen för reglerad elnätsverksamhet. Vidare är detta för att säkerställa att nätet byggs och beaktas i metoderna endast med de mest kostnadseffektiva lösningarna ur nätutvecklingssynpunkt, så att överföringspriserna inte stiger på grund av en onödigt stor nätmassa.

Ifall lagstiftningen ändras och påverkar tolkningen av ovan nämnda frågor, kommer innehållet av ikraftvarande lagstiftning naturligtvis att följas på föreskrivet sätt.

Myndigheten ger vid behov närmare anvisningar om tolkningen av nätverksamheten eller av nätdelar som inte omfattas av nätegendomen.

ERHÅLLNA STÖD FÖR ANLÄGGNING AV NÄT

Nätinnehavaren kan få stöd eller annan form av kompensation för investeringar i nätet, till exempel från finska staten eller Europeiska unionen. I princip är det alltid fråga om stöd om någon aktör deltar direkt i nätinnehavarens byggkostnader.

Stolpar i sambruk beaktas dock i regel inte som stöd i metoderna och de ska anmälas enligt anvisningarna för ifyllande av strukturuppgifter. En allmän princip vid anmälan av stolpar i sambruk är att stolpen i sambruk beaktas kvantitativt endast en gång. Stolparna i sambruk mellan stamnätsbolaget och distributionsnätsbolaget rättas till båda parterna genom att utnyttja jämförpriserna för stamnätet på stolparna med två strömkretsar. Samma princip gäller naturligtvis också anmälan om stolpar i sambruk mellan två innehavare av distributionsnät, men här används innehavaren stolpkonstruktioner och jämförpriser.

Stolparna i sambruk beaktas i regel utifrån den faktiska kostnadsfördelningen mellan nätinnehavarna. Om ingendera har närmare uppgifter om detta kommer stolparna att beaktas som hälften av den totala mängden för båda. Behandlingen av stolparna i sambruk säkras från fall till fall för att säkerställa att kostnadsposterna inte beaktas två gånger eller i övrigt om nätinnehavaren inte i balansräkningen har



någon kostnadspost för den del som ska korrigeras. När det gäller stolpar i sambruk kommer tillsynsuppgifterna att samlas in separat.

Komponenter som finansierats med stöd eller kompensationer för nätanläggning räknas inte med i det justerade återanskaffningsvärdet och nuvarande bruksvärdet på elnätstillgångarna. Motsvarande stöd elimineras från beräkningen genom att endast den andel av nätkomponenterna som inte fått stöd anges. Den understödda andelen får inte uppges i strukturuppgifterna. Detta gäller alla, även äldre investeringar.

Nätinnehavaren ska i samband med att strukturuppgifterna för nätet lämnas in lämna in en utredning om beloppen av alla stöd och andra kompensationer som nätinnehavaren fått i fråga om de nätkomponenter som faktiskt används. Av redogörelsen ska radspecifikt framgå nätkomponenten och det stödbelopp som riktats till den. Av redogörelsen ska dessutom framgå hur stödet har uppgetts i bokslutsuppgifterna och strukturuppgifterna.

När det gäller de intäkter som tillfaller nätinnehavaren från linjeöverföringar som genomförs på kundernas begäran och behov, anses betalningar för kostnaderna för linjeöverföring inte som erhållna subventioner för byggandet av nätet. Enligt tillsynsmetoderna anses den ersättning som kunden betalar för linjeöverföringar inte vara riktad till själva investeringen utan till kostnaderna för att flytta nätet. I detta fall bör dessa linjeöverföringskostnader specificeras i bokföringen och den aktuella ersättningen redovisas mot dem, antingen i resultaträkningen eller i balansräkningen. När det gäller kostnader som påverkar resultatet skulle stödet intäktsföras och vad gäller kostnader som påverkar balansräkningen som en minskning av anskaffningskostnaden.

Energimyndigheten ger vid behov närmare anvisningar för inrapportering av komponenter finansierade med stöd.

HYRESNÄT

Komponenterna i ett hyrt elnät ska inkluderas i de justerade nättillgångar som bundits i elnätsverksamheten. Hyresarrangemanget upplöses enligt samma principer för både de enskilda komponenterna och den större helheten.

Nätinnehavaren ska kunna specificera samtliga komponenter som ingår i hyran för nätet.

Nätinnehavaren kan rapportera de hyrda komponenterna i tillsynsuppgifterna endast om komponentens ägare inte har rapporterat komponenten i sina egna nättillgångar enligt nättillståndet.

2.1.1 Justerat fryst återanskaffningsvärde och linjär avskrivning

En korrekt och motiverad korrigerad avskrivning av nätegendomen är bunden till fastställandet av en skälig avkastningsgrad.⁶ Det justerade frysta återanskaffningsvärdet och linjära avskrivningar för elnätstillgångar bestäms för varje år under tillsynsperioden per den sista december respektive år.

Bestämningen av det frysta återanskaffningsvärdet grundar sig på en princip som simulerar bokföringsvärdena, där gjorda investeringar värderas till anskaffningsårets värde med hjälp av genomsnittliga jämförpriser. Detta görs för att inflationen ska beaktas på rätt sätt, eftersom en nominell avkastningsgrad kommer att användas för att fastställa den skäliga avkastningsgraden.

Principen kommer dock att följas på en exakt nivå först när det gäller nya investeringar som görs från och med 2024. Värderingen av investeringar som gjorts före år 2024 och definitionen av det frysta återanskaffningsvärdet baserar sig på nätet som är i faktisk användning i slutet av år 2023, vilket omvärderas genom att använda förteckningen över jämförpriser i bilaga 1 och dess jämförpriser utan inflationsjustering. Det vill säga, värdet för nätinvesteringar före år 2024 definieras direkt genom jämförpriserna i bilaga 1 oberoende av investeringsår. På motsvarande sätt bestäms det frysta återanskaffningsvärdet för investeringar som gjorts från och med 2024 med jämförpriser per investeringsår enligt den sjätte eller sjunde tillsynsperioden, som beskrivs närmare i avsnittet "Tillämpning och indexkorrigerad av jämförpriser".

Nedmonteringen av en investering som gjorts före 2024 beräknas på basis av de senaste jämförpriserna och nedmonteringen av en investering för 2024 eller en nyare investering värderas enligt jämförpriset för investeringsåret.

Beräkningsprincipen av fryst återanskaffningsvärde (nedan JHA) för en nätkomponent år n presenteras i formeln nedan.

$$JHA_n = JHA_{<2024} + \sum_{2024}^n (INV_{m\ddot{a}\ddot{a}r\ddot{a}_t} \times YH_t - Purut_t) \quad (2)$$

⁶ DFC Economics S.r.l., Rate-base adjustment for inflation in energy networks regulation: A report for Energiavirasto, 2.10.2023

$Purut_t$	=	Återanskaffningsvärdet som beräknats för årets t nedmonteringar med användning av jämförpriserna för investeringsåren
$JHA_{<2024}$	=	JHA för de komponenter som investerats före 2024 och som faktiskt används år n
INV_t	=	Investeringsmängd för år t
YH_t	=	Jämförpris för år t

I formeln nedan presenteras hur den gamla massan, det vill säga det frysta återanskaffningsvärdet för komponenter som investerats före 2024 men som fortfarande faktiskt används, beräknas för en nätkomponent år n.

$$JHA_{<2024} = INV_{määrä<2024} \times YH_{liite1} \quad (3)$$

$INV_{määrä<2024}$ = Sammanlagt antal komponenter som investerats före 2024 och som faktiskt används år n

YH_{liite1} = Jämförpris för eldistribution enligt bilaga 1

Nätinnehavaren meddelar alltså separat uppgifterna om nätkomponenter som investerats före 2024 enligt samma principer som under den femte tillsynsperioden. System och kommunikationsnät beaktas inte i beräkningen, eftersom de beaktas i sitt balansvärde.

Tillämpning och indexkorrigering av jämförpriser

Jämförpriserna i bilaga 1 används alltid oberoende av investeringsåret för sådan nätmassa som investerats innan året 2024 och är i faktisk användning. Trots detta fastställs från och med året 2024 ett separat investeringsårsspecifikt jämförpris. För att anpassa investeringsårets komponenter så att jämförpriset i genomsnitt motsvarar bättre den genomsnittliga kostnadsnivån vid investeringstillfället, det vill säga att jämförpriset bättre motsvarar värdet vid investeringstillfället, kommer jämförpriserna som tillämpas för investeringar under tillsynsperioderna att justeras genom konsumentprisindex för olika år och jämförpriserna som tillämpas för investeringar under tillsynsperioderna utreds skilt för vardera period baserat på investeringsutgifterna för perioden.

Jämförpriser baserade på kostnadsinformation under den sjätte tillsynsperioden som inflationsjusterats för investeringsåret (härefter 6:e periodens jämförpriser), vilka utreds under den sjätte tillsynsperioden, kommer att tillämpas för



värderingen av investeringar under sjätte tillsynsperioden. På motsvarande sätt kommer jämförpriser baserade på investeringskostnader under den sjunde tillsynsperioden (härefter 7:e periodens jämförpriser) att tillämpas för investeringar gjorda under den sjunde tillsynsperioden. Eftersom de slutliga jämförpriserna kommer att utredas först mot slutet av tillsynsperioden kommer det senaste tillgängliga jämförpriset, det vill säga de jämförpris som uppdaterats mot slutet att den föregående tillsynsperioden, att användas innan detta vid den årliga beräkningen av skälig avkastning för att uppskatta värdet av investeringar som gjorts under perioden. Med andra ord kommer de indexjusterade jämförpriserna i bilaga 1 att användas för att definiera återanskaffningsvärdet i de årliga beräkningarna av skälig avkastning under den sjätte tillsynsperioden, fram till dess att de noggrannare jämförpriserna som gäller för perioden i fråga har utretts.

Detta görs i syfte att kunna justera investeringarna i periodens slutgiltiga beräkningar på en noggrannare nivå som bättre motsvarar den genomsnittliga kostnadsnivån under perioden, innan priserna fryses slutgiltigt. Till exempel då jämförpriserna som uppdateras under perioden förmodligen baserar sig i huvudsak på investeringar gjorda under åren 2025-2026 och förteckningen över jämförpriser har uppvisats i årets 2026 värde, behöver jämförpriset i fråga inte justeras med konsumentprisindex mer än högst i några år, och jämförpriset kommer att beskriva bättre den genomsnittliga realiserade kostnadsnivån under sjätte tillsynsperioden.

Formeln nedan beskriver principen för hur jämförpriset bestäms under sjätte tillsynsperioden för investeringar under åren 2024-2027.

$$YH_t = \frac{KHI_t}{KHI_n} \times YH_{.jaks_n} \quad (4)$$

YH_t = jämförpris för investeringen under år t

KHI_t = genomsnittet av april-september indexpoäng för konsumentprisindex (2005=100) under året t

KHI_n = genomsnittet av indexpoäng för april-september för konsumentprisindex (2005=100) under året n

$YH_{.jaks_n}$ = Sjätte tillsynsperiodens jämförpris i värdet för år n

Formeln nedan beskriver hur jämförpriserna tillämpas under den sjunde tillsynsperioden för investeringar som gjorts för åren 2028-2031 under den sjunde tillsynsperioden.



$$YH_t = \frac{KHI}{KHI} \times YH_{7.jakso_n} \quad (5)$$

YH_t = jämförpris för investeringen under år t

KHI_t = genomsnittet av indexpoäng för april-september för konsumentprisindex (2005=100) under året t

KHI_n = genomsnittet av indexpoäng för april-september för konsumentprisindex (2005=100) under året n

$YH_{7.jakso_n}$ = Sjunde tillsynsperiodens jämförpris i värdet för år n

Genom ifrågavarande princip beaktar jämförprisernas slutliga frysning bättre komponentspecifika och övriga möjliga kostnadsändringar i branschen i värderingen av investeringar, eftersom jämförpriset baserar sig möjligast lite på indexjusteringar och mera på den förverkligade kostnadsinformationen för perioden.

I en situation, där det inte tidigare har funnits ett relevant jämförpris för en äldre investering i förteckningen över jämförpriser och komponenten tidigare har värderats till sitt bokföringsvärde, men ett relevant jämförpris skulle finnas i den nya förteckningen över jämförpriser, justeras det tillgängliga jämförpriset bakåt till investeringsårets värde baserat på ändringen i konsumentprisindexet och värderingen som baserats på bokföring ersätts med värderingen enligt jämförpriset. För investeringsår före 2024 görs korrigeringen enbart upp till år 2022.

Beräkningen av linjär avskrivning

En fryst linjär avskrivning beräknas normalt på frysta återanskaffningsvärdet genom att det frysta återanskaffningsvärdet som fastställts divideras med nätkomponentens användningstid. Den linjära avskrivningen av nätkomponenten består av summan av de frysta återanskaffningsvärdena för nätkomponenten under olika investeringsår på basis av de komponenter som faktiskt används. Då är den linjära avskrivningen som beräknas för hela nätet (TP nedan i formeln) summan av de linjära avskrivningarna för de nätkomponenter som används.

Linjär avskrivning beräknas inte för komponenter som inte föråldras. Sådana är till exempel tomter för ställverk eller ersättning för ledningsgator. I enlighet med principen i nedanstående formel fastställs en linjär avskrivning för hela nätet.



$$TP = \sum_i^n \frac{(JHA_i)}{pitoaika_i} \quad (6)$$

JHA_i = Summan av de frusna återanskaffningsvärdena av nät-komponent i, beräknad från olika investeringsår

$pitoaika_i$ = Användningstid för nätkomponent i

Fastställande av återanskaffningsvärdet för jordkabeldiken under tillsynsperioderna

I fråga om jordkablarnas tas med i värderingen utöver jämförpriset för jordkabeln även nätinnehavarens genomsnittliga kostnad för grävning, dvs. grävningens priseffekt (euro/kilometer jordkabel).

I fråga om jordkabelnät som investerats före 2024 kan nätkomponentens frysta återanskaffningsvärde beräknas direkt enligt formeln nedan.

$$JHA_t = määra_t \times (YH_{liite1} + Kaivunhintavaikutus_{<2024}) \quad (7)$$

$määra_t$ = Nätkomponentens i faktiska användning varande mängd året t

YH_{liite1} = Jämförpriset enligt bilaga 1

$Kaivunhintavaikutus_{<2024}$ = Nätinnehavarens genomsnittliga kostnad för utgrävning per jordkabelkilometer för äldre, före år 2024 investerad i faktisk användning varande nätmassa

Kostnaden för grävning av äldre, före år 2024 investerad i faktisk användning varande nätmassa, fastställs i enlighet med uppdelningen och jämförpriserna i bilaga 1 sådana som de är i slutet av år 2023, varefter den fryses och förblir oförändrad i beräkningen för jordkablarnas som investerats före år 2024.

I fråga om jordkabelnät som investerats 2024 eller senare kan nätkomponentens frysta återanskaffningsvärde beräknas investeringsårsspecifikt enligt formeln nedan.

$$JHA_t = invmäära_t \times (YH_t + Kaivunhintavaikutus_t) \quad (8)$$

$invmäära_t$ = Investeringsvolym för nätkomponenten året t

YH_t = Jordkabelns jämförpris för för nätkomponenten året t

$Kaivunhintavaikutus_t$ = Nätinnehavarens genomsnittliga kostnad för grävning per kilometer jordkabel gällande investeringar året t



För investeringar som görs från och med 2024 beräknas kostnaden för grävning, dvs. den genomsnittliga grävningens kostnaden för de årliga jordkabelinvesteringarna per kilometer underjordisk kabel, separat för varje investeringsår baserat på investeringsvolymen och jämförprisuppgifterna för året. I fråga om jordkabelinvesteringar från år 2024 eller nyare beräknas kostnaden för grävning investeringsårs-specifikt baserat på investeringar under året i fråga enligt formeln nedan.

$$Kaivunhintavaikutus_t = \frac{JHA_{oja_t}}{inv_määrä_t} \quad (9)$$

$inv_määrä_t$ = jordkablarnas investeringsvolym i kilometer året t

JHA_{oja_t} = Fruset återanskaffningsvärde för dike som grävts året t

Med hänvisning till ovanstående beaktas nedmontering av och investeringar i diken samt beräkningen av bruksvärdet automatiskt i beräkningen av jordkablarnas värde. Den nuvarande principen är således att först utreda det frusna återanskaffningsvärdet av diken som grävts under året samt mängden jordkabel som installerats i diken och beräkna kostnaden för grävning för investeringarna under året i fråga, vilket läggs till jämförpriserna för olika jordkablars tvärsnitt.

Utredning och tolkning av dikesdata

De verkliga dikeslängderna kan bestämmas med stöd av informationen om jordkablarnas läge. Enligt 123 § i elmarknadslagen skulle elnätinnehavarna göra informationen om placeringen av jordkablarna tillgänglig i digital form senast vid utgången av 2014. Genom utveckling av systemen för elnätdata är det möjligt att klarlägga dikeslängderna utan kontroll på plats, till exempel kablar som ligger i samma dike kan automatiskt tolkas som ett dike med hjälp av systemen.

Utgångspunkten är att jordkablarna som ligger bredvid varandra på samma sida av vägen tolkas löpa i ett dike. På motsvarande sätt är det i fråga om jordkablarna på olika sidor av vägen redan fråga om två separata diken.

I vissa undantagsfall kan det med myndighetens tillstånd vara möjligt att jordkablarna som löper nära varandra på samma sida av vägen tolkas vara belägna i två separata diken. Detta kräver dock att uppgifterna verifieras för myndigheten och att det finns ordentliga grunder för att visa att om jordkablarna grävdes upp skulle det i verkligheten innebära två separata dikesgrävningar. I motsvarande fall ska nätinnehavaren alltså kontakta myndigheten och säkerställa saken. Om situationen gäller ett vidsträckt område och det transparent går att verifiera att det med säkerhet är fråga om två separata diken, kan myndigheten ge sitt godkännande till

preciseringen av uppgifterna. Med detta är det alltså inte möjligt att korrigera enskilda små objekt.

Grävförhållanden

Definitionen av grävförhållanden har preciserats så att den motsvarar kostnaderna mer och entydigare än vid tidigare tillsynsperioder. Utifrån kostnadsenkäterna har myndigheten undersökt vilka material som bäst beskriver nivån på kostnaderna för grävning. Utifrån utredningen har myndigheten kommit fram till att man frångår det tidigare använda CLC-materialet⁷ med undantag av berggrunden och att man i stället tar i användning material som enbart beskriver urbanitet och jordmån. I fortsättningen grundar sig bestämningen av förhållandena på följande noggrannaste möjliga material:

- Detaljplaneområden
- Klassificering mellan stad och landsbygd: Inre stadsområde
- Centrumområden: Stadsregionens centrum, stort undercentrum och litet undercentrum
- Jordmån: Bergig jordmån

Förhållandeklasserna för grävning av distributionsnät är följande:

1. Enkel: områden utanför detaljplanen (och andra förhållanden)
2. Vanlig: inom detaljplanen (men utanför andra förhållanden)
3. Vanlig: berggrund eller CLC-bergsområden (utanför det inre stadsområdet eller klasserna för centrumområden)
4. Svår: inre stadsområde (men utanför klasserna för centrumområden)
5. Mycket svår: stadsregionens centrum över 30 rutor (men under 100 rutor) samt stora och små undercentrum, som är undercentrum i storstaden (stadsregionens centrum minst 100 rutor)
6. Mycket svår: stadsregionens centrum minst 100 rutor

Klasserna ovan används delvis också som hjälp vid fastställandet av 110 kV jordkabeldiken, ersättningar för ledningsområden samt ställverkstomter och ställverksbyggnader.

Energimyndigheten ger vid behov närmare anvisningar i anslutning till bestämning av förhållandena. Om det under tillsynsperioderna uppstår problem i fråga om det bergiga jordmaterialet med tanke på styrande effekterna och kostnadsmotsvarigheten, kommer Energimyndigheten att avföra klass 3 från förteckningen över jämförpriser för den sjunde tillsynsperioden. På basis av den nuvarande utredningen

⁷ Corine and land cover material

anser dock myndigheten att klassen är motiverad utifrån korrelationen av kostnader, även om man vet att berggrundsmaterialet inte är särskilt exakt och att det inte nödvändigtvis beskriver från fall till fall särskilt noggrant om man till exempel har varit tvungen att spränga i objektet. I stor skala anser Energimyndigheten dock att beaktandet av materialet utifrån den nuvarande informationen är ett bättre alternativ än att ignorera det, eftersom kostnaderna i kostnadsenkäten i genomsnitt verkade korrelera med materialet.

Nätinnehavaren måste kunna verifiera de inlämnade dikesuppgifterna. Till den del som nätinnehavaren inte kan verifiera de inlämnade uppgifterna, kommer dikena tolkas vara i lätta förhållanden.

2.1.2 Justerat nuvarande bruksvärde

Elnätstillgångarnas justerade nuvarande bruksvärde beräknas för tillsynsperiodens alla år med hjälp av det återanskaffningsvärde som frysts enligt situationen den sista december varje år.

Det justerade nuvarande bruksvärdet beräknas per investeringsår på basis av de återanskaffningsvärden som frysts för varje nätkomponent samt uppgifter om ålder och användningstid. Hela nätets nuvarande bruksvärde består av summan av de olika nätkomponenternas nuvarande bruksvärden. Nedan presenteras beräkningsprincipen i korthet för nätkomponentens justerade nuvarande bruksvärde (NKA) år n .

$$NKA_n = NKA_{<2024_n} + \sum_{2024}^n NKA_{t_n} \quad (10)$$

$$NKA_{t_n} = \text{NKA för komponenter år } n \text{ som investerats år } t$$

$$NKA_{<2024_n} = \text{NKA för de komponenter som investerats före 2024 och som faktiskt används år } n$$

Det justerade nuvarande bruksvärdet för nätkomponenten år n som bildas av den gamla massan, det vill säga komponenter som investerats före 2024, presenteras i formeln nedan.

$$NKA_{<2024_n} = \left(1 - \frac{\text{keski-ikä}_n}{\text{pitoaika}}\right) \times JHA_{<2024_n} \quad (11)$$

$$JHA_{<2024_n} = \text{Det frysta återanskaffningsvärdet år } n \text{ av komponenter i faktisk användning som investerats före 2024}$$

$$\text{keski-ikä}_n = \text{Nätkomponentens genomsnittsålder år } n$$

$pitoaika$ = Nätkomponentens användningstid

Det justerade nuvarande bruksvärdet för en nätkomponent i den nyare massan, dvs. investeringar gjorda från och med 2024, grundar sig på summan av de nuvarande bruksvärdena som fastställts med hjälp av investeringsårsspecifika frysta återanskaffningsvärden och uppgifter om ålder. Nedan presenteras det justerade nuvarande bruksvärdet år n för nätkomponenterna som investerats år t .

$$NKA_{t,n} = \left(1 - \frac{ikätieto_{t,n}}{pitoaika}\right) \times JHA_t \quad (12)$$

$ikätieto_{t,n}$ = Åldern år n på de komponenter som investerats år t

JHA_t = Det frysta återanskaffningsvärdet år n av komponenter som faktiskt används och som investerats år t

$pitoaika$ = Nätkomponentens användningstid

Liksom tidigare grundar sig beräkningen på komponenternas antal och ålder under året som granskas, men antalet ska uppdelas på investeringsåren så att ett årsvist jämförpris tillämpas på alla investeringar som gjorts från och med år 2024, och på alla investeringar före 2024 tillämpas samma jämförpris i enlighet med bilagan oberoende investeringsår. I beräkningen av det nuvarande bruksvärdet kan bruksvärdet inte bli negativt på komponentnivå, även om komponentens verkliga ålder skulle vara större än användningstiden.

2.2 Justering av övriga tillgångar i bestående aktiva

Vid justering av tillgångar som bundits i nätverksamheten beaktas andra tillgångar i bestående aktiva i den särredovisade balansräkningen än elnätstillgångar i princip till sitt balansvärde. En sådan post är till exempel pågående anskaffningar. I fråga om dem justeras likväl affärsvärdet och placeringarna genom att de elimineras.

