

Tillsynsmetoder under fjärde (1.1.2016–31.12.2019) och femte (1.1.2020–31.12.2023) tillsynsperioden

Eldistributionsnätsverksamhet

Innehållsförteckning

1 TILLSYNSMETODER – SAMMANFATTNING	5
1.1 Sammanfattning av tillsynsmetoderna	6
1.1.1 Justering av balansräkning, dvs. beräkning av skälig avkastning	7
1.1.2 Justering av resultaträkning, dvs. beräkning av faktiskt justerat resultat	7
1.1.3 Underskott och överskott.....	8
1.2 Tillsynsmetoderna som helhet	8
1.3 Ändring av beslut om fastställande.....	11
1.4 Tillsynsuppgifter	12
1.4.1 Tillsynsuppgifter som behövs för tillsynen	12
1.4.2 Inlämnande av tillsynsuppgifter	13
1.4.3 Tillsynsuppgifternas riktighet	14
1.5 Särredovisning av verksamheter.....	14
1.6 Hyresnät.....	15
1.7 Nät som köpts och sålts under tillsynsperioden	15
1.8 Inflation.....	17
1.9 Kalkyler som utförs under tillsynsperioden	18
1.10 Tillsynsbeslut som ges efter tillsynsperiodens utgång.....	20
1.11 Att söka ändring i fastställelse- och tillsynsbeslut	22
2 JUSTERADE TILLGÅNGAR OCH JUSTERAT KAPITAL SOM BUNDITS I NÄTVERKSAMHETEN	23
2.1 Justering av elnätstillgångar i bestående aktiva	24
2.1.1 Justerat återanskaffningsvärde.....	30
2.1.2 Justerat nuvarande bruksvärde	31
2.2 Justering av övriga tillgångar i bestående aktiva	32
2.3 Justering av tillgångar i rörliga aktiva	34
2.4 Justering av kapital som bundits i nätverksamheten	34
2.4.1 Justering av eget kapital.....	35
2.4.2 Justering av främmande kapital.....	36
3 SKÄLIG AVKASTNINGSGRAD	38
3.1 Modell för det vägda medelvärdet av kostnaden för kapital	38
3.2 Skälig kostnad för eget kapital	38
3.2.1 Riskfri räntesats för eget kapital	39
3.2.2 Betakoefficient	39
3.2.3 Marknadsriskpremie.....	40
3.2.4 Illikviditetspremie	41



3.2.5 Kapitalstruktur	42
3.3 Skälig kostnad för främmande kapital.....	42
3.3.1 Riskfri räntesats för främmande kapital	42
3.3.2 Riskpremie för främmande kapital	43
3.4 Beräkning av skälig avkastningsgrad	43
4 SKÄLIG AVKASTNING	46
4.1 Justerade tillgångar och justerat kapital som bundits i nätverksamheten	46
4.2 Skälig avkastningsgrad.....	50
5 ELNÄTSVERKSAMHETENS INTÄKTER OCH KOSTNADER.....	53
5.1 Intäkter i nätverksamheten	53
5.2 Kostnader i nätverksamheten	55
5.3 Finansieringskostnader i nätverksamheten	60
6 INCITAMENT.....	61
6.1 Investeringsincitament	61
6.1.1 Justerade linjära avskrivningar	62
6.1.2 Investeringsincitament vid beräkning av faktiskt justerat resultat.....	63
6.2 Kvalitetsincitament	63
6.2.1 Avbrottskostnader	63
6.2.2 Jämförelsenivå för avbrottskostnader under fjärde tillsynsperioden.....	65
6.2.3 Jämförelsenivå för avbrottskostnader under femte tillsynsperioden	67
6.2.4 Faktiska avbrottskostnader under fjärde tillsynsperioden	68
6.2.5 Faktiska avbrottskostnader under femte tillsynsperioden	68
6.2.6 Kvalitetsincitament vid beräkning av faktiskt justerat resultat	69
6.3 Effektiviseringsincitament	69
6.3.1 Allmänt effektiviseringsmål	70
6.3.2 Variablerna för mätning av företagsspecifik effektivitet.....	71
6.3.3 Företagsspecifikt effektiviseringsmål	73
6.3.4 Referensnivå för effektiviseringskostnader	78
6.3.5 Behandling av fusionerade nätinnehavare	80
6.3.6 Faktiska effektiviseringskostnader	81
6.3.7 Effektiviseringsincitament vid beräkning av faktiskt justerat resultat.....	81
6.4 Innovationsincitament	82
6.4.1 Kostnader för forskning och utveckling	82
6.4.2 Innovationsincitament vid beräkning av faktiskt justerat resultat.....	83
7 FAKTISKT JUSTERAT RESULTAT.....	84
KÄLLOR	85



BILAGA 1. NÄTKOMPONENTER, JÄMFÖRPRISER OCH ANVÄNDNINGSTIDSINTERVALLER	88
--	-----------

1 TILLSYNSMETODER – SAMMANFATTNING

I detta dokument presenterar Energimyndigheten (myndigheten) metoderna för tillsynen över skälig prissättning inom elnätsverksamheten 2016–2023. Metoderna tillämpas på innehavare av distributionsnät.

Energimyndigheten fastställer de slutliga tillsynsmetoderna till nätinnehavaren som en bilaga till beslutet om fastställande före utgången av 2015.

.

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

- 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 vid bearbetning av tillsynsmetoderna 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 och tillsynsmetoderna för fastställande beslut har Energimyndigheten även samrått med nätinnehavare. Under 2014 och 2015 ordnade myndigheten sammanlagt över sextio samrådsmöten för nätinnehavare och intressenter.

1.1 SAMMANFATTNING AV TILLSYNSMETODERNA

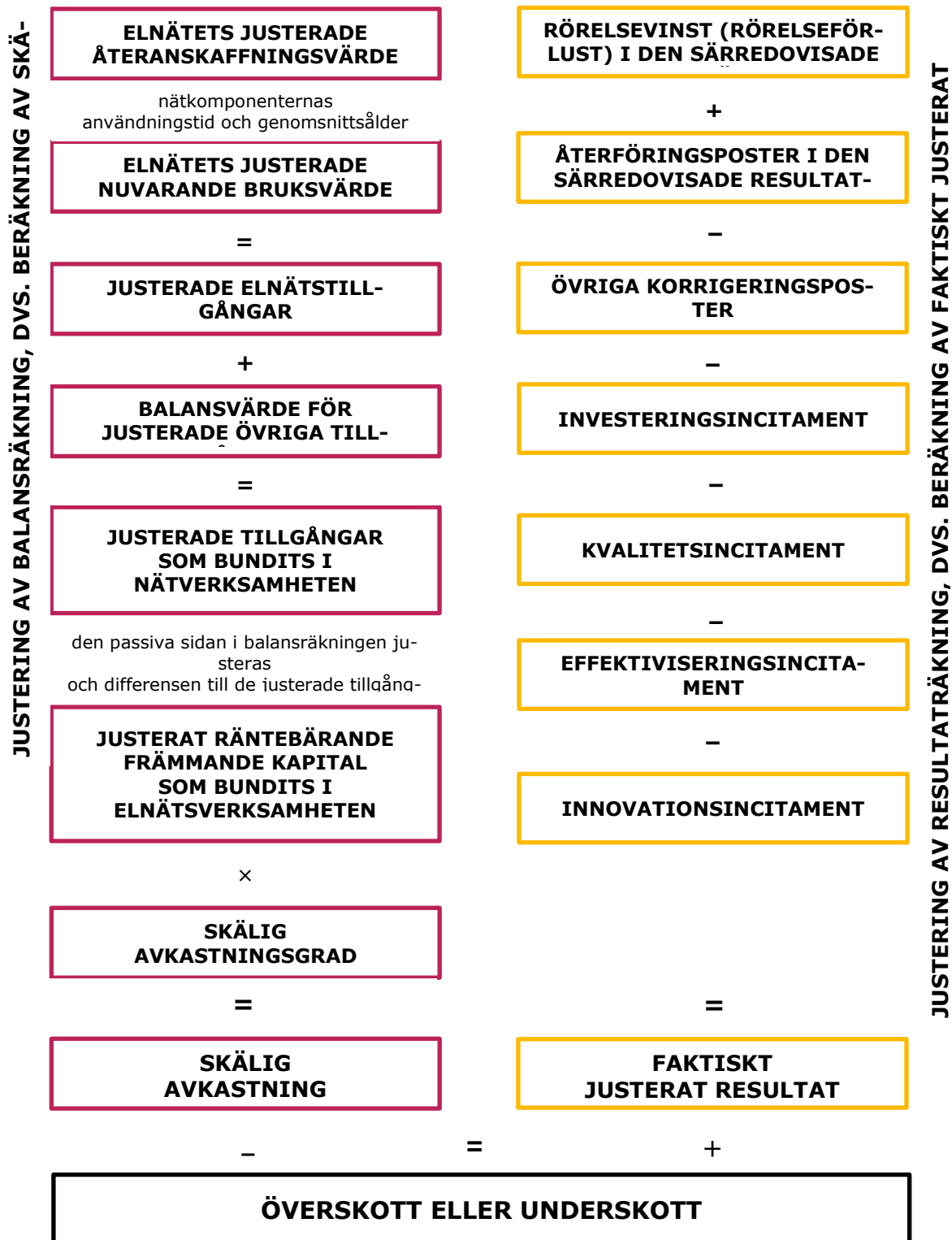


Bild 1. Tillsynsmetoder för tillsynsperioderna 2016–2019 och 2020–2023



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. De enskilda metoderna 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.

Skälig avkastningsgrad (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 skälig avkastningsgrad (3.4).

1.1.2 Justering av resultaträkning, dvs. beräkning av faktiskt justerat resultat

Beräkningen av faktiskt justerat resultat 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, det vill säga av investeringsincitamentet (6.1), kvalitetsincitamentet (6.2), effektiviseringsincitamentet (6.3) och innovationsincitamentet (6.4).

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

MÅL FÖR TILLSYNYN

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

Utöver de primära målen eftersträvas med tillsynen bland annat opartiskhet, utveckling av nätet samt långsiktig, oavbruten, utvecklad och effektiv affärsverksamhet.

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.

Konsumenters rättigheter

Enligt målsättningen i inremarknadsdirektivet för el (2009/72/EG, ingresstycke 51) bör konsumenternas intresse stå i centrum. Dessutom tjänsternas kvalitet höra till nätinnehavarnas centrala ansvarsområden..

Energimyndighetens uppgift som den nationella tillsynsmyndigheten är att se till att konsumenträttigheterna tillgodoses. Konsumenträttigheterna behöver stärkas och tryggas och bör innefatta ökad transparens.

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 har förhandsbehörighet i de väsentligaste tillsynsfrågorna. Enligt lagstiftningen (direktiv 2003/54/EG, ingresstycke 15) var målet för övergången till förhandstillsyn att undvika osäkerhet och kostsamma och tidskrävande konflikter.

I elmarknadslagstiftningen har myndigheten lämnats stor prövningsrätt i fråga om tillämpning av lagen. Detsamma gäller tillsynsmetoderna samt utvecklingen och tillämpningen av dem. Oavsett hur detaljerat tillsynsmetoderna utarbetas, kommer det ofrånkomligt att kvarstå frågor som Energimyndigheten ska avgöra med stöd av sin prövningsrätt som en oberoende tillsynsmyndighet.

Högsta förvaltningsdomstolen har också konstaterat (HFD 2010/86) att Energimyndigheten i elmarknadslagen har tilldelats stor prövningsrätt i fråga om utvecklingen av tillsynsmetoderna.

Vid utvecklingen och tillämpningen av tillsynsmetoderna och vid tillsynen i övrigt ska myndigheten med avseende på alla parter inom specialtillsynen beakta de gränser för sin prövningsrätt som följer av principerna för god förvaltning och de grundläggande rättigheterna.



OPARTISKHET OCH SKÄLIGHET UR NÄTTINNEHAVARENS PERSPEKTIV

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

Att metodernas delfaktorer leder till olika slutresultat för olika nättinnehavare utgör ändå inte i sig en tillräcklig grund för att metoden inte ska få tillämpas.

Å andra sidan har de särskilda skyldigheter som följer av lagstiftningen godkänts som grund för avvikelser i tillämpningen av tillsynsmetoderna på stamnättsinnehavare respektive distributionsnättsinnehavare (MD:268/06).

Vissa faktorer gör sig gällande ur nättinnehavarens perspektiv vid betraktelse av om tillsynsmetoderna som helhet betraktat har givit det skäliga resultat som avsetts. Till dessa faktorer hör enligt förarbetena till lagstiftningen (RP 20/2013 rd, detaljmotivering till 24 §) bland annat om nättinnehavaren har haft möjlighet att

- investera tillräckligt i nätet
- klara av kostnaderna
- ge avkastning till ägarna.

Om nättinnehavaren har uppnått detta, eller kunde ha uppnått detta, har nättinnehavaren 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 FEMTE TILLSYNSPERIODEN

Myndigheten kommer att under 2019 uppdatera följande parametrar i tillsynsmetoderna för den femte tillsynsperioden:

- riskpremie för främmande kapital vid beräkning av skälig avkastningsgrad (4.2)
- jämförelsenivå för avbrottskostnader (6.2.3)
- effektivitetsfront (6.3.3)
- jämförelsenivå för effektiviseringskostnader (6.3.4)

Dessa uppdateringar är inga metodändringar. Det är fråga att uppdatera parametrarna i tillsynsmetoderna, vilket kan jämföras med att parametrarna justeras varje år till exempel för beräkning av skälig avkastningsgrad.

Parametrarna uppdateras för den femte tillsynsperioden på samma sätt som de fastställdes för den fjärde 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 ska nätinnehavaren tillställa de uppgifter som behövs för tillsynen till Energimyndigheten.

1.4.1 Tillsynsuppgifter som behövs för tillsynen

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

- Handels- och industriministeriets förordning om särredovisning av elaffärsverksamheter (HIMf 79/2005, förordning om särredovisning)
- Energimyndighetens föreskrift om nyckeltal för elnätsverksamheten och deras publicering (EMV 963/002/2011, föreskrift om nyckeltal). Myndigheten uppdaterar föreskriften 2015 och publicerar den samtidigt den meddelar besluten om fastställande
- tillsynsmetoderna (detta dokument).

Väsentliga uppgifter för tillsynen är uppgifter från särredovisningen, uppgifter om nätstrukturen, ekonomiska och tekniska nyckeltal.

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. Användningstiderna för nätkomponenter ska även rapporteras vid behov.

Nätinnehavaren ska också tillställa övriga specifikationer som behövs för justering av den särredovisade balansräkningen och resultaträkningen för nätverksamheten. Dessa behandlas i avsnitten 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 baserar sig främst på att Energimyndigheten hyser tillit till 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.

Räntepåföljden för överskott beaktas i tillsynsbeslutet vid beräkningen av det under- eller överskott som överförs till följande tillsynsperiod.

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 affärsverksamhet. Särredovisningsskyldigheten gäller även juridiskt åtskilda nätinnehavare.

Enligt 6 § 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 får inte redovisas skilt från elnätsverksamheten. 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 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 den 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.

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.

¹ Energimarknadsverkets rekommendation, Kalkylmässig särredovisning av el- och naturgasaffärsverksamheterna (dnr 549/002/2011), 17.6.2011, rekommendationen kommer att uppdateras före den fjärde tillsynsperioden.