ÖVRIGA TILLGÅNGAR SOM UPPTAGITS I ELNÄTSTILLGÅNGARNA

Nätinnehavaren ska i noterna till bokslutet uppge sådana poster i elnätstillgångarna som inte beaktas i beräkningen av justerat återanskaffningsvärde och nuvarande bruksvärde. Dessa poster beaktas i de justerade tillgångar som bundits i nätverksamheten till det värde till vilket de har upptagits i den särredovisade balansräkningen. Som en skälig avskrivningsnivå tillåts för dessa en planenlig avskrivning som baserar sig på den särredovisade resultaträkningen. Dyliga poster är bland annat lagrade anläggningar och material för elnätsverksamheten.



Komponenter som ingår i de ovannämnda posterna beaktas inte vid beräkningen av elnätstillgångarnas justerade återanskaffningsvärde, oavsett om de ingår i komponentförteckningen i bilaga 1. Sådana komponenter beaktas till sitt särredovisade balansvärde. Nätinnehavaren ska vid behov redogöra för komponenternas bokförda värden.

ELNÄTSKOMPONENTER SOM UPPTAGITS I ANDRA ÄN ELNÄTSTILLGÅNGARNA

Om elnätskomponenter har upptagits i den särredovisade balansräkningen i andra poster än elnätstillgångar i bestående aktiva ska komponenternas balansvärde elimineras från dessa poster. Elimineringen görs för de komponenter som finns i förteckningen över nätkomponenter i bilaga 1 och är i faktisk användning i elnätet. Dessa komponenter beaktas i de justerade tillgångar som bundits i nätverksamheten till sitt justerade nuvarande bruksvärde enligt avsnitt 2.1.2.

AFFÄRSVÄRDE

Affärsvärde enligt den särredovisade balansräkningen elimineras i samband med justeringen av de tillgångar som bundits i nätverksamheten.

I förarbetena till lagstiftningen (RP 20/2013 rd) finns ett ställningstagande till företagsaffärer och andra arrangemang där elnätstillgångarna betingar ett högre pris än sitt faktiska bruksvärde.

Tillsynsmetoderna bör således utgå från det faktiska bruksvärdet för nätinnehavarens elnätstillgångar, som beskriver det företagsspecifika marknadsvärdet, och inte från till exempel de kommersiella marknadsvärden som fastställts på basis av företagsarrangemang och som kan innehålla värderings- eller justeringsposter som inte hör till elnätsverksamheten.

Elnätstillgångarna i den särredovisade balansräkningen justeras till sitt justerade nuvarande bruksvärde på det sätt som beskrivs i avsnitt 2.1. Det beskriver elnätstillgångarnas faktiska bruksvärde i tillsynsmetoderna.

Energimyndigheten anser alltså att affärsvärdet i balansräkningen, som uppstått genom en företagsaffär, beskriver ett sådant immateriellt värde som inte kunnat hänföras till andra tillgångsposter.

Fusionsaktiva

Andelen för affärsvärde i fusionsaktiva som uppkommer genom sammanslagning behandlas på samma sätt som affärsvärde.

PLACERINGAR

I samband med justering av tillgångar som bundits i nätverksamheten elimineras placeringar bokförda i bestående aktiva i den särredovisade balansräkningen.

Till placeringar i bestående aktiva hör bland annat placeringar i annat syfte än att uppnå vinst i direkt anknytning till nätverksamheten eller att utvidga verksamheten. Dyliga placeringar kan inte anses vara nödvändiga för elnätsverksamheten. Därför är det inte heller motiverat att räkna in dem i de justerade tillgångar som bundits i nätverksamheten.

2.3 Justering av tillgångar i rörliga aktiva

FINANSIERINGSTILLGÅNGAR

Vid bestämning av de justerade tillgångar som bundits i nätverksamheten elimineras finansieringstillgångar i den särredovisade balansräkningen.

Till de finansieringstillgångar som ska elimineras hör följande poster i de aktiva i den särredovisade balansräkningen:

- kort- och långfristiga fordringar
- finansiella värdepapper
- kassa och bank samt jämförbara poster.

Enligt högsta förvaltningsdomstolens beslut (HFD:2010:86) ska kundfordringar inte elimineras.

Hanteringen av finansieringstillgångar är finansieringsteoretiskt inte egentlig elnätsverksamhet. Därför är det inte heller motiverat att räkna in dem i de justerade tillgångar som bundits i nätverksamheten.

De kostnader som orsakas av finansieringstillgångar som är nödvändiga för att trygga nätverksamhetsutövandet beaktas vid beräkningen av faktiskt justerat resultat enligt kapitel 5.3.

OMSÄTTNINGSTILLGÅNGAR

Vid bestämning av de justerade tillgångar som bundits i nätverksamheten elimineras omsättningstillgångarna i den särredovisade balansräkningen.

2.4 Justering av kapital som bundits i nätverksamheten

Den passiva sidan i nätinnehavarens justerade balansräkning fastställs genom att det justerade kapital som bundits i nätverksamheten delas upp i

- justerat eget kapital
- justerat räntebärande främmande kapital
- justerat räntefritt främmande kapital.

2.4.1 Justering av eget kapital

I den justerade balansräkningen betraktas som eget kapital det egna kapitalet i den särredovisade balansräkningen.

I den justerade balansräkningen anses som eget kapital även frivilliga reserveringar och avskrivningsdifferensen minskade med den kalkylerade skatteskulden samt de återbetalningsbara anslutningsavgifter som aktiverats i den särredovisade balansräkningen efter 2004. Även koncernbidrag beaktas vid justeringen av eget kapital.

I den justerade balansräkningen lägger man dessutom till en utjämningspost på det egna kapitalet.

KONCERNBIDRAG

Nätinnehavarna behandlas lika oavsett om de bedrivs som koncern eller inte ingår i en koncern.

Givet koncernbidrag

Vid justering av eget kapital som bundits i nätverksamheten återförs beloppet på koncernbidraget minskat med den latent skatteskulden.

Detta ska göras oavsett om det är fråga om givet koncernbidrag som nätinnehavaren beslutat ge vid bokslutstidpunkten och som även utbetalats eller som inte ännu har utbetalats.

Givet koncernbidrag är en post av vinstutdelningskaraktär som hos en nätinnehavare som inte ingår i en koncern upptas i den särredovisade balansräkningen under räkenskapsperiodens vinst.

Erhållet koncernbidrag

Vid justering av kapital som bundits i nätverksamheten ska beloppet på erhållet koncernbidrag, minskat med den latent skatteskulden, subtraheras från det egna



kapitalet. Även erhållet koncernbidrag är en post av vinstutdelningskaraktär som ökar räkenskapsperiodens resultat.

Vid beräkning av skälig avkastning elimineras fordringarna på det sätt som beskrivs i avsnitt 2.3. Vid elimineringen beaktas de erhållna koncernbidragen.

UTJÄMNINGSPOST

Utjämningsposten avspeglar differensen mellan de justerade tillgångar som bundits i nätverksamheten enligt den justerade balansräkningen och värdet av den aktiva sidan i den särredovisade balansräkningen.

Utjämningsposten används till att utjämna den aktiva och passiva sidan i den justerade balansräkningen. Den upptas i eget kapital på den passiva sidan i den justerade balansräkningen.

Utjämningspostens värde bestäms som differensen mellan den aktiva och den passiva sidan i den justerade balansräkningen.

Utjämningsposten kan ha ett negativt värde, om värdet på de justerade tillgångar som bundits i nätverksamheten enligt den justerade balansräkningen är mindre än värdet på den aktiva sidan i den särredovisade balansräkningen.

2.4.2 Justering av främmande kapital

Vid justering av främmande kapital som bundits i nätverksamheten delas det främmande kapitalet upp i räntebärande och räntefritt främmande kapital.

JUSTERAT RÄNTEBÄRANDE FRÄMMANDE KAPITAL

Räntebärande främmande kapital i den särredovisade balansräkningen upptas oförändrat i justerat räntebärande främmande kapital. Andelen eget kapital i den räntebärande koncernbidragsskulden elimineras dock.

Poster inom räntebärande främmande kapital är till exempel långfristiga bank-, pensions- och övriga lån i den särredovisade balansräkningen, samt amorteringsposter för dessa som står under kortfristigt främmande kapital.

Vid justeringen av kapital som bundits i nätverksamheten betraktas eventuella kapitallån och nätinnehavarens andra räntebärande lån från ägare som räntebärande främmande kapital.



JUSTERAT RÄNTEFRITT FRÄMMANDE KAPITAL

Räntefritt främmande kapital i den särredovisade balansräkningen upptas oförändrat i det justerade räntefria främmande kapitalet. Till dessa poster hör till exempel leverantörsskulder, resultatregleringar och övriga kortfristiga skulder. Andelen eget kapital i den räntefria koncernbidragsskulden ska ändå elimineras. Andelen latent skatteskulden i den räntefria koncernbidragsskulden och avskrivningsdifferensen ska upptas i det justerade räntefria främmande kapitalet.

Avsättningar i den särredovisade balansräkningen behandlas i sin helhet som räntefritt främmande kapital.

NEGATIVT SALDO PÅ KONTOT FÖR FINANSIERINGSTILLGÅNGAR

Om kontot för rörliga aktiva som hänför sig till nätverksamheten är negativt är posten till sin natur nätverksamhetens skuld. Det negativa saldot för posten finansieringstillgångar som hänför sig till nätverksamheten läggs till det justerade räntefria främmande kapitalet.

Med en post för finansieringstillgångar avses här:

- kort- och långfristiga överföringsfordringar
- kort- och långfristiga övriga fordringar
- finansiella värdepapper
- kassa och bank samt därmed jämförbara poster.

Negativa poster bland finansieringstillgångarna som beaktas i räntefria skulder beaktas inte vid beräkningen av de skäligena kostnaderna för finansieringstillgångarna enligt punkt 5.3.

ANSLUTNINGSAVGIFTER

Komponenter som finansierats med anslutningsavgifter ska räknas med i de justerade tillgångar som bundits i nätverksamheten.

Nätinnehavarna behandlas lika oavsett om de tillämpar återbetalningsbara eller icke återbetalningsbara anslutningsavgifter.

Återbetalningsbara anslutningsavgifter

Att det finns ett formellt villkor om återbetalning gör att anslutningsavgiften till sin karaktär liknar skulder, även om återbetalningar i praktiken är sällsynta. Till



skillnad från andra långfristiga skulder är anslutningsavgifterna inte belagda med ränta, det vill säga de utgör räntefritt främmande kapital. Enligt bokföringsnämndens utlåtande⁸ kan återbetalningsbara anslutningsavgifter inte upptas i eget kapital i den särredovisade balansräkningen.

Vid justering av det kapital som bundits i nätverksamheten behandlas återbetalningsbara anslutningsavgifter som upptagits i den särredovisade balansräkningen före utgången av 2004 som räntefritt främmande kapital.

Återbetalningsbara anslutningsavgifter som upptagits i den särredovisade balansräkningen efter 2004 ökar inte det räntefria främmande kapitalet i den justerade balansräkningen.

Nettoförändringen av anslutningsavgifterna ska återbetalas vid beräkning av det faktiska justerade resultatet på det sätt som beskrivs i avsnitt 5.1.

Nätinnehavaren ska specificera som egen post det årliga beloppet på återbetalningsbara anslutningsavgifter bokförda i balansräkningar hos ägaren eller ägarens andra bolag och lämna in specifikationen i noterna till det särredovisade bokslutet.

Icke återbetalningsbara anslutningsavgifter

Icke återbetalningsbara anslutningsavgifter utgör intäkter i nätverksamheten enligt avsnitt 5.1.

⁸ Bokföringsnämndens utlåtande om bokföring av elanslutningsavgifter (1650/2001)

3 SKÄLIG AVKASTNINGSGRAD

3.1 Modell för det vägda 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).

3.2 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).

Beräkningarna för modellen presenteras i formel 13.

$$C_E = R_f + \beta_{velallinen} \times MRP + LP + CRP \quad (13)$$

där

C_E = skälig kostnad för eget kapital

R_f = riskfri räntesats

$\beta_{velallinen}$ = skuldbelagd betakoefficient

MRP = marknadsriskpremie

LP = illikviditetspremie

CRP = landsriskpremie

3.2.1 Riskfri räntesats för eget kapital

Vid fastställandet av en rimlig avkastning används som riskfri räntesats som grund för rimliga kostnader för eget kapital den tyska statens tioåriga obligationer. Värdet av den riskfria räntesatsen uppdateras årligen med användning av det genomsnittliga dagsvärdet av räntan på den tyska statens tioåriga obligationer i april-september föregående år. Till exempel bestäms värdet för 2024 utifrån medeltalet av de faktiska dagsvärdena för april-september 2023 och är 2,48 %.

De faktiska dagsvärdena har publicerats av den tyska centralbanken (Deutsche Bundesbank)⁹.

⁹ <https://www.bundesbank.de/en/statistics/money-and-capital-markets/interest-rates-and-yields/daily-yields-of-current-federal-securities-772220>



Det ovan beskrivna värdet på den riskfria räntesatsen används också som riskfria räntesatser som ligger till grund för skäliga kostnader för främmande kapital (3.3.1).

3.2.2 Landsriskpremie

Landsriskpremiens värde uppdateras årligen med användning av medeltalet av de faktiska dagsvärdena i april-september föregående år av räntan på finska statens tioåriga obligationer, från vilket dras av medeltalet av den tyska statens tioåriga obligationer för samma tid. Landsriskpremien är 0,59 % i 2024 och det ska uppdateras årligen.

De faktiska dagsvärdena som återspeglar räntenivån i Finland har publicerats av Finlands Bank.

Det ovan beskrivna värdet för landsriskpremien används också som landsriskpremie som beaktas i skälig kostnad för främmande kapital (3.3.1).

3.2.3 Beta-koefficient

Under den sjätte tillsynsperiodens första hälft (2024–2025) används som skuldbelagd betakoefficient värdet 0,93 för att fastställa en skälig avkastningsgrad.

Skuldbelagd beta uppdateras under metodperioden med två års mellanrum, före utgången av 2025, 2027 och 2029, på basis av motsvarande beräkningsmetod gällande den skuldfria betakoefficienten samt kapitalstrukturen som tillämpas under den sjätte tillsynsperiodens första hälft.

Som värdet på den skuldfria betakoefficienten används under den sjätte tillsynsperiodens första hälft (2024–2025) medianen 0,48^{10,11}, som fastställts för eldistributionsnätsbranschen.

Den skuldfria betakoefficienten justeras till skuldbelagd betakoefficient med hjälp av Hamada-formeln. Hur justeringen görs med beaktande av skuldsättningsgrad och samfundsskattesats presenteras i formel 14.

¹⁰ Skuldfria betakoefficienter har beräknats genom att dividera kovariansen mellan referensbolaget och referensindexets avkastning med hjälp av veckovis avkastning från två år tillbaka vid värderingsdatumet. Slutligen har varje referensbolags skuldbelagda beta justerats genom att använda Blumen-metoden (s.k. adjusted beta) där råbetavärdet har korrigerats genom att vikta en tredjedel av marknadens genomsnittliga risk: $\beta_{oikaistu} = \frac{2}{3} \times \beta_{oikaisematon} + \frac{1}{3} \times 1$. Skrivfelet i den andra meningen i denna fotnot korrigerades den 27.3.2026 genom att ordalydelsen "skuldfria" ändrades till "referensbolags skuldbelagda".

¹¹ Fortum Abp och RWE AG, som inte äger distributionsnätverk, har strukits ur kontrollgruppen som KPMG tillämpat.



$$\beta_{velallinen} = \beta_{velaton} \times \left(1 + (1 - yvk) \times \frac{g}{1-g}\right) \quad (14)$$

där

$\beta_{velallinen}$ = skuldbelagd betakoefficient

$\beta_{velaton}$ = skuldfri betakoefficient

yvk = samfundsskattesats

g = räntebärande främmande kapital i den optimala kapitalstrukturen

$1 - g$ = eget kapital i den optimala kapitalstrukturen

Kontrollgruppen som används vid uppdateringen ska innehålla flera bolag som har eldistributionsnätsverksamhet vid tidpunkten för uppdateringen av betakoefficienten. I annat fall tillämpar myndigheten det senast fastställda betakoefficientvärdet.

3.2.4 Marknadsriskpremie

Under den sjätte tillsynsperioden (2024–2027) används marknadsriskpremiens värde, som baserar sig på en implicit aktiemarknadspremie i en AAA-kreditvärderad stat, för att fastställa den skäliga avkastningsgraden¹².

För den sjunde tillsynsperioden (2028–2031) uppdateras marknadsriskpremien före utgången av 2027 på basis av motsvarande beräkningsmetod.

Det värde som tillämpas under varje tillsynsperiod grundar sig på medeltalet för föregående april-september vid tidpunkten för uppdateringen. Således är marknadsriskpremien för den sjätte tillsynsperioden fastställd på basis av värdet för april-september 2023, och den är 4,61 %.

Om databasen inte är tillgänglig vid uppdateringstillfället, tillämpar myndigheten under den sjunde tillsynsperioden marknadsriskpremiens värde 5 %.

3.2.5 Illikviditetspremie

Skälig avkastningsgrad bestäms med hjälp av illikviditetspremien 0,6 %.

3.2.6 Kapitalstruktur

För att fastställa en skälig avkastning används medianen av kapitalstrukturintervallet som härrör från referensföretag. Under den första hälften av den sjätte

¹² Som källa används professor Damodarans månatligen publicerade implicita marknadsriskpremie som grundar sig på senaste 12 månadernas vinst, dividender och återköp "ERP (T12 m with sustainable payout)".

tillsynsperioden (2024–2025) är vikten av räntebärande skulder 54 % och vikten av eget kapital är 46 %¹³.

Kapitalstrukturen uppdateras under metodperioden med två års mellanrum före utgången av 2025, 2027 och 2029 med motsvarande metod.

Kontrollgruppen som används vid uppdateringen ska innehålla flera bolag som har eldistributionsnätsverksamhet vid tidpunkten för uppdateringen av kapitalstrukturen. I annat fall tillämpar myndigheten den senast fastställda kapitalstrukturen.

3.3 Skälig kostnad för främmande kapital

Beräkning av modellen för skälig kostnad för främmande kapital beskrivs i formel 15.

$$C_D = R_r + DP + CRP \quad (15)$$

där

C_D = skälig kostnad för främmande kapital

R_r = riskfri räntesats

DP = riskpremie för främmande kapital

CRP = landsriskpremie

3.3.1 Riskfri räntesats för främmande kapital och landsriskpremie

Vid fastställandet av en skälig avkastningsgrad beräknas värdet av den riskfria räntesats och landsriskpremie som ligger till grund för den skäliga kostnaden för främmande kapital på samma sätt som för eget kapital (3.2.1 och 3.2.2).

3.3.2 Riskpremie för främmande kapital

Vid bestämning av skälig avkastningsgrad under första hälften av den sjätte tillsynsperioden (2024–2025) tillämpas riskpremien för främmande kapital 2,10 %, som härletts från kontrollbolag.

Riskpremien för främmande kapital uppdateras under metodperioden med två års mellanrum före utgången av 2025, 2027 och 2029 med motsvarande metod.

¹³ Fortum Abp och RWE AG, som inte har distributionsnätverk, har strukits ur kontrollgruppen som KPMG tillämpat.

Den ovannämnda kontrollgruppen ska innehålla flera olika bolag vid uppdaterings-
tidpunkten för riskpremien. I annat fall tillämpar myndigheten som riskpremie för
främmande kapital det senast fastställda värdet.

3.4 Beräkning av skälig avkastningsgrad

I tillsynsmetoderna används viktat medelvärde av kostnaden för justerat kapital
som bundits i nätverksamheten som skälig avkastningsgrad (WACC-%).

I tillsynsmetoderna tillämpas skälig avkastningsgrad före skatt (pre-tax).

Skälig avkastningsgrad beräknas först efter skatt (post-tax) på det sätt som pre-
senteras i formel 16.

$$WACC_{post-tax} = C_E \times (1 - g) + C_D \times (1 - yvk) \times g \quad (16)$$

där

$WACC_{post-tax}$ = skälig avkastningsgrad efter samfundsskatter

C_E = skälig kostnad för eget kapital

C_D = skälig kostnad för räntebärande främmande kapital

g = räntebärande främmande kapital i den optimala kapitalstrukturen

$1-g$ = eget kapital i den optimala kapitalstrukturen

yvk = gällande samfundsskattesats

Därefter justeras den ovannämnda skäliga avkastningsgraden efter skatt (post-tax)
med den gällande samfundsskattesatsen. På så sätt erhålls skälig avkastningsgrad
före skatt (pre-tax) som beräknas enligt formel 17.

$$WACC_{pre-tax} = \frac{WACC_{post-tax}}{(1 - yvk)} \quad (17)$$

där

$WACC_{pre-tax}$ = skälig avkastningsgrad före samfundsskatt

På nättinnehavaren tillämpas en uppdatering kapitalstruktur där andelen räntebä-
rande främmande kapital och andelen eget kapital härledas från kontrollgruppen.

Därmed beräknas skälig avkastningsgrad före samfundsskatt (pre-tax) enligt formel 18.

$$WACC_{pre-tax} = \frac{C_E \times (1 - g)}{(1 - yvk)} + C_D \times g \quad (18)$$

3.5 Kontrollgrupp för att fastställa och uppdatera parametrar för skälig avkastning

Det branschspecifika betavärdet, skuldpremien för främmande kapital samt den optimala kapitalstruktur som använts vid beräkningen av den viktade genomsnittliga kostnaden för eget kapital härleds utifrån den branschspecifika kontrollgruppen, som i stor utsträckning grundar sig på den kontrollgrupp. Den kontrollgrupp som ska tillämpas under metodperioden för eldistributionsnätsverksamheten och högspänningsdistributionsnätsverksamheten presenteras i tabellen nedan.

Tabell 2. Eldistributionsnätets och högspänningsdistributionsnätets kontrollgrupp

Tabell: Kontrollgrupp för eldistributionsnät och högspänningsdistributionsnät
E ON SE
Edison International
EDP Energias de Portugal SA
Electricite de France SA
Enel SpA
Iberdrola SA
SSE PLC

Om det under metodperioden sker betydande förändringar i kontrollgruppen och en betydande del av kontrollbolagen inte längre bedriver nätaffärsverksamhet, tillämpas senaste bekräftade värden för varje parameter.

4 SKÄLIG AVKASTNING

Skälig avkastning för nätinnehavaren räknas som produkten av det justerade kapital som bundits i elnätsverksamheten (2.4) och den skäliga avkastningsgraden (3.4).

Nätinnehavaren får alltså en skälig avkastning

- justerat eget kapital som bundits i nätverksamheten
 - justerat främmande räntebärande kapital som bundits i nätverksamheten.
- På räntefritt främmande kapital som bundits i nätverksamheten beräknas ingen skälig avkastning, eftersom dess avkastningskrav är noll.

Skälig avkastning före samfundsskatt (pre-tax) beräknas enligt formel 19.

$$R_{k, pre-tax} = WACC_{pre-tax} \times (E + D) \quad (19)$$

där

$R_{k, pre-tax}$ = skälig avkastning före samfundsskatt, euro

$WACC_{pre-tax}$ = skälig avkastningsgrad, procent

E = justerat eget kapital som bundits i nätverksamheten, euro

D = justerat räntebärande främmande kapital som bundits i nätverksamheten, euro

$E + D$ = justerat kapital som bundits i nätverksamheten, euro

4.1 Justerade tillgångar och justerat kapital som bundits i nätverksamheten

JUSTERADE TILLGÅNGAR SOM BUNDITS I NÄTVERKSAMHETEN

De justerade tillgångar som bundits i elnätsverksamheten består av elnätstillgångar i bestående aktiva i den särredovisade balansräkningen (2.1), övriga tillgångar i bestående aktiva (2.2) och tillgångar i rörliga aktiva (2.3).

Den viktigaste tillgångsposten i elnätsverksamheten, elnätstillgångar i bestående aktiva i den särredovisade balansräkningen, ersätts med justerade elnätstillgångar (2.1). Posten utgörs av elnätets justerade nuvarande bruksvärde (2.1.2), som beräknas utifrån elnätets justerade återanskaffningsvärde (2.1.1) med hjälp av nät-komponenternas användningstider och genomsnittsålder. Det justerade



återanskaffningsvärdet beräknas utifrån nätkomponenternas antal och jämförpriser (bilaga 1).

Som följande steg justeras övriga tillgångar som bundits i elnätsverksamheten (2.2 och 2.3).

I tabell 3 presenteras i form av en balansräkning principen för hur de aktiva i balansräkningen justeras vid beräkningen av de justerade tillgångar som bundits i nätverksamheten.

Tabell 3. Justering av den aktiva sidan i balansräkningen

AKTIVA

SÄRREDOVISAD BALANSRÄKNING

JUSTERAD BALANSRÄKNING

Bestående aktiva

Justerade bestående aktiva

Elnät

Elnät enligt justerat nuvarande bruksvärde

Affärsvärde

Placeringar

Övriga bestående aktiva

Balansvärde av övriga bestående aktiva

Rörliga aktiva

Justerade rörliga aktiva

Omsättningstillgångar

Förvärv motsvarande nätrelaterade oavslutade investeringar bokförda i omsättningstillgångar till balansvärdet av hyrenäts nätinnehavare

Kundfordringar

Balansvärde av kundfordringar

Finansieringstillgångar

AKTIVA TOTALT

JUSTERAD BALANSOMSLUTNING



JUSTERAT KAPITAL SOM BUNDITS I NÄTVERKSAMHETEN

Det justerade kapital som bundits i elnätsverksamheten erhålls genom att räkna ihop justerat eget kapital (2.4.1), justerat räntebärande främmande kapital (2.4.2) och justerat räntefritt främmande kapital (2.4.2). Till detta läggs en utjämningspost (2.4.1) för avstämning av balansräkningen.

I tabell 4 presenteras i form av en balansräkning principen för hur de passiva i balansräkningen justeras vid beräkningen av det justerade kapital som bundits i nätverksamheten.

Tabell 4. *Justering av den passiva sidan i balansräkningen*

PASSIVA

SÄRREDOVISAD BALANSRÄKNING

Eget kapital

Eget kapital

JUSTERAD BALANSRÄKNING

Justerat eget kapital

Balansvärde av eget kapital

Givna koncernbidrag minskade med latent skatteskuld

Avskrivningsdifferens minskad med latent skatteskuld och frivilliga reserver

Nettoförändring av anslutningsavgifter som in-flutit efter 2004

- Erhållna koncernbidrag minskade med latent skatteskuld

Utgjänningspost i justerad balansräkning

Akkumulerade bokslutsdispositioner

Avskrivningsdifferens och reserver

Avsättningar

Avsättningar



Främmande kapital

Räntebärande

Räntebärande skulder
Kapitallån

Räntefritt

Räntefria skulder

Justerat främmande kapital

Räntebärande

Balansvärde av räntebärande skulder
Balansvärde av kapitallån
- Andel eget kapital i givet men ej utbetalt
räntebärande koncernbidrag

Räntefritt

Balansvärde av räntefria skulder
- Andel eget kapital i givet men ej utbetalt
räntefritt koncernbidrag
- Nettoförändring av anslutningsavgifter som
influtit efter 2004
Balansvärde av avsättningar
Andel av latent skatteskuld i avskrivningsdiffe-
rensen
Negativt saldo på finansieringstillgångar

PASSIVA TOTALT

JUSTERAD BALANSOMSLUTNING

4.2 Skälig avkastningsgrad

Den skäliga avkastningsgraden beräknas utifrån det vägda medelvärdet av kostna-
den för kapital (WACC).

Genom substituering i formel 19 av definitionen av skälig avkastningsgrad enligt
formel 18 erhålls beräkningen av skälig avkastning på justerat kapital som bundits
i nätverksamheten före samfundsskatt (pre-tax) enligt formel 20.

$$R_{k,pre-tax} = \left(\frac{C_e \times (1 - g)}{(1 - yvk)} + C_D \times g \right) \times (E + D) \quad (20)$$

Skälig kostnad av justerat eget kapital som bundits i nätverksamheten i formel 20
beräknas enligt formel 21.

$$C_E = R_r + \beta_{velaton} \times \left(1 + (1 - yvk) \times \frac{g}{1 - g} \right) \times MRP + LP + CRP \quad (21)$$

Skälig kostnad av justerat räntebärande främmande kapital som bundits i nätverk-
samheten i formel 20 beräknas enligt formel 22.



$$C_D = R_r + DP + CRP \quad (22)$$

i formlerna 20, 21 och 22

$R_{k, pre-tax}$	= skälig avkastning före samfundsskatt
C_E	= skälig kostnad för eget kapital
C_D	= skälig kostnad för räntebärande främmande kapital
yvk	= samfundsskattesats
g	= räntebärande främmande kapital i den optimala kapitalstrukturen
$I-g$	= eget kapital i den optimala kapitalstrukturen
R_r	= riskfri räntesats
$\beta_{velaton}$	= skuldfri betakoefficient
MRP	= marknadsriskpremie
LP	= illikviditetspremie
DP	= riskpremie för främmande kapital
CRP	= landsriskpremie

Tabell 5 visar de parametrar för skälig avkastning som tillämpas under den sjätte och sjunde tillsynsperioden.

Tabell 5. Parametrarna för skälig avkastningsgrad och uppdateringsfrekvens under sjätte och sjunde tillsynsperioden

PARAMETER	TILLÄMPLIGT VÄRDE	UPPDATERINGSFRE- KVENS
RISKFRI RÄNTESATS	2,48 % i 2024, medeltalet av den tyska statens 10-åriga obligationsränta enligt dagsvärdena i april-september föregående år	Årligen



LANDSRISKPREMIE	0,59 % i 2024, differensen mellan medeltalet av den tyska och den finska statens 10-åriga obligationsränta enligt dagsvärdena i april-september föregående år	Årligen
SKULDFRI BETA	0,48, uppdateras med veckoavkastning under två år på värderingsdagen	Vartannat år
SKULDBELAGD BETA	0,93, uppdateras i samma sammanhang som skuldfri beta och kapitalstruktur	Vartannat år
MARKNADSRISKPREMIE	4,61 %, april-septembers medelvärde före uppdateringen av Damodarans databas (åren 2023 och 2027)	Vart fjärde år
ILLIKVIDITETSPREMIE	0,6 %	
KAPITALSTRUKTUR (skulder/eget kapital)	54 % / 46 %, uppdateras med värdet på värderingsdatumet	Vartannat år
RISKPREMIE FÖR FRÄMMANDE KAPITAL	2,10 %, uppdateras med genomsnittet av avkastningen för veckan som föregår värderingsdagen (Mid Yield)	Vartannat år
SAMFUNDSSKATTSATS	20 %	



UPPDATERING AV PARAMETRAR FÖR SKÄLIG AVKASTNINGSGRAD

Energimyndigheten uppdaterar:

- årligen den riskfria räntesatsen och landriskpremiens värde
- vid behov årligen samfundsskattesatsen så att den motsvarar det gällande värdet
- riskpremien för främmande kapital, skuldfri och skuldbelagd beta samt kapitalstrukturen för den skäliga avkastningsgraden varannat år
- marknadsriskpremien för varje tillsynsperiod (vart fjärde år).

Värdet på illikviditetsspremien förblir detsamma under hela den åttaåriga metodperioden.

5 ELNÄTVERKSAMHETENS INTÄKTER OCH KOSTNADER

Beräkningen av faktiskt justerat resultat utgår från rörelsevinsten (rörelseförlusten) i den särredovisade resultaträkningen. Den justeras med de korrigeringsposter som beskrivs i detta avsnitt. Vid beräkningen av det faktiska justerade resultatet avdras därefter ännu effekterna av incitamenten (6).

5.1 Intäkter i nätverksamheten

Vid beräkningen av faktiskt justerat resultat används som intäkter i nätverksamheten de intäkter som upptagits i den särredovisade resultaträkningen i posten rörelsevinst (rörelseförlust).

Intäkter i nätverksamheten är

- intäkter från nättjänstavgifter
- intäkter från andra tjänster som anknyter till nätverksamheten
- icke återbetalningsbara anslutningsavgifter
- hyresintäkter från stolpar i sambruk
- andra jämförbara intäkter.

Vid beräkning av faktiskt justerat resultat återförs följande korrigeringsposter

- årlig nettoförändring av återbetalningsbara anslutningsavgifter
- näthyror
- planenliga avskrivningar och nedskrivningar på elnätstillgångar i bestående aktiva
- planenliga avskrivningar på affärsvärde
- försäljningsförlust av försäljning av nätandel.

Försäljningsvinst av försäljning av nätandel som upptagits som övriga intäkter ska dras av vid beräkningen av det faktiska justerade resultatet.

ANSLUTNINGSAVGIFTER

Den årliga nettoförändringen av återbetalningsbara anslutningsavgifter som upptagits i den särredovisade balansräkningen återförs vid beräkning av det faktiska justerade resultatet.



Den årliga nettoförändringen av anslutningsavgifter erhålls genom att beloppet på anslutningsavgifter föregående år dras av från beloppet på anslutningsavgifterna för räkenskapsperioden i den särredovisade balansräkningen.

Icke återbetalningsbara anslutningsavgifter utgör intäkter i nätverksamheten.

Hantering av anslutningsavgifter vid justering av balansräkningen beskrivs i avsnitt 2.4.2.

Anslutningsavgifterna periodiseras inte

Energimyndigheten har övervägt att införa en alternativ metod för hantering av anslutningsavgifter med periodisering av det stora inflödet. Frågan har också behandlats vid samråd med nätinnehavarna och i den tidigare gjorda utredningen samt i domstol på grund av klagomål från nätinnehavare (MD:13/10 och MD:427-501/12).

I ärendet har inte framförts någon sådan alternativ metod för hantering av anslutningsavgifterna som skulle säkerställa jämlik behandling av nätinnehavarna.

Anslutningsavgifterna periodiseras därmed inte, utan de behandlas som intäkter i nätverksamheten för den räkenskapsperiod som de har upptagits i det särredovisade bokslutet.

NÄTHYROR

Hyreskostnader som hänför sig till ett hyrt nät ska rapporteras i tillsynsuppgifterna som näthyror.

Vid beräkning av det faktiska justerade resultatet ska näthyror som nätinnehavaren har betalt enligt den särredovisade resultaträkningen återbetalas i sin helhet.

Det är möjligt att näthyran också innehåller bruks- eller underhållskostnader för det hyrda nätet. Om nätinnehavaren önskar att dessa kostnader inte ska återföras vid beräkning av det faktiska justerade resultatet, ska denne i samband med rapportering av tillsynsuppgifterna lämna en redogörelse för kostnadernas andel av näthyran. Energimyndigheten ska kunna verifiera redogörelsen utifrån nätinnehavarens bokföring. Energimyndigheten bedömer redogörelsen och beslutar utifrån den hur dessa kostnader ska behandlas.

Som kostnad avdras inte de allmänna kostnadstillägg och den täckning som ingår i det särredovisade bokslutet för nätverksamheten vid hävning av hyresarrangemang i tillsynsmetoderna.



PLANENLIGA AVSKRIVNINGAR PÅ ELNÄTSTILLGÅNGAR I BESTÅENDE AKTIVA

De planenliga avskrivningar som gjorts på elnätstillgångar i den särredovisade resultaträkningen återförs vid beräkning av det faktiska justerade resultatet.

Även nedskrivningar på elnätstillgångar som upptagits som bestående aktiva i det särredovisade bokslutet läggs till i de planenliga avskrivningar som ska återföras.

För nätinnehavare som utövar verksamhet i hyresnät återförs inte avskrivningar och nedskrivningar på elnätstillgångar som upptagits i nätinnehavarens balansräkning. Avskrivningskostnaden för dessa komponenter har redan beaktats i den näthyra som återförs för beräkning av det faktiska justerade resultatet.

PLANENLIGA AVSKRIVNINGAR PÅ AFFÄRSVÄRDE

De planenliga avskrivningar som gjorts på affärsvärde i den särredovisade resultaträkningen återförs vid beräkning av det faktiska justerade resultatet.

FÖRSÄLJNINGSVINST OCH -FÖRLUST PÅ FÖRSÄLJNING AV NÄTANDEL

Om försäljningsvinsten på försäljning av nätandel har upptagits som övriga rörelseintäkter i den särredovisade resultaträkningen, ska försäljningsvinstens belopp avdras vid beräkning av det faktiska justerade resultatet.

Om däremot försäljningsförlusten har upptagits som övriga rörelsekostnader i den särredovisade resultaträkningen, ska försäljningsförlusten återföras vid beräkning av det faktiska justerade resultatet.

HYRESNÄT

Om en nätinnehavare helt eller delvis hyrt det elnät som används, räknas som intäkter i nätverksamheten alla de intäkter som även gäller för en nätinnehavare som äger sitt elnät.

Till exempel intäkter som nätinnehavaren erhåller genom nätbyggande i nätägarens elnät, upptas som sådana som intäkter i nätverksamheten.

5.2 Kostnader för nätverksamheten

Vid beräkningen av det faktiska justerade resultatet används som kostnader i nätverksamheten de kostnader som bokförts i nätinnehavarens särredovisade resultaträkning. Dessa justeras med de justeringsposter som beskrivs i detta avsnitt.



Enligt 3 § 6 punkten i elmarknadslagen avses med elnätsverksamhet att mot vederlag ställa elnät till förfogande för dem som behöver elöverföring och andra nättjänster. Elnätsverksamheten omfattar

- planering, byggande, underhåll och drift av elnätet
- anslutning av kundernas elapparater till nätet
- elmätning
- andra åtgärder som hänför sig till elöverföring och som är nödvändiga för elöverföring och för övriga nättjänster.

De kostnader som härrör från dessa funktioner utgör kostnader i nätverksamheten.

Standardsättningar och andra ersättningar som nätinnehavaren betalar till kunder på grund av avbrott räknas som kostnader i nätverksamheten.

I bokföringen ska kostnaderna hänföras till affärsfunktionerna enligt orsaksprincipen.

HANTERING AV INVESTERINGAR OCH OPERATIVISKA KOSTNADER

Nätinnehavarna behandlas lika oavsett om de aktiverar sina investeringskostnader eller bokför dem som kostnader.

Kostnaden för komponenten beaktas inte två gånger i tillsynsmetoderna.

Kostnader för nedmontering av ersättningsinvesteringar i nätets tillgångar

Kostnader för nedmontering av ersättningsinvesteringar i nätets tillgångar som bokförts som kostnader behandlas som kostnad.

De aktiverade kostnaderna för nedmontering av ersättningsinvesteringar i nätets tillgångar korrigeras med en kalkyl över skälig avkastning som om de hade bokförts som kostnad. Aktiveringar i balansräkningen korrigeras från den justerade balansräkningen tillsammans med de elnätstillgångar som hör till bestående aktiva (avsnitt 2.1). Kostnaderna för nedmontering av ersättningsinvesteringar ingår inte i nättillgångarnas justerade återanskaffningsvärde eller justerade nuvarande bruksvärde.

De avskrivningar som hänför sig till kostnaderna för nedmontering av ersättningsinvesteringar för tillgångar i nätet återförs till det justerade resultatet som en del av de planenliga avskrivningarna och nedskrivningarna på elnätstillgångar i bestående aktiva.



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 från rörelsevinsten av 1/8 av de aktiverade kostnaderna för nedmontering av ersättningsinvesteringar i nättillgångar enligt bokslutet för 2023. Dessa nedmonteringskostnader som aktiverats före 2024 beaktas som operativa kostnader som inte kan kontrolleras.

KOSTNADER UTANFÖR NÄTVERKSAMHETEN

Vid beräkningen av det faktiska justerade resultatet blir bara sådana kostnader godkända som kostnader i nätverksamheten som ger nätinnehavaren motprestationer.

Kostnadsposter som saknar motprestation behandlas som poster av utdelningskaraktär och de återförs vid beräkningen av det faktiska justerade resultatet. Sådana motprestationslösa kostnader är bland annat

- ersättningar för tariffskillnad
- ersättningar för resurser och resursreserver
- ersättningar för placering av komponenter.

Om nätinnehavaren önskar att sådana kostnader ska godkännas som kostnader i nätverksamheten ska denne i samband med rapporteringen av tillsynsuppgifterna lämna en redogörelse om detta. Nätinnehavaren ska i redogörelsen verifiera den faktiska motprestation som denne erhållit mot kostnaderna. Energimyndigheten bedömer redogörelsen och beslutar utifrån den hur dessa kostnader ska behandlas.

STANDARDERSÄTTNINGAR

De standardersättningar enligt 100 § i elmarknadslagen och andra ersättningar som nätinnehavaren betalar till kunder på grund av avbrott utgör kostnader i nätverksamheten. Även standardersättningar som behandlats som justering av försäljning utgör kostnader i nätverksamheten.

Nätinnehavaren ska som egen kostnadspost i noterna till det särredovisade bokslutet specificera erlagda standardersättningar och andra ersättningar för avbrott till kunder.

KOSTNADER FÖR ANSLUTNING AV ANNAN ELNÄTSINNEHAVARE I ELNÄTET

Hanteringen av kostnader för anslutning av annan elnätsinnehavare i elnätet, inklusive anslutningsavgifter, beror på om kostnaderna är återbetalningsbara eller icke återbetalningsbara.

Återbetalningsbara kostnader

Återbetalningsbara kostnader och anslutningsavgifter som medförs av att en annan elnätsinnehavare ansluts till elnätet elimineras eftersom de enligt bokföringsnämndens utlåtande (1670/2001)¹⁴ ska upptas som "övriga fordringar" under placeringar i bestående aktiva i den särredovisade balansräkningen. Elimineringen görs på samma sätt som för placeringar (2.2).

Icke återbetalningsbara kostnader

Icke återbetalningsbara kostnader och anslutningsavgifter som medförs av att en annan elnätsinnehavare ansluts till elnätet beaktas i de tillgångar som bundits i nätverksamheten om nätinnehavaren i enlighet med bokföringsnämndens utlåtande (1905/2013)¹⁵ har bokfört dem som "immateriella rättigheter" i bestående aktiva i den särredovisade balansräkningen. De ska beaktas till sitt balansvärde på det sätt som beskrivs i avsnitt 2.2.

Om nätinnehavaren har utgiftsfört de icke återbetalningsbara kostnaderna, har dessa redan beaktats i rörelsevinsten (rörelseförlusten) i den särredovisade resultaträkningen.

PLANENLIGA AVSKRIVNINGAR PÅ ÖVRIGA TILLGÅNGAR I BESTÅENDE AKTIVA

Vid beräkningen det faktiska justerade resultatet görs avskrivningarna på övriga tillgångar i bestående aktiva än elnätstillgångar som avskrivningar enligt plan baserade på den särredovisade resultaträkningen. Dessa poster har redan beaktats i rörelsevinsten (rörelseförlusten) i den särredovisade resultaträkningen. Vid beräkning av det faktiska justerade resultatet görs inte heller en separat korrigering för dem.

Om elnätskomponenter ändå har upptagits i den särredovisade balansräkningen i andra poster än elnätstillgångar i bestående aktiva, ska avskrivningarna på dessa komponenter elimineras från avskrivningarna på övriga tillgångar bland bestående

¹⁴ Bokföringsnämndens utlåtande om bokföring av elanslutningsavgifter (1670/2001)

¹⁵ Bokföringsnämndens utlåtande om upptagande av anslutningsavgifter för stamnätet i abonnentens bokslut (1905/2013)



aktiva. Detta ska göras eftersom elnätskomponenterna beaktas i de justerade linjära avskrivningarna på elnätstillgångarna enligt avsnitt 6.1.1.

KONTROLLERBARA OCH ICKE KONTROLLERBARA OPERATIVA KOSTNADER

De kostnader med resultat inverkan som funktioner i elnätsverksamheten medför för nätinnehavaren kan vid beräkningen av faktiskt justerat resultat delas in i kontrollerbara operativa kostnader och icke kontrollerbara operativa kostnader. Kontrollerbara operativa kostnader är föremål för effektiviseringsmålet enligt effektiviseringsincitamentet (6.3).

Bestämning av kontrollerbara operativa kostnader (KOPEX) beskrivs i tabell 6.

Tabell 6. *Kontrollerbara operativa kostnader*

KOPEX	=	Material, förnödenheter och varor
	+	Ökning eller minskning av lager (om det inte ingår i Material, förnödenheter och varor)
	+	Personalkostnader
	+	Bruks- och underhållskostnader som ingår i näthyror och leasingavgifter för nätet
	+	Hyreskostnader
	+	Övriga externa tjänster
	+	Övriga av övriga rörelsekostnader
	+	Erlagda standardersättningar (om de inte ingår i övriga kostnader)
	+	Kostnader för nedmontering av ersättningsinvesteringar i nätets tillgångar som aktiverats under räkenskapsperioden
	+	Utgiftsförda komponenter (om de inte ingår i jämförpriset eller i andra ovan nämnda poster)
	-	Anskaffningskostnader för förlustenergi
	-	Tillverkning för eget bruk
	-	Byggekostnader för anläggning av eget nät för hyresnät
	-	DSO Entity medlemsavgift

Kostnader i nätverksamheten utöver de som framgår av tabell 6 utgör icke kontrollerbara operativa kostnader. Dessa inkluderar till exempel avgifter för stamnätverkstjänster och serviceavgifter för centraliserat datautbyte som lagts ut på Fingrid Datahub Oy.

Aktiverade nedmonteringskostnader för ersättningsinvesteringar i nätverkstillgångar

De under räkenskapsåret i balansräkningen aktiverade demonteringskostnaderna för ersättningsinvesteringar i nättillgångar läggs till kontrollerbara operativa kostnader på beräkningen av skälig avkastning.

HYRESNÄT

Om en nätinnehavare helt eller delvis hyrt det elnät som används, räknas som kostnader i nätverksamheten alla de kostnader för nätverksamheten som även gäller för en nätinnehavare som äger sitt elnät.

En nätinnehavare som utövar sin verksamhet i hyresnät ska årligen som egen kostnadspost specificera de operativa kostnader som nätinnehavarens investeringar i det hyrda nätet medför och lämna in specifikationen i noterna till det särredovisade bokslutet. De ska inte räknas in i de skäliga kontrollerbara operativa kostnaderna.

Täckningsbidrag och icke-specificerade merkostnader som hänför sig till försäljningspriset för nätdelar som innehavare av hyresnät har byggt i ett elnät enligt nättillståndet och sålt till nätets ägare ska inte dras av från de kontrollerbara operativa kostnaderna eller från näthyrorerna.

5.3 Finansieringskostnader i nätverksamheten

Skäliga kostnader för finansieringstillgångar beaktas som finansieringskostnader vid beräkning av det faktiska justerade resultatet.

SKÄLIGA KOSTNADER FÖR FINANSIERINGSTILLGÅNGAR

Utöandet av elnätsverksamhet förutsätter vissa finansieringstillgångar. De behövs för regelbundna utbetalningar, då nätinnehavarens utbetalningar i viss mån sker vid annan tidpunkt än inbetalningarna till kassan. Dessutom behövs de för att upprätthålla beredskap inför oförutsedda utgifter.

Vid beräkningen av faktiskt justerat resultat beaktas därför de skäliga kostnaderna för finansieringstillgångar som är nödvändiga för att trygga nätverksamhetsutöandet. De beaktas med en metod som ger en kostnad för finansieringstillgångarna



som enligt Högsta förvaltningsdomstolens beslut (HFD:2010:86) inte är orimligt liten eller otillräcklig sett från nätinnehavarens synvinkel.