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 sammanslagning 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 genomsnittsålder 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 genomsnittsålder 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 att avspegla 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, får de jämförvärden som används för justering av elnätstillgångarna inte korrigeras under 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 samt i investeringsincitamentet. Vid inflationsjusteringen används konsumentprisindexet.

För kvalitetsincitamentet (6.2) görs inflationsjusteringen utifrån avbrottens jämförpriser enligt penningvärdet år 2005 (tabell 6). 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.

För investeringsincitamentet görs inflationskorrigeringen årligen vid beräkningen av den linjära avskrivningen utifrån återanskaffningsvärdet.

ANVÄNDNING AV KONSUMENTPRISINDEX VID INFLATIONSJUSTERING

Vid inflationsjusteringen används förändringen av konsumentprisindexets (1995=100) totalindex.

Som indextal för respektive år används medelvärdet av konsumentprisindexets (1995=100) indextal i april–september för det aktuella året. Till exempel som indextal för 2016 används medelvärdet av konsumentprisindexets (1995=100) indextal i april–september 2016.

Konsumentprisindexets ändring presenteras i formel 1.

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

där

ΔKHI_t = ändringen av konsumentprisindexet för år t

t = granskningsåret

KHI_t = medelvärdet för konsumentprisindexets (1995=100) indextal i april-september år t

KHI_{t-1} = medelvärdet för konsumentprisindexets (1995=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 nättinnehavaren:

- 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 besvärsmått. Efter utgången av tillsynsperioden fastställer Energimyndigheten kalkylerna för hela perioden genom ett tillsynsbeslut (1.10) som kan överklagas (1.11).



1.10 TILLSYNSBESLUT SOM GES 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 summan av skäligen avkastningar under samma år. Genom beräkningarna erhålls underskottet eller överskottet för hela tillsynsperioden.

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

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

RÄNTEPÅFÖLJD FÖR ÖVERSKOTT

Om det faktiska justerade resultatet under tillsynsperioden överskrider den skäligen avkastningen med minst fem procent, ska nätinnehavaren betala ränta på överskottet. Som räntesats används medelvärdet för den skäligen 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. Det belopp som ska sänkas enligt 14 § i tillsynslagen och på vilket räntan beräknas är det överskott som uppstått under den avslutade tillsynsperioden.

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*

+ Summa av de faktiska justerade resultaten för samtliga år under tillsynsperioden
- Summa 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.

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

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.

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.

Genom 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.

Genom 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 utgör den största enskilda delen, som visserligen består av flera komponenter, en elnätsinnehavares anläggningstillgångar, med andra ord av 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 genom tillsynsmetoderna så att det motsvarar det verkliga bruksvärdet. 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).

JÄMFÖRPRISER

Jämförpriser används vid beräkningen av det justerade återanskaffningsvärdet på elnätstillgångarna.

Återanskaffningsvärdet beräknas utifrån de genomsnittliga priserna per nätkomponent. Nätkomponenterna och jämförpriserna framgår av bilaga 1.

På jämförpriserna görs ingen inflationsjustering per år, eftersom inflationen redan beaktas i den skäliga avkastningsgraden. Under den femte tillsynsperioden 2022–2023 används jämförpriserna i bilaga 1.

Till de delar som en komponent i elnätstillgångarna inte ingår i de nätkomponenter som avses i bilaga 1 kan komponenten upptas i balansvärdet på det sätt som beskrivs i avsnitt 2.2. För att dessa komponenter ska kunna beaktas ska nätinnehavaren i samband med rapporteringen av tillsynsuppgifterna lämna en tillräcklig utredning av komponenterna och deras balansvärden enligt det särredovisade bokslutet.

ANVÄNDNINGSTID

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



Intervallen för användningstiderna för olika nätkomponenter framgår av bilaga 1. Inget intervall anges för ställverkstomter och ersättningar för ledningsgator eftersom de har ett konstant justerat nuvarande bruksvärde under hela tillsynsperioden.

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 2017. Därefter kan nätinnehavaren inte längre ändra på de angivna användningstiderna.

GENOMSNIITTSÅLDER

Genomsnittsålder används vid beräkningen av det justerade nuvarande bruksvärdet på elnätstillgångarna.

Nätinnehavaren ska vid utgången av varje tillsynsår klarlägga den faktiska åldern på varje komponent i elnätet. Utifrån de erhållna uppgifterna ska nätinnehavaren beräkna genomsnittsåldern för samtliga nätkomponenter som är i användning och rapportera den till tillsynssystemet.

Med den faktiska åldern avses komponentens användningstid, med andra ord dess ålder från första drifttagningstidpunkten eller tillverkningsåret. Vid beräkning av genomsnittsåldern begränsas åldersuppgiften för varje enskild komponent alltid av den användningstid som nätinnehavaren har angett för nätkomponenten. Detta innebär att en komponent som är äldre än den användningstiden ska upptas i beräkningarna endast till värdet på användningstiden. När en ny komponent rapporteras för första gången i tillsynsuppgifterna ska dess ålder i princip anges som komponentens verkliga ålder, med andra ord från dess drifttagningstidpunkt. Om tidpunkten är okänd, anges åldern som 0,5 år.

För de komponenter vars ålder nätinnehavaren inte kan klarlägga används vid beräkningen av nätkomponenternas genomsnittsålder 90 procent (för fjärde tillsynsperioden) och 100 procent (för femte tillsynsperioden) av den användningstid som nätinnehavaren har angett.



I bilaga 3 i en rapport från Empower Oy² finns en förteckning över prisandelarna på utbytbara delkomponenter (den förnyade komponentens återanskaffningsvärde/hela komponentens återanskaffningsvärde). Dessa andelar kan då goda grunder föreligger användas vid bestämning av åldern av ställverk i delsaneringar där en delkomponent i en enskild komponent byts ut mot en nyare och den förväntade avkastningen på komponenten överskrider det tidigare värdet. Med andra ord ska det vara fråga om en investering som förlänger den faktiska driftstiden så att den överskrider den valda användningstiden. Delkomponenternas andelar får inte användas vid bestämning av åldern om kostnaden för komponentbytet har upptagits i nätinnehavarens kostnader.

KLASSIFICERING AV MILJÖFÖRHÅLLANDEN

Klassificering av miljöförhållanden används vid bestämningen av det justerade återanskaffningsvärdet på elnätstillgångarna.

Miljöförhållandena för nätinnehavarens verksamhet beaktas förutom i nätkomponenternas strukturer även genom en särskild klassificering av förhållanden.

Med undantag för mycket svåra förhållanden bygger klassificeringen direkt på detaljplaneområden och senaste marktäckedata (CLC-material) från Finlands Miljöcentral. Dessa data kan användas som de är eller som en del i nätinnehavarens nätdatasystem.

Klassificeringen ska tillämpas vid fastställande av följande nätkomponenter:

- diken för 0,4 kV och 20 kV jordkabelnät
- diken för 110 kV jordkabelnät

och till tillämpliga delar vid fastställande av följande nätkomponenter:

- 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 redogöra för Energimyndigheten hur klasserna har fastställts. Om inte nätinnehavaren kan verifiera klassificeringen med stöd av CLC-materialet, får nätinnehavaren använda en uppdelning i endast goda och normala förhållanden i sin redovisning till Energimyndigheten.

² Sähköverkkokomponenttien yksikköhintojen määrittäminen, liite 3, Empower Oy, 2010

Klassificeringen av miljöförhållanden är följande:

- goda förhållanden: övriga områden, dvs. områden utanför detaljplaneområden
- normala förhållanden: detaljplaneområden
- svåra förhållanden: de klasser i CLC-materialet som enligt myndighetens anvisningar i rapporteringssystemet hör till denna grupp
- mycket svåra förhållanden: definieras genom verbala beskrivningar och med stöd av CLC-materialet enligt anvisningarna i myndighetens rapporteringssystem.

PRINCIPER FÖR FASTSTÄLLANDE AV JORDKABELNÄTETS ÅTERANSKAFFNINGSVÄRDE

Jordkabelnätets värde bestäms enligt samma principer som under de tidigare tillsynsperioderna. Utifrån klassificeringen av miljöförhållandena bestäms för varje nätinnehavare ett genomsnittligt jämförpris per kilometer jordkabel, som beskriver genomsnittliga grävförhållanden. Vid beräkning av nuvarande bruksvärde och återanskaffningsvärde läggs detta jämförpris till jordkablarnas jämförpriser.

Bestämningen av genomsnittliga grävförhållanden utgår från de jordkabeldiken som är i faktisk användning. Med andra ord sker uppdelningen i olika klasser enligt de jordkabeldiken där jordkablarna verkligen är i drift. Under första och andra tillsynsperioden uppskattades mängden kabeldiken med hjälp av koefficienter för sambruksgrad som Energimyndigheten hade kalkylerat. Under tredje tillsynsperioden fastställdes mängden diken antingen enligt faktiska uppgifter eller med hjälp av sambrukskoefficienter. Under fjärde och femte tillsynsperioden används inte uppskattningar utifrån sambrukskoefficienter och dikeslängden bestäms endast utifrån verkliga data.

Nätinnehavaren ska varje år utöver jordkabel längderna klarlägga de faktiska dikeslängderna för olika grävförhållanden vid utgången av året och meddela dem via rapporteringssystemet i uppgifterna om nätets struktur. De verkliga dikeslängderna kan bestämmas med stöd av informationen om jordkablarnas läge. Enligt 123 § i elmarknadslagen skulle elnätsinnehavarna göra informationen om placeringen av jordkablar tillgänglig i digital form senast den 31 december 2014. Genom utveckling av systemen för elnätsdata är det möjligt att klarlägga dikeslängderna utan kontroll på plats, till exempel kablar som ligger tillräckligt nära varandra kan automatiskt tolkas som ett dike.³

³ Maakaapeloinnin kaivuolosuhteiden määrittäminen ja verkkokomponenttien keski-ikäkätöjen käyttö verkkoarvon määrittämisessä, Dnr 596/401/2009



Om vägande skäl föreligger kan nätinnehavaren föreslå verbala korrigeringar i de områden som CLC-materialet avser. Ett fel anses bestå av att beskrivningen i CLC inte motsvarar den verkliga situationen. Före eventuella korrigeringar i områden som definierats i CLC-materialet ska nätinnehavaren kontrollera hos Energimyndigheten att korrigeringarna är motiverade.

För korrigering krävs att det i CLC-materialet finns ett tydligt och verifierbart fel som omfattar ett stort område. Det är inte ändamålsenligt att korrigera små fel, eftersom felen kompenserar varandra och felaktigheter uppkommer till både fördel och nackdel för nätinnehavaren. Energimyndigheten utfärdar vid behov mer detaljerade anvisningar om korrigering av fel.

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.

Nättdelar som betjänar en eller flera produktionsanläggningar och som har byggts efter den 1 september 2013 ska inte heller räknas in i justerade tillgångar som bundits i nätverksamheten om inte nättdelen samtidigt betjänar annan elförbrukning än sådan som direkt hänför sig till produktion.



Undantag för högspänningsdistributionsnät

I justerade elnätstillgångar kan i högspänningsdistributionsnät inräknas en nätdel som har byggts efter den 1 september 2013 om nätdelen

- har finansierats av nätinnehavaren
- ägs av nätinnehavaren och är i dennes besittning
- från första början har planerats och dimensionerats så att den i en nära framtid kan tillgodose såväl produktionens behov som konsumtionen av en annan av nätinnehavarens kunder i området
- är den tekniskt och ekonomiskt sundaste lösningen för elnätet.

Nätinnehavaren ska i samband med inrapporteringen av tillsynsuppgifterna lämna en redogörelse för de komponenter i högspänningsdistributionsnät som betjänar en produktionsanläggning. Nätinnehavaren ska också motivera varför komponenterna har upptagits i elnätstillgångarna. Energimyndigheten fattar utifrån utredningen beslut om hur dessa komponenter ska hanteras.

KOMPONENTER UTANFÖR 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.

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.

Komponenter som finansierats med stöd eller kompensationer för nätanläggning räknas inte med i det justerade nuvarande bruksvärdet på elnätstillgångarna, och därmed räknas ingen skälig avkastning på dem.

Komponenter som finansierats med stöd eller kompensationer beaktas ändå i det justerade återanskaffningsvärdet på elnätstillgångarna genom de justerade linjära avskrivningarna på elnätstillgångar (6.1.1) som bestäms i investeringsincitamentet.



Nätinnehavaren ska i samband med inrapportering av uppgifterna om nätstrukturen även redogöra för erhållna stöd och andra kompensationer. I redogörelsen ska ingå en beskrivning av på vilka komponenter stöden har använts och hur de har upptagits i nätinnehavarens bokföring.

Nätinnehavaren ska årligen beräkna det nuvarande bruksvärdet för samtliga komponenter som byggts med stödfinansiering och lämna in uppgifterna i sin redogörelse. Av redogörelsen ska framgå det återstående nuvarande bruksvärdet för samtliga komponenter som byggts med stödfinansiering. Nätinnehavaren ska beräkna detta nuvarande bruksvärde varje år och lämna in uppgifterna till Energimyndigheten tillsammans med uppgifterna om nätstrukturen tills dessa komponenters nuvarande bruksvärde är noll euro. Det nuvarande bruksvärdet för komponenter som byggts med stödfinansiering ska subtraheras från hela nätets nuvarande bruksvärde tills stödandelen har eliminerats. Energimyndigheten ger vid behov närmare anvisningar för inrapportering av stöden.

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 återanskaffningsvärde

Det justerade återanskaffningsvärdet för elnätstillgångar bestäms för varje år under tillsynsperioden per den sista december respektive år.

Den fjärde och femte tillsynsperioden ska det justerade återanskaffningsvärdet för nätkomponenter beräknas som produkten av jämförpriset enligt bilaga 1 och antalet nätkomponenter som nätinnehavaren rapporterat i tillsynsuppgifterna. Det justerade återanskaffningsvärdet för de justerade elnätstillgångarna totalt erhålls genom att räkna ihop de justerade återanskaffningsvärdena för varje nätkomponent.

Beräkningen av justerat återanskaffningsvärde per nätkomponent presenteras i formel 2.

$$JHA_i = \text{jämförpris}_i \times \text{antal}_i \quad (2)$$

Det justerade återanskaffningsvärdet för elnätstillgångarna totalt beräknas som summan av nätkomponenternas justerade återanskaffningsvärden enligt formel 3.

$$JHA = \sum_{i=1}^n (JHA_i) \quad (3)$$

i formlerna 2 och 3

JHA_i = det justerade återanskaffningsvärdet för samtliga komponenter i nätkomponent i

jämförpris_i = jämförpris på nätkomponent i enligt bilaga 1

antal_i = det totala antalet komponenter i nätkomponent i

JHA = justerat återanskaffningsvärde för elnätstillgångarna totalt

2.1.2 Justerat nuvarande bruksvärde

Det justerade nuvarande bruksvärdet av elnätstillgångarna beräknas för varje år under tillsynsperioden per den sista december respektive år.

Nätkomponentens justerade nuvarande bruksvärde beräknas utifrån det justerade återanskaffningsvärdet med hjälp av nätkomponentens användningstid som nätinnehavaren har valt och nätkomponentens genomsnittsålder som nätinnehavaren har rapporterat i tillsynsuppgifterna. Det justerade nuvarande bruksvärdet för de justerade elnätstillgångarna totalt erhålls genom att räkna ihop de justerade nuvarande bruksvärdena för varje nätkomponent.