Av finansieringstillgångarna i den särredovisade balansräkningen beaktas

- kort- och långfristiga fordringar, exkl. kundfordringar
- finansiella värdepapper
- kassa och bank samt jämförbara poster.

Av finansieringstillgångarna i den särredovisade balansräkningen beaktas inte

- kundfordringar
- ovan nämnda konton för finansieringstillgångar med negativt saldo.

Vid beräkning av det faktiska justerade resultatet ska av finansieringstillgångarna beaktas endast den andel som motsvarar 10 % av nätverksamhetens omsättning.

Skäliga kostnader för finansieringstillgångarna erhålls genom att maximibeloppet för finansieringstillgångarna multipliceras med den skäliga kostnad för främmande kapital som används vid beräkningen av skälig avkastningsgrad (3.3).

Vid beräkning av det faktiska justerade resultatet avdras sedan de på detta sätt erhållna skäliga kostnaderna för de finansieringstillgångar som är nödvändiga för att säkerställa utövändet av nätverksamheten.

6 INCITAMENT

6.1 Investeringsincitament

Investeringsincitamentet är avsett att sporra nätinnehavaren till i genomsnitt kostnadseffektiva investeringar och att möjliggöra att rimliga investeringskostnader kan tas ut från kunderna för genomförda investeringar.

Investeringsincitamentet består av jämförprisernas incitamentseffekt och linjära avskrivningar på det justerade återanskaffningsvärdet.

Jämförprisernas incitamentseffekt styr nätinnehavarna att göra investeringar som är effektivare än genomsnittet och att göra kostnadseffektiva nätinvesteringar. Samtidigt begränsar jämförpriserna ineffektiviteten och säkerställer att nätinnehavarna inte har intresse av att höja sina egna investeringskostnader, när jämförpriserna förhindrar att investeringarnas kostnadseffektivitet överförs till kundernas priser.

Incitamenteffekten uppstår av differensen mellan kostnaderna för de investeringar som beräknats med de genomsnittliga jämförpriserna och de faktiska investeringarna. Genom att investera mer kostnadseffektivt än genomsnittet gynnas nätinnehavaren vid justeringen av nättillgångarna, och omvänt, om nätinnehavaren investerar ineffektivt, minskar jämförpriserna kostnaderna som överskrider jämförpriserna vid justeringen av nättillgångarna.

Incitamenteffekten av den linjära avskrivning uppkommer genom att metoderna tillåter nätinnehavaren att, enligt justerade linjära avskrivningar, uppnå en genomsnittlig avskrivningsnivå per år utifrån de valda användningstiderna. Kalkylmässiga linjära avskrivningar får alltid göras till fullt belopp så länge som komponenten är i faktisk användning. Kalkylmässiga linjära avskrivningar beräknas för en komponent oavsett om användningstiden har överskridits, om komponenten fortfarande är i faktisk användning. Incitamenteffekten av linjära avskrivningar beräknade från nätinnehavarens justerade återanskaffningsvärde tillsammans med aktuell nuvarande bruksvärde, styr nätinnehavaren att underhålla sitt nät i faktisk användning så länge som möjligt enligt de innehavstider som valts. Detta leder i sin tur till proaktivt underhåll och längre livscykler för komponenter.

När användningstiden i genomsnitt har valts rätt och nätinnehavaren i genomsnitt har investerat på en skälig kostnadsnivå enligt jämförpriserna, täcker de linjära avskrivningarna av investeringsincitamentet i genomsnitt komponenternas investeringskostnader under deras användningstid. Med andra ord möjliggör investeringsincitamentet det att avskrivningarna kan göras i sina helhel för nätkomponenter.

För komponenter vars användningstid har överskridits tillåts avskrivningar i proportion till restvärdet hos de komponenter som nedmonterats innan de nådde slutet av sin användningstid. Därmed beaktas i incitamentet också alla förtida ersättande investeringar.

6.1.1 Justerade linjära avskrivningar

Justerade linjära avskrivningar på elnätstillgångar beräknas per nätkomponent utifrån elnätstillgångarnas justerade frysta återanskaffningsvärde (2.1.1). De justerade linjära avskrivningarna beräknas för varje år under tillsynsperioden per den sista december respektive år.

Beräkningen av justerade linjära avskrivningar av enstaka nätkomponenten i under den sjätte och sjunde tillsynsperioden presenteras i formeln nedan.

$$TP_i = \frac{JHA_i}{pitoaika_i} \quad (23)$$

För hela elnätet beräknas de justerade linjära avskrivningarna som summan av de justerade linjära avskrivningarna på nätkomponenterna enligt formeln nedan.

$$TP = \sum_{i=1}^n \left(\frac{JHA_i}{pitoaika_i} \right) \quad (24)$$

i formlerna 23 och 24

TP_i	=	justerade linjära avskrivningar för komponent i
TP	=	justerade linjära avskrivningar för elnätstillgångarna
JHA_i	=	det justerade frysta återanskaffningsvärdet för nätkomponenten i
$pitoaika_i$	=	genomsnittlig teknisk-ekonomisk användningstid för nätkomponenten i

6.1.2 Investeringsincitament vid beräkning av det faktiska justerade resultatet

Beräkningen tar hänsyn till möjliga kostnadseffektivitetsfördelar vid beräkning av linjära avskrivningar för kunder varje år inom tillsynsperioden.



Under tillsynsperioderna avdras från summan av de linjära avskrivningarna 15 % av den kostnadsnytta som nätinnehavarens linjära avskrivningar bildar i förhållande till jämförpriserna, om nätinnehavaren under året i fråga har kunnat göra investeringar till ett lägre pris än jämförpriserna. På så sätt fördelas 15 % av avskrivningarnas fördelar som uppstått från nätinnehavarens kostnadseffektivitet direkt till kunderna och 85 % till nätinnehavaren.

Energimyndigheten har bedömt att när man lämnar 85 % av den uppnådda investeringseffektiviteten som kostnadsnytta av linjära avskrivningar till nätinnehavaren under komponenternas livscykel, styr incitamentet vidare nätinnehavaren att investera kostnadseffektivt, vilket medför nytta för kunderna vid värdering av kommande investeringar i samband med uppdateringen av jämförpriset.

Om nätinnehavaren till exempel under det granskade året har gjort investeringar som är en miljon euro billigare än jämförpriserna, dras 150 000 euro av från summan av de linjära avskrivningarna. Nätinnehavaren drar således nytta av jämförpriserna genom avskrivningar på 850 000 euro i prissättningsmarginalen under komponenternas användningstid och kunderna kan genast under tillsynsperioden dra nytta av nätinnehavarens prissättningsmarginal som är 150 000 euro lägre.

Baserat på ovannämnda, investeringsincitamentens inverkan på det justerade resultatet beräknas årligen enligt formeln nedan, om nätinnehavaren har kunnat investera i genomsnitt billigare än genomsnittliga jämförpriser.

$$IKV = TP - (investoinnit_{yh} - investoinnit_{tase}) \times 15 \% \quad (25)$$

där

IKV = investeringsincitamentets inverkan på det justerade resultatet

TP = linjär avskrivning av nät beräknad utifrån frysta återanskaffningsvärdet

investoinnit_{yh} = investeringar som beräknats med jämförpriser

investoinnit_{tase} = investeringar enligt balansräkningen

För nätinnehavaren, som inte kunnat investera kostnadseffektivt till priser som är lägre än jämförpriserna i jämförprislistan, beräknas effekten av investeringsincitamentet i det realiserade justerade resultatet direkt enligt normal avkastning. Effekten är med andra ord direkt summan av värdeminskningen av de nätverkskomponenter som faktiskt används.



Med ovan nämnda princip förbättras prissättningens kostnadsmotsvarighet när en del av nyttan i ett effektivt fungerande företag oundvikligen överförs till kundernas prissättning och den skenbara effektiviteten till följd av en eventuell släpande bokföring inte leder till ogrundade intäkter.

6.2 Kvalitetsincitament

Syftet med kvalitetsincitamentet är att sporra nätinnehavarna att utveckla kvaliteten på elöverföringen och -distributionen.

Nätinnehavarna uppmuntras att uppnå åtminstone den nivå på leveranssäkerheten som fastställs i elmarknadslagen. Energimyndigheten vill också styra nätinnehavarna till att på eget initiativ höja kvaliteten på elöverföring och -distribution över den lagstadgade miniminivån.

En del av nätinnehavarna har redan uppnått den ovannämnda leveranssäkerhetsnivån och i takt med att utvecklingsåtgärderna för nätet framskrider uppnår en allt större del av nätinnehavarna denna nivå. I fråga om dessa nätinnehavare är syftet med kvalitetsincitamentet framför allt att uppmuntra till att upprätthålla en god leveranssäkerhet för nätet.

6.2.1 Avbrottskostnader

Avbrottskostnader, det vill säga den skada som avbrotten har orsakat, beräknas utifrån avbrottens antal, varaktighet och jämförpriser.

AVBROTT

I kvalitetsincitamentet används för avbrott de uppgifter som avbrottens antal och varaktighet enligt föreskriften om nyckeltal som nätinnehavaren har rapporterat i tillsynsuppgifterna.

DISTRIBUTIONSNÄTSINNEHAVARE

Under den sjätte och sjunde tillsynsperioden beaktas i mellanspänningsnätet och högspänningsdistributionsnätet

- antal och varaktighet av oplanerade avbrott
- antal snabbåterinkopplingar
- antal fördröjda återinkopplingar.

Antal och varaktighet av planerade avbrott beaktas bara i mellanspänningsnätet.



Utöver dessa beaktas under den sjätte och sjunde tillsynsperioden för första gången i lågspänningsdistributionsnätet

- antal och varaktighet av planerade avbrott
- antal och varaktighet av oplanerade avbrott.

INNEHAVARE AV HÖGSPÄNNINGSDISTRIBUTIONSNET

Under den sjätte och sjunde tillsynsperioden beaktas i mellanspänningsnätet och högspänningsdistributionsnätet

- antal och varaktighet av oplanerade avbrott
- antal snabbåterinkopplingar
- antal fördröjda återinkopplingar.

JÄMFÖRPRISER FÖR AVBROTT

Som jämförpriser för avbrott används värdena i tabell 7, som baserar sig på en utredning som myndigheten låtit göra av AFRY Management Consulting Oy¹⁶.

I utredningen definieras jämförpriserna separat för hushåll, jordbruk, offentliga och privata tjänster samt industrin utifrån analytiska metoder och statistiska utgångsuppgifter. I de parametrar som används i beräkningen har man också beaktat intervjuer med intressentgrupper som ordnats som en del av utredningen. Utifrån dessa har de jämförpriser som tillämpas vid beräkningen av kvalitetsincitamentet bildats.

Jämförpriserna i tabellen anges i penningvärdet för 2021. Vid beräkningen av jämförelsenivån för avbrottskostnaderna och de faktiska avbrottskostnaderna justeras priserna per enhet till respektive års penningvärde med konsumentprisindexet i enlighet med kapitel 1.8.

¹⁶ AFRY Management Consulting Oy / Tkachenko Evgenia, Vihavainen Petri, Selvitys keskeytyksen aiheuttaman haitan kustannuksista, marraskuu 2022

Tabell 7. Jämförpriser för olägenhet orsakad av avbrott

Oväntat avbrott		Planerat avbrott		Fördröjd återinkoppling	Snabb återinkoppling
$h_{E,odott}$	$h_{W,odott}$	$h_{E,suunn}$	$h_{W,suunn}$	h_{AJK}	h_{PJK}
€ / kWh	€ / kW	€ / kWh	€ / kW	€ / kW	€ / kW
11,16	1,05	6,14	0,58	1,05	0,53

6.2.2 Beräkning av avbrottskostnaderna under den sjätte och sjunde tillsynsperioden

Avbrottskostnaderna beräknas per spänningsnivå enligt formlerna 26, 27 och 28.

Beräkningen av de faktiska avbrottskostnaderna för lågspänningsdistributionsnätet presenteras i formel 26.

$$KAH_{t,k}^{PJ} = \left(KA_{odott,t}^{PJ} \times h_{E,odott} + KM_{odott,t}^{PJ} \times h_{W,odott} + KA_{suunn,t}^{PJ} \times h_{E,suunn} + KM_{suunn,t}^{PJ} \times h_{W,suunn} \right) \times \left(\frac{W_t}{T_t} \right) \times \left(\frac{KHI_k}{KHI_{2021}} \right) \quad (26)$$

Beräkningen av de faktiska avbrottskostnaderna för mellanspänningsdistributionsnätet presenteras i formel 27.

$$KAH_{t,k}^{KJ} = \left(KA_{odott,t}^{KJ} \times h_{E,odott} + KM_{odott,t}^{KJ} \times h_{W,odott} + KA_{suunn,t}^{KJ} \times h_{E,suunn} + KM_{suunn,t}^{KJ} \times h_{W,suunn} + AJK_t^{KJ} \times h_{AJK} + PJK_t^{KJ} \times h_{PJK} \right) \times \left(\frac{W_t}{T_t} \right) \times \left(\frac{KHI_k}{KHI_{2021}} \right) \quad (27)$$

Beräkningen av de faktiska avbrottskostnaderna för högspänningsdistributionsnätet presenteras i formel 28.

$$KAH_{t,k}^{SJ} = \left(KA_{odott,t}^{SJ} \times h_{E,odott} + KM_{odott,t}^{SJ} \times h_{W,odott} + AJK_t^{SJ} \times h_{AJK} + PJK_t^{SJ} \times h_{PJK} \right) \times \left(\frac{W_k}{T_t} \right) \times \left(\frac{KHI_k}{KHI_{2021}} \right) \quad (28)$$



I formlerna 26, 27 och 28:

$KAH^{PJ,KJ,SJ}_{t,k}$ = faktiska avbrottskostnader för spänningsnivån (PJ, KJ, SJ) i distributionsnätet i fråga år t enligt penningvärdet år k , euro

$KA^{PJ,KJ,SJ}_{odott,t}$ = med årsenergi viktad avbrottstid på grund av oväntade avbrott i distributionsnätet på ifrågavarande spänningsnivå (PJ, KJ, SJ), timmar

$h_{E,odott}$ = jämförpris för skada orsakad av oplanerade avbrott för avbrottens varaktighet, euro/kilowattimme

$KM^{PJ,KJ,SJ}_{odott,t}$ = med årsenergi viktade antalet avbrott på grund av oväntade avbrott i distributionsnätet på ifrågavarande spänningsnivå (PJ, KJ, SJ), st.

$h_{W,odott}$ = jämförpris för olägenhet orsakad av oplanerade avbrott, euro/kilowatt

$KA^{PJ,KJ}_{suunn,t}$ = med årsenergi viktad avbrottstid på grund av planerade avbrott i distributionsnätet på ifrågavarande spänningsnivå (PJ, KJ), timmar

$h_{E,suunn}$ = jämförpris för skada orsakad av planerade avbrott för avbrottens varaktighet, euro/kilowattimme

$KM^{PJ,KJ}_{suunn,t}$ = med årsenergi viktade antalet avbrott på grund av planerade avbrott i distributionsnätet på ifrågavarande spänningsnivå (PJ, KJ), st.

$h_{W,suunn}$ = jämförpris för olägenhet orsakad av planerade avbrott, euro/kilowatt

$AJK^{KJ,SJ}_t$ = med årsenergi viktade antalet avbrott på grund av fördröjd återkoppling i distributionsnätet på ifrågavarande spänningsnivå (KJ, SJ), st.

h_{AJK} = jämförpris för olägenhet orsakad av fördröjd återinkoppling för antalet avbrott, euro/kilowatt

$PJK^{KJ,SJ}_{suunn,t}$ = med årsenergi viktade antalet avbrott på grund av snabbåterkoppling i distributionsnätet på ifrågavarande spänningsnivå (KJ, SJ), st.

h_{PJK} = jämförpris för skada orsakad av snabbåterinkopplingar för antalet avbrott, euro/kilowatt



- W_k = överförd energimängd via spänningsnivån i fråga år k , kilowattimmar
- W_t = överförd energimängd via spänningsnivån i fråga år t , kilowattimmar
- T_t = antal timmar år t
- KHI_k = konsumentprisindex år k
- KHI_{2021} = konsumentprisindex år 2021
- k = granskningsåret, dvs. under den sjätte tillsynsperioden 2024, 2025, 2026 eller 2027 samt under den sjunde tillsynsperioden 2028, 2029, 2030 eller 2031
- t = k

DISTRIBUTIONSNÄTSINNEHAVARE

De nätinnehavarspecifika avbrottskostnaderna består för distributionsnätsinnehavaren av avbrottskostnaderna för lågspänningsdistributionsnätet, medelspänningsdistributionsnätet och högspänningsdistributionsnätet, dvs. summan av formlerna 26, 27 och 28 enligt formel 29.

$$KAH_t = KAH^{PJ}_t + KAH^{KJ}_t + KAH^{SJ}_t \quad (29)$$

Skillnaden mellan formlerna 26, 27 och 28 är:

- $t = k$ = granskningsåret, dvs. under den sjätte tillsynsperioden 2024, 2025, 2026 eller 2027 samt under den sjunde tillsynsperioden 2028, 2029, 2030 eller 2031
- W_k = I fråga om distributionsnätsinnehavarens högspänningsdistributionsnät används som energimängd som överförts via spänningsnivån år k den energi som tagits emot i högspänningsdistributionsnätet i enlighet med tillsynsbrev 2538/402/2020, med avdrag för den fasta förlustprocenten. Som fast förlustprocent används 4 %.

INNEHAVARE AV HÖGSPÄNNINGSDISTRIBUTIONSNÄT

De faktiska avbrottskostnaderna för innehavare av högspänningsdistributionsnät KAH^{SJ}_t beräknas enligt formeln 28.

6.2.3 Referensnivå för avbrottskostnader under den sjätte och sjunde tillsynsperioden

Fastställandet av referensnivån för kvalitetsincitamentet har undersökts i en utredning¹⁷ som Energimyndigheten låtit Gaia Consulting Oy göra. Där granskades frågan särskilt med tanke på leveranssäkerhetskraven i elmarknadslagen. Ärendet har också behandlats i en utredning som myndigheten låtit göra vid Tammerfors tekniska universitet och Villmanstrands tekniska universitet¹⁸. Där granskades frågan särskilt med tanke på risken för störningar. Definitionen av referensnivån har vidare behandlats i utlåtandet¹⁹ från den akademiska arbetsgrupp som tillsatts av arbets- och näringsministeriet.

Som referensnivå för avbrottskostnaderna används medeltalet av nätinnehavarens faktiska avbrottskostnader under de två föregående tillsynsperioderna, dvs. under åtta år. Under den sjätte tillsynsperioden används som referensnivå medeltalet av de faktiska avbrottskostnaderna 2016–2023 (exklusive högspänningsdistributionsnät, för vilka medeltalet av årens 2018–2023 faktiska avbrottskostnader tillämpas) och medeltalet av de faktiska avbrottskostnaderna under den sjunde tillsynsperioden 2020–2027.

I de tekniska nyckeltal som används vid beräkningen av referensnivån elimineras inte effekterna av enskilda stora störningar, men under den sjunde tillsynsperioden jämkas de exceptionella årens effekt på referensnivån så att de avbrottskostnader som beaktas i referensnivån kan vara högst lika stora som kvalitetsincitamentets incitamenteffekt för året i fråga. Om kvalitetsincitamentets utfall under ett visst år har begränsats till det metodliga taket, som är högst 15 procent av den skäligen avkastningen, beräknas de avbrottskostnader som ska beaktas i referensnivån för året i fråga enligt formeln 31. På grund av symmetrin ska de avbrottskostnader som ska beaktas i referensnivån beräknas enligt formel 32 under de år då kvalitetsincitamentets utfall har begränsats till golvet. Om utfallsårets incitamenteffekt inte under året i fråga har begränsats till golvet eller taket, används vid beräkningen av referensnivån de faktiska avbrottskostnaderna för året i fråga enligt formel 30.

$$KAH_{t,k} = KAH_{tot,k}, \text{ när } KAH_{ref,t,k} - LT_t \times KT_{t,k} \leq KAH_{tot,k} \leq KAH_{ref,t,k} + LT_t \times KT_{t,k} \quad (30)$$

¹⁷ 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

¹⁸ Tampereen teknillinen yliopisto, Lappeenrannan teknillinen yliopisto / Verho Pekka, Strandén Janne, Nurmi Veli-Pekka, Mäkinen Antti, Järventausta Pertti, Hagqvist Olli, Partanen Jarmo, Lassila Jukka, Kaipia Tero, Honkapuro Samuli, Nykyisen valvontamallin arviointi – suurhäiriöriski, 24.11.2010

¹⁹ Järventausta Pertti, Collan Mikael, Liski Matti, Huhta Kaisa, Akademisk arbetsgrupp om beräkningsmetoder för tarriffer för elöverföring och -distribution, arbetsgruppens utlåtande till Energimyndigheten, 31.5.2022



$$KAH_{t,k} = KAH_{ref,t,k} + LT_t \times KT_{t,k}, \text{ n\u00e4r } KAH_{tot,k} > KAH_{ref,t,k} + LT_t \times KT_{t,k} \quad (31)$$

$$KAH_{t,k} = KAH_{ref,t,k} - LT_t \times KT_{t,k}, \text{ n\u00e4r } KAH_{tot,k} < KAH_{ref,t,k} - LT_t \times KT_{t,k} \quad (32)$$

i formlerna 30, 31 och 32:

$KAH_{t,k}$ = Ol\u00e4genhet orsakad av avbrott och som anv\u00e4nds vid ber\u00e4kning av referensniv\u00e5n \u00e5r t enligt penningv\u00e4rdet f\u00f6r \u00e5r k , euro

$KAH_{tot,k}$ = Faktiska avbrottskostnader dvs. enligt formlerna 26, 27 och 28 faktiska avbrottskostnader f\u00f6r sp\u00e4nningsniv\u00e5n (PJ, KJ, SJ) i distributionsn\u00e4tet i fr\u00e5ga \u00e5r t enligt penningv\u00e4rdet \u00e5r k , euro

LT_t = Sk\u00e4rningsniv\u00e5 f\u00f6r kvalitetsincitamentets utfall, dvs. golv och tak \u00e5r t , 0-0,15 (0-15 % av den sk\u00e4liga avkastningen).

$KT_{t,k}$ = Sk\u00e4lig avkastning \u00e5r t , enligt penningv\u00e4rdet f\u00f6r \u00e5r k , euro

$KAH_{ref,t}$ = Kvalitetsincitamentets referensniv\u00e5 \u00e5r t ber\u00e4knad enligt penningv\u00e4rdet f\u00f6r \u00e5r k enligt j\u00e4mf\u00f6rpriserna i tabell 30, euro

k = gransknings\u00e5ret, dvs. under den sj\u00e4tte tillsynsperioden 2024, 2025, 2026 eller 2027

t = referens\u00e5ret, dvs. under den sj\u00e4tte tillsynsperioden 2018, 2019, 2020, 2021, 2022 eller 2023

k = gransknings\u00e5ret, dvs. under den sjunde tillsynsperioden 2028, 2029, 2030 eller 2031

t = referens\u00e5ret, dvs. under den sjunde tillsynsperioden 2020, 2021, 2022, 2023, 2024, 2025, 2026 eller 2027

Referensniv\u00e5n korrigeras med den \u00e5rsenergi som \u00f6verl\u00e5tits till kunderna, f\u00f6r att referensniv\u00e5n f\u00f6r avbrottskostnaderna med avseende p\u00e5 den \u00f6verf\u00f6rda energim\u00e4ngden ska vara j\u00e4mf\u00f6rbar med de faktiska avbrottskostnaderna.

DISTRIBUTIONSN\u00c4TSINNEHAVARE

Som referensniv\u00e5 f\u00f6r den sj\u00e4tte tillsynsperioden anv\u00e4nds medeltalet av de faktiska avbrottskostnaderna i distributionsn\u00e4tet 2016-2023 och i h\u00f6gsp\u00e4nningsdistributionsn\u00e4tet 2018-2023. Ber\u00e4kningen av referensniv\u00e5n f\u00f6r distributionsn\u00e4tsinnehavarens avbrottskostnader under den sj\u00e4tte tillsynsperioden presenteras i formeln 33.



$$KAH_{ref,k} = \frac{\sum_{t=2016}^{2023} \left[KAH_{t,k}^{PJ} \times \left(\frac{W_k}{W_t} \right) + KAH_{t,k}^{KJ} \times \left(\frac{W_k}{W_t} \right) \right]}{8} + \frac{\sum_{2018}^{2023} \left[KAH_{t,k}^{SJ} \times \left(\frac{W_k}{W_t} \right) \right]}{6} \quad (33)$$

$KAH_{ref,k}$ = referensnivå för avbrottskostnader för år k , euro

$KAH_{t,k}^{PJ,KJ,SJ}$ = enligt formlerna 26, 27 och 28 faktiska avbrottskostnader för spänningsnivån (PJ, KJ, SJ) i distributionsnätet i fråga år t enligt penningvärdet år k , euro

k = granskningsåret, dvs. under den sjätte tillsynsperioden 2024, 2025, 2026 eller 2027

t = referensåret, dvs. under den sjätte tillsynsperioden 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022 eller 2023

Som jämförelsenivå för den sjunde tillsynsperioden används medeltalet av de faktiska avbrottskostnaderna i distributionsnätet 2020–2027. Ifall kvalitetsincitamentets utfall har under referensåret begränsats till metodens golv eller tak, används i kalkyleringen av jämförelsenivån rimliga avbrottskostnader i enlighet med formlerna 31 eller 32 som i frågavarande års avbrottskostnader. Beräkningen av referensnivån för distributionsnätsinnehavarens avbrottskostnader under den sjunde tillsynsperioden presenteras i formeln 34.

$$KAH_{ref,k} = \frac{\sum_{t=2020}^{2027} \left[KAH_{t,k}^{PJ} \times \left(\frac{W_k}{W_t} \right) + KAH_{t,k}^{KJ} \times \left(\frac{W_k}{W_t} \right) + KAH_{t,k}^{SJ} \times \left(\frac{W_k}{W_t} \right) \right]}{8} \quad (34)$$

$KAH_{ref,k}$ = referensnivå för avbrottskostnader för år k , euro

$KAH_{t,k}^{PJ,KJ,SJ}$ = enligt formlerna 26, 27 och 28 faktiska avbrottskostnader för spänningsnivån (PJ, KJ, SJ) i distributionsnätet i fråga år t enligt penningvärdet år k , euro

k = granskningsåret, dvs. under den sjunde tillsynsperioden 2028, 2029, 2030 eller 2031

t = granskningsåret, dvs. under den sjunde tillsynsperioden 2020, 2021, 2022, 2023, 2024, 2025, 2026 eller 2027

INNEHAVARE AV HÖGSPÄNNINGSDISTRIBUTIONSNET



Som referensnivå för den sjätte tillsynsperioden används medeltalet av de faktiska avbrottskostnaderna i högspänningsdistributionsnätet 2018–2023. Beräkningen av referensnivån för avbrottskostnaderna för högspänningsdistributionsnätet under den sjätte tillsynsperioden presenteras i formel 35.

$$KAH_{ref,k} = \frac{\sum_{t=2018}^{2023} \left[KAH_{t,k}^{SJ} \times \left(\frac{W_k}{W_t} \right) \right]}{6} \quad (35)$$

där

$KAH_{t,k}^{SJ}$ = faktiska avbrottskostnader i distributionsnät för högspänning årt i penningvärdet år k , euro.

k = granskningsåret, dvs. under den sjätte tillsynsperioden 2024, 2025, 2026 eller 2027

t = referensåret, dvs. under den sjätte tillsynsperioden 2018, 2019, 2020, 2021, 2022 eller 2023

Som referensnivå för den sjunde tillsynsperioden används medeltalet av de faktiska avbrottskostnaderna i högspänningsdistributionsnätet 2020–2027. Ifall kvalitetsincitamentets utfall har under referensåret begränsats till metodens golv eller tak, används i kalkyleringen av jämförelsenivån rimliga avbrottskostnader i enlighet med formlerna 31 eller 32 som i frågavarande års avbrottskostnader. Beräkningen av referensnivån för avbrottskostnaderna för högspänningsdistributionsnätet under den sjunde tillsynsperioden presenteras i formel 36.

$$KAH_{ref,k} = \frac{\sum_{t=2020}^{2027} \left[KAH_{t,k}^{SJ} \times \left(\frac{W_k}{W_t} \right) \right]}{8} \quad (36)$$

k = granskningsåret, dvs. under den sjunde tillsynsperioden 2028, 2029, 2030 eller 2031

t = granskningsåret, dvs. under den sjunde tillsynsperioden 2020, 2021, 2022, 2023, 2024, 2025, 2026 eller 2027

6.2.4 Kvalitetsincitament vid beräkning av det faktiska justerade resultatet

Kvalitetsincitamentets effekt avdras vid beräkning av det faktiska justerade resultatet.



Kvalitetsincitamentets effekt beräknas genom att de faktiska avbrottskostnaderna dras av från avbrottskostnadernas referensnivå.

Kvalitetsincitamentets maximala effekt på beräkningen av det faktiska justerade resultatet jämkas. De största avvikelserna i de årliga avbrottsmängderna och -tiderna beaktas genom att man ställer gränsvärden för kvalitetsincitamentet, så kallade tak- och golvvärden. Detta innebär att en differens mellan avbrottskostnadernas referensnivå och de faktiska avbrottskostnaderna som är större än det ställda gränsvärdet inte påverkar beräkningen av det faktiska justerade resultatet.

Kvalitetsincitamentets effekt som beaktas vid beräkning av det faktiska justerade resultatet kan uppgå till högst 15 % av nätinnehavarens skäligen avkastning under det aktuella året. Detta gäller kvalitetsbonus för bättre kvalitet och kvalitetsstraff till följd av sämre kvalitet.

Kvalitetsincitamentet ska vara symmetriskt även för nätinnehavare vars högsta möjliga kvalitetsbonus är mindre än 15 procent av nätinnehavarens skäligen avkastning under året i fråga. Därför kan en eventuell kvalitetsstraff vara högst lika stor som den största möjliga kvalitetsbonusen.

6.3 Effektiviseringsincitament

Syftet med effektiviseringsincitamentet är att uppmuntra nätinnehavarna till kostnadseffektiv verksamhet. Nätinnehavarens verksamhet är kostnadseffektiv när inputen, det vill säga kostnaderna för verksamheten, är så liten som möjligt i förhållande till verksamhetens output.

I fråga om eldistributionsnätsverksamheten bedöms kostnadsnivån enligt en effektiv operativ verksamhet med hjälp av effektivitetsmätmetoder, varvid effektivitetsfronten estimeras utifrån alla nätinnehavarens input- och output-uppgifter. Den enskilda nätinnehavarens potential att effektivisera den operativa verksamheten observeras genom att de faktiska kostnaderna jämförs med kostnaderna enligt effektivitetsfronten.

Effektivitetsgranskningen grundar sig i allmänhet på en granskning av den statiska och dynamiska effektiviteten. Den statiska effektiviteten granskar effektiviteten vid en viss tidpunkt i förhållande till referensbolag och uppmuntrar ineffektiva bolag att agera effektivare än i nuläget. Granskningen av den statiska effektiviteten förutsätter att nivån på kostnadseffektiviteten mäts i referensgruppen. Dynamisk effektivitet å sin sida beskriver den tekniska utvecklingen över tid och uppmuntrar effektivt verkamma bolag att ytterligare effektivisera sin verksamhet. En granskning

av den dynamiska effektiviteten förutsätter att man mäter förändringen i kostnads-effektiviteten.

OM BERÄKNING AV EFFEKTIVISERINGSINCITAMENTET

Effektiviseringsincitamentet för distributionsnätinnehavare består av följande faktorer

- allmänt effektiviseringsmål (6.3.1)
- variablerna för mätning av företagsspecifik effektivitet (6.3.2)
- företagsspecifikt effektiviseringsmål (6.3.3)
- företagsspecifika faktiska effektiviseringskostnader (6.3.4)
- effektiviseringsincitament vid beräkning av faktiskt justerat resultat (6.3.5).

Beräkning av effektiviseringsincitament för innehavare av högspänningsdistributionsnät beskrivs i avsnitt 6.3.7. Frågan tas även upp i avsnitt 6.3.8.

6.3.1 Allmänt effektiviseringsmål

Syftet med det allmänna effektiviseringsmålet är att sporra nätinnehavare, även sådana som i effektivitetsmätningar konstaterats vara effektiva, att effektivisera sin verksamhet enligt den allmänna produktivitetsutvecklingen. Det allmänna effektivitetsmålet, det vill säga effektivitetsincitamentets dynamiska komponent, är lika stort för alla bolag och strävar efter att beakta den effektiviseringspotential som den tekniska utvecklingen inom branschen medför.

I tillsynen över monopolverksamhet är det naturligt att ställa upp ett allmänt effektiviseringsmål för företagen.

UTVECKLING AV PRODUKTIVITETEN INOM NÄTBRANSCHEN

I en utredning²⁰ som Energimyndigheten låtit göra har nivån av det allmänna effektiviseringsmålet bedömts genom analyser av produktivitetsutvecklingen inom olika nätfunktioner.

Produktivitetssiffrorna varierar beroende på nätfunktion och det tidsintervall som granskats. Rekommendationen enligt utredningen är att det allmänna effektiviseringsmålet ska fastställas utifrån produktivitetsutvecklingen under en längre tid.

²⁰ ECKTA Oy / Kuosmanen, T. Yleinen tehostamistavoite sähkön ja maakaasun verkkotoiminnoissa 6. ja 7. valvontajaksoilla 2024 – 2031, 15.11.2022

Utifrån detta rekommenderas i utredningen att samtliga nätfunktioner har samma allmänna effektiviseringsmål på två procent per år.

TILLÄMPLIG NIVÅ

Som värde för det allmänna effektiviseringsmålet under sjätte tillsynsperioden används 0 % istället för de två procent som bestäms utifrån den långsiktiga produktivitetens utvecklingen. Under sjunde tillsynsperioden i sin tur tillämpas 1 % som värde för det allmänna effektiviseringsmålet.

På en mer måttlig nivå av det generella effektiviseringsmålet beaktas det kostnadstryck, som den komplicerade verksamhetsmiljön och å andra sidan nya verksamhetsmetoder och krav orsakar, när det gäller operativa kostnader.

6.3.2 Variablerna för mätning av företagsspecifik effektivitet

Variablerna för effektivitetsmätning vid beräkning av det företagsspecifika effektivitetsmålet är variablerna för input, output och omvärld. Dessutom används kontrollvariabeln i det första skedet av estimeringen av kostnadsfronten.

INPUTVARIABLER

Som inputvariabler används

- kontrollerbara operativa kostnader (KOPEX), euro
- elnätets nuvarande bruksvärde (NKA), euro.

Kontrollerbara operativa kostnader och återanskaffningsvärde behandlas som separata variabler och ska inte räknas ihop.

I modellen beräknas kontrollerbara operativa kostnader som varierande input som är föremål för effektiviseringsmålet. Det nuvarande bruksvärdet har i modellen ett fast värde som inte omfattas av effektiviseringsmålet. Fastställandet av det nuvarande bruksvärdet i effektiviseringsincitamentet för sjätte och sjunde tillsynsperioden har beskrivits i avsnitt 6.3.3.

I tabell 6 i avsnitt 5.2 presenteras de poster som ingår i de kontrollerbara operativa kostnaderna.

OUTPUTVARIABLER

Som outputvariabler används

- överförd energimängd, GWh



- elnätets totala mängd, km
- antal driftsställen, st.
- avbrottskostnader (KAH), euro.

I den överförda energimängden beaktas den genomsnittliga belastningen på elnätet och de kostnader som den ger upphov till. Energimängden har viktats med de genomsnittliga nationella överföringspriserna för olika spänningsnivåer.

Genom elnätets totala längd och antal driftsställen beaktas de kostnader som beror på nätets omfattning. Dessa variabler och relationstalet för dem (total längd/antal driftsställen) skiljer dessutom åt nätinnehavarna i tätorter och på glesbygden.

I avbrottskostnaderna beaktas de kostnader som uppkommer genom avbrott och undvikande av avbrott. Avbrottskostnaderna ingår inte i de normala outputvariablerna. Det är inte möjligt att öka outputen genom att öka på avbrottskostnaderna. De är inte heller nödvändiga för verksamheten utan bara en biprodukt. I modellen upptas de som en oönskad outputvariabel eller olägenhet. När det gäller beräkningen av avbrottskostnaderna beaktas de uppdaterade jämförpriserna för avbrott enligt den utredning som myndigheten låtit AFRY Management Consulting Oy göra.

OMVÄRLDSVARIABEL

Som omvärldsvariabel används relationstalet mellan antalen anslutningar och driftsställen (anslutningar/driftsställen, L/K-kvot).

Genom L/K-kvoten beaktas de högre kostnaderna på glesbygden. Kvoten anger hur stor andel av driftsställena som är anslutna till nätet via samma anslutning. Den är en lämplig variabel för modellen eftersom den förblir relativt konstant med tiden.

Kvotens värde ska ligga mellan noll och ett. Det lägsta värdet gäller för nätinnehavare som verkar i stadsmiljöer. För många nätinnehavare i glesbygdsmiljöer ligger det nära ett.

KONTROLLVARIABEL

Den så kallade endogenitetsillusionen²¹ kan lindras genom att man tar med en kontrollvariabel i estimeringsfasen. Som kontrollvariabel används nätinnehavarnas årliga förlustprocent.

²¹ 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.

Kontrollvariabeln $\tilde{z}_{i,t}$ modelleras explicit endast i estimeringsfasen 1) däremot i effektivitetsanalysens faser 2) och 3) används kontrollvariabeln inte, eftersom syftet är att estimeras effektlöshets termen $u_{i,t}$.

6.3.3 Företagsspecifikt effektivitetsmål

Syftet med det företagsspecifika effektiviseringsmålet är att sporra en nätinnehavare som i en effektivitetsmätning konstaterats vara ineffektiv att uppnå en effektivare verksamhetsnivå.

Myndigheten har låtit ECKTA Oy göra en utredning²² av effektivitetsmätningen, där man bedömde StoNED-metoden (Stochastic Non-smooth Envelopment of Data) som tillämpades vid effektivitetsmätningen av eldistributionsnätinnehavare. I utredningen ansågs den modell för villkorlig mätning²³ som föreslogs i den utredning om effektivitetsmätning som Energimyndigheten beställde 2014 av Sigma-Hat Economics Oy fortfarande vara den metod som föredras för att fastställa referensnivån för de operativa kostnader som kan kontrolleras. I ECKTA Ab:s utredning presenterades dock förslag till fortsatt utveckling av metoden och den tillämpade modellens variabelval. Metoden har utvecklats för effektivitetsincitament i fråga om modellspecifikation och estimering.

MODELLSPECIFIKATION FÖR EFFEKTIVITETSFRONT

Effektivitetsfronten estimeras med hjälp av StoNED-metoden. Den modellspecifikation som används vid beräkningen presenteras i formel 37.

$$\ln x = \ln IR(x, y) + \delta'z + u + v \quad (37)$$

där

x = kontrollerbara operativa kostnader

IR = funktion för inputbehov, som uppfyller de fastställda villkoren för monotonitet, konvexitet och skalavkastning

x = vektorn för fast input

y = outputvektor

²² ECKTA Oy / Kuosmanen, T., Kuosmanen, N, Dai, S., Kohtuullinen muuttuva kustannus sähkön jakeluverkkoyhtiöiden valvontamallissa: Ehdotus tehostamiskannustimen kehittämiseksi 6. ja 7. valvontajaksolla vuosina 2024 – 2031, 12.9.2022

²³ 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



- δ' = vektor för marginaleffekterna av heterogenitet
- z = vektor för heterogenitetsfaktorer
- u = väntevärde för ineffektivitet – estimeras utan distributionsantaganden med hjälp av den icke parametriska metoden för kärnavfaltung (kernel deconvolution)
- v = slumpmässigt fel

ESTIMERING AV EFFEKTIVISERINGSFRONT

Effektivitetsfronten, som används som grund för beräkningen av nätinnehavarens effektiviseringsmål, estimeras med de metoder som presenteras i denna bilaga. Energimyndigheten estimerar effektiviseringsfronten och beräknar effektiviseringsmålen för de enskilda nätinnehavarna när alla nödvändiga ingångsdata har kontrollerats senast 31.12.2024.

Effektivitetsfronten estimeras för sjätte tillsynsperioden och någon ny estimering görs inte under de övriga åren i tillsynsperioden. Ingångsdata för estimeringen av de i avsnitt 6.3.2 definierade variablerna är nätinnehavarnas tillsynsuppgifter för 2016–2022.

Som kontrollerbara operativa kostnader används kostnadsposterna enligt tillsynsuppgifterna för 2016–2022. Dessa justeras med konsumentprisindexet till 2022 års nivå.

Vid estimeringen av effektivitetsincitamentets kostnadsfront kommer nätets nuvarande bruksvärde, modellerat som en fast inputvariabel, att 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 nuvarande 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 utveckling av nätets värde som möjligt och jämförbarhet med tanke på effektivitetsincitamentet i de dataperioder som tillämpats i 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 räkenskapsårets avskrivning tillkommer. Beräkningsmetoden kan också presenteras enligt formeln 38 nedan:

$$NKA_{t-1} = NKA_{t,YHL\ddot{u}ite1} - inv_{t,YHL2016} + TP_{t,YHL2016} \quad (38)$$

där

$NKA_{t,YHL\ddot{u}ite1}$ = 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, beräknat 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. Som nuvarande bruksvärde under den sjätte tillsynsperioden används de justerade nuvarande bruksvärdena för elnätstillgångarna 2016–2022 som fastställts enligt det som presenteras ovan. Dessa justeras med konsumentprisindexet till 2022 års nivå.

Effektivitetsfronten estimeras på nytt 2027 för den sjunde tillsynsperioden. Estimeringen sker på samma sätt som för sjätte tillsynsperioden. Ingångsdata för estimeringen av de i avsnitt 6.3.2 definierade variablerna är tillsynsuppgifterna för 2020–2026. De finansiella variablerna korrigeras med konsumentprisindexet till prisnivån för 2026. Åren 2020–2023 baserar sig på nuvarande bruksvärden som fastställts i enlighet med det ovan nämnda och för åren 2024–2026 erhålls information om nätvärdet som sådan direkt från nätvärdeskalkylerna i systemet för elnätdata.

De data som används vid estimering av effektivitetsfronten behandlas som obalanserade paneldata.

Nätinnehavare som har lagt ner sin nätverksamhet upptas i data som separata observationsenheter tills verksamheten har upphört. Fusionerade nätinnehavare behandlas som en observationsenhet från och med fusionsåret.

EFFEKTIVITETSTAL

Effektivitetstalet anger förhållandet mellan den skäligen kostnadsnivån och den faktiska kostnadsnivån. Effektivitetstalet kan beräknas i samband med estimering av effektivitetsfronten för varje år i estimeringsintervallet.

Under den fjärde tillsynsperioden 2016–2019 slopades den övergångsperiod som tillämpades i effektivitetsincitamentet och de bolagsspecifika effektivitetsmålen från och med 2020. Därmed jämförs nätinnehavarens faktiska kontrollerbara operativa kostnader direkt med nivån för skäligen kontrollerbara operativa kostnader enligt effektivitetsfronten. I praktiken beräknas effektivitetstalet årligen som kvoten av de skäligen kontrollerbara operativa kostnaderna enligt effektivitetsfronten enligt formel 39.

$$TL_t = \frac{SKOPEX_t}{KOPEX_t} \quad (39)$$

där

$SKOPEX_t$ = referensnivå för nätinnehavarens effektiviseringskostnader, dvs. skäligen kontrollerbara operativa kostnader år t

$KOPEX_t$ = nätinnehavarens faktiska kontrollerbara operativa kostnader år t

TL_t = nätinnehavarens effektivitetstal år t
 t = år 2024, 2025, 2026, 2027, 2028, 2029, 2030 eller 2031

SKÄLIGA KOSTNADER ENLIGT EFFEKTIVITETSFRONTEN

Med hjälp av effektivitetsfronten bestäms nätinnehavarens skäligen kontrollerbara kostnader enligt outputnivån för effektiv verksamhet. Dessa skäligen kostnader (SKOPEX) används som referensnivå för de faktiska kontrollerbara operativa kostnaderna.

Vid estimeringen av effektivitetsfronten används olika skuggprisprofiler för beaktande av nätinnehavarnas olika verksamhetsbetingelser och outputprofiler.

Effektivitetsfronten kan presenteras i formen av skuggprisprofiler som baserar sig på marginalkostnader. Skuggpris anger det belopp i euro där en ändring på en enhet i outputvariabeln inverkar på beräkningen av SKOPEX. Elnätets nuvarande bruksvärde estimeras i modellen på samma sätt som outputvariabeln och får ett skuggpris.

Skuggprisprofilerna i effektivitetsfronten skiljer sig från varandra med avseende på hur högt skuggpris de tillåter för outputvariablerna. Vissa profiler betonar till exempel den överförda energimängden medan andra betonar antalet kunder eller elnätets längd.

Med undantag för avbrottskostnader kan outputvariablernas skuggpriser endast ha ett positivt värde och därmed ökar de SKOPEX. Skuggpriset för avbrottskostnader kan vara både ett positivt eller negativt tal, med andra ord kan det öka eller minska SKOPEX. Skuggpriset för elnätets nuvarande bruksvärde är alltid negativt eller lika med noll, och därigenom minskar den SKOPEX eller har ingen inverkan.

För nätinnehavaren väljs automatiskt den skuggprisprofil som ger maximal SKOPEX.

SKOPEX beräknas som produkten av skuggpriserna i det maximerande skuggprisprofilen och outputn, som multipliceras med effekten av omvärldsvariabeln och väntevärdet för ineffektivitet.

De skäligen kontrollerbara operativa kostnaderna beräknas enligt formel 40.

$$SKOPEX = IR^{StoNED}(x, y) \times \exp(\delta'z) \quad (40)$$

där

$I\hat{R}^{StoNED}(x, y)$ = produkten av output och skuggpriserna enligt den skuggprisprofil som maximerar SKOPEX

$exp(\hat{\delta}'z)$ = effekten av omvärldsvariabeln och väntevärdet för ineffektivitet

6.3.4 Referensnivå för effektiviseringskostnader

Referensnivån för effektiviseringskostnaderna utgörs av de skäliga kontrollerbara operativa kostnaderna (SKOPEX). Referensnivån beräknas årligen. Genom att referensnivån beräknas årligen beaktas även förändringarna i outputvariablerna.

Under den fjärde och femte tillsynsperioden var nätvärdet och KAH-värdet fixerade till fyra års genomsnittliga nivå i beräkningen av den årliga referensnivån. Under den sjätte och sjunde tillsynsperioden används inte längre genomsnittet av variabler, utan vid beräkningen av referensnivån för var år används alltid ifrågavarande års nuvarande bruksvärde och förverkligade KAH-värde. På så sätt blir ändringar i kapitalbasen beaktade också i beräkningen av den årliga skäliga operativa kostnaden.

Vid inflationsjusteringen används medelvärdet av konsumentprisindexets poängtal för april–september under granskningsåret enligt avsnitt 1.8.