Beräkningen av justerat nuvarande bruksvärde per nätkomponent presenteras i formel 4.

$$NKA_i = \left(1 - \frac{\text{keski} - \text{ikä}_i}{\text{pitoaika}} \right) \times JHA_i \quad (4)$$

Det justerade nuvarande bruksvärdet för elnätstillgångarna totalt beräknas som summan av nätkomponenternas justerade nuvarande bruksvärden enligt formel 5.

$$NKA = \sum_{i=1}^n (NKA_i) \quad (5)$$

i formlerna 4 och 5

NKA_i = det justerade nuvarande bruksvärdet för samtliga komponenter i nätkomponent i

$användningstid_i$ = användningstid för nätkomponent i

$genomsnittsålder_i$ = genomsnittsålder för samtliga komponenter i nätkomponent i

NKA = justerat nuvarande bruksvärde för elnätstillgångarna totalt

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. Detta gäller till exempel pågående nyanläggningar. 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 skälig avskrivningsnivå medges de planerliga avskrivningarna enligt den särredovisade resultaträkningen. Dylika 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. De 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 eli-



mineras från dessa poster. Elimineringen görs för de komponenter som finns på 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 och inte från till exempel de kommersiella marknadsvärden som fastställts på basis av företagsarrangemang och som kan innehålla värderings- eller organisationsposter 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.

Hantering av finansieringstillgångar är finansieringsteoretiskt inte egentlig el-nätverksamhet. 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 används det värde för omsättningstillgångar till vilket de upptagits 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.

Som eget kapital i den justerade balansräkningen upptas även reserver och avskrivningsdifferensen för andra än elnätstillgångar minskad med den latent skatteskulden.

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 göra 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 eget kapital. 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. Egetkapitalandelen i den räntebärande koncernbidragsskulden ska ändå elimineras.

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 justerat räntefritt främmande kapital. Till dessa poster hör till exempel leverantörsskulder, resultatregleringar och övriga kortfristiga skulder. Egetkapitalandelen i den räntefriga koncernbidragsskulden ska ändå elimineras.

Avsättningar i den särredovisade balansräkningen upptas i sin helhet som räntefritt främmande kapital. Av avskrivningsdifferensen för andra än elnätstillgångar upptas andelen för latent skatteskuld som räntefritt främmande kapital.

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 utlåtande⁴ kan återföringsbara 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 återföras 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.

⁴ 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 vägt medelvärde av kostnaden för kapital (Weighted Average Cost of Capital, WACC).

WACC anger medelvärdet av kostnaden för det kapital företaget använder vägt med relativa värden av eget och främmande kapital.

För att fastställa parametrarna i WACC-modellen har Energimyndigheten beställt ett expertutlåtande av Ernst & Young Ab⁵. Utlåtandet utgör den viktigaste grunden för valet av parameternivåerna för WACC-modellen som presenteras nedan.

3.2 SKÄLIG KOSTNAD FÖR EGET KAPITAL

Vid bestämning av skälig avkastningsgrad beräknas skälig kostnad för eget kapital med hjälp av CAP-modellen (Capital Asset Pricing Model).

CAP-modellen beskriver sambandet mellan risken och avkastningskravet på ett riskbärande placeringsinstrument.

I modellen beräknas den skäliga kostnaden för eget kapital så att på den riskfria räntan läggs ett risktillägg som består av marknadsriskpremien multiplicerat med betakoefficienten. På den riskfria räntan läggs dessutom en illikviditetspremie.

Beräkningarna för modellen presenteras i formel 6.

$$C_E = R_r + \beta_{\text{vetallinen}} \times (R_m - R_r) + LP \quad (6)$$

där

C_E = skälig kostnad för eget kapital

R_r = riskfri räntesats

$\beta_{\text{vetallinen}}$ = skuldbelagd betakoefficient

R_m = genomsnittlig marknadsavkastning

⁵ Ernst & Young Oy, Kohtuullisen tuottoasteen määrittäminen sähkö- ja maakaasuverkkotoimintaan sitoutuneelle pääomalle, 10.10.2014.

$R_m - R_r$ = marknadsriskpremie

LP = illikviditetspremie

3.2.1 Riskfri räntesats för eget kapital

Vid bestämning av skälig avkastningsgrad används ränta för finska tioåriga statsobligationer som den riskfria räntesatsen för skälig kostnad för eget kapital.

Riskfri räntesats beskriver avkastningskravet på ett så riskfritt placeringsinstrument som möjligt. I regel anses dessa vara statsobligationer utgivna av stater med högt kreditbetyg.

I nätverksamheten ska investeringshorisonten för eget kapital vara flera år och därför är det viktigt att välja rätt maturitet (lånetid). Det är således motiverat att utgå från avkastningen på långa obligationer vid bestämning av den riskfria räntesatsen.

Under femte tillsynsperioden för åren 2022 och 2023 uppdateras värdet för den riskfria räntesatsen årligen utifrån medelvärdet för de verkliga dagskurserna för finska tioåriga statsobligationer under april-september föregående år. Värdet för 2022 bestäms därmed utifrån medelvärdet för de verkliga dagskurserna under april-september 2021.

De verkliga dagskurserna publiceras av Finlands Bank⁶.

Den riskfria räntesats som beskrivs ovan används även som riskfri räntesats för skälig kostnad för främmande kapital (3.3.1).

3.2.2 Betakoefficient

Skälig avkastningsgrad bestäms med skuldbelagd betakoefficient 0,828.

Betakoefficienten beskriver ett företags riskgrad i förhållande till den genomsnittliga riskgraden för alla investeringar.

⁶ Finlands Bank publicerar räntorna på finska statens benchmarklån som anges som medelvärdet av primary dealernas köpnoteringar kl. 13 i Reuterssystemet varje dag. Om beräkningsmetoden ändras tillämpas dagskurserna beräknade med den uppdaterade metoden som Finlands Bank publicerar.

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

Tillsynsmetoderna utgår från att betakoefficienten är en branschspecifik storhet. Den beskriver riskgraden i de investeringar som gjorts i företagen inom branschen jämfört med alla investeringar.

Den skuldfria betakoefficienten beskriver affärsverksamhetens risker utan risk för skuldsättning. I tillsynsmetoderna beräknas den skuldfria betakoefficienten med hjälp av Hamada-formeln som också eliminerar skattesatsens effekter.

Som skuldfri betakoefficient används 0,54 som är det övre gränsvärdet i variationsintervallet som fastställts för distributionsnäten i Ernst & Youngs utredning.

För att kunna bestämma den skäliga kostnaden för eget kapital justeras den skuldfria betakoefficienten till skuldbelagd betakoefficient. Hur justeringen görs med beaktande av skuldsättningsgrad och samfundsskattesats presenteras i formel 7.

$$\beta_{velallinen} = \beta_{velaton} \times \left(1 + (1 - yvk) \times \frac{D}{E} \right) \quad (7)$$

där

$\beta_{velallinen}$ = skuldbelagd betakoefficient

$\beta_{velaton}$ = skuldfri betakoefficient

yvk = samfundsskattesats

D/E = kapitalstruktur (räntebärande skulder/eget kapital)

3.2.3 Marknadsriskpremie

Skälig avkastningsgrad bestäms med hjälp av marknadsriskpremien 5 %.

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

Vid bestämmandet av kostnaden för eget kapital finns ett samband mellan den riskfria räntan och marknadsriskpremien. Valet av den riskfria räntan inverkar därigenom på storleken på riskpremien.



Den marknadsriskpremie som tillämpats under de tidigare tillsynsperioderna har baserat sig bland annat på utredningar och utlåtanden som Energimyndigheten låtit ta fram. Marknadsdomstolen har också godkänt detta värde i sitt beslut (MD:635-688/10). Enligt Ernst & Youngs utredning är denna nivå på premien motiverad när den riskfria räntan har bestämts utifrån avkastningen på finska tioåriga statsobligationer.

3.2.4 Illikviditetspremie

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

Illikviditetspremien beskriver investeringens eventuella avsaknad av likviditet.

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

Modeller för hur illikviditetspremien ska tillämpas vid bestämning av företagets värde har utarbetats med olika metoder. Tills vidare saknas en allmänt godtagen metod för beräkningarna. Därför är tillämpningen av premien i praktiken i högsta grad prövningsbaserad.

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

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

Värdet på illikviditetspremien har behandlats i marknadsdomstolens beslut (MD:271-344/2006) samt i flera utlåtanden^{6, 7, 8, 9, 10}. Premien kan beräknas som ett medeltal av de värden som presenteras i dessa.

⁷ Martikainen Teppo, Lausunto Sähkömarkkinakeskukselle jakeluverkkotoimintaan sitoutuneen pääoman kohtuullisesta tuottoasteesta, Utlåtande 4.11.1998

⁸ PricewaterhouseCoopers, Lausunto koskien sähkön jakeluverkkotoiminnan pääoman keskikustannusta 7.4.2004.

⁹ Deloitte & Touche Oy, Energimarknadsverket – Sähköverkkotoiminnan WACC-mallin ja sen parametrien arviointi, Utlåtande 6.8.2010

¹⁰ Kallunki Juha-Pekka, Lausunto Energiainviroviraston käyttämästä sähköverkkotoiminnan valvontamallista, Utlåtande 29.4.2011

3.2.5 Kapitalstruktur

Vid bestämning av skälig avkastningsgrad används fast kapitalstruktur där andelen räntebärande främmande kapital är 40 % och andelen eget kapital 60 %.

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

Kapitalstrukturen inverkar också på bestämningen av betakoefficienten. Effekten av företagets kapitalstruktur måste elimineras för att betakoefficienterna för olika aktier ska vara jämförbara.

Enligt finansieringsteorin ska bolagets optimala kapitalstruktur används vid beräkningen av vägt medelvärde av kostnaden för kapital. I utredningen som gjordes av Ernst & Young⁶ har nätinnehavarens kapitalstruktur härletts utifrån en kontrollgrupp av börslistade bolag med så identisk affärsverksamhet som möjligt. Det grundläggande antagandet är att dessa bolag har optimerat sin kapitalstruktur för att maximera bolagets värde.

3.3 SKÄLIG KOSTNAD FÖR FRÄMMANDE KAPITAL

Vid bestämning av skälig avkastningsgrad beräknas den skäliga kostnaden för främmande kapital genom att riskpremien för främmande kapital adderas till den riskfria räntesatsen.

Beräkning av modellen för skälig kostnad för främmande kapital beskrivs i formel 8.

$$C_D = R_r + DP \quad (8)$$

där

C_D = skälig kostnad för främmande kapital

R_r = riskfri räntesats

DP = riskpremie för främmande kapital

3.3.1 Riskfri räntesats för främmande kapital

Vid bestämning av skälig avkastningsgrad beräknas värdet på den riskfria skattesatsen för skälig kostnad för främmande kapital på samma sätt som för eget kapital (3.2.1).



3.3.2 Riskpremie för främmande kapital

Vid bestämning av skälig avkastningsgrad under fjärde tillsynsperioden 2016–2019) tillämpas riskpremien för främmande kapital 1,4 %.

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

I utredningen som utfördes av Ernst & Young⁶ utvärderades nivån på riskpremien för främmande kapital med olika metoder. Utifrån dem fastställdes ett variationsintervall för de finländska nättinnehavarnas riskpremie för främmande kapital. Premien kan beräknas som medelvärdet inom detta intervall.

Riskpremien för främmande kapital under femte tillsynsperioden (2020–2023) kommer att uppdateras före utgången av 2019.

Nedre gränsen i intervallet är medeltalet för Bloombergs index över tioåriga skuldebrev utgivna av europeiska el-, gas-, vattenbolag o.dyl. med A-kreditbetyg (*utility companies, Bloomberg fair market yield curve*) under perioden juni 2009–maj 2019, från vilket subtraherats medelvärdet för månadsnoteringarna för tyska tioåriga statsobligationer under perioden juni 2009–maj 2019.

Övre gränsen i intervallet är medeltalet för månadsnoteringarna i Bloombergs index över tioåriga skuldebrev utgivna av europeiska el-, gas-, vattenbolag o.dyl. med BBB-kreditbetyg (*utility companies, Bloomberg fair market yield curve*) under perioden juni 2009–maj 2019, från vilket subtraherats medelvärdet för månadsnoteringarna för tyska tioåriga statsobligationer under perioden juni 2009–maj 2019.

Med månadsnotering avses kursnoteringen på den sista handelsdagen i månaden.

Riskpremien utgörs av medelvärdet för ovannämnda variationsintervall och den tillämpas oförändrad under femte tillsynsperioden.

De ovannämnda indexen ska innehålla flera olika bolag vid uppdateringstidpunkten för riskpremien. Om så inte är fallet, kommer Energimyndigheten att tillämpa riskpremien för främmande kapital 1,4 % för femte tillsynsperioden.

3.4 BERÄKNING AV SKÄLIG AVKASTNINGSGRAD

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

Kostnaden för hela kapitalet räknas fram med hjälp av vägt medelvärde av kostnaden för eget och räntebärande främmande kapital. Avkastningskravet på det räntefria främmande kapitalet är noll varför det inte är nödvändigt att inkludera detta kapital i beräkningen av skälig avkastningsgrad.

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

Samfundsskatt beaktas i beräkningen av skälig avkastning och avdras inte vid beräkningen av det faktiska justerade resultatet. Tillämpning av skälig avkastningsgrad före skatt (pre-tax) gör tillsynsmetoden tydligare och bidrar till att nättinnehavarna behandlas lika oavsett deras bolagsform eller bolagets koncernstruktur.

Skälig avkastningsgrad beräknas först efter skatt (post-tax) på det sätt som presenteras i formel 9.

$$WACC_{post-tax} = C_E \times \frac{E}{E + D} + C_D \times (1 - yvk) \times \frac{D}{E + D} \quad (9)$$

där

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

C_E = skälig kostnad för eget kapital

C_D = skälig kostnad för räntebärande främmande kapital

E = justerat eget kapital som bundits i nätverksamheten

D = justerat räntebärande främmande kapital som bundits i nätverksamheten

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 10.

$$WACC_{pre-tax} = \frac{WACC_{post-tax}}{(1 - yvk)} \quad (10)$$

där



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

På nätinnehavaren tillämpas en fast kapitalstruktur där andelen räntebärande främmande kapital är 40 % och andelen eget kapital 60 %. Därmed beräknas skälig avkastningsgrad före samfundsskatt (pre-tax) enligt formel 11.

$$WACC_{pre-tax} = \frac{C_E \times 0,60}{(1 - yvk)} + C_D \times 0,40 \quad (11)$$

4 SKÄLIG AVKASTNING

Skälig avkastning för nätinnehavaren räknas som produkten av justerat kapital som bundits i elnätsverksamheten (2.4) och skälig avkastningsgrad (3.4).