REFERENSNIVÅ UNDER DEN SJÄTTE TILLSYNSPERIODEN

Referensnivån beräknas under åren 2024–2027 enligt formel 41.

$$SKOPEX_t = I\hat{R}^{StoNED}(x_t, y_t) \times exp(\hat{\delta}'z_t) \times (KHI_t/KHI_{2022}) \quad (41)$$

där

$SKOPEX_t$ = referensnivå för effektiviseringskostnaderna, dvs. skäliga kontrollerbara operativa kostnader

$I\hat{R}^{StoNED}(x_t, y_t)$ = produkten av output och skuggpriserna enligt den skuggprisprofil som maximerar SKOPEX

$exp(\hat{\delta}'z_t)$ = effekten av omvärldsvariabeln och väntevärdet för ineffektivitet

KHI_t = konsumentprisindex år t

$$KHI_{2022} = \text{konsumentprisindex år 2022}$$

$$t = \text{år 2024, 2025, 2026 eller 2027}$$

REFERENSNIVÅ UNDER DEN SJUNDE TILLSYNSPERIODEN

Referensnivån beräknas under åren 2028–2031 enligt formel 42.

$$SKOPEX_t = I\hat{R}^{StoNED}(x_t, y_t) \times \exp(\hat{\delta}'z_t) \times (1 - YL)^{t-2027} \times (KHI_t/KHI_{2026}) \quad (42)$$

där skillnaderna i jämförelse med formel 41 är

$$KHI_{2026} = \text{konsumentprisindex år 2026}$$

$$(1 - YL)^{t-2027} = \text{teknisk utveckling 2028–2031}$$

$$t = \text{år 2028, 2029, 2030 eller 2031}$$

6.3.5 Behandling av fusionerade nätinnehavare

Vid sammanslagning av två eller flera nätinnehavare ska referensnivån för det genom fusion uppkomna bolaget, med andra ord de skäligen kontrollerbara operativa kostnaderna (SKOPEX), fastställas i förhållande till den estimerade effektivitetsfronten. Effektivitetsfronten estimeras för varje tillsynsperiod skilt på det sätt som framgår av avsnitt 6.3.3.

6.3.6 Faktiska effektiviseringskostnader

Som faktiska effektiviseringskostnader används kontrollerbara operativa kostnader. De faktiska effektiviseringskostnaderna beräknas varje år.

Som kontrollerbara operativa kostnader används kostnadsposterna i den särredovisade resultaträkningen för respektive år. I tabell 6 i avsnitt 5.2 presenteras de poster som ingår i kontrollerbara operativa kostnader.

De kostnader för nedmontering av ersättningsinvesteringar för nättillgångar som aktiverats i balansräkningen under den sjätte och sjunde tillsynsperioden behandlas som en del av de kontrollerbara operativa kostnaderna för året i fråga och ingår därmed också som en del av effektiviseringsincitamentet. För att nedmonteringskostnaderna ska beaktas även i fastställandet av jämförelsenivån för effektiviseringsincitamentet, kommer Energimyndigheten att samla in uppgifter om de aktiverade nedmonteringskostnaderna för 2016–2023 genom en separat begäran om

information i början av 2024 och motsvarande kostnader kommer att läggas till de faktiska operativa kostnader som kan kontrolleras vid beräkningen av jämförelsenivån. Behandlingen av nedmonteringskostnader under den sjätte och sjunde tillsynsperioden har granskats i avsnitt 5.2.

Även kostnaderna för nätverksamhetens informationssystem och meddelandenätverken för nätdriftskontroll kommer att inkluderas fullständigt i de kontrollerbara operativa kostnaderna till den del de inte tidigare har beaktats, ifall kostnaderna tidigare har upptagits i näthyror. Kostnaderna i fråga, som tidigare deklarerats som näthyror och delvis beaktats genom jämförpriser, behandlas under den sjätte tillsynsperioden som en genomfaktureringspost och under den sjunde tillsynsperioden ingår kostnaderna som en del av de kontrollerbara operativa kostnaderna under effektiviseringsincitamentet. För att kostnaderna ska beaktas under den sjunde tillsynsperioden även i beräkningen av referensnivån, kommer Energimyndigheten att samla in uppgifter om motsvarande kostnader med en separat begäran om information för åren 2020–2023. Behandlingen av kostnaderna för datasystemet för nätverksamheten och kommunikationsnäten för driftsövervakningen under den sjätte och sjunde tillsynsperioden granskas i avsnitt 2.1.

Under den sjunde tillsynsperioden behandlas kostnaderna för flexibla lösningar som förvärvats på marknadsmässiga villkor som en genomsfaktureringspost, vilket menar att dom inte ingår i effektiviseringsincitamentet. Under den sjätte tillsynsperioden ingår kostnaderna för flexibilitet i de kontrollerbara operativa kostnaderna, men en separat bonusmekanism tillämpas på dem genom flexibilitetsincitamentet.

6.3.7 Effektivitet hos innehavare av högspänningsdistributionsnät

Under den sjätte tillsynsperioden är värdet av det allmänna effektivitetsmålet 0 % istället för de två procent som bestäms utifrån en långsiktig produktivitetsutveckling. Under den sjunde tillsynsperioden tillämpas 1 % (6.3.1) som värdet av det allmänna effektivitetsmålet.

Således består mätningen av effektiviteten av högspänningsnätinnehavare av det, att nätinnehavarens kostnadsnivå jämförs med dess egna tidigare kostnadsnivå samt ett allmänt effektivitetsmål.

REFERENSNIVÅ FÖR EFFEKTIVISERINGSKOSTNADER UNDER DEN SJÄTTE TILLSYNSPERIODEN

Beräkningen av referensnivån 2024 presenteras i formel 43.

$$SKOPEX_{2024} = \frac{1}{4} \sum_{t=2020}^{2023} ((1 + \Delta KHI_{2024}) \times (1 + \Delta K_{2024}) \times KOPEX_t) \quad (43)$$



där

$SKOPEX_{2024}$ = referensnivå för effektiviseringskostnader, dvs. skäliga kontrollerbara operativa kostnader 2024

ΔK_{2024} = förändring av nätvolym från år t till år 2024

ΔKHI_{2024} = ändring av konsumentprisindex från år t till år 2024

$KOPEX_t$ = faktiska kontrollerbara operativa kostnader år t

Referensnivån för de följande åren 2025–2027 i tillsynsperioden beräknas enligt formel 44.

$$SKOPEX_t = (1 + \Delta KHI_t) \times (1 + \Delta K_t) \times SKOPEX_{t-1} \quad (44)$$

där

$SKOPEX_t$ = referensnivå för effektiviseringskostnader, dvs. skäliga kontrollerbara operativa kostnader år t

$SKOPEX_{t-1}$ = referensnivå för effektiviseringskostnader, dvs. skäliga kontrollerbara operativa kostnader år $t-1$

ΔK_t = förändring av nätvolym från år $t-1$ till år t

ΔKHI_t = förändring av konsumentprisindex från år $t-1$ till år t

t = år 2025, 2026 eller 2027

REFERENSNIVÅ FÖR EFFEKTIVISERINGSKOSTNADER UNDER DEN SJUNDE TILLSYNSPERIODEN

Beräkningen av referensnivån 2028 presenteras i formel 45.

$$SKOPEX_{2028} = \frac{1}{4} \sum_{t=2024}^{2027} ((1 + \Delta KHI_{2028}) \times (1 + \Delta K_{2028}) \times (KOPEX_t) \times (1 - YL)^1$$

(45)

där



$SKOPEX_{2028}$	=	referensnivå för effektiviseringskostnader, dvs. skäliga kontrollerbara operativa kostnader 2028
$(1 - YL)^t$	=	teknisk utveckling år 2028
ΔK_{2028}	=	förändring av nätvolym från år t till år 2028
ΔKHI_{2028}	=	ändring av konsumentprisindex från år t till år 2028
$KOPEX_t$	=	faktiska kontrollerbara operativa kostnader år t

Referensnivån för de följande åren 2029–2031 i tillsynsperioden beräknas enligt formel 46.

$$SKOPEX_t = (1 + \Delta KHI_t) \times (1 + \Delta K_t) \times SKOPEX_{t-1} \times (1 - YL)^{t-2027} \quad (46)$$

där

$SKOPEX_t$	=	referensnivå för effektiviseringskostnader, dvs. skäliga kontrollerbara operativa kostnader för år t
$SKOPEX_{t-1}$	=	referensnivå för effektiviseringskostnader, dvs. skäliga kontrollerbara operativa kostnader år $t-1$
$(1 - YL)^{t-2027}$	=	teknisk utveckling 2029–2031
ΔK_t	=	förändring av nätvolym från år $t-1$ till år t
ΔKHI_t	=	förändring i konsumentprisindexet från år $t-1$ till år t
t	=	år 2029, 2030 eller 2031

JUSTERING AV NÄTVOLYM

Förändringarna i verksamhetens omfattning hos en innehavare av högspänningsdistributionsnät beaktas enligt en modell som presenteras i en utredning²⁴ som PA Consulting Group Oy utfört på uppdrag av Energimyndigheten.

²⁴ PA Consulting Group Oy / Kuusela Akke, Sähköjen jakeluverkkotoiminnan laajenemisen kustannusvaikutuksiin liittyvä konsulttityö, 24.5.2004



Nätvolymen för en komponent beräknas genom att antalet komponenter multipliceras med en komponentspecifik koefficient som framgår av tabell 8. Nätvolymen för hela nätet erhålls genom att räkna ihop de komponentspecifika nätvolymerna.

Tabell 8. Koefficienter för omfattningen av en högspänningsdistributionsnätsinnehavares nät

Komponent	Koefficient
1 km 110 kV luftledning	4,2
1 km 110 kV jordkabel	2,3
1 kund	0,025

Beräkningen av nätvolymen presenteras i formel 47.

$$VV = 4,2 \times IJ_{sj} + 2,3 \times MK_{sj} + 0,025 \times AS \quad (47)$$

där

VV = nätets omfattning totalt, dvs. nätvolym

IJ_{sj} = 110 kV luftledningsnätets längd, kilometer

MK_{sj} = 110 kV jordkabelnätets längd, kilometer

AS = antal anslutna kunder i nätet, st.

Beräkningen av förändringen i nätvolymen 2024 presenteras i formel 48.

$$\Delta K_{2024} = \frac{VV_{2024}}{VV_t} - 1 \quad (48)$$

där

ΔK_{2024} = förändring av nätvolym 2024

VV_{2024} = nätvolym i slutet av 2024

VV_t = nätvolym vid utgången av år t



Beräkningen av förändringen i nätvolymen 2028 presenteras i formel 49.

$$\Delta K_{2028} = \frac{VV_{2028}}{VV_t} - 1 \quad (49)$$

där

ΔK_{2028} = förändring av nätvolym 2028

VV_{2028} = nätvolym i slutet av 2028

VV_t = nätvolym vid utgången av år t

Ändring av nätvolymen de övriga åren under den sjätte och sjunde tillsynsperioden (2025–2027 och 2028–2031) beräknas enligt formel 50.

$$\Delta K_t = \frac{VV_t}{VV_{t-1}} - 1 \quad (50)$$

där

ΔK_t = förändring av nätvolym år t

VV_t = nätvolym vid utgången av år t

VV_{t-1} = nätvolym vid utgången av år $t - 1$

t = år 2025, 2026, 2027, 2029, 2030 eller 2031

FAKTISKA EFFEKTIVISERINGSKOSTNADER

Som faktiska effektiviseringskostnader används kontrollerbara operativa kostnader. De faktiska effektiviseringskostnaderna beräknas varje år.

Som kontrollerbara operativa kostnader används kostnadsposterna i den särredovisade resultaträkningen för respektive år. I tabell 6 i avsnitt 5.2 presenteras de poster som ingår i kontrollerbara operativa poster.

6.3.8 Effektiviseringsincitament vid beräkning av faktiskt justerat resultat

Effektiviseringsincitamentets effekt tilläggas vid beräkning av det faktiska justerade resultatet.

Effektiviseringsincitamentets effekt beräknas så att de faktiska effektiviseringskostnaderna avräknas från referensnivån för effektiviseringskostnaderna samma år.

Effektiviseringsincitamentets maximala effekt på beräkningen av det faktiska justerade resultatet jämkas. De största avvikelserna i de årliga kontrollerbara operativa kostnaderna beaktas genom att man ställer gränsvärden för effektiviseringsincitamentet, så kallade tak- och golvvärden. Detta innebär att en differens mellan effektiviseringskostnadernas referensnivå och de faktiska effektiviseringskostnaderna som är större än det ställda gränsvärdet inte påverkar beräkningen av det faktiska justerade resultatet.

Effektiviseringsincitamentets effekt som beaktas vid beräkning av det faktiska justerade resultatet kan uppgå till högst 20 % av nätinnehavarens skäliga avkastning under det aktuella året. Detta gäller både effektiviseringsbonus och effektiviseringsstraff för minskning respektive ökning av kostnaderna.

6.4 Innovationsincitament

Syftet med innovationsincitamentet är att uppmuntra nätinnehavaren att aktivt utveckla innovativa tekniska och funktionella lösningar samt att utnyttja dessa lösningar som en del av nätverksamheten.²⁵

6.4.1 Kostnader för forskning och utveckling

Till de viktigaste målen för forskning och utveckling inom nätverksamheten är framtagning och implementering av intelligenta elnät och andra nya tekniker och verksamhets sätt. Med hjälp av innovationsincitamentet strävar man framför allt efter att uppmuntra nätinnehavarna att utveckla projekt i anslutning till intelligenta elnät.

Energimyndigheten uppmuntrar nätinnehavare till aktiv forsknings- och utvecklingsverksamhet med hjälp av avdrag för skäliga forsknings- och utvecklingskostnader vid beräkning av det faktiska justerade resultatet.

Forsknings- och utvecklingskostnader som kan godkännas ska anknyta direkt till framtagning av ny information, teknik, produkt eller verksamhetsform för branschen inom nätverksamheten. Eftersom nätinnehavaren kan orsakas forsknings- och utvecklingskostnader redan innan de nya teknikerna och verksamhets sätten

²⁵ Innovationsincitamentets funktion och eventuella utvecklingsförslag för incitamentet har utvärderats bland annat i en utredning som myndigheten låtit göra: Gaia Consulting Oy / Vehviläinen Iivo, Rynnänen Erkka, Hjelt Mari, Descombes Laura, Vanhanen Juha, Energiaviraston valvontamenetelmässä sovellettavan innovaatiokannustimen arviointi, 18.9.2014



används och kan utnyttjas fullt ut, är det också möjligt att på vissa villkor inkludera forsknings- och utvecklingskostnader i innovationsincitamentet.

Resultaten av projekt vars kostnader har godkänts inom innovationsincitamentet ska vara offentliga så att till exempel andra nätinnehavare kan tillgodogöra sig dem i sin nätverksamhet. Konfidentiell information om kunder behöver inte offentliggöras. Detsamma gäller resultat som omfattas av immaterialrättigheter. De resultat som ska göras offentliga skickas till Energimyndigheten som publicerar dem på sin webbplats.

Godkända forsknings- och utvecklingskostnader ska upptas som utgifter i den särredovisade resultaträkningen. Aktiverade forsknings- och utvecklingskostnader godkänns inte i beräkningen av innovationsincitamentet.

Nätinnehavaren ska specificera de icke aktiverade forsknings- och utvecklingskostnaderna som egen kostnadspost i noterna till det särredovisade bokslutet.

6.4.2 Innovationsincitament vid beräkning av det faktiska justerade resultatet

Innovationsincitamentets effekt avdras vid beräkning av det faktiska justerade resultatet.

Innovationsincitamentets effekt beräknas genom att en andel som motsvarar högst 0,5 % av summan av nätverksamheternas omsättning i nätinnehavarens särredovisade resultaträkningar för tillsynsperioden behandlas som skäliga forsknings- och utvecklingskostnader. Syftet är att inrikta incitamentets styrande effekt på utvecklingen av flexibilitetslösningar.

Beloppet för godkända forsknings- och utvecklingskostnader för ett år kan med andra ord överskrida eller underskrida andelen på 0,5 % av nätverksamhetens omsättning under det aktuella året.

6.5 Incitament för flexibilitet

Energimyndigheten uppmuntrar nätoperatörer att utveckla och utnyttja flexibilitetslösningar i distributionsnätverksamheten, varför ett separat flexibilitetsincitament ingår i övervakningsmetoderna. Detta avsnitt beskriver innehållet i det flexibilitetsincitamentet. Syftet med flexibilitetsincitamentet för tillsynsperioden 2024–2027 är att uppmuntra nätföretag att utveckla olika flexibilitetslösningar, medan flexibilitetsincitamentet för tillsynsperioden 2028–2031 är avsett att styra de lösningar som utvecklats under föregående övervakningsperiod att bli en del av distributionsnätbolagens verksamhet. Av denna anledning har separata flexibla incitament skapats för varje tillsynsperiod.



I samband med flexibilitetsstimulansen definierar Energimyndigheten flexibilitet som den definieras i 3 § 1 mom. 30 punkten i elmarknadslagen (588/2013). Med flexibilitet avses enligt punkten i fråga förändringar i den elenergi som matas in i nätet eller i belastningen som svar på marknadssignaler eller som svar på antagandet av slutförbrukarens bud om att sälja efterfrågeminskning eller -ökning, enskilt eller genom aggregering. På motsvarande sätt definierar Energimyndigheten efterfrågefleksibilitet som den definieras i 3 § 1 mom. 30 a punkten i elmarknadslagen. Enligt punkten i fråga avses med efterfrågefleksibilitet förändringar i kundlaster jämfört med deras normala eller nuvarande konsumtionsmönster, som svar på marknadssignaler, inbegripet som svar på tidsvarierande elpriser eller ekonomiska incitament, eller som svar på antagandet av slutförbrukarens bud om att sälja efterfrågeminskning eller -ökning till ett visst pris på organiserade marknader som definieras i artikel 2.4 i kommissionens genomförandeförordning (EU) nr 1348/2014 om rapportering av uppgifter för att genomföra artikel 8.2 och 8.6 i Europaparlamentets och rådets förordning (EU) nr 1227/2011 om integritet och öppenhet på grossistmarknaderna för energi,.

6.5.1 Incitament för flexibilitet under tillsynsperioden 2024-2027

Incitamentet för flexibilitet har som avsikt att sporra nätinnehavare att själv driva innovativa projekt för att i större utsträckning uppnå utnyttjandet av efterfrågefleksibilitet i nätverksamheten. Denna del av incitament skulle ha som avsikt att främja uttryckligen innovativa efterfrågefleksibilitetslösningar i ett tidigt skede, vars kostnads-nyttoförhållande inte ännu är i ett moget stadium. Det nyhetskrav som gäller innovationsincitamentet vad gäller ny information för branschen gäller inte projekt som upptagits under incitamentet för flexibilitet, eftersom flexibilitetsprojekt och olika flexibilitetslösningar sannolikt är mycket likartade mellan bolagen. På motsvarande sätt kan också de lösningar som nätinnehavarna använder redan i övrigt vara i användning inom branschen.

KOSTNADER

Naturligtvis kan kostnaderna inte samtidigt ingå i både innovationsincitamentet och flexibilitetsincitamentet. De kostnader som genereras av eventuella uppföljningsåtgärder för ett flexibilitetsprojekt som tidigare (under en tidigare tillsynsperiod) godkännts som en del av innovationsincitamentet kan dock godkännas som en del av flexibilitetsincitamentet under en senare tillsynsperiod.

INCITAMENT FÖR FLEXIBILITET VID BERÄKNING AV DET FAKTISKA JUSTERADE RESULTATET

Incitamentets effekt avdras vid beräkning av det faktiska justerade resultatet.



Effekten av flexibilitetsincitamentet beräknas genom att en andel som motsvarar högst 1 % av summan av nätverksamheternas omsättning i nätinnehavarens särredovisade resultaträkningar för tillsynsperioden behandlas som skäliga forsknings- och utvecklingskostnader.

Således kan andelen kostnader som bokförts i incitamentet för ökad leveranssäkerhet för ett enskilt tillsynsår överstiga eller underskrida 1 % av nätverksamhetens omsättning under året i fråga.

6.5.2 Incitament för flexibilitet under tillsynsperioden 2028–2031

Detta avsnitt beskriver innehållet i incitamentet för flexibilitet under tillsynsperioden 2028-2031. Energimyndigheten ser den sjätte tillsynsperioden som en övergångsperiod för att skapa marknadsförutsättningar för flexibilitet och möjliggör genomfakturering av flexibilitetskostnader i den sjunde tillsynsperioden. Följaktligen kommer flexibilitetsincitamentet att ingå som en del av tillsynsmetoderna för tillsynsperioden 2028–2031, då huvudsyftet med incitamentet är att uppmuntra nätinnehavare att anta marknadsbaserade flexibilitetslösningar som utvecklats under tillsynsperioden 2024–2027.

KOSTNADER

Under tillsynsperioden 2028–2031 utgör kostnaderna för flexibla lösningar upphandlade på marknadsmässiga villkor en genomräkning post för nätinnehavare. Det är möjligt för nätinnehavare att inkludera högst 2 % av summan av nettoomsättningen av de differentierade resultaträkningarna för nätinnehavares tillsynsperiod i posten som ska faktureras.

7 FAKTISKT JUSTERAT RESULTAT

Beräkningen av det faktiska justerade resultatet utgår från rörelsevinsten (rörelseförlusten) i den särredovisade resultaträkningen.

Vid beräkning av det faktiska justerade resultatet återförs (5.1) den årliga förändringen i återbetalningsbara anslutningsavgifter enligt den särredovisade balansräkningen samt näthyror enligt den särredovisade resultaträkningen, planenliga avskrivningar och nedskrivningar på elnätstillgångar, avskrivningarna på affärsvärde och försäljningsförlust av försäljning av nätandel som upptagits som övriga kostnader. Försäljningsvinst av försäljning av nätandel som upptagits som övriga intäkter avdras däremot (5.1) vid beräkning av det justerade faktiska resultatet.

Därefter avdras en korrigeringspost till resultatet, som består av skäliga kostnader för finansieringstillgångar (5.3) samt aktiverade nedmonteringskostnaderna för ersättningsinvesteringar för nättillgångar (5.2).

Vid beräkningen av det faktiska justerade resultatet beaktas ytterligare incitamentens effekt. Incitamenten består av investeringsincitament (6.1), kvalitetsincitament (6.2), effektiviseringsincitament (6.3), innovationsincitament (6.4) och incitament för flexibilitet (6.5).

Investeringsincitamentets effekt beräknas genom att dra av den justerade linjära avskrivningen på nättillgångarna.

Kvalitetsincitamentets effekt beräknas genom att från de realiserade avbrottskostnaderna dras av kostnaderna enligt avbrottskostnadernas referensnivå. Effekten av kvalitetsincitamentet läggs till vinsten.

Effektiviseringsincitamentets effekt beräknas genom att från de realiserade effektiviseringskostnaderna dras av kostnaderna enligt effektiviseringskostnadernas referensnivå. Effekten av effektiviseringsincitamentet läggs till vinsten.

Innovationsincitamentets effekt beräknas utifrån nätinnehavarens skäliga forsknings- och utvecklingskostnader. Effekten av incitamentet dras av från vinsten.

Effekten av det flexibilitetsincitamentet beräknas utifrån skäliga kostnader för att implementera flexibilitetsincitamentet. Effekten av incitamentet dras av från vinsten.

Beräkningarna ger till slut det faktiska justerade resultatet.

Den ovan beskrivna beräkningen presenteras i tabell 9.