Nätinnehavaren får därmed skälig avkastning på

- 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 12.

$$R_{k, pre-tax} = WACC_{pre-tax} \times (E + D) \quad (12)$$

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 2 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 2. *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

Balansvärde av omsättningstillgångar

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 3 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 3. *Justering av den passiva sidan i balansräkningen*

PASSIVA

SÄRREDOVISAD BALANSRÄKNING

JUSTERAD BALANSRÄKNING

Eget kapital

Justerat eget kapital

Eget kapital

Balansvärde av eget kapital

Givna koncernbidrag minskade med latent skatteskuld

Avskrivningsdifferens för andra än elnätstillgångar minskad med latent skatteskuld och reserver

– Erhållna koncernbidrag minskade med latent skatteskuld

Utjämningspost i justerad balansräkning

Akkumulerade bokslutsdispositioner

Avskrivningsdifferens och reserver

Avsättningar

Avsättningar

Främmande kapital

Justerat främmande kapital

Räntebärande

Räntebärande

Räntebärande skulder

Balansvärde av räntebärande skulder

Kapitallån

Balansvärde av kapitallån

- Egetkapitalandel i givet men ej utbetalt räntebärande koncernbidrag

Räntefritt

Räntefritt

Räntefria skulder

Balansvärde av räntefria skulder

- Egetkapitalandel i givet men ej utbetalt räntefritt koncernbidrag

Balansvärde av avsättningar

Andel av latent skatteskuld i avskaffningsdifferensen för andra än elnätstillgångar

PASSIVA TOTALT

JUSTERAD BALANSOMSLUTNING

4.2 SKÄLIG AVKASTNINGSGRAD

Skälig avkastningsgrad beräknas utifrån det vägda medelvärdet av kostnaden för kapital (WACC).

Genom substituering i formel 12 av definitionen av skälig avkastningsgrad enligt formel 11 erhålls beräkningen av skälig avkastning på justerat kapital som bundits i nätverksamheten före samfundsskatt (pre-tax) enligt formel 13.

$$R_{k,pre-tax} = \left(\frac{C_E \times 0,60}{(1 - yvk)} + C_D \times 0,40 \right) \times (E + D) \quad (13)$$

Skälig kostnad av justerat eget kapital som bundits i nätverksamheten i formel 13 beräknas enligt formel 14.

$$C_E = R_r + \beta_{velaton} \times \left(1 + (1 - yvk) \times \frac{40}{60} \right) \times (R_m - R_r) + LP \quad (14)$$

Skälig kostnad av justerat räntebärande främmande kapital som bundits i nätverksamheten i formel 13 beräknas enligt formel 15.

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

i formlerna 13, 14 och 15

$R_{k,pre-tax}$	=	skälig avkastning före samfundsskatt
C_E	=	skälig kostnad för eget kapital
C_D	=	skälig kostnad för räntebärande främmande kapital
yvk	=	samfundsskattesats
E	=	justerat eget kapital som bundits i nätverksamheten
D	=	justerat räntebärande främmande kapital som bundits i nätverksamheten
R_r	=	riskfri räntesats
$\beta_{velaton}$	=	skuldfri betakoefficient
$R_m - R_r$	=	marknadsriskpremie
LP	=	illikviditetspremie
DP	=	riskpremie för främmande kapital



Parametrarna för skälig avkastningsgrad som ska tillämpas under fjärde tillsynsperioden framgår av tabell 4.

Tabell 4. Parametrarna för skälig avkastningsgrad under fjärde tillsynsperioden

PARAMETER	VÄRDE SOM SKA TILLÄMPAS
RISKFRI RÄNTESATS	medelvärdet av dagskurserna för finska tioåriga statsobligationer under april–september föregående år
SKULDFRI BETAKOEFFICIENT	0,54
SKULDBELAGD BETAKOEFFICIENT	0,828
MARKNADSRISKPREMIE	5,0 %
ILLIKVIDITETSPREMIE	0,6 %
KAPITALSTRUKTUR (skulder/eget kapital)	40 %/60 %
RISKPREMIE FÖR FRÄMMANDE KAPITAL	1,4 %
SAMFUNDSSKATTESATS	20,0 %



UPPDATERING AV PARAMETRARNA FÖR SKÄLIG AVKASTNINGSGRAD

Energimyndigheten uppdaterar värdet för den riskfria räntesatsen årligen.

Vid behov uppdaterar myndigheten samfundsskattesatsen till att motsvara det gällande värdet.

Inför femte tillsynsperioden kommer myndigheten att uppdatera riskpremien för främmande kapital för skälig avkastningsgrad.

Följande parametervärden för skälig avkastningsgrad förblir oförändrade för alla år under fjärde och femte tillsynsperioden:

- marknadsriskpremie
- illikviditetspremie
- skuldfri betakoefficient
- skuldbelagd betakoefficient
- kapitalstruktur

5 ELNÄTSVERKSAMHETENS 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 faktiskt justerat resultat 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:

- årliga nettoförändringen 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.

Anslutningsavgifter periodiserar 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 återföras 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.

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 nät-hyra 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 I 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 korrigeringsposter 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. Till elnätsverksamheten hör

- nätinnehavarens planering, byggande, underhåll och drift av elnät
- anslutande av nätanvändarnas elanläggningar till elnätet
- 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.

JÄMLIK BEHANDLING AV BOKFÖRDA INVESTERINGAR OCH KOSTNADER

Nätinnehavarna behandlas lika oavsett om de aktiverar eller utgiftsför kostnader som hänför sig till en investering.

Kostnaderna för en komponent beaktas inte två gånger i tillsynsmetoderna.

Om investeringen i en komponent har i sin helhet upptagits som en kostnad i operativa kostnader, får komponenten inte användas vid beräkningen av nätets värde eller av återanskaffningsvärde eller nuvarande bruksvärde. Vid beräkning av det faktiska justerade resultatet görs inte heller en separat korrigerings för komponenten. En komponent som utgiftsförts i sin helhet har redan beaktats i rörelsevinsten (rörelseförlusten) i den särredovisade resultaträkningen.

Utgiftsförda kostnader för nedmontering eller allmänna kostnader beaktas i likhet med övriga kostnader vid beräkningen av det faktiska justerade resultatet.

Nedmonteringskostnader som aktiverats som ersättningsinvesteringar i den särredovisade balansräkningen kan i enlighet med avsnitt 2.2 beaktas till sitt särredovisade balansvärde i de justerade tillgångar som bundits i nätverksamheten. I så fall ska nätinnehavaren specificera de aktiverade kostnaderna för investeringarna som en separat kostnadspost i noterna till det särredovisade bokslutet.

KOSTNADER UTANFÖR NÄTVERKSAMHETEN

Vid beräkningen av faktiskt justerat resultat 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.

STANDARDERSÄTTNING

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 till kunder som orsakats av avbrott.

KOSTNADER FÖR ANSLUTNING AV ANNAN ELNÄTSINNEHAVARE I ELNÄTET

Hantering 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)¹¹ ska upptas som "övriga fordringar" under placeringar

¹¹ Bokföringsnämndens utlåtande om bokföring av elanslutningsavgifter (1670/2001)

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)¹² 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 korrigerings 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 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).

¹² Bokföringsnämndens utlåtande om hur anslutningsavgifter för stamnätet ska upptas i bokslutet hos den som ansluter sig till nätet (1905/2013)

Bestämning av kontrollerbara operativa kostnader (KOPEX) beskrivs i tabell 5.

Tabell 5. *Kontrollerbara operativa kostnader*

KOPEX	=	Material, förnödenheter och varor
	+	Ökning eller minskning av lager
	+	Personalkostnader
	+	Bruks- och underhållskostnader som ingår i näthyror och leasingavgifter för nätet
	+	Hyreskostnader
	+	Övriga externa tjänster
	+	Interna kostnader
	+	Övriga av övriga rörelsekostnader
	+	Erlagda standardersättningar (om de inte ingår i övriga kostnader)
	+	Utgiftsförda komponenter (om de inte ingår i ovan nämnda poster)
	-	Anskaffningskostnader för energiförlust
	-	Tillverkning för eget bruk
	-	Byggkostnader för anläggning av eget nät

Kostnader i nätverksamheten utöver de som framgår av tabell 5 utgör icke kontrollerbara operativa kostnader.

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 skäligen 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

Utövandet av elnätsverksamhet förutsätter vissa finansieringstillgångar. De behövs för regelbundna utbetalningar, då nätinnehavarens utbetalningar i viss mån sker vid annan tidpunkt än inbetalningarna till kassa. 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 nätverksamhetsutövandet. 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.

Vid beräkning av det faktiska justerade resultatet ska av finansieringstillgångarna beaktas endast den andel som motsvarar 10 procent 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 utövandet av nätverksamheten.

6 INCITAMENT

6.1 INVESTERINGSINCITAMENT

Investeringsincitamentet är avsett att sporra nätinnehavaren till i genomsnitt kostnadseffektiva investeringar och att möjliggöra ersättningsinvesteringar.

Investeringsincitamentet består av jämförprisernas incitamentseffekt och lineära avskrivningar på justerat återanskaffningsvärde.

Jämförprisernas incitamentseffekt styr nätinnehavarna att göra investeringar som är effektivare än genomsnittet och att hitta effektivare implementeringsmetoder. Incitamenteffekten uppkommer genom differensen mellan investeringarna enligt jämförpriser och kostnaden för verkställda investeringar. Med i genomsnitt kostnadseffektiva investeringar får nätinnehavaren ett bättre värde på investeringarna än de verkliga investeringskostnaderna (justerat återanskaffningsvärde).

Incitamenteffekten av de linjära avskrivningarna på det justerade återanskaffningsvärdet samt det nuvarande bruksvärdet styr nätinnehavaren till att upprätthålla nätet i faktisk användning enligt de valda användningstiderna som en del av nättillgångarna och möjliggör tillräckliga ersättningsinvesteringar.

Incitamenteffekten 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.

När användningstiden har valts rätt, möjliggör och omfattar linjära avskrivningar enligt investeringsincitamentet i genomsnitt alla nödvändiga ersättningsinvesteringar, inklusive förtida ersättande investeringar. Med andra ord räcker det med investeringsincitamentet för att nätinnehavaren ska kunna göra avskrivningar på nätkomponenternas hela återanskaffningsvärde. 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 förtida ersättande investeringar som förbättrar leveranssäkerheten och möjliggör ersättande investeringar för uppfyllandet av leveranssäkerhetskriteriet till den del som nätinnehavaren har kunnat förutse dessa vid val av användningstid för fjärde tillsynsperioden.

6.1.1 Justerade linjära avskrivningar

Justerade linjära avskrivningar på elnätstillgångar beräknas per nätkomponent utifrån elnätstillgångarnas justerade återanskaffningsvärde (2.1.1). De justerade linjära avskrivningarna beräknas för varje år under tillsynsperioden per den sista december respektive år. Eftersom inflationen inte beaktas i jämförpriserna inom tillsynsperioden ska förändringen i inflationen beaktas vid beräkning av den linjära avskrivningen med konsumentprisindexet. Jämförpriserna har dock uppdaterats i mitten av tillsynsperioden för år 2022 och 2023. Därför kommer förändringen i inflationen att beaktas endast inom dessa två år.

Beräkning av linjära avskrivningar för åren 2022-2023 k för nätkomponent i presenteras i formel 16.

$$JHATP_{i,k} = \frac{JHA_i}{\text{pitoaika}_i \text{användningstid}_i} \times \left(\frac{KHI_k}{KHI_{2022}} \right) \quad (16)$$

De justerade linjära avskrivningarna för hela elnätet beräknas som summan av nätkomponenternas justerade linjära avskrivningar enligt formel 17.

$$JHATP_k = \sum_{i=1}^n \left(\frac{JHA_i}{\text{användningstid}_i} \right) \times \left(\frac{KHI_k}{KHI_{2022}} \right) \quad (17)$$

i formlerna 16 och 17

$JHATP_{i,k}$ = justerade linjära avskrivningar år k för nätkomponent i

$JHATP_k$ = justerade linjära avskrivningar för elnätstillgångarna totalt år k

JHA_i = justerat återanskaffningsvärde för nätkomponent i

användningstid_i = tekniskekonomisk användningstid för nätkomponent i

KHI_k = konsumentprisindex år k

KHI_{2022} = konsumentprisindex år 2022



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. Komponenter som finansierats med stöd eller kompensationer beaktas ändå i det justerade återanskaffningsvärdet på elnätstillgångarna genom de justerade linjära avskrivningarna på elnätstillgångar som bestäms i investeringsincitamentet.

6.1.2 Investeringsincitament vid beräkning av faktiskt justerat resultat

Investeringsincitamentets effekt avdras vid beräkning av det faktiska justerade resultatet. Effekten på det faktiska justerade resultatet beräknas årligen enligt formel (17).

6.2 KVALITETSINCITAMENT

Syftet med kvalitetsincitamentet är att uppmuntra 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.

I kvalitetsincitamentet tillämpas avbrottskostnaderna till fullt belopp och inte till hälften som tidigare. Detta betyder att effekten av den förbättrade leveranssäkerheten på incitamentet kan observeras snabbare.

6.2.1 Avbrottskostnader

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

AVBROTT

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

Distributionsnätsinnehavare

Under fjärde tillsynsperioden beaktas i mellanspänningsnätet

- antal och varaktighet av planerade avbrott



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

JÄMFÖRPRISER FÖR AVBROTT

Som jämförpriser för avbrott används de värden som framgår av tabell 6. De baserar sig på en utredning som myndigheten låtit göra vid Tekniska högskolan och Tammerfors tekniska universitet¹³.

För kvalitetsincitamentet har avbrottspriserna enligt utredningen modifierats så att skadan orsakad av avbrotten så väl som möjligt ska beskriva den olägenhet kunderna upplevt. Jämförpriserna har modifierats i utredning som myndigheten låtit göra vid Villmanstrands tekniska universitet och Tammerfors tekniska universitet^{14,15}.

Aktualiteten av avbrottsens jämförpriser för konsumenterna har undersökts i en utredning som myndigheten låtit göra på Gaia Consulting Oy¹⁶.

Enligt utredningarna är det även framöver motiverat att jämförpriserna i tabell 6 används vid uppskattning av skador orsakade av avbrott.

Jämförpriserna i tabellen anges i penningvärdet 2005. Vid beräkning av jämförelsenivån för avbrottskostnaderna och de faktiska avbrottskostnaderna justeras jämförpriserna till penningvärdet respektive år med konsumentprisindex enligt avsnitt 1.8.

¹³ Tekniska högskolan, Tammerfors tekniska universitet / Silvast Antti, Heine Pirjo, Lehtonen Matti, Kivikko Kimmo, Mäkinen Antti, Järventausta Pertti, Sähköjakelun keskeytyksistä aiheutuva häirtä, december 2005

¹⁴ Villmanstrands tekniska universitet / Honkapuro Samuli, Tahvanainen Kaisa, Viljainen Satu, Lassila Jukka, Partanen Jarmo, Kivikko Kimmo, Mäkinen Antti, Järventausta Pertti, DEA-mallilla suoritettavan tehokkuusmittauksen kehittäminen, 8.12.2006

¹⁵ Villmanstrands tekniska universitet, Tammerfors tekniska universitet / Honkapuro Samuli, Tahvanainen Kaisa, Viljainen Satu, Partanen Jarmo, Mäkinen Antti, Verho Pekka, Järventausta Pertti, Keskeytystunnuslukujen referenssiarvojen määrittäminen, 18.5.2007

¹⁶ 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

Tabell 6. Jämförpriser för skador orsakade av avbrott

Oplanerade avbrott		Planerade 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
11,0	1,1	6,8	0,5	1,1	0,55

6.2.2 Jämförelsenivå för avbrottskostnader under fjärde tillsynsperioden

Bestämning av jämförelsenivån för kvalitetsincitamentet har undersökts i en utredning som Gaia Consulting Oy¹² utfört på uppdrag av Energimyndigheten. I utredningen granskades frågan speciellt med tanke på kraven på leveranssäkerhet enligt elmarknadslagen. Frågan har också behandlats i en utredning som myndigheten låtit göra vid Tammerfors tekniska universitet och Villmanstrands tekniska universitet¹⁷. Utredningen fokuserade speciellt på risken för stora störningar.

Som jämförelsenivå för avbrottskostnader används medelvärdet av nätinnehavarens faktiska avbrottskostnader för de två föregående tillsynsperioderna, med andra ord för åtta år. Under fjärde tillsynsperioden används som jämförelsenivå medelvärdet för de faktiska avbrottskostnaderna åren 2008–2015.

Vid beräkningen av jämförelsenivån ska även effekterna av stora störningar beaktas, oavsett om kvalitetsincitamentets effekter har gjorts rimligare vid beräkningen av det faktiska justerade resultatet för de tidigare tillsynsperioderna. I jämförelsenivån ska stora störningar beaktas och därigenom kompenseras nätinnehavaren för de kostnader som dessa störningar orsakat.

Jämförelsenivån korrigeras med den årsenergi som överlåtits till kunderna, för att jämförelsenivån för avbrottskostnaderna ska med avseende på den överförda energimängden vara jämförbar med de faktiska avbrottskostnaderna.

¹⁷ 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

DISTRIBUTIONSNÄTSINNEHAVARE

Jämförelsenivån för avbrottskostnaderna i distributionsnät för mellanspänning under fjärde tillsynsperioden beräknas enligt formel 18.

$$KAH_{ref,k} = \frac{\sum_{t=2008}^{2015} \left[KAH_{t,k}^{KJ} \times \left(\frac{W_k}{W_t} \right) \right]}{8} \quad (18)$$

De faktiska avbrottskostnaderna i distributionsnät för mellanspänning beräknas enligt formel 19.

$$KAH_{t,k}^{KJ} = \left(\begin{array}{l} KA_{odott,t}^{KJ} \times h_{E,odott} + KM_{odott,t}^{KJ} \times h_{W,odott} + \\ KA_{suunn,t}^{KJ} \times h_{E,suunn} + KM_{suunn,t}^{KJ} \times h_{W,suunn} + \\ AJK_t^{KJ} \times h_{AJK} + PJK_t^{KJ} \times h_{PJK} \end{array} \right) \times \left(\frac{W_t}{T_t} \right) \times \left(\frac{KHI_k}{KHI_{2005}} \right) \quad (19)$$

i formlerna 18 och 19

$KAH_{ref,k}$ = jämförelsenivå för avbrottskostnaderna år k , euro

$KAH_{t,k}^{KJ}$ = faktiska avbrottskostnader i distributionsnät för mellanspänning år t i penningvärdet år k , euro

W_k = överförd energimängd år k , kilowattimmar

W_t = överförd energimängd år t , kilowattimmar

k = år 2016, 2017, 2018 eller 2019

t = år 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013, 2014 eller 2015

$KA_{odott,t}^{KJ}$ = med årsenergi viktad varaktighet av oplanerade avbrott i distributionsnät för mellanspänning, timmar

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

$KM_{odott,t}^{KJ}$ = med årsenergi viktat antal oplanerade avbrott i distributionsnät för mellanspänning, st.

$h_{W,odott}$	= jämförpris för skada orsakad av oplanerade avbrott för antalet avbrott, euro/kilowatt
$KA^{KJ}_{suunn,t}$	= med årsenergi viktad varaktighet av planerade avbrott i distributionsnät för mellanspänning, timmar
$h_{E,suunn}$	= jämförpris för skada orsakad av planerade avbrott för avbrottens varaktighet, euro/kilowattimme
$KM^{KJ}_{suunn,t}$	= med årsenergi viktat antal planerade avbrott i distributionsnät för mellanspänning, st.
$h_{W,suunn}$	= jämförpris för skada orsakad av planerade avbrott för antalet avbrott, euro/kilowatt
AJK^{KJ}_t	= med årsenergi viktat antal avbrott på grund av fördröjd återinkoppling i distributionsnät för mellanspänning, st.
h_{AJK}	= jämförpris för skada orsakad av fördröjda återkopplingar för antalet avbrott, euro/kilowatt
PJK^{KJ}_t	= med årsenergi viktat antal avbrott på grund av snabbåterkoppling i distributionsnät för mellanspänning, st.
h_{PJK}	= jämförpris för skada orsakad av snabbåterkopplingar för antalet avbrott, euro/kilowatt
T_t	= antal timmar år t
KHI_k	= konsumentprisindex år k
KHI_{2005}	= konsumentprisindex år 2005

6.2.3 Jämförelsenivå för avbrottskostnader under femte tillsynsperioden

DISTRIBUTIONSNÄTSINNEHAVARE

Vid beräkning av jämförelsenivån under femte tillsynsperioden beaktas skadan orsakad av avbrott även i distributionsnätinnehavarens högspänningsnät.

Under femte tillsynsperioden används som jämförelsenivå medelvärdet av de faktiska avbrottskostnaderna i distributionsnät för mellanspänning 2012–2019.

Jämförelsenivån för avbrottskostnaderna i distributionsnät under femte tillsynsperioden beräknas enligt formel 22.

$$KAH_{ref,k} = \frac{\sum_{t=2012}^{2019} \left[KAH_{t,k}^{KJ} \times \left(\frac{W_k}{W_t} \right) \right]}{8} + \frac{\sum_{t=2013}^{2019} \left[KAH_{t,k}^{SJ} \times \left(\frac{W_k}{W_t} \right) \right]}{7} \quad (22)$$

jämfört med formlerna 18 och 20 används följande värden

k = år 2020, 2021, 2022 eller 2023

t = år 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018 eller 2019

6.2.4 Faktiska avbrottskostnader under fjärde tillsynsperioden

Den skada som avbrotten orsakar nätinnehavarens kunder beräknas för varje år.

DISTRIBUTIONSNÄTSINNEHAVARE

Under fjärde tillsynsperioden beräknas de faktiska avbrottskostnaderna i distributionsnät utifrån avbrotten i distributionsnät för mellanspänning (KAH_t^{KJ}) enligt formel 19. Till skillnad från formel 19 används följande värden

$t = k$ = granskningsåret, dvs. 2016, 2017, 2018 eller 2019

6.2.5 Faktiska avbrottskostnader under femte tillsynsperioden

Den skada som avbrotten orsakar nätinnehavarens kunder beräknas för varje år.

DISTRIBUTIONSNÄTSINNEHAVARE

Under femte tillsynsperioden inkluderar kvalitetsincitamentet även avbrott i distributionsnätsinnehavarens högspänningsnät.

Därmed beräknas de faktiska avbrottskostnaderna som summan av avbrottskostnaderna i distributionsnäten för mellanspänning och högspänning enligt formel 25.

$$KAH_t = KAH_t^{KJ} + KAH_t^{SJ} \quad (25)$$

De faktiska avbrottskostnaderna i distributionsnät för mellanspänning (KAH^{KJ}_i) beräknas enligt formel 19.

6.2.6 Kvalitetsincitament vid beräkning av faktiskt justerat resultat

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 görs skäligare. De största avvikelserna i det årliga antalet avbrott och deras varaktighet beaktas genom att man ställer gränsvärden för kvalitetsincitamentet, så kallade tak- och golvvärden. Detta innebär att en differens mellan avbrottskostnadernas jämförelsenivå 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 procent av nätinnehavarens skäliga avkastning under det aktuella året. Detta gäller kvalitetsbonus och kvalitetssanktion som utmäts för förbättring respektive försämring av kvaliteten.

Kvalitetsincitamentet ska vara symmetriskt även för nätinnehavaren vars största möjliga kvalitetsbonus är under 15 procent av nätinnehavarens skäliga avkastning under det aktuella året. Därför kan den största möjliga kvalitetssanktionen vara högst lika stor som största möjliga kvalitetsbonus.

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.



BERÄKNING AV EFFEKTIVISERINGSINCITAMENT

Effektiviseringsincitamentet för distributionsnätinnehavare består av sex faktorer

- allmänt effektiviseringsmål (6.3.1)
- variablerna för mätning av företagsspecifik effektivitet (6.3.2)
- företagsspecifikt effektiviseringsmål (6.3.3)
- referensnivå för företagsspecifika effektiviseringskostnader (6.3.4)
- faktiska företagsspecifika effektiviseringskostnader (6.3.5)
- effektiviseringsincitament vid beräkning av faktiskt justerat resultat (6.3.7).

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.

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

UTVECKLING AV PRODUKTIVITETEN INOM NÄTBRANSCHEN

I en utredning¹⁸ 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.

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

¹⁸ 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

NYA UPPGIFTER OCH ARBETSSÄTT

Till följd av ändringar i lagstiftningen har nätinnehavarna fått och kommer att få nya uppgifter. Dessutom ska tidigare uppgifter utföras på nya sätt. Till exempel inom energimätning har man infört timbaserad mätning och fjärravläsning.

Kostnadsökningen och kostnadsbesparingen som de nya uppgifterna och arbets-sätten medför är svåra att beakta på ett tillförlitligt sätt vid beräkningen av det faktiska justerade resultatet.

Det tydligaste och tillräckligt korrekta sättet enligt Energimyndighetens uppfattning är att dessa kostnader och fördelar beaktas vid beräkningen av det faktiska justerade resultatet genom justering av nivån på det allmänna effektiviseringsmålet.

GÄLLANDE NIVÅ

Som värde för det allmänna effektiviseringsmålet under fjärde och femte tillsyns-perioden används 0 procent, i stället för 2 %procent som beräknats utifrån den långvariga produktivitetsutvecklingen.

Däriigenom kompenseras de merkostnader som de nya uppgifterna och arbets-sätten orsakar för nätinnehavarna vid beräkningen av det faktiska justerade resultatet.

6.3.2 Variablerna för mätning av företagsspecifik effektivitet

Variablerna för effektivitetsmätning vid beräkning av det företagsspecifika effekti-vitetsmålet är variablerna för input, output och omvärld.

INPUTVARIABLER

Som inputvariabler används

- kontrollerbara operativa kostnader (KOPEX), euro
- elnätets återanskaffningsvärde (JHA), euro.

Kontrollerbara operativa kostnader och återanskaffningsvärde behandlas som se-parata variabler och ska inte räknas ihop.

I modellen beräknas kontrollerbara operativa kostnader som varierande input som är föremål för effektiviseringsmålet. Återanskaffningsvärdet har i modellen ett fast värde som inte omfattas av effektiviseringsmålet.



I tabell 5 i avsnitt 5.2 presenteras de poster som ingår i kontrollerbara operativa poster.

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 outputn genom att öka på avbrottskostnaderna. De är inte heller nödvändiga för verksamheten utan bara en biprodukt. I modellen upptas de som en önskad outputvariabel eller olägenhet.

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 driftställena är anslutna till nätet via en 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.

6.3.3 Företagsspecifikt effektiviseringsmål

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

Energimyndigheten har låtit Sigma-Hat Economics Oy göra en utredning av effektivitetsmätningar¹⁹. I utredningen bedömdes och utvecklades metoden StoNED (Stochastic Non-smooth Envelopment of Data) som tillämpas på mätning av distributionsnätsinnehavares effektivitet.

Metoderna för modellspecifikation och estimering har utvecklats med tanke på effektiviseringsincitamentet.

MODELLSPECIFIKATION FÖR EFFEKTIVITETSFRONT

Effektivitetsfronten estimeras med hjälp av StoNED-metoden. Den modellspecifikation som används vid beräkningen presenteras i formel 26.

$$\ln x = \ln IR(x, y) + \delta'z + u + v \quad (26)$$

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

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 = slumpfel

¹⁹ Sigma-Hat Economics Oy / Kuosmanen, T., Saastamoinen, A., Keshvari, A., Johnson, A., & Parmeter, C., Tehostamiskannustin sähköjen jakeluverkkoyhtiöiden valvontamallissa: Ehdotus Energiaviraston soveltamien menetelmien kehittämiseksi neljänellä valvontajaksolla 2016–2019, 21.10.2014



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 senaste den 30 juni 2016.

Effektivitetsfronten estimeras för fjärde tillsynsperioden och någon ny estimering görs inte senare under perioden. Ingångsdata för estimeringen av de i avsnitt 6.3.2 definierade variablerna är nätinnehavarnas tillsynsuppgifter för 2008–2014.

Som kontrollerbara operativa kostnader används kostnadsposterna enligt tillsynsuppgifterna för 2008–2014. Dessa justeras med konsumentprisindexet till nivån år 2014.

Som återanskaffningsvärde används de justerade återanskaffningsvärdena för elnätstillgångar enligt tillsynsuppgifterna för 2008–2014. Dessa justeras med konsumentprisindexet till nivån år 2014.

Effektivitetsfronten estimeras på nytt 2019 för femte tillsynsperioden. Estimeringen sker på samma sätt som för fjärde tillsynsperioden. Ingångsdata för estimeringen av de i avsnitt 6.3.2 definierade variablerna är tillsynsuppgifterna för 2012–2014. Dessa justeras med konsumentprisindexet till nivån år 2018.

De data som används vid estimering av effektivitetsfronten är 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.

Utredning av år 2014

Energimyndigheten har låtit göra en utredning¹⁵ som baserar sig på tillsynsuppgifter för 2005–2012 vilka har justerats med konsumentprisindexet till nivån år 2010.

Uppgifterna omfattande totalt 89 innehavare av distributionsnät. Av dessa har tio nätinnehavare fusionerats med en annan under eller efter tillsynsperioden.

Utredningen omfattade totalt 690 observationsenheter.



EFFEKTIVITETSTAL

Effektivitetstalet anger förhållandet mellan den skäliga kostnadsnivån och den faktiska kostnadsnivån.

Effektivitetstalet kan beräknas i samband med estimering av effektivitetsfronten för varje år i estimeringsintervallet. Effektiviseringsmålet beräknas under fjärde tillsynsperioden med ett kalkylerat effektivitetstal som bestämts utifrån medeltalet för tillsynsuppgifterna för 2011–2014 (input- och outputdata och omvärldsvariabeln).

Användning av medeltal minskar effekterna av outputvariablernas årliga variation på bestämningen av effektiviseringsmålet och de skäliga kontrollerbara operativa kostnaderna (SKOPEX).

Under femte tillsynsperioden bestäms det kalkylerade effektivitetstalet utifrån medeltalet för tillsynsuppgifterna för 2015–2018 (input- och outputdata och omvärldsvariabeln). Under femte tillsynsperioden har övergångsperioden gått ut och effektiviseringsmålet för övergångsperioden behövs inte längre.