Tabell 9. Beräkning av det faktiska korrigerade resultatet

RÖRELSEVINST (RÖRELSEFÖRLUST) FÖR NÄTVERKSAMHET I DEN SÄRREDOVISADE RESULTATRÄKNINGEN
+ Återföringsposter i den särredovisade resultaträkningen
+ Nettoförändring av återbetalningsbara anslutningsavgifter
+ Betalda näthyror
+ Planenliga avskrivningar på affärsvärde
+ Försäljningsförlust av försäljning av nätandel som upptagits som övriga kostnader
- Försäljningsvinst av försäljning av nätandel som upptagits som övriga intäkter
+ Planenliga avskrivningar och nedskrivningar på elnätstillgångar
- Justeringsposter till resultatet
- Skäliga kostnader för finansieringstillgångar
- Under räkenskapsperioden aktiverade nedmonteringskostnaderna för ersättningsinvesteringar för nättillgångar
- 1/8 av balansvärdet för aktiverade nedmonteringskostnader för nättillgångar i enlighet med årets 2023 bokslut
- Investeringsincitament
- Justerade linjära avskrivningar på elnätstillgångarna
+ Kvalitetsincitament
+ Faktiska avbrottskostnader
- Referensnivå för avbrottskostnader
+ Effektiviseringsincitament
+ Faktiska effektiviseringskostnader
- Referensnivå för effektiviseringskostnader
- Innovationsincitament
- Skäliga kostnader för forskning- och utveckling
- Flexibilitetsincitament 2024-2027
- Skäliga kostnader för att implementera flexibilitetsincitament
= FAKTISKT JUSTERAT RESULTAT

KÄLLFÖRTECKNING

- 1 Energimyndighetens rekommendation, Kalkylmässig särredovisning av el- och naturgasaf-färsverksamheterna (dnr 2449/421/2015), 18.12.2015
- 2 Regeringens proposition (RP 20/2013 rd)
- 3 Lag om tillsyn över el- och naturgasmarknaden 590/2013
- 4 Bokföringsnämndens utlåtande om bokföring av elanslutningsavgifter (1650/2001)
- 5 KPMG Oy Ab, Selvitys kohtuullisen tuottoasteen määrittämisestä sähkö- ja maakaasuverk-kotoimintaan sitoutuneelle pääomalle, 20.9.2022
- 6 Martikainen Teppo, Lausunto Sähkömarkkinakeskukselle jakeluverkkotoimintaan sitoutu-neen pääoman kohtuullisesta tuottoasteesta, utlåtande 4.11.1998
- 7 PricewaterhouseCoopers, Lausunto koskien sähkön jakeluverkkotoiminnan pääoman keski-kustannusta, utlåtande 7.4.2004
- 8 Deloitte & Touche Oy, Energimarknadsverket – Sähköverkkotoiminnan WACC-mallin ja sen parametrien arviointi, utlåtande 6.8.2010
- 9 DFC Economics S.r.l., Rate-base adjustment for inflation in energy networks regulation: A report for Energiavirasto, 2.10.2023
- 10 Kallunki, Juha-Pekka, Lausunto Energiamarkkinaviraston käyttämästä sähköverkkotoimin-nan valvontamallista, 29.4.2011
- 11 Bokföringsnämndens utlåtande om bokföring av elanslutningsavgifter (1670/2001)
- 12 Bokföringsnämndens utlåtande om upptagande av anslutningsavgifter för stamnätet i abonnentens bokslut (1905/2013)
- 13 AFRY Management Consulting Oy / Tkachenko Evgenia, Vihavainen Petri, Selvitys keskey-tyksen aiheuttaman haitan kustannuksista, marraskuu 2022
- 14 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



- 15 Villmanstrands tekniska universitet, Tammerfors tekniska universitet / Verho Pekka, Strandén Janne, Nurmi Veli-Pekka, Mäkinen Antti, Järventausta Pertti, Hagqvist Olli, Partanen Jarmo, Lassila Jukka, Kaipia Tero, Honkapuro Samuli, Nykyisen valvontamallin arviointi – suurhäiriöriski, 24.11.2010
- 16 Järventausta Pertti, Collan Mikael, Liski Matti, Huhta Kaisa, Akateeminen työryhmä sähkönsiirron ja -jakelun tariffien laskentamenetelmistä, työryhmän lausunto Energiavirastolle, 31.5.2022
- 17 ECKTA Oy / Kuosmanen, T. Yleinen tehostamistavoite sähkön ja maakaasun verkkotoiminnissa 6. ja 7. valvontajaksoilla 2024–2031, 15.11.2022
- 18 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
- 19 Sigma-Hat Economics Oy / Kuosmanen, T., Saastamoinen, A., Keshvari, A., Johnson, A., & Parmeter, C., Yleinen tehostamistavoite sähkön ja maakaasun siirto- ja jakeluverkkotoiminnan valvontamalleissa sekä tehostamiskannustimen arviointi: Ehdotus Energiaviraston soveltamien menetelmien kehittämiseksi neljännellä valvontajaksolla 2016 – 2019, 21.10.2014
- 20 PA Consulting Group Oy / Kuusela Akke, Sähkön jakeluverkkotoiminnan laajenemisen kustannusvaikutuksiin liittyvä konsulttityö, 24.5.2004
- 21 Gaia Consulting Oy / Vehviläinen Iivo, Ryynänen Erkkä, Hjelt Mari, Descombes Laura, Vanhanen Juha, Energiaviraston valvontamenetelmissä sovellettavan innovaatiokannustimen arviointi, 18.9.2014

BILAGA 1. NÄTKOMPONENTER, JÄMFÖRPRISER OCH ANVÄNDNINGSTIDSINTERVALLER

Jämförpriserna i bilagan har fastställts på basis av en kostnadsenkät som gjorts under 2023. Jämförpriserna i bilagan används som sådana för justering av investeringar som gjorts före 2024.

För investeringar under den sjätte och sjunde tillsynsperioden kommer jämförpriserna att uppdateras skilt. . Indelningen och strukturen i förteckningen över jämförpriser förblir i princip densamma, så att nätinnehavarna lättare kan förbereda sig på att utreda kostnaderna. Små motiverade ändringar och preciseringar är dock möjliga till exempel om det ska läggas till helt nya komponenter i förteckningen eller om det i den nuvarande indelningen upptäcks behov av preciseringar.

Samtliga innehavare av distributionsnät och högspänningsdistributionsnät ombads uppge de faktiska investeringskostnaderna i svaren på jämförprisenkäten. Svar som har kunnat utnyttjas för att fastställa jämförpriserna har inkommit från 73 olika nätinnehavare.

FASTSTÄLLANDE AV JÄMFÖRPRISER

I kostnadsenkäten utreddes nätinnehavarens jämförpris för varje nätkomponent utifrån de två nyaste investeringsåren under senaste fem år och för sällsynta komponenter under senaste tio år. Jämförpriserna består huvudsakligen av investeringsprojekt 2021 och 2022. Jämförpriset för nätkomponenter som gjorts före 2022 har indexjusterats utifrån konsumentprisindexets årsmedelvärden för 2022 innan man börjat fastställa jämförpriset. Jämförpriserna har angetts i värdet för 2022.

Jämförpriserna har i huvudsak bestämts utifrån ett medeltal som viktats enligt investeringsmängderna. Vid fastställandet av det viktade medelvärdet har man ofta utnyttjat en korrigeringsmetod som baserar sig på standardavvikelsen, där det viktade medelvärdet har beräknats utifrån uppgifterna i standardavvikelsen som beräknats utifrån medianen. Korrigeringsmetoden har i regel använts endast om det inte sänker urvalet betydligt och det enligt myndighetens bedömning leder till mer sanningsenliga linjära och motiverade jämförpriser som bättre beskriver det genomsnittliga investeringsprojektet.

För vissa jämförpriser har man varit tvungen att använda andra metoder på grund av det ringa urvalet och de icke-linjära resultaten. Sådana är till exempel medelvärdet av nätinnehavarnas svar eller det pris per enhet som fastställts med hjälp av jämförpriser för andra motsvarande nätkomponenter. Om det inte ens på så sätt har varit möjligt att fastställa jämförpriset för dessa, har jämförpriset fastställts



som jämförpriset enligt föregående tillsynsperiod. I enskilda fall har man också varit tvungen att använda rent enskilda nätinnehavares svar som stöd vid bestämmelserna, till exempel för att utreda kostnadsskillnaden mellan två komponenter av olika struktur, med hjälp av vilka man har kunnat fastställa de resultat som saknas eller är inkonsekventa i linje med de övriga resultaten.

Vid fastställandet av jämförpriserna har man varit tvungen att använda de olika beräkningsprinciper som räknas upp ovan för att jämförpriserna för liknande nät-komponenter inom komponentgruppen ska vara linjära i förhållande till varandra samt även i övrigt leda till skäliga helheter som motsvarar kostnaderna och motsvarar den verkliga situationen.

Fastställandet grundar sig dock i sista hand för varje nätkomponent på nätinnehavarnas faktiska kostnadsuppgifter, men för vissa mer sällsynta nätkomponenter har fastställandet inte bara kunnat göras så enkelt som för de mer allmänna nätkomponenterna. Huvudprincipen har varit att för varje nätkomponent bilda ett genomsnittligt jämförpris som motsvarar ett sedvanligt investeringsprojekt.

FÖRTECKNING ÖVER JÄMFÖRPRISER

Nätkomponenternas innehållsdefinitioner och tolkningsanvisningar för anmälan av olika komponenter kommer att finnas i Energimyndighetens tillsynsdatasystem och kommer vid behov att preciseras under tillsynsperioderna.

Jämförpriserna har avrundats till närmaste hundra euro och i komponentgrupper som innehåller nätkomponenter under tusen euro till närmaste tio euro.

Myndigheten har fastställt användningstidsintervallen utifrån svaren i kostnadsenkäten om 2023.



Nätkomponent	Enhet	€/enhet	Användningstid
LUFTLEDNINGSNÄT I DISTRIBUTIONSNÄTET			
0,4 kV Luftledningar			
AMKA 16-25 mm ²	km	16 400	35-45
AMKA 35-25 mm ²	km	16 900	35-45
AMKA 70 mm ²	km	18 200	35-45
AMKA 95 mm ²	km	19 500	35-45
AMKA 120 mm ²	km	20 900	35-45
0,4 kV Säkringssatser			
Säkringssats	antal	476	30-45
20 kV Luftledningar			
SPARROW eller mindre	km	22 900	40-50
RAVEN	km	23 900	40-50
PIGEON	km	27 200	40-50
AL132 mm ² eller större	km	34 900	40-50
Belagd friledning 35 mm ²	km	27 900	40-50
Belagd friledning 50 mm ²	km	29 400	40-50
Belagd friledning 70 mm ²	km	31 300	40-50
Belagd friledning 95 mm ²	km	34 600	40-50
Belagd friledning 120 mm ²	km	40 600	40-50
Belagd friledning 160 mm ²	km	44 400	40-50
Standardkabel 70 mm ² eller mindre	km	46 100	40-50
Standardkabel 95 mm ²	km	48 600	40-50
Standardkabel 120 mm ²	km	53 200	40-50
Standardkabel 150 mm ²	km	60 800	40-50
20 / 0,4 kV Transformatorer med stolpe			
Transformator med 1 stolpe	antal	4 400	35-45
Transformator med 2 stolpar	antal	6 100	35-45
Transformator med 4 stolpar	antal	6 400	35-45
20 kV Ledningsfrånskiljare och frånskiljarskåp i luftledningsnät			
Ledningsfrånskiljare: Ledningsfrånskiljare: 3-fas servicefrånskiljare frånskiljbar för 1-fas	antal	1 800	25-35
Ledningsfrånskiljare: lätt	antal	3 100	25-35
Ledningsfrånskiljare: med brytkammare	antal	5 600	25-35
Frånskiljarskåp: 1 frånskiljare	antal	9 900	25-35
Frånskiljarskåp: 2 frånskiljare	antal	16 500	25-35
Frånskiljarskåp: 3 frånskiljare	antal	22 200	25-35
Frånskiljarskåp: 4 frånskiljare	antal	35 500	25-35



20 kV Skydd och automation av luftledningsnätet			
Stolpbrytare: specifikt för varje brytare	antal	19 400	25–35
Fjärrstyrningsanordning: motordriven, specifikt för varje frånskiljare och brytare	antal	3 500	25–35
Felsökningsutrustning för luftledningsnätet: separat för varje frånskiljare	antal	2 700	15–25
Informationsöverföringsanordning: separat för varje transformator eller frånskiljarstation	antal	2 800	15–25
45 kV Luftledningsnät			
Trästolpsledning	km	45 000	45–55
Frånskiljarskåp: 1 frånskiljare	antal	14 900	45–55
KABELNÄT I DISTRIBUTIONSNÄTET			
Jordledare			
Separat jordledare Cu 16 mm² som installeras i kabeldike	km	2 600	40–55
Separat jordledare Cu 25 mm² som installeras i kabeldike	km	3 300	40–55
Separat jordledare Cu 35 mm² som installeras i kabeldike	km	3 700	40–55
Separat jordledare Cu 50 mm² som installeras i kabeldike	km	6 300	40–55
Separat jordledare Cu 70 mm² som installeras i kabeldike	km	12 900	40–55
Separat jordledare Cu 95 mm² eller större som installeras i kabeldike	km	18 700	40–55
0,4 kV Jordkablar			
Jordkabel 25 mm² eller mindre	km	6 800	35–50
Jordkabel 35 mm²	km	7 400	35–50
Jordkabel 50 mm²	km	8 000	35–50
Jordkabel 70 mm²	km	10 100	35–50
Jordkabel 95 mm²	km	10 700	35–50
Jordkabel 120 mm²	km	12 700	35–50
Jordkabel 150 mm²	km	13 800	35–50
Jordkabel 185 mm²	km	18 000	35–50
Jordkabel 240 mm²	km	20 800	35–50
Jordkabel 300 mm²	km	28 600	35–50
0,4 kV Sjökablar			
Sjökabel 35 mm² eller mindre	km	12 000	35–50
Sjökabel 50 mm²	km	13 600	35–50
Sjökabel 70 mm²	km	16 600	35–50
Sjökabel 95 mm²	km	22 200	35–50
Sjökabel 120 mm²	km	25 000	35–50
Sjökabel 150 mm²	km	27 800	35–50
Sjökabel 185 mm²	km	28 400	35–50



Sjökabel minst 240 mm²	km	34 200	35–50
Armerad sjökabel 35 mm² eller mindre	km	20 400	35–50
Armerad sjökabel 50 mm²	km	23 200	35–50
Armerad sjökabel 70 mm²	km	28 200	35–50
Armerad sjökabel 95 mm²	km	37 800	35–50
Armerad sjökabel 120 mm²	km	42 500	35–50
Armerad sjökabel 150 mm²	km	47 200	35–50
Armerad sjökabel 185 mm²	km	48 200	35–50
Armerad sjökabel minst 240 mm²	km	58 100	35–50
Landföring av sjökabel			
Landföring av sjökabel	antal	1 610	40–50
Landföring av armerad vattendragskabel	antal	2 000	40–50
0,4 kV Jordkabelutrustning			
0,4 kV förgreningsbox (inga säkringar, här anges även konstruktioner i form av husbrytare dosor utan säkringar)	antal	370	30–45
0,4 kV husbrytare dosor	antal	460	30–45
0,4 kV avgreningssskåp	antal	520	30–45
0,4 kV Skenklämma i fördelningsskåp	antal	70	30–45
0,4 kV säkringslastbrytare högst 100 A	antal	150	30–45
0,4 kV säkringslastbrytare 160 A	antal	180	30–45
0,4 kV säkringslastbrytare 250 A	antal	230	30–45
0,4 kV säkringslastbrytare 400 A	antal	270	30–45
0,4 kV säkringslastbrytare 630 A	antal	370	30–45
0,4 kV säkringslastbrytare över 630 A	antal	530	30–45
0,4 kV Fördelningsskåp			
Ikke-metalliskt fördelningsskåp In högst 630 A			
0,4 kV fördelningsskåp: ikke-metalliskt (bredd under 400 mm)	antal	680	30–45
0,4 kV fördelningsskåp: ikke-metalliskt 00 (400 – under 600 mm)	antal	820	30–45
0,4 kV fördelningsskåp: ikke-metalliskt 0 (600 – under 800 mm)	antal	1 080	30–45
0,4 kV fördelningsskåp: ikke-metalliskt 01 (800 – under 990 mm)	antal	1 230	30–45
0,4 kV fördelningsskåp: ikke-metalliskt 02 eller 03 (990 – under 1 200 mm och över 1 200 mm)	antal	1 680	30–45
Ikke-metalliska In 1 000 A eller över			
0,4 kV fördelningsskåp: ikke-metalliskt (bredd under 400 mm)	antal	1 230	30–45
0,4 kV fördelningsskåp: ikke-metalliskt 00 (400 – under 600 mm)	antal	1 390	30–45
0,4 kV fördelningsskåp: ikke-metalliskt 0 (600 – under 800 mm)	antal	1 640	30–45
0,4 kV fördelningsskåp: ikke-metalliskt 01 (800 – under 990 mm)	antal	1 810	30–45
0,4 kV fördelningsskåp: ikke-metalliskt 02 (990 – under 1 200 mm)	antal	1 970	30–45
0,4 kV fördelningsskåp: ikke-metalliskt 03 (1 200 mm och över)	antal	2 200	30–45



Fördelningsskåp av metall In 630 A			
0,4 kV fördelningsskåp: metalliskt (bredd under 400 mm)	antal	840	30–45
0,4 kV fördelningsskåp: metalliskt 00 (400 – under 600 mm)	antal	1 000	30–45
0,4 kV fördelningsskåp: metalliskt 0 (600 – under 800 mm)	antal	1 150	30–45
0,4 kV fördelningsskåp: metalliskt 01 (800 – under 990 mm)	antal	1 440	30–45
0,4 kV fördelningsskåp: metalliskt 02 (990 – under 1 200 mm)	antal	1 580	30–45
0,4 kV fördelningsskåp: metalliskt 03 (1 200 mm och över)	antal	2 040	30–45
Fördelningsskåp av metall In 1 000 A eller över			
0,4 kV fördelningsskåp: metalliskt (bredd under 400 mm)	antal	1 430	30–45
0,4 kV fördelningsskåp: metalliskt 00 (400 – under 600 mm)	antal	1 630	30–45
0,4 kV fördelningsskåp: metalliskt 0 (600 – under 800 mm)	antal	1 920	30–45
0,4 kV fördelningsskåp: metalliskt 01 (800 – under 990 mm)	antal	2 120	30–45
0,4 kV fördelningsskåp: metalliskt 02 (990 mm – under 1 200 mm)	antal	2 300	30–45
0,4 kV fördelningsskåp: metalliskt 03 (1 200 mm och över)	antal	2 580	30–45
1,0 kV Nätets specialkomponenter			
1,0 kV skyddsutrustning	antal	2 700	25–35
1 kV / 0,4 kV transformatorbiosk	antal	6 300	35–50
1 kV / 0,4 kV transformator med stolpe	antal	5 600	35–45
20 kV Jordkablar			
Jordkablar utan centrankabel			
Jordkabel 70 mm² eller mindre	km	11 900	40–55
Jordkabel 95 mm²	km	14 600	40–55
Jordkabel 120 mm²	km	16 200	40–55
Jordkabel 150 mm²	km	17 900	40–55
Jordkabel 185 mm²	km	22 400	40–55
Jordkabel 240 mm²	km	25 800	40–55
Jordkabel 300 mm²	km	29 800	40–55
Jordkabel 400 mm²	km	36 500	40–55
Jordkabel 500 mm²	km	43 300	40–55
Jordkabel 630 mm²	km	52 000	40–55
Jordkabel 800 mm²	km	63 500	40–55
Jordkablar med centrankabel			
Jordkabel 70 mm² eller mindre	km	19 400	40–55
Jordkabel 95 mm²	km	21 400	40–55
Jordkabel 120 mm²	km	23 200	40–55
Jordkabel 150 mm²	km	24 400	40–55
Jordkabel 185 mm²	km	27 400	40–55
Jordkabel 240 mm²	km	29 700	40–55
Jordkabel 300 mm²	km	33 700	40–55



Jordkabel 400 mm ²	km	40 500	40–55
Jordkabel 500 mm ²	km	47 200	40–55
Jordkabel 630 mm ²	km	56 000	40–55
Jordkabel 800 mm ²	km	67 400	40–55
20 kV Sjökablar			
Sjökabel 70 mm ² eller mindre	km	26 800	40–55
Sjökabel 95 mm ²	km	28 700	40–55
Sjökabel 120 mm ²	km	31 000	40–55
Sjökabel 150 mm ²	km	33 700	40–55
Sjökabel 185 mm ²	km	36 900	40–55
Sjökabel 240 mm ²	km	42 000	40–55
Sjökabel 300 mm ² eller större	km	47 500	40–55
Armerade sjökablar			
Armerad sjökabel 70 mm ² eller mindre	km	66 200	40–55
Armerad sjökabel 95 mm ²	km	86 900	40–55
Armerad sjökabel 120 mm ²	km	89 800	40–55
Armerad sjökabel 150 mm ²	km	93 200	40–55
Armerad sjökabel 185 mm ²	km	97 300	40–55
Armerad sjökabel 240 mm ²	km	103 700	40–55
Armerad sjökabel 300 mm ² eller större	km	108 700	40–55
Landföring av sjökabel			
Landföring av sjökabel	antal	1 960	40–55
Landföring av armerad sjökabel	antal	2 340	40–55
20 kV Kabelutrustning			
Anslutningar och avgreningsskåp			
Utomhusavslut, luftisolerad	antal	1 370	35–50
Inomhusavslut, luftisolerad	antal	640	35–50
Anslutningsdon	antal	830	35–50
20 kV avgreningsskåp	antal	4 240	35–50
Överspänningsskydd i 20 kV anslutning för kopplingsutrustning och stolpanslutning samt distributionstransformatörer			
Överspänningsskydd, luftisolerat	antal	640	35–50
Överspänningsskydd, plug-in	antal	1 350	35–50
Förlängningar			
Kabelförlängning av plast högst 150 mm ²	antal	880	35–50
Kabelförlängning av plast över 150 mm ²	antal	1 260	35–50
Kabelförlängning av blandning eller olja (plast-papper och papper-papper) högst 150 mm ²	antal	1 370	35–50
Kabelförlängning av blandning eller olja (plast-papper och papper-papper) över 150 mm ²	antal	1 820	35–50
Förlängningar av sjökabel			



Förlängning av sjökabel	antal	980	35-50
Förlängning av armerad sjökabel	antal	3 940	35-50
Distributionstransformatorer för jordkabelnätet 20/0,4 kV			
Transformator kiosker, LS-centralen In högst 630 A			
Transformator kiosk som sköts utifrån klass 0: utan frånskiljare	antal	7 500	35-50
Transformator kiosk som sköts utifrån klass 1: 1 cell med frånskiljare	antal	13 100	35-50
Transformator kiosk som sköts utifrån klass 2: 2 celler med frånskiljare	antal	14 600	35-50
Transformator kiosk som sköts utifrån klass 3: 3 celler med frånskiljare	antal	16 300	35-50
Transformator kiosk som sköts utifrån klass 4: 4 celler med frånskiljare	antal	19 200	35-50
Transformator kiosk som sköts inifrån klass 0: utan frånskiljare	antal	13 400	35-50
Transformator kiosk som sköts inifrån klass 1: 1 cell med frånskiljare	antal	15 800	35-50
Transformator kiosk som sköts inifrån klass 2: 2 celler med frånskiljare	antal	18 200	35-50
Transformator kiosk som sköts inifrån klass 3: 3 celler med frånskiljare	antal	20 100	35-50
Transformator kiosk som sköts inifrån klass 4: minst 4 celler med frånskiljare	antal	23 100	35-50
Transformator kiosker, LS-centralen In över 630 A			
Transformator kiosk som sköts utifrån klass 1: minst 1 cell med frånskiljare	antal	13 600	35-50
Transformator kiosk som sköts utifrån klass 2: 2 celler med frånskiljare	antal	19 100	35-50
Transformator kiosk som sköts utifrån klass 3: 3 celler med frånskiljare	antal	22 000	35-50
Transformator kiosk som sköts utifrån klass 4: 4 celler med frånskiljare	antal	24 000	35-50
Transformator kiosk som sköts utifrån klass 5: minst 5 celler med frånskiljare	antal	28 800	35-50
Transformator kiosk som sköts inifrån klass 1: minst 1 cell med frånskiljare	antal	21 100	35-50
Transformator kiosk som sköts inifrån klass 2: 2 celler med frånskiljare	antal	24 200	35-50
Transformator kiosk som sköts inifrån klass 3: 3 celler med frånskiljare	antal	27 400	35-50
Transformator kiosk som sköts inifrån klass 4: 4 celler med frånskiljare	antal	30 500	35-50
Transformator kiosk som sköts inifrån klass 5: minst 5 celler med frånskiljare	antal	33 700	35-50
Brandisolerade transformator kiosker			
Brandisolerad transformator kiosk klass 1: högst 4 celler med frånskiljare	antal	40 400	35-50
Brandisolerad transformator kiosk klass 2: minst 5 celler med frånskiljare	antal	45 400	35-50
Transformatorstationer för fastighet			