EFFEKTIVITETSTAL UNDER FJÄRDE TILLSYNSPERIODEN

Det kalkylerade effektivitetstalet för 2016–2019 beräknas som kvoten av de skäliga och faktiska kontrollerbara operativa kostnaderna enligt formel 27.

$$TL_{2016-2019} = \frac{SKOPEX_{2011-2014}}{KOPEX_{2011-2014}} \quad (27)$$

där

$SKOPEX_{2011-2014}$ = skäliga kontrollerbara operativa kostnader beräknade utifrån medeltalet för nätinnehavarens tillsynsuppgifter för 2011–2014

$KOPEX_{2011-2014}$ = medeltalet för de faktiska operativa kostnaderna beräknade utifrån nätinnehavarens tillsynsuppgifter för 2011–2014

$TL_{2016-2019}$ = kalkylerat effektivitetstal för nätinnehavaren 2016–2019

EFFEKTIVITETSTAL UNDER FEMTE TILLSYNSPERIODEN

Det kalkylerade effektivitetstalet för 2020–2023 beräknas som kvoten av de skäliga och faktiska kontrollerbara operativa kostnaderna enligt formel 28.

$$TL_{2020-2023} = \frac{SKOPEX_{2015-2018}}{KOPEX_{2015-2018}} \quad (28)$$

där

$SKOPEX_{2015-2018}$ = skäliga kontrollerbara operativa kostnader beräknade utifrån medeltalet för nätinnehavarens tillsynsuppgifter för 2015–2018

$KOPEX_{2015-2018}$ = medeltalet för de faktiska operativa kostnaderna beräknade utifrån nätinnehavarens tillsynsuppgifter för 2015–2018

$TL_{2020-2023}$ = kalkylerat effektivitetstal för nätinnehavaren 2020–2023

ÖVERGÅNGSPERIOD

För effektiviseringen bestäms en övergångstid inom vilken nätinnehavaren ska nå den kostnadsnivå som är förenlig med effektiv verksamhet. Effektiviseringsmålet fördelas med andra ord på flera år.

På basis av den utredning som Energimyndigheten låtit göra¹⁵ är övergångsperioden fyra år, med andra ord fjärde tillsynsperioden 2016–2019.

Nätinnehavaren kan välja att kostnadsnivån enligt effektivitetsfronten ska tillämpas direkt, utan övergångsperiod. Då ska termen $(1 - X_{2016-2019})^{t-2020}$ i formel 32 ha värdet 1.

EFFEKTIVISERINGSMÅL UNDER FJÄRDE TILLSYNSPERIODEN (ÖVERGÅNGSPERIOD)

Effektiviseringsmålet baserar sig på den upptäckta effektiviseringspotentialen hos nätinnehavaren.

Beräkningen av effektiviseringspotentialen utgår från nätinnehavarens faktiska kontrollerbara operativa kostnader som omfattas av effektiviseringsmålet. De ska

jämföras med de skäliga kontrollerbara operativa kostnaderna enligt effektivitetsfronten. Effektivitetsfronten har bestämts på basis av kostnads- och outputdata för samtliga nätinnehavare.

Effektiviseringsmålet beräknas åren 2016–2019 enligt formel 29.

$$X_{2016-2019} = 1 - (TL_{2016-2019})^{1/4} \times (1 - YL) \quad (29)$$

där

$X_{2016-2019}$ = effektiviseringsmål för 2016–2019

YL = allmänt effektiviseringsmål

Eftersom det allmänna effektiviseringsmålet har värdet 0 % under fjärde tillsynsperioden, utgörs effektiviseringsmålet endast av det företagsspecifika målet enligt formel 30.

$$X_{2016-2019} = 1 - (TL_{2016-2019})^{1/4} \quad (30)$$

EFFEKTIVISERINGSMÅL UNDER FEMTE TILLSYNSPERIODEN

Övergångsperioden går ut före början av femte tillsynsperioden. Under femte tillsynsperioden jämförs nätinnehavarens faktiska kontrollerbara operativa kostnader direkt med de skäliga kontrollerbara operativa kostnaderna enligt effektivitetsfronten.

SKÄLIGA KOSTNADER ENLIGT EFFEKTIVITETSFRONTEN

Med hjälp av effektivitetsfronten bestäms nätinnehavarens skäliga kontrollerbara kostnader enligt outputnivån för effektiv verksamhet. Dessa skäliga 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 marginalkostnad. Skuggpris anger det belopp i euro där en ändring på en enhet i outputvariabeln inverkar på beräkningen av SKOPEX. Elnätets återanskaffningsvärde 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 återanskaffningsvärde 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 31.

$$SKOPEX = \hat{IR}^{StoNED}(x, y) \times \exp(\hat{\delta}'z) \quad (31)$$

där

$\hat{IR}^{StoNED}(x, y)$ = 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 skäligen kontrollerbara operativa kostnaderna (SKOPEX). Referensnivån beräknas varje år.

Genom att referensnivån beräknas varje år beaktas även förändringarna i outputvariablerna.

Vid beräkning av referensnivån för fjärde tillsynsperioden har avbrottskostnaderna och elnätets återanskaffningsvärde bundits till den genomsnittliga nivån åren 2011–2014. För femte tillsynsperioden har avbrottskostnaderna och elnätets återanskaffningsvärde bundits till den genomsnittliga nivån åren 2015–2018.

Genom användning av genomsnittsvärden minskar effekten av dessa variablers årliga variation på bestämningen av skäliga kontrollerbara operativa kostnader.

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

REFERENSNIVÅ UNDER FJÄRDE TILLSYNSPERIODEN

Referensnivån beräknas under övergångsperioden 2016–2019 enligt formel 32.

$$SKOPEX_t = \hat{IR}^{StoNED}(x_t, y_t) \times \exp(\hat{\delta}^i z_t) \times (1 - YL)^4 \times (KHI_t / KHI_{2014}) \times (1 - X_{2016-2019})^{t-2020} \quad (32)$$

där

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

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

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

KHI_t = konsumentprisindex år t

KHI_{2014} = konsumentprisindex år 2014

X = effektiviseringsmål under övergångsperioden 2016–2019

$(1 - YL)^4$ = teknisk utveckling 2016–2019; eftersom det allmänna effektiviseringsmålet är lika med noll, är denna faktor 1

$(1 - X_{2016-2019})^{t-2020}$ = övergångsperiodens inverkan

t = år 2016, 2017, 2018 eller 2019

REFERENSNIVÅ UNDER FEMTE TILLSYNSPERIODEN

Övergångsperioden går ut före femte tillsynsperioden.

Referensnivån 2020–2023 beräknas enligt formel 33.

$$SKOPEX_t = \hat{IR}^{StoNED}(x_t, y_t) \times \exp(\hat{\delta}^1 z_t) \times (1 - YL)^{t-2015} \times (KHI_t / KHI_{2018}) \times (1 - X_{2016-2019})^{t-2020} \quad (33)$$

som skiljer sig från formel 32 genom att

KHI_{2018} = konsumentprisindex år 2018

$(1 - YL)^{t-2015}$ = teknisk utveckling 2020–2023; eftersom det allmänna effektiviseringsmålet är lika med noll, är denna faktor 1

$(1 - X_{2016-2019})^{t-2020}$ = övergångsperiodens inverkan; eftersom övergångsperioden har gått ut, är denna faktor 1

t = år 2020, 2021, 2022 eller 2023

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.

Behandling av fusionerade nätinnehavare under fjärde tillsynsperioden

Om nätinnehavare har gått samman 2011–2015 ska de fusionerade nätinnehavarnas tillsynsuppgifter (input- och outputdata) räknas ihop för åren 2011–2014. Även kvoten för anslutningar/driftställen ska beräknas för den fusionerade nätinnehavaren för åren 2011–2014. Därefter räknas medeltalet av de sammanslagna uppgifterna för 2011–2014 och detta medeltal används vid bestämningen av det kalkylerade effektivitetstalet, effektiviseringsmålet och de skäligen kontrollerbara operativa kostnaderna (SKOPEX) för den fusionerade nätinnehavaren under fjärde tillsynsperioden.

Om nätinnehavare går samman 2016–2019 ska de fusionerade nätinnehavarnas tillsynsuppgifter (input- och outputdata) räknas ihop för åren 2011–2014 så som beskrivs ovan. Därefter räknas medeltalet av de sammanslagna uppgifterna för 2011–2014 och detta medeltal används vid bestämningen av det kalkylerade effektivitetstalet, effektiviseringsmålet och de skäligen kontrollerbara operativa kostnaderna (SKOPEX) för den fusionerade nätinnehavaren under fjärde tillsynsperioden från och med det år då fusionen genomförs.



Behandling av fusionerade nätinnehavare under femte tillsynsperioden

Om nätinnehavare har gått samman 2015–2019 ska de fusionerade nätinnehavarnas tillsynsuppgifter (input- och outputdata) räknas ihop för åren 2015–2018. Även kvoten för anslutningar/driftställen ska beräknas för den fusionerade nätinnehavaren för åren 2015–2018. Därefter räknas medeltalet av de sammanslagna uppgifterna för 2015–2018 och detta medeltal används vid bestämningen av det kalkylerade effektivitetstalet och de skäligen kontrollerbara operativa kostnaderna (SKOPEX) för den fusionerade nätinnehavaren under femte tillsynsperioden.

Om nätinnehavare går samman 2020–2023 ska de fusionerade nätinnehavarnas tillsynsuppgifter (input- och outputdata) räknas ihop för åren 2015–2018 så som beskrivs ovan. Därefter räknas medeltalet av de sammanslagna uppgifterna för 2015–2018 och detta medeltal används vid bestämningen av det kalkylerade effektivitetstalet och de skäligen kontrollerbara operativa kostnaderna (SKOPEX) för den fusionerade nätinnehavaren under femte tillsynsperioden från och med det år då fusionen genomförs.

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 5 i avsnitt 5.2 presenteras de poster som ingår i kontrollerbara operativa poster.

6.3.7 Effektiviseringsincitament vid beräkning av faktiskt justerat resultat

Effektiviseringsincitamentets effekt avdras vid beräkning av det faktiska justerade resultatet.

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

Effektiviseringsincitamentets maximala effekt på beräkningen av det faktiska justerade resultatet görs skäligare. 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 procent av nätinnehavarens skäligen 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 sporra elnätsinnehavare till att verka för innovativa tekniska och operativa lösningar i sin nätverksamhet.

I en utredning²⁰ som Gaia Consulting Oy utförde på uppdrag av Energimyndigheten bedömdes innovationsincitamentets funktion och framfördes förslag till vidare utveckling av incitamentet.

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 verksamhetssätt. Detta kan medföra nätinnehavarens forsknings- och utvecklingskostnader redan innan de nya teknikerna eller verksamhetssätten kan användas och utnyttjas i full skala.

Energimyndigheten aktivera nätinnehavare inom forskning och utveckling med hjälp av avdrag för skäligen 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. Kostnaderna kan också anknyta till planering av ett dylikt projekt.

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.

²⁰ Gaia Consulting Oy / Vehviläinen Iivo, Ryyänen Erkka, Hjelt Mari, Descombes Laura, Vanhanen Juha, Energiaviraston valvontamenetelmissä sovellettavan innovaatiokannustimen arviointi, 18.9.2014



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 faktiskt justerat resultat

Innovationsincitamentets effekt avdras vid beräkning av det faktiska justerade resultatet.

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

Beloppet för godkända forsknings- och utvecklingskostnader för ett år kan med andra ord överskrida eller underskrida andelen på 1 procent av nätverksamhetens omsättning under det aktuella året.

7 FAKTISKT JUSTERAT RESULTAT

Beräkningen av faktiskt justerat resultat 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).

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

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

Effektiviseringsincitamentets effekt beräknas genom att de faktiska effektiviseringskostnaderna dras av från effektiviseringskostnadernas referensnivå.

Innovationsincitamentets effekt beräknas utifrån nätinnehavarens skäliga forsknings- och utvecklingskostnader.

Beräkningarna ger till slut det faktiska justerade resultatet.

De ovan nämnda beräkningarna beskrivs i tabell 8.

Tabell 8. Beräkning av faktiskt justerat resultat

RÖRELSEVINST (RÖRELSEFÖRLUST) FÖR NÄTVERKSAMHET I DEN SÄRREDOVISADE RESULTATRÄKNINGEN	
	+ Återföringsposter i den särredovisade resultaträkningen
	+ Nettoförändring av återbetalningsbara anslutningsavgifter
	+ Betalda näthyror
	+ Planenliga avskrivningar på affärsvärde
kostnader	+ Försäljningsförlust av försäljning av nätandel som upptagits som övriga
intäkter	- Försäljningsvinst av försäljning av nätandel som upptagits som övriga
	+ Planenliga avskrivningar och nedskrivningar på elnätstillgångar
	- Korrigeringsposter till resultatet
	+ Skäliga kostnader för finansieringstillgångar
	- Investeringsincitament
	+ Justerade linjära avskrivningar på elnätstillgångar
	- Kvalitetsincitament
	+ Referensnivå för avbrottskostnader
	- Faktiska avbrottskostnader
	- Effektiviseringsincitament
	+ Referensnivå för effektiviseringskostnader
	- Faktiska effektiviseringskostnader
	- Innovationsincitament
	+ Skäliga kostnader för forskning- och utveckling
	= FAKTISKT JUSTERAT RESULTAT

KÄLLOR

- 1 Energimarknadsverkets rekommendation, Kalkylmässig särredovisning av el- och naturgasaffärsverksamheterna (dnr 549/002/2011), 17.6.2011



- 2 Empower Oy, Sähköverkkokomponenttien yksikköhintojen määrittely, 17.11.2010
- 3 Energimyndigheten, Maakaapeloinnin kaivuolosuhteiden määrittely ja verkkokomponenttien keski-ikä tietojen käyttö verkonarvon määrittelyssä, Dnr 596/401/2009, 28.1.2010
- 4 Bokföringsnämndens utlåtande om bokföring av elanslutningsavgifter (1650/2001)
- 5 Ernst & Young Oy, Kohtuullisen tuottoasteen määrittäminen sähkö- ja maakaasuverkkotoimintaan sitoutuneelle pääomalle, 10.10.2014.
- 6 Martikainen Teppo, Lausunto Sähkömarkkinakeskukselle jakeluverkkotoimintaan sitoutuneen pääoman kohtuullisesta tuottoasteesta, Utlåtande 4.11.1998
- 7 PricewaterhouseCoopers, Lausunto koskien sähkön jakeluverkkotoiminnan pääoman keski-kustannusta 7.4.2004.
- 8 Deloitte & Touche Oy, Energimarknadsverket – Sähköverkkotoiminnan WACC-mallin ja sen parametrien arviointi, Utlåtande 6.8.2010
- 9 Kallunki Juha-Pekka, Lausunto Energiamarkkinaviraston käyttämästä sähköverkkotoiminnan valvontamallista, Utlåtande 29.4.2011
- 10 Bokföringsnämndens utlåtande om bokföring av elanslutningsavgifter (1670/2001)
- 11 Tekniska högskolan, Tammerfors tekniska universitet / Silvast Antti, Heine Pirjo, Lehtonen Matti, Kivikko Kimmo, Mäkinen Antti, Järventausta Pertti, Sähkönjakelun keskeytyksistä aiheutuva haitta, december 2005
- 12 Villmanstrands tekniska universitet / Honkapuro Samuli, Tahvanainen Kaisa, Viljainen Satu, Lassila Jukka, Partanen Jarmo, Kivikko Kimmo, Mäkinen Antti, Järventausta Pertti, DEA-mallilla suoritettavan tehokkuusmittauksen kehittäminen, 8.12.2006
- 13 Villmanstrands tekniska universitet, Tammerfors tekniska universitet / Honkapuro Samuli, Tahvanainen Kaisa, Viljainen Satu, Partanen Jarmo, Mäkinen Antti, Verho Pekka, Järventausta Pertti, Keskeytystunnuslukujen referenssiarvojen määrittäminen, 18.5.2007
- 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 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
- 17 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
- 18 PA Consulting Group Oy / Kuusela Akke, Sähkön jakeluverkkotoiminnan laajenemisen kustannusvaikutuksiin liittyvä konsulttityö, 24.5.2004
- 19 Gaia Consulting Oy / Vehviläinen Iivo, Ryyänen Erkka, Hjelt Mari, Descombes Laura, Vanhanen Juha, Energiaviraston valvontamenetelmissä sovellettavan innovaatiokannustimen arviointi, 18.9.2014

BILAGA 1. NÄTKOMPONENTER, JÄMFÖRPRISER OCH ANVÄNDNINGSTIDSINTERVALLER

Jämförpriserna i bilagan har uppdaterats utifrån den kostnadsenkäter som genomfördes under 2021²¹. Jämförpriserna i bilagan kommer att användas i den femte tillsynsperioden för 2022 och 2023.

Svar på kostnadsenkäter begärdes in från alla systemansvariga för eldistribution och högspänningsnätverk på grundval av faktiska investeringskostnader. I enkätresultaten har jämförkostnaden inte inflationsjusterats vid bildandet av jämförpris, eftersom jämförpriserna har uppdaterats under tillsynsperioden och en rimlig avkastning tar hänsyn till inflationsutvecklingen under den fjärde och den femte tillsynsperioden.

BESTÄMNING AV JÄMFÖRPRISER

Jämförpriserna har i princip bestämts med samma principer som tidigare. I princip baseras jämförpriserna sig huvudsakligen på det vägda genomsnittet av investeringsvolymerna. Vid fastställandet av det vägda medelvärdet har delvis använts en korrigering baserad på standardavvikelsen, där endast det vägda medelvärdet har beräknats från uppgifterna inom standardavvikelsen. Standardavvikelsekorrigeringen har använts om den inte minskar urvalet för större projekt för att i genomsnitt göra jämförpriserna så kostnadseffektiva och realistiska som möjligt.

För jämförpriser med en väldigt liten urvalsstorlek var det nödvändigt att använda andra metoder för att få linjära resultat. Dessa är till exempel genomsnittet av företagets svar eller det jämförpris som bestäms av jämförpriserna för andra liknande nätkomponenter. Om det inte heller har varit möjligt för dem att fastställa jämförpriset, så har jämförpriset enligt fjärde kontrollperioden bestämts som jämförpris. De olika beräkningsprinciper som anges ovan har behövt användas för att fastställa jämförpriserna, så att jämförpriserna för liknande nätkomponenter inom komponentgruppen är linjära i förhållande till varandra och leder till i övrigt kostnadsmässiga och realistiska situationer.

För ovanligare komponenter har jämförpriserna bestämts utifrån kostnadsuppgifterna i kombination med nätinnehavarnas kostnadsuppskattningar samt relativa uppgifter som kostnadsstrukturen och kostnadsuppgifter om andra nätkomponenter i samma komponentgrupp. Det har varit nödvändigt att tillämpa de olika beräkningsmetoder som nämns ovan för att jämförpriserna för liknande nätkomponenter inom en komponentgrupp ska stå i ett linjärt förhållande till varandra.

²¹ Kriterierna för uppdatering av jämförpriser diskuteras närmare i motiveringen dnro 3055/430/2021.



Principen för att bestämma jämförpriser i etapper beskrivs nedan:

1. Ett viktat medelvärde och standardavvikelse bestäms för nätkomponenten.
2. Om inflation utanför standardavvikelsen inte beaktas under kontrollperioderna för att hålla inflationstakten för betydande projekt och urvalet relativt litet, ska istället för det vägda genomsnittet det vägda genomsnittet som beräknats inom standardavvikelsen i principen användas som jämförpriset för nätkomponenten. Kriterierna för att tillämpa det standardavvikelsevägda genomsnittet är följande villkor:
 - a. Den ska inte minska urvalsstorleken med mer än 25 %. (Detta avsnitt har tillämpats som det enda kriteriet för transformatorstationsbyggnader och tomter, eftersom användningen av andra kriterier inte har varit möjlig på grund av det olika anmälningsförfarandet för dessa nätkomponenter.)
 - b. Urval av nätoperatörer ska omfatta minst 3 nätoperatörer med standardavvikelse.
 - c. Förhållandet mellan byggd mängd och antalet nätoperatörer måste vara större än inom standardavvikelsen.
3. Efter stegen ovan granskas varje preliminärt jämförpris och det kontrolleras att jämförpriset är linjärt och i rätt riktning i förhållande till motsvarande nätverkskomponenter runt dem och deras priser. Hittas icke-linjäriteter och avvikelser i förhållande till omgivande nätkomponenter, så ersätts jämförprisberäkningsprincipen med en princip som uppnår en rimlig och tillförlitlig helhet i förhållande till motsvarande nätkomponenter. I praktiken innebär det att jämförpriset för en billigare och lättare nätkomponent i realiteten inte kan bli högre jämfört med en tyngre och dyrare nätkomponent. Likaså innebär principen att jämförpriset sätts på en rimlig nivå i förhållande till andra liknande men bättre samplade nätkomponenter. Tillämpliga redovisningsprinciper och den ordning i vilken eventuella avvikelser korrigeras tills jämförpriserna är linjära och rimliga i förhållande till varandra listas nedan:
 - a. Vägt medelvärde beräknat inom standardavvikelsen.
 - b. Vägt medelvärde.
 - c. Genomsnittliga enhetskostnader för nätoperatörer.

- d. Jämförpriset bestäms av de tillförlitliga jämförpriserna runt nätverkskomponenten. Det kan bland annat innebära följande beräkningar.
 - i. Genomsnittet av jämförpriset för nätkomponenten över och under ett tvärsnitt.
 - ii. Förhållandet mellan märkeffekten och jämförpriset används för att beräkna lutningen, vilket gör det möjligt att bestämma jämförpriset till exempel för de större huvudtransformatorer för vilka inga enhetskostnader kan hittas.
 - iii. förhållandet som bildas av de mest tillförlitliga jämförprisuppgifterna, som kan användas för att bestämma till exempel kostnadspåverkan på jordfelstransformatorn i jordfelssläckningssystemet och därmed bestämma jämförpriset mer tillförlitligt och rationellt även för de jordfelssläckare med små prover som inte inkluderar jordfelstransformatorn
 - e. Det gamla jämförpriset kommer endast att användas som en sista utväg om det har bedömts att det inte är möjligt att fastställa ovanstående principer.
4. Efter stegen ovan har ett slutgiltigt jämförpris fastställts för varje nätkomponent.

FÖRTECKNING ÖVER JÄMFÖRPRISER

Nätkomponenternas innehållsspecifikationer och tolkningsanvisningar för deklARATIONEN av de olika komponenterna finns i Energimyndighetens kontrollinformationssystem. Noggrannare definitioner och anvisningar för samtliga nätkomponenter kommer att införas i Energimyndighetens rapporteringssystem. Vid behov specificerar myndigheten definitionerna.

Jämförpriserna för nätkomponenter på över tusen euro har avrundats till närmaste hundratal och för komponenter på under tusen euro till närmaste tiotal.

Energimyndigheten har fastställt intervallen för användningstid utifrån svaren i jämförprisenkäten 2014. Intervallen är beräknad som medeltalet för de tekniskonomiska användningstiderna som majoriteten av nätinnehavarna använder.



Färgkoderna i tabellen

- röd bakgrund: typ av nät, dvs. huvudindelning av nätkomponentgrupperna
- gul bakgrund: nätkomponentgrupp
- grå bakgrund: förklaring
- vit bakgrund: nätkomponent och dess enhet, jämförpris och användningstid

0,4 kV LUFTLEDNINGAR			
Nätkomponent	Enhet	Jämförpris, euro	Användningstidsintervall,
AMKA 16–25 mm ²	km	15 300	35–45
AMKA 35–50 mm ²	km	16 000	35–45
AMKA 70 mm ²	km	16 700	35–45
AMKA 95 mm ²	km	19 600	35–45
AMKA 120 mm ²	km	22 600	35–45

20 kV LUFTLEDNINGAR			
Nätkomponent	Enhet	Jämförpris, euro	Användningstidsinter-
Sparrow eller mindre	km	20 100	40–50
Raven	km	22 100	40–50
Pigeon	km	26 100	40–50
Al 132 mm ² eller större	km	32 600	40–50
Belagd friledning 35–70 mm ²	km	25 700	40–50
Belagd friledning 95–120 mm ²	km	31 600	40–50
Belagd friledning över 120 mm ²	km	35 800	40–50
Standardkabel 70 mm ² eller mindre	km	48 500	40–50
Standardkabel 95 mm ² eller större	km	50 900	40–50

20/0,4 kV DISTRIBUTIONSTRANSFORMATORER I LUFLEDNINGSNÄT			
Nätkomponent	Enhet	Jämförpris, euro	Användningstidsintervall,
Transformator med 1 stolpe	st.	4 900	35–45
Transformator med 2 stolpar	st.	6 400	35–45
Transformator med 4 stolpar	st.	7 700	35–45

20 kV FRÅNSKILJARE OCH BRYTARE I LUFTLEDNINGSNÄT			
Nätkomponent	Enhet	Jämförpris, euro	Användningstidsintervall,
Ledningsfrånskiljare: 3-fas servicefrånskiljare frånskiljbar för 1-	st.	1 400	25-35
Ledningsfrånskiljare: lätt	st.	2 800	25-35
Ledningsfrånskiljare: med brytkammare	st.	5 200	25-35
Frånskiljarskåp: 1 fjärrstyrd	st.	10 600	25-35
Frånskiljarskåp: 2 fjärrstyrda	st.	22 100	25-35
Frånskiljarskåp: 3-4 fjärrstyrda frånskiljare	st.	33 600	25-35
Stolpbrytare: fjärrstyrd	st.	25 200	25-35
45 kV LUFTLEDNINGAR			
Nätkomponent	Enhet	Jämförpris, euro	Användningstidsintervall, år
Trästolpsledning	st.	44 700	45-55
Frånskiljarskåp: 1 frånskiljare	st.	14 800	40-50

JORDKABELNÄT I DISTRIBUTIONSNÄTET
0,4 kV JORDKABLAR

Nätkomponent	Enhet	Jämförpris, euro	Användningstidsinter
Jordkabel 25 mm ² eller under	km	6 800	35–50
Jordkabel 35 mm ²	km	7 800	35–50
Jordkabel 50 mm ²	km	8 400	35–50
Jordkabel 70 mm ²	km	8 900	35–50
Jordkabel 95 mm ²	km	9 500	35–50
Jordkabel 120 mm ²	km	10 900	35–50
Jordkabel 150 mm ²	km	12 200	35–50
Jordkabel 185 mm ²	km	16 300	35–50
Jordkabel 240 mm ²	km	17 600	35–50
Jordkabel 300 mm ²	km	24 100	35–50
Sjökabel 35 mm ² eller under	km	12 300	35–50
Sjökabel 50–70 mm ²	km	14 700	35–50
Sjökabel 95–120 mm ²	km	26 500	35–50
Sjökabel 150 mm ² eller över	km	35 300	35–50

0,4 kV FÖRDELNINGSSKÅP OCH AVGRENINGSSKÅP I JORDKABELNÄT

Nätkomponent	Enhet	Jämförpris, euro	Användningstidsinter
0,4 kV husbrytare dosa	st.	480	30–45
0,4 kV avgreningsskåp	st.	520	30–45
0,4 kV kabelfördelningsskåp: högst 400 A	st.	730	30–45
0,4 kV kabelfördelningsskåp: minst 630 A	st.	1 300	30–45
0,4 kV säkringslastbrytare: högst 160 A	st.	160	30–45
0,4 kV säkringslastbrytare: 250–400 A	st.	300	30–45
0,4 kV säkringslastbrytare: 630 A	st.	450	30–45

1,0 kV SPECIALKOMPONENTER



Nätkomponent	Enhet	Jämförpris, euro	Användningstidsinter
1,0 kV skyddsutrustning	st.	2 900	25–35
20 kV JORDKABLAR			
Nätkomponent	Enhet	Jämförpris, euro	Användningstidsintervall,
Jordkabel 70 mm ² eller under	km	10 400	40–50
Jordkabel 95 mm ²	km	14 500	40–50
Jordkabel 120 mm ²	km	17 000	40–50
Jordkabel 150 mm ²	km	19 500	40–50
Jordkabel 185 mm ²	km	25 900	40–50
Jordkabel 240 mm ²	km	30 400	40–50
Jordkabel 300 mm ²	km	40 900	40–50
Jordkabel 400 mm ²	km	52 800	40–50
Jordkabel 500 mm ²	km	61 100	40–50
Jordkabel 630 mm ²	km	71 900	40–50
Jordkabel 800 mm ²	km	86 100	40–50
Sjökabel 70 mm ² eller mindre: standard	km	26 200	40–50
Sjökabel 70 mm ² eller mindre: armerad	km	58 600	40–50
Sjökabel 95–120 mm ² : standard	km	27 500	40–50
Sjökabel 95–120 mm ² : armerad	km	62 200	40–50
Sjökabel 150–240 mm ² : standard	km	41 300	40–50
Sjökabel 150–240 mm ² : armerad	km	87 200	40–50

20 kV JORDKABELUTRUSTNING			
Nätkomponent	Enhet	Jämförpris, euro	Användningstidsint
Anslutning för kopplingsutrustning	st.	620	35-45
Stolpanslutning	st.	1 500	35-45
Förlängning	st.	930	35-45
20 kV avgreningsskåp	st.	4 000	35-45
20/0,4 kV DISTRIBUTIONSTRANSFORMATORER I JORDKABELNÄT			
Nätkomponent	Enhet	Jämförpris, euro	Användningstidsint
Transformatoriosk: lätt	st.	7 500	40-50
Transformatoriosk: sköts utifrån, nominell ström i LS-centralen max 630 A	st.	15 400	40-50
Transformatoriosk: sköts utifrån, nominell ström i LS-centralen över 630 A	st.	22 600	40-50
Transformatoriosk: sköts inifrån	st.	26 000	40-50
Transformatorstation för fastighet	st.	54 300	40-50
Dubbeltransformator	st.	64 600	40-50
20 kV FRÅNSKILJARE OCH BRYTARE I JORDKABELNÄT			
Nätkomponent	Enhet	Jämförpris, euro	Användningstidsint
Frånskiljarskåp: liknande uppbyggnad som transformatoriosk	st.	17 800	40-50
Brytare: med transformator eller frånskiljarstation	st.	11 900	30-40
Fjärrstyrningsanordning: med transformator eller frånskiljarstation	st.	2 500	20-35
Felindikeringsanordning: med transformator eller brytarlös frånskiljarstation	st.	1 700	15-25
Informationsöverföringsanordning: med transformator eller frånskiljarstation	st.	3 700	15-30



45 kV JORDKABLAR

Nätkomponent	Enhet	Jämförpris, euro	Användningstidsintervall,
30-45 kV jordkabel 300 mm ² eller under, inkl. schaktning	st.	43 300	40-50