Transformatorstation för fastighet klass 1: högst 3 celler med frånskiljare	antal	49 400	35–50
Transformatorstation för fastighet klass 2: 4 celler med frånskiljare	antal	51 600	35–50
Transformatorstation för fastighet klass 3: minst 5 celler med frånskiljare	antal	77 500	35–50
Dubbeltransformatorer			
Dubbel transformatoriosk: minst 4 celler med avskiljare	antal	44 700	35–50
Brandisolerad dubbel transformatoriosk: minst 4 celler med avskiljare	antal	85 500	35–50
Dubbel transformatorstation för fastighet: minst 4 celler med avskiljare	antal	76 900	35–50
20 kV Jordkabelnätets frånskiljarskåp			
Frånskiljarskåp: liknande uppbyggnad som transformatoriosk klass 1: 1 cell med frånskiljare	antal	6 900	35–50
Frånskiljarskåp: liknande uppbyggnad som transformatoriosk klass 2: 2 celler med frånskiljare	antal	13 400	35–50
Frånskiljarskåp: liknande uppbyggnad som transformatoriosk klass 3: 3 celler med frånskiljare	antal	19 200	35–50
Frånskiljarskåp: liknande uppbyggnad som transformatoriosk klass 4: 4 celler med frånskiljare	antal	22 300	35–50
Frånskiljarskåp: liknande uppbyggnad som transformatoriosk klass 5: minst 5 celler med frånskiljare	antal	25 900	35–50
20 kV Skydd och automation av jordkabelnätet			
Brytare: med transformator eller frånskiljarstation, specifik för varje brytare	antal	12 100	30–40
Fjärrstyrningsanordning: specifikt motorstyrdon för varje frånskiljare och brytare	antal	790	20–35
Felindikeringsanordning för jordslutning: installerad på transformator eller frånskiljarstation, utgångsläge	antal	700	15–30
Informationsöverföringsanordning: separat för varje transformator eller frånskiljarstation	antal	4 500	15–30
45 kV Jordkablar			
30–45 kV Jordkabel 300 mm ² och under	km	34 300	40–55
Grävarbete för jordkabel i distributionsnät (0,4 KV - 45 KV)			
1. Enkel: områden utanför detaljplanen och andra omständigheter	km	14 600	
2. Vanlig: Inom detaljplanen men utanför andra omständigheter	km	26 300	
3. Vanlig: Bergsområden ovan jord samt bergig jordmån i normala eller lätta förhållanden	km	46 600	
4. Svår: Inre stadsområde	km	79 700	
5. Mycket svår: Storstädernas (centrumområdet över 100 rutor) undercentraler samt stadsregionens centrumområden (över 30 rutor)	km	109 800	
6. Mycket svår: Storstädernas omfattande kärncentrum (centrumområde med över 100 rutor)	km	166 400	
TRANSFORMATORER I DISTRIBUTIONSNÄTET			
20 / 0,4 kV Distributionstransformatorer			
Transformatorer tier 2			
Transformator 16 kVA	antal	3 100	35–45



Transformator 30 kVA	antal	3 300	35-45
Transformator 50 kVA	antal	4 200	35-45
Transformator 100 kVA	antal	5 300	35-45
Transformator 200 kVA	antal	7 500	35-45
Transformator 315 kVA	antal	9 000	35-45
Transformator 400 kVA	antal	10 400	35-45
Transformator 500 kVA	antal	12 000	35-45
Transformator 630 kVA	antal	13 000	35-45
Transformator 800 kVA	antal	14 900	35-45
Transformator 1 000 kVA	antal	19 100	35-45
Transformator 1 250 kVA	antal	22 900	35-45
Transformator 1 600 kVA	antal	28 200	35-45
Transformatorer tier 1 eller tier 0			
Transformator 16 kVA	antal	2 700	35-45
Transformator 30 kVA	antal	2 900	35-45
Transformator 50 kVA	antal	3 000	35-45
Transformator 100 kVA	antal	3 900	35-45
Transformator 200 kVA	antal	5 000	35-45
Transformator 315 kVA	antal	6 100	35-45
Transformator 400 kVA	antal	7 100	35-45
Transformator 500 kVA	antal	7 800	35-45
Transformator 630 kVA	antal	9 100	35-45
Transformator 800 kVA	antal	10 600	35-45
Transformator 1 000 kVA	antal	13 100	35-45
Transformator 1 250 kVA	antal	17 800	35-45
Transformator 1 600 kVA	antal	20 800	35-45
1 / 0,4 kV Distributionstransformatorer			
Transformator 30 kVA	antal	2 900	35-45
Transformator 50 kVA	antal	3 400	35-45
Transformator minst 100 kVA	antal	4 700	35-45
Övriga transformatorer i distributionsnätet och spänningsreglering			
Trelindningstransformator högst 150 kVA	antal	6 800	35-45
Trelindningstransformator över 150 kVA	antal	8 200	35-45
Transformator 20/10 kV (ange jämförpris för olika stora effekter i tilläggsuppgifterna)	antal	165 300	35-45
Transformator 45/20 kV (ange jämförpris för olika stora effekter i tilläggsuppgifterna)	antal	194 200	35-45
Spänningsreglerare på lågspänning	antal	7 700	35-45
Energimätare			
Anordningar för energimätning (Kundmätning)			



Energimätare: direkt mätning med fjärravläsning (högst 63 A tidigare)	antal	200	10–20
Energimätare: fjärravläsbar strömtransformatormätning (tidigare över 63 A)	antal	410	10–20
Energimätare: med fjärravläsning 10–45 kV	antal	1 030	10–20
Energimätare: med fjärravläsning, över 45 kV	antal	2 390	10–20
Högspänningsnät och ställverksutrustning			
110 kV Luftledning			
Stolpar			
Trästolpar			
Trästolpe utan stag	antal	19 500	50–60
Trästolpe, stagad	antal	22 100	50–60
Trästolpe, stagad, 2 delledare	antal	24 100	50–60
Rörstolpar, stagad			
Rörstolpe: en strömkrets, en delledare	antal	23 100	50–60
Rörstolpe: en strömkrets, två delledare	antal	25 100	50–60
Rörstolpe: två strömkretsar, en delledare	antal	31 400	50–60
Rörstolpe: två strömkretsar, två delledare	antal	33 400	50–60
Spännstolpe: en strömkrets, en delledare	antal	33 600	50–60
Spännstolpe: en strömkrets, två delledare	antal	35 600	50–60
Spännstolpe: två strömkretsar, en delledare	antal	39 300	50–60
Spännstolpe: två strömkretsar, två delledare	antal	41 300	50–60
Stålstolpe, stagad			
Stålstolpe, stagad: en strömkrets, en delledare	antal	25 800	50–60
Stålstolpe, stagad: en strömkrets, två delledare	antal	28 100	50–60
Stålstolpe, stagad: två strömkretsar, en delledare	antal	35 200	50–60
Stålstolpe, stagad: två strömkretsar, två delledare	antal	37 500	50–60
Spännstolpe: en strömkrets, en delledare	antal	37 700	50–60
Spännstolpe: en strömkrets, två delledare	antal	39 900	50–60
Spännstolpe: två strömkretsar, en delledare	antal	44 000	50–60
Spännstolpe: två strömkretsar, två delledare	antal	46 300	50–60
Stålstolpar, fritt stående			
Stålstolpe, fritt stående: en strömkrets, en delledare	antal	57 700	50–60
Stålstolpe, fritt stående: en strömkrets, två delledare	antal	59 700	50–60
Stålstolpe, fritt stående: två strömkretsar, en delledare	antal	81 800	50–60
Stålstolpe, fritt stående: två strömkretsar, två delledare	antal	83 800	50–60
Spännstolpe: en strömkrets, en delledare	antal	89 700	50–60



Spännstolpe: en strömkrets, två delledare	antal	91 700	50-60
Spännstolpe: två strömkretsar, en delledare	antal	158 300	50-60
Spännstolpe: två strömkretsar, två delledare	antal	160 300	50-60
Ledare (per ledare)			
ACSR 67 - 149 mm² (Suursavo och Suursavo strong)	km	2 300	50-60
ACSR 150 - 299 mm² (Ostrich och Hawk)	km	5 500	50-60
ACSR 300 - 459 mm² (Duck)	km	8 600	50-60
ACSR 450 - 650 mm² (Finch)	km	10 300	50-60
Åskledare	km	2 900	50-60
Optisk åskledare (OPGW)	km	7 400	50-60
110 kV Ledningsfrånskiljare i luftledningsnät			
Ledningsfrånskiljare, lokal	antal	31 600	40-50
Ledningsfrånskiljare, fjärrstyrd	antal	44 300	40-50
Jordningskopplare/jordförbindning	antal	4 400	40-50
110 kV Ersättningar för luftledningsnätets ledningsområden			
Ersättning för ledningsområde lätt: område utanför detaljplanen	km	7 800	
Ersättning för ledningsområden normal: område innanför detaljplanen	km	15 700	
Ersättning för ledningsområde svår: inre stadsområde inom detaljplaneområde	km	54 400	
Ersättning för ledningsområden mycket svår: centrumområden (över 30 rutor enhetligt område) samt storstadens undercentral inom det inre stadsområdet	km	76 300	
110 kV Kablar (3 faser)			
Aluminiumkablar			
Jordkabel Al högst 500 mm² eller mindre	km	234 200	50-60
Jordkabel Al 800 mm²	km	275 600	50-60
Jordkabel Al 1 000-1 200 mm²	km	311 300	50-60
Jordkabel Al 1 600 mm²	km	376 700	50-60
Jordkabel Al 2 000 mm²	km	442 143	50-60
Jordkabel Al minst 2 500 mm²	km	505 300	50-60
Kopparkablar			
Jordkabel Cu högst 1 600 mm²	km	568 900	50-60
Jordkabel Cu över 1 600 mm²	km	637 300	50-60
Sjökablar (3 faser)			
Armerad sjökabel	km	1 236 200	50-60
110 kV Kabelutrustning			
Anslutningar			
Anslutning för kopplingsutrustning (GIS), högst 800 mm²	antal	25 600	45-55
Anslutning för kopplingsutrustning (GIS), 1 000-1 600 mm²	antal	27 400	45-55
Anslutning för kopplingsutrustning (GIS), över 1 600 mm²	antal	29 300	45-55



Stolpanslutning, högst 800 mm²	antal	21 400	45–55
Stolpanslutning, 1 000–1 600 mm²	antal	27 500	45–55
Stolpanslutning, över 1 600 mm²	antal	33 500	45–55
Förlängningar			
Förlängning	antal	19 700	45–55
Förlängning crossbonding	antal	29 100	45–55
Förlängning av armerad sjökabel	antal	45 000	45–55
Landföring av sjökabel			
Landföring av armerad sjökabel	antal	40 000	45–55
110 kV Grävarbete för jordkabel			
1. Enkel: områden utanför detaljplanen och andra förhållanden	km	22 700	
2. Normal: områden inom detaljplanen men utanför de övriga förhållandena	km	102 900	
3. Svårt: inre stadsområde på detaljplaneområde	km	303 400	
4. Mycket svår: Storstädernas (centrumområdet över 100 rutor) undercentraler samt stadsregionens centrumområden (över 30 rutor)	km	544 900	
5. Mycket svår: Storstädernas omfattande kärncentrum (centrumområde med över 100 rutor)	km	815 700	
110 kV Huvudtransformatorer och grunder			
Huvudtransformatorer			
Huvudtransformator 6 MVA	antal	256 200	40–65
Huvudtransformator 10 MVA	antal	268 300	40–65
Huvudtransformator 16 MVA	antal	336 500	40–65
Huvudtransformator 20 MVA	antal	364 300	40–65
Huvudtransformator 25 MVA	antal	398 300	40–65
Huvudtransformator 31,5 MVA	antal	472 800	40–65
Huvudtransformator 40 MVA	antal	481 900	40–65
Huvudtransformator 50 MVA	antal	549 300	40–65
Huvudtransformator 63 MVA	antal	630 500	40–65
Huvudtransformator 80 MVA	antal	736 700	40–65
Huvudtransformator 100 MVA	antal	861 600	40–65
110 kV huvudtransformators eller reaktors grund			
Transformatorgrund	antal	64 200	40–65
Transformatorfundament med skyddsväggar	antal	130 000	40–65
Transformatorfundament täckt bunker	antal	292 700	40–65
110 kV Luftisolerad utrustning			
Utrustning: Luft			
Ställverksutrustning med en samlings-skena med brytare inmatnings- eller utmatningsfält	antal	189 300	40–50
Fält för ställverksutrustning med en samlings-skena med enbart en/flera frånskiljare	antal	52 800	40–50



Ställverksutrustning med två samlingsskenor med brytare inmatnings- eller utmatningsfält	antal	208 800	40–50
Fält för ställverksutrustning med två samlingsskenor med enbart en/flera frånskiljare	antal	56 600	40–50
Fält för kopplingsbrytare	antal	123 300	40–50
Mätfält (transformator för rälsspänning) eller transformator för ledningsspänning	antal	33 800	40–50
Jordningsfrånskiljare på skena	antal	14 600	40–50
Utrustning i flera grupper			
Gruppfrånskiljare	antal	22 800	40–50
Automatisering av gruppfrånskiljare	antal	24 500	20–30
Skyddsautomation			
Skydds- och automatiseringsutrustning för anslutningsanordning med en skena: ställverksspecifik grunddel	antal	37 300	20–30
Skydds- och automatiseringsutrustning för anslutningsanordning med två skenor: ställverksspecifik grunddel	antal	62 500	20–30
Fältets skydds- och automatiseringsutrustning: fältspecifik del	antal	27 900	20–30
110 kV SF6-Isolerade ställverk			
Utrustning: SF6			
Ställverksutrustning med en samlingsskena med brytare inmatnings- eller utmatningscell	antal	227 900	40–50
Cell för ställverksutrustning med en samlingsskena med enbart en/flera frånskiljare	antal	63 600	40–50
Ställverksutrustning med två samlingsskenor med brytare inmatnings- eller utmatningscell	antal	251 400	40–50
Cell för ställverksutrustning med två samlingsskenor med enbart en/flera frånskiljare	antal	70 100	40–50
Cell för brytare på skena	antal	176 900	40–50
Mätfält (transformator för rälsspänning) eller transformator för ledningsspänning	antal	37 800	40–50
Jordningsfrånskiljare på skena	antal	28 900	40–50
Utrustning i flera grupper			
Gruppfrånskiljare	antal	34 800	40–50
Automatisering av gruppfrånskiljare	antal	24 500	20–30
Skyddsautomation			
Skydds- och automatiseringsutrustning för anslutningsanordning med en skena: ställverksspecifik grunddel	antal	59 700	20–30
Skydds- och automatiseringsutrustning för anslutningsanordning med två skenor: ställverksspecifik grunddel	antal	74 900	20–30
Fältets skydds- och automatiseringsutrustning: fältspecifik del	antal	47 600	20–30
Differentialreläskydd av skenorna SF6 eller luftisolerade			
Differentialreläskydd av skenorna för anslutningsanordning med en skena: ställverksspecifik grunddel	antal	16 500	20–30
Differentialreläskydd av skenorna för anslutningsanordning med två skenor: ställverksspecifik grunddel	antal	23 400	20–30
Differentialreläskydd av skenorna: fältspecifik del	antal	6 800	20–30



45 kV Utrustning			
Utrustning			
Ställverksutrustning med en samlingsskena med brytare inmatnings- eller utmatningsfält	antal	146 600	40–50
Fält för ställverksutrustning med en samlingsskena med enbart en/flera fränkskiljare	antal	40 900	40–50
Ställverksutrustning med två samlingsskenor med brytare inmatnings- eller utmatningsfält	antal	161 700	40–50
Fält för ställverksutrustning med två samlingsskenor med enbart en/flera fränkskiljare	antal	43 900	40–50
Fält för kopplingsbrytare	antal	95 500	40–50
Mätfält (transformator för rälsspänning) eller transformator för ledningsspänning	antal	26 100	40–50
Jordningsfränkskiljare på skena	antal	21 000	40–50
Skyddsautomation			
Skydds- och automatiseringsutrustning för anslutningsanordning med en skena: ställverksspecifik grunddel	antal	31 000	20–30
Skydds- och automatiseringsutrustning för anslutningsanordning med två skenor: ställverksspecifik grunddel	antal	49 000	20–30
Fältets skydds- och automatiseringsutrustning: fältspecifik del	antal	18 000	20–30
20 kV Utrustning			
Luftisolerad utrustning			
Ställverksutrustning med en samlingsskena med brytare inmatnings- eller utmatningscell	antal	21 600	40–50
Cell för ställverksutrustning med en samlingsskena med enbart en/flera fränkskiljare (hjälpsspänningsinmatning)	antal	13 100	40–50
Ställverksutrustning med två samlingsskenor med brytare inmatnings- eller utmatningscell	antal	34 600	40–50
Cell för ställverksutrustning med två samlingsskenor med enbart en/flera fränkskiljare (hjälpsspänningsinmatning)	antal	24 500	40–50
Cell för brytare på skena	antal	29 900	40–50
Mätfält (transformator för rälsspänning)	antal	13 000	40–50
Transformator för ledningsspänning (medräknas inte kostnaderna för utgångs-/matarcellen)	antal	5 800	40–50
Jordningsfränkskiljare på skena	antal	5 000	40–50
Utrustning i flera grupper			
Gruppfränkskiljare	antal	10 300	40–50
Skyddsautomation			
Skydds- och automatiseringsutrustning för anslutningsanordning med en skena: ställverksspecifik grunddel	antal	24 800	20–30
Skydds- och automatiseringsutrustning för anslutningsanordning med två skenor: ställverksspecifik grunddel	antal	35 500	20–30
Fältets skydds- och automatiseringsutrustning: fältspecifik del	antal	8 200	20–30
Gasisolerad SF6-utrustning			
Ställverksutrustning med en samlingsskena med brytare inmatnings- eller utmatningscell	antal	25 300	40–50



Cell för ställverksutrustning med en samlingsskena med enbart en/flera frånskiljare (hjälpsspänningsinmatning)	antal	9 200	40–50
Ställverksutrustning med två samlingsskenor med brytare inmatnings- eller utmatningscell	antal	41 900	40–50
Cell för ställverksutrustning med två samlingsskenor med enbart en/flera frånskiljare (hjälpsspänningsinmatning)	antal	15 300	40–50
Cell för brytare på skena	antal	36 500	40–50
Mätfält (transformator för rälsspänning)	antal	15 100	40–50
Transformator för ledningsspänning (medräknas inte kostnaderna för utgångs-/matarcellen)	antal	5 500	40–50
Jordningsfrånskiljare på skena	antal	5 000	40–50
Utrustning i flera grupper			
Gruppfrånskiljare	antal	10 300	40–50
Skyddsautomation			
Skydds- och automatiseringsutrustning för anslutningsanordning med en skena: ställverksspecifik grunddel	antal	28 300	20–30
Skydds- och automatiseringsutrustning för anslutningsanordning med två skenor: ställverksspecifik grunddel	antal	40 600	20–30
Fältets skydds- och automatiseringsutrustning: fältspecifik del	antal	7 900	20–30
20 kV Kompenseringsutrustning			
Kondensatorer (centraliserad)			
Kondensator högst 3 Mvar	antal	38 800	40–50
Reaktorer (centraliserad)			
Reaktor högst 1 Mvar	antal	36 000	40–50
Reaktor högst 2 Mvar (och över 1 Mvar)	antal	46 200	40–50
Reaktor högst 3 Mvar (och över 2 Mvar)	antal	59 300	40–50
Reaktor högst 4 Mvar (och över 3 Mvar)	antal	85 700	40–50
Reaktor högst 6 Mvar (och över 4 Mvar)	antal	118 200	40–50
Reaktor högst 8 Mvar (och över 6 Mvar)	antal	150 600	40–50
Reaktors vilolägesomkopplare	antal	3 600	40–50
Reaktorns lindningskopplare	antal	42 200	40–50
Motorkontroll för reaktorns vilolägesomkopplare eller lindningskopplare	antal	11 000	40–50
Reaktorns grunder och öppen skyddskonstruktion/bås	antal	19 600	40–50
Dämpspole (centraliserad)			
Centraliserade kompenseringspolar för jordslutningsström:			
Kompensationsutrustning för jordslutningsström 50 – 140 A (FPA utan reglerare)	antal	59 200	40–50
Kompensationsutrustning för jordslutningsström 200 – 320 A (FPA utan reglerare)	antal	71 900	40–50
Kompensationsutrustning för jordslutningsström över 320 A (FPA utan reglerare)	antal	106 700	40–50
Jordningstransformator för kompenseringsutrustning för jordslutning (stjärnpunkttransformator):			



Transformator högst 5000 kVA	antal	39 400	40–50
Centraliserad kompensationsreglering:			
Kompensationsanordningens reglerare med eventuell injektionsutrustning för ström	antal	15 200	25–40
Kiosk för kompensationsanordning för jordslutningsström, om det inte finns plats på stationen:			
Kiosk för kompensationsanordning för jordslutningsström	antal	18 200	40–50
Decentraliserad kompensation			
Shuntreaktor med kompensering av jordslutningsström och reaktiv effekt eller enbart kompenseringsutrustning för jordslutning (enligt den högsta justeringsinställningen)			
Utrustning för decentraliserad kompensation	antal	10 500	40–50
Distributionstransformator genom kompensering av jordslutningsström			
Transformator högst 50 kVA	antal	11 400	40–50
Transformator 100–200 kVA	antal	12 700	40–50
Transformator minst 315 kVA	antal	14 700	40–50
Distributionstransformator med shuntreaktor och kompensering av jordslutningsström			
Transformator med shuntreaktor och kompensering av jordslutningsström	antal	22 000	40–50
110 kV Kompenseringsutrustning			
110 kV kompensationsutrustning (huvudtransformatorernas grunder används)			
Reaktor ONAN/ONAF kylning			
Reaktor 6 Mvar	antal	230 900	40–50
Reaktor 10 Mvar	antal	298 800	40–50
Reaktor 16 Mvar	antal	400 700	40–50
Reaktor 20 Mvar	antal	468 600	40–50
Reaktor 25 Mvar	antal	553 500	40–50
Reaktor 30 Mvar	antal	638 400	40–50
Reaktor 40 Mvar	antal	808 200	40–50
Reaktor minst 50 Mvar	antal	978 100	40–50
Dämpspole med stjärnpunkt			
Högst 100 kVar	antal	38 000	40–50
Ställverksbyggnader			
Fabrikstillverkade/av element			
Små lätta ställverksbyggnader (under 30 m2)	antal	137 800	45–55
Ställverksbyggnad i glesbygden (30–90 m2)	antal	194 000	45–55
Ställverksbyggnad i tätort (över 90 m2 men under 270 m2)	antal	271 900	45–55
Bygga på plats i stadsmiljön			
Ställverk i stad (200–600 m2)	antal	552 000	45–60
Stort ställverk i stad (över 600 m2)	antal	2 864 400	45–60



Storstadens stora centrumstation (minst 800 m2)	antal	5 795 300	45-60
Ställverkstomter			
Glesbygd (utanför det inre stadsområdet)	antal	39 400	
Stad/tätort (distributionsnätets grävförhållande 4)	antal	123 100	
Storstads centrum (distributionsnätets grävförhållande 5 j 6)	antal	415 100	