0,4 OCH 20 kV JORDKABLAR – KLASSIFICERING AV MILJÖFÖRHÅLLANDEN

Nätkomponent	Enhet	Jämförpris, euro	
Jordkabeldike – lätta förhållanden	km	11 400	
Jordkabeldike – normala förhållanden	km	22 100	
Jordkabeldike – svåra förhållanden	km	66 100	
Jordkabeldike – mycket svåra förhållanden	km	177 400	

TRANSFORMATORER I DISTRIBUTIONSNÄTET

20/0,4 kV TRANSFORMATORER

Nätkomponent	Enhet	Jämförpris, euro	Användningstidsintervall,
Transformator 16 kVA	st.	2 500	35-45
Transformator 30 kVA	st.	2 700	35-45
Transformator 50 kVA	st.	2 800	35-45
Transformator 100 kVA	st.	3 600	35-45
Transformator 200 kVA	st.	4 800	35-45
Transformator 315 kVA	st.	5 700	35-45
Transformator 400 kVA	st.	6 500	35-45
Transformator 500 kVA	st.	7 400	35-45
Transformator 630 kVA	st.	8 900	35-45
Transformator 800 kVA	st.	9 900	35-45
Transformator 1000 kVA	st.	12 100	35-45
Transformator 1250 kVA	st.	16 200	35-45
Transformator 1600 kVA	st.	19 000	35-45

SPECIALTRANSFORMATORER OCH SPÄNNINGSREGLERANDE KOMPONENTER I DISTRIBUTIONSNÄTET

Nätkomponent	Enhet	Jämförpris, euro	Användningstidsint
Trelindningstransformator 20/1,0/0,4 kV	st.	7 800	35-45
Transformator 20/10 kV, 45/20 kV, 20/20 kV	st.	132 300	40-50
Spänningsreglerstation 20/20 kV	st.	205 800	35-50
Spänningshöjare på lågspänning	st.	10 800	30-40

ENERGIMÄTNING I DISTRIBUTIONSNÄTET

ANORDNINGAR FÖR ENERGIMÄTNING

Nätkomponent	Enhet	Jämförpris, euro	Användningstidsint
Energimätare: med fjärravläsning, högst 63 A	st.	190	10-20
Energimätare: med fjärravläsning, över	st.	510	10-20
Energimätare: med lokal avläsning, högst 63 A	st.	180	10-25

LUFTLEDNINGSNÄT I HÖGSPÄNNINGSDISTRIBUTIONSNÄTET
110 kV LUFTLEDNINGAR

Nätkomponent	Enhet	Jämförpris, euro	Användningstidsintervall,
Trästolpsledning: lätt konstruktion	km	128 600	45-60
Trästolpsledning: en strömkrets, en delledare	km	135 400	45-60
Rörstolpsledning: en strömkrets, en delledare	km	154 200	50-60
Rörstolpsledning: en strömkrets, två delledare	km	159 900	50-60
Rörstolpsledning: två strömkretsar, två delledare	km	194 100	50-60
Stålstolpsledning, stagad: en strömkrets, en delledare	km	151 200	50-60
Stålstolpsledning, stagad: en strömkrets, två delledare	km	180 900	50-60
Stålstolpsledning, stagad: två strömkretsar, en delledare	km	210 600	50-60
Stålstolpsledning, stagad: två strömkretsar, två delledare	km	259 000	50-60
Stålstolpsledning, fritt stående: en strömkrets, en delledare	km	356 400	50-60
Stålstolpsledning, fritt stående: en strömkrets, två delledare	km	396 000	50-60
Stålstolpsledning, fritt stående: två strömkretsar, en delledare	km	579 600	50-60
Stålstolpsledning, fritt stående: två strömkretsar, två delledare	km	617 400	50-60

110 kV LEDNINGSFRÅNSKILJARE I LUFLEDNINGSNÄT

Nätkomponent	Enhet	Jämförpris, euro	Användningstidsintervall,
Ledningsfrånskiljare	st.	31 200	40-50
Ledningsfrånskiljare: fjärrstyrd	st.	42 700	40-50



110 kV LUFTLEDNINGSNÄT – KLASSIFICERING AV MILJÖFÖRHÅLLANDEN FÖR FRÖJÄTTNING AV LEDNINGSGOMMÅDE

Nätkomponent	Enhet	Jämförpris, euro	
Lätta förhållanden (utanför detaljplaneområden)	km	16 900	
Normala förhållanden	km	36 100	
Svåra förhållanden (centrumområden i storstäder)	km	121 000	

JORDKABELNÄT I HÖGSPÄNNINGSDISTRIBUTIONSNÄTET

110 kV JORDKABLAR

Nätkomponent	Enhet	Jämförpris, euro	Användningstidsintervall,
Jordkabel 800 mm ² eller under	km	203 100	40 – 60
Jordkabel minst 1 000 och under 1 600 mm ²	km	217 100	40 – 60
Jordkabel 1 600 mm ² eller över	km	470 200	40 – 60

110 kV JORDKABELUTRUSTNING

Nätkomponent	Enhet	Jämförpris, euro	Användningstidsint
Anslutning för kopplingsutrustning	km	23 000	40 – 50
Stolpanslutning	km	37 800	40 – 50
Förlängning	km	21 200	40 – 50

110 kV JORDKABELNÄT – KLASSIFICERING AV MILJÖFÖRHÅLLANDEN

Nätkomponent	Enhet	Jämförpris, euro	
Jordkabeldike – lätta förhållanden	km	77 600	
Jordkabeldike – normala förhållanden	km	125 700	
Jordkabeldike – svåra förhållanden	km	236 700	
Jordkabeldike – mycket svåra förhållanden	km	665 700	

STÄLLVERK I HÖGSPÄNNINGSDISTRIBUTIONSNÄTET

110 kV HUVUDTRANSFORMATORER

Nätkomponent	Enhet	Jämförpris, euro	Användningstidsintervall,
Huvudtransformator 6 MVA	st.	250 800	40-65
Huvudtransformator 10 MVA	st.	261 600	40-65
Huvudtransformator 16 MVA	st.	285 600	40-65
Huvudtransformator 20 MVA	st.	318 900	40-65
Huvudtransformator 25 MVA	st.	351 100	40-65
Huvudtransformator 31,5 MVA	st.	403 300	40-65
Huvudtransformator 40 MVA	st.	455 400	40-65
Huvudtransformator 50 MVA	st.	480 200	40-65
Huvudtransformator 63 MVA	st.	551 200	40-65
Huvudtransformator 80 MVA	st.	644 000	40-65
Huvudtransformator 100 MVA	st.	753 200	40-65

110 kV LUFTISOLERADE ANSLUTNINGSFÄLT

Nätkomponent	Enhet	Jämförpris, euro	Användningstidsintervall,
Transformatorgrund och transformatoranslutningar i luftisolerade anslutningsfält	st.	66 900	40-65
Luftisolerad ställverksutrustning med en samlingskena: grundutrustning utan in- och utmatningsfält	st.	83 500	40-50
Luftisolerad ställverksutrustning med en samlingskena: inmatnings- eller	st.	182 300	40-50
Luftisolerad ställverksutrustning med två samlingskenor: grundutrustning utan in- och utmatningsfält	st.	232 800	40-50
Luftisolerad ställverksutrustning med två samlingskenor: inmatnings- eller	st.	252 100	40-50
Luftisolerad ställverksutrustning med tre samlingskenor: grundutrustning utan in- och utmatningsfält	st.	308 800	40-50
Luftisolerad ställverksutrustning med tre samlingskenor: inmatnings- eller	st.	349 000	40-50

110 kV LUFTISOLERADE ANSLUTNINGSFÄLT			
Skydds- och automatiseringsutrustning för luftisolerad anslutningsanordning: ställverksspecifik grunddel	st.	36 400	20-30
Skydds- och automatiseringsutrustning för luftisolerat anslutningsfält: fältspecifik del	st.	19 500	20-30

110 kV GASISOLERADE ANSLUTNINGSFÄLT			
Nätkomponent	Enhet	Jämförpris, euro	Användningstidsint
Transformatorgrund och transformatoranslutningar i gasisolerade anslutningsfält	st.	66 900	40-65
Gasisolerad ställverksutrustning med en samlingsskena: grundutrustning utan in- och utmatningsfält	st.	203 100	40-50
Gasisolerad ställverksutrustning med en samlingsskena: inmatnings- eller	st.	201 600	40-50
Gasisolerad ställverksutrustning med två samlingsskenor: grundutrustning utan in- och utmatningsfält	st.	272 600	40-50
Gasisolerad ställverksutrustning med två samlingsskenor: inmatnings- eller utmatningsfält	st.	218 600	40-50
Gasisolerad ställverksutrustning med tre samlingsskenor: grundutrustning utan in- och utmatningsfält	st.	440 500	40-50
Gasisolerad ställverksutrustning med tre samlingsskenor: inmatnings- eller	st.	442 300	40-50
Skydds- och automatiseringsutrustning för gasisolerad anslutningsanordning: ställverksspecifik grunddel	st.	64 200	20-30
Skydds- och automatiseringsutrustning för gasisolerat anslutningsfält: fältspecifik del	st.	35 200	20-30
Differentialrelä för skydd av gas- eller luftisolerad anslutningsanordning: ställverksspecifik grunddel	st.	27 900	20-30
Differentialrelä för skydd av gas- eller luftisolerad anslutningsanordning: fältspecifik grunddel	st.	10 500	20-30

45 kV ANSLUTNINGSFÄLT			
Nätkomponent	Enhet	Jämförpris, euro	Användningstidsintervall,
Transformatorgrund och transformatoranslutningar	st.	57 600	40-50
Utrustning: grundutrustning utan in- och utmatningsfält	st.	63 800	40-50
In- eller utmatningsfält i utrustningen	st.	121 300	40-50
Skydds- och automatiseringsutrustning:	st.	45 700	20 - 30
Skydds- och automatiseringsutrustning: fältspecifik del	st.	21 200	20 - 30

20 kV UTRUSTNING			
Nätkomponent	Enhet	Jämförpris, euro	Användningstidsintervall,
Luftisolerad ställverksutrustning med en samlingsskena: grundutrustning utan in- och utmatningsfält	st.	35 700	40-50
Luftisolerad ställverksutrustning med en samlingsskena: inmatnings- eller	st.	16 200	40-50
Luftisolerad ställverksutrustning med två samlingsskenor: grundutrustning utan in- och utmatningsfält	st.	77 100	40-50
Luftisolerad ställverksutrustning med två samlingsskenor: inmatnings- eller	st.	34 300	40-50
Gasisolerad ställverksutrustning med en samlingsskena: grundutrustning utan in- och utmatningsfält	st.	46 600	40-50
Gasisolerad ställverksutrustning med en samlingsskena: inmatnings- eller	st.	20 700	40-50
Gasisolerad ställverksutrustning med två samlingsskenor: grundutrustning utan in- och utmatningsfält	st.	102 500	40-50
Gasisolerad ställverksutrustning med två samlingsskenor: inmatnings- eller	st.	34 300	40-50
Skydds- och automatiseringsutrustning: grunddel	st.	23 700	20-30
Skydds- och automatiseringsutrustning: fältspecifik del	st.	8 000	20-30

20 kV KOMPENSERINGSUTRUSTNING			
Nätkomponent	Enhet	Jämförpris, euro	Användningstidsint
Kondensator under 3 Mvar	st.	38 800	40-50
Shuntreaktor 1 Mvar	st.	46 000	40-50
Shuntreaktor 2 Mvar	st.	73 200	40-50
Shuntreaktor minst 3 Mvar	st.	93 300	40-50
Släckningsutrustning för jordslutning 100 A	st.	77 600	40-50
Släckningsutrustning för jordslutning 100 A: med jordningstransformator	st.	113 800	40-50
Släckningsutrustning för jordslutning 140 A	st.	115 300	40-50
Släckningsutrustning för jordslutning 140 A: med jordningstransformator	st.	124 500	40-50
Släckningsutrustning för jordslutning 200 A	st.	124 900	40-50
Släckningsutrustning för jordslutning 200 A: med jordningstransformator	st.	134 800	40-50
Släckningsutrustning för jordslutning 250 A	st.	134 400	40-50
Släckningsutrustning för jordslutning 250 A: med jordningstransformator	st.	145 200	40-50
Släckningsutrustning för jordslutning 320 A	st.	147 500	40-50
Släckningsutrustning för jordslutning 320 A: med jordningstransformator	st.	159 300	40-50
Utrustning för distribuerad kompensering 10 A eller mindre	st.	6 000	40-50
Utrustning för distribuerade kompensering över 10 A	st.	10 300	40-50
110/20 kV STÄLLVERKSTOMTER			
Nätkomponent	Enhet	Jämförpris, euro	
Glest bebyggt område: typisk tomt för ställverk i en tätort eller på glesbygden utanför detaljplaneområde	st.	14 700	
Detaljplaneområde: typisk tomt för ställverk i stad eller tätort	st.	96 100	
Exceptionella ställverkstomter i centrum av stora städer: tomt för stort ställverk i centrumområdet av en storstad	st.	253 400	

110/20 kV STÄLLVERKSBYGGNADER			
Nätkomponent	Enhet	Jämförpris, euro	Användningstidsint
Ställverk typ 1 – lätt ställverk	st.	80 200	45–55
Ställverk typ 2 – ställverk på glesbygden	st.	115 000	45–55
Ställverk typ 3 – ställverk i tätort	st.	279 800	45–55
Ställverk typ 4 – ställverk i stad	st.	1 513 300	45–55
Ställverk typ 5 – stort ställverk i stad/ställverk i bergsrum	m ²	4 100	45–55

SYSTEM OCH KOMMUNIKATIONSNET			
NÄTDATASYSTEM			
Nätkomponent	Enhet	Jämförpris, euro	Användningstidsintervall,
Nätdatasytem, grunddel	st.	112 500	10
Del som baserar sig på antalet kunder	st.	6,6	10

KUNDDATASYSTEM			
Nätkomponent	Enhet	Jämförpris, euro	Användningstidsintervall,
Kunddatasytem, grunddel	st.	75 500	10
Del som baserar sig på antalet kunder	st.	9,5	10

SYSTEM FÖR MÄTUPPGIFTER OCH BALANSHANTERING			
Nätkomponent	Enhet	Jämförpris, euro	Användningstidsintervall,
System för mätuppgifter och	st.	138 000	10
Del som baserar sig på antalet	st.	6,6	10

DRIFTSÖVERVAKNINGSSYSTEM			
Nätkomponent	Enhet	Jämförpris, euro	Användningstidsintervall,
Driftsövervakningssystem, grunddel	st.	301 300	10
Del som baserar sig på antalet ställverk	st.	9 800	10



Del som baserar sig på antalet transformatorstationer och fjärrstyrda frånskiljarstationer	st.	2 200	10
DRIFTSTÖDSSYSTEM			
Nätkomponent	Enhet	Jämförpris, euro	Användningstidsintervall,
Driftstödssystem, grunddel	st.	21 900	10
Del som baserar sig på antalet andra system som anslutits till	st.	21 900	10
Del som baserar sig på antalet ställverk	st.	1 100	10
Del som baserar sig på antalet transformatorstationer och fjärrstyrda frånskiljarstationer	st.	550	10
KOMMUNIKATIONSNET FÖR DRIFTÖVERVAKNINGSSYSTEMET			
Nätkomponent	Enhet	Jämförpris, euro	Användningstidsintervall,
Kommunikationsnät, grunddel	st.	89 800	20
Del som baserar sig på antalet ställverk	st.	5 500	20