

Reglering av el- och gasnätverksamhet

Utveckling sedan införandet av förhandsregleringen

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

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

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

Energimarknaderna behöver spelregler – vi ser till att de följs.

Förord

Både el- och gasnätsföretagen agerar på en naturlig monopolmarknad vilket innebär att kunderna inte kan välja el- respektive gasnätsföretag. Eftersom nätföretagen är naturliga monopol reglerar Energimarknadsinspektionen (Ei) nätverksamheten. Reglering av nätverksamheten innebär att Ei granskar skäligheten i el- och gasnätsföretagens avgifter för överföring och anslutning av el. Ei granskar att företagen inte tar ut för höga avgifter från sina kunder genom att för varje nätföretag i förhand fastställa en intäktsram för en fyraårsperiod som avgifterna högst kan uppgå till. Förhandsregleringen infördes 2012 för elnätverksamhet och 2015 för gasnätverksamhet.

Ei har hittills fattat beslut om intäktsram avseende tre tillsynsperioder, 2012–2015, 2016–2019 och 2020–2023 för el- samt avseende två tillsynsperioder, 2015–2018 och 2019–2022, för gasnätverksamhet. Alla dessa beslut har varit föremål för domstolsprövning och domstolsprocess gällande besluten för elnätverksamhet avseende tillsynsperioden 2020–2023 pågår fortfarande.

I den här rapporten redogör vi för hur regler och Ei:s metoder som har legat till grund för fastställande av intäktsramar har ändrats och utvecklats sedan förhandsregleringens införande till och med december 2021. Vi beskriver också vad domstolsprocesserna har handlat om samt vad de resulterat i. Dessutom redogör vi för hur el- och gasnätsföretagens intäkter och kostnader samt nättariffer har utvecklats. Vi redovisar utvecklingen för elnätföretagen under perioden 2012–2020 och för gasnätsföretagen under perioden 2015–2020.

Innehåll

Förord3

Innehåll	4
1 Allmänt om el- och gasnätsverksamhet	7
1.1 Elnät	7
1.1.1 Elnätsverksamhet.....	7
1.1.2 Svenska elnätet	8
1.2 Gasnät	10
1.2.1 Gasnätsverksamhet.....	10
1.2.2 Svenska naturgassystemet.....	11
2 Förhandsreglering av elnätsverksamhet	13
2.1 Intäktsramsreglering för tillsynsperioden 2012–2015	14
2.1.1 Kapitalkostnader	16
2.1.2 Löpande kostnader	20
2.1.3 Kvalitetsreglering.....	21
2.1.4 Övriga regler och metoder för fastställande av elnätsföretagens intäktsramar.....	23
2.1.5 Särskilda regler och metoder för Svenska kraftnät	25
2.1.6 Domstolsprocesser avseende intäktsramarna	30
2.2 Intäktsramsreglering för tillsynsperioden 2016–2019	33
2.2.1 Kapitalkostnader	34
2.2.2 Löpande kostnader	37
2.2.3 Kvalitetsreglering.....	39
2.2.4 Incitament för effektivt utnyttjande av elnätet	41
2.2.5 Övriga regler och metoder för fastställande av elnätsföretagens intäktsramar.....	42
2.2.6 Särskilda regler och metoder för Svenska kraftnät	42
2.2.7 Domstolsprocesser avseende 2016–2019.....	43
2.3 Intäktsramsreglering för tillsynsperioden 2020–2023	46
2.3.1 Kapitalkostnader	47
2.3.2 Löpande kostnader	49
2.3.3 Kvalitetsreglering.....	51
2.3.4 Incitament för effektivt utnyttjande av elnätet	52
2.3.5 Övriga regler och metoder för fastställande av elnätsföretagens intäktsramar.....	54
2.3.6 Särskilda regler och metoder för Svenska kraftnät	58
2.3.7 Domstolsprocesser avseende 2020–2023.....	59
2.4 Sammanställning över utvecklingen av elnätsregleringen under perioden 2012–2023	61
2.4.1 Kapitalkostnader	62
2.4.2 Löpande kostnader	63
2.4.3 Kvalitetsreglering.....	65
2.4.4 Incitament för effektivt utnyttjande av elnätet	66
3 Förhandsreglering av gasnätsverksamhet	68
3.1 Intäktsramsreglering för tillsynsperioden 2015–2018	69
3.1.1 Kapitalkostnader	70

3.1.2	Löpande kostnader	74
3.1.3	Övriga regler och metoder för fastställande av gasnätsföretagens intäktsramar	75
3.1.4	Domstolsprocesser för perioden 2015–2018	78
3.2	Intäktsramsreglering för tillsynsperioden 2019–2022	79
3.2.1	Ei:s metod för beräkning av kapitalkostnader	79
3.2.2	Ei:s metod för beräkning av löpande kostnader	80
3.2.3	Domstolsprocesser för perioden 2019–2022	80
3.3	Sammanställning över utvecklingen av gasnätsregleringen under perioden 2015–2022	81
3.3.1	Kapitalkostnader	82
3.3.2	Löpande kostnader	82
4	Elnätsföretagen och ekonomisk utveckling för perioden 2012–2020	84
4.1	Elnätsföretagen och deras ägandeformer	85
4.2	Utveckling av lokal- och regionnätsföretagens kostnader och intäkter ...	90
4.3	Nyckeltal	92
4.3.1	Soliditet	93
4.3.2	Skuldsättningsgrad	95
4.3.3	Vinstmarginal	96
4.3.4	Nettomarginal	98
4.3.5	Avkastning på eget kapital	99
4.3.6	Avkastning på totalt kapital	100
4.4	Koncernbidrag och utdelningar	101
4.5	Investeringar i elnäten	102
4.5.1	Viktigt med löpande förnyelse av åldrande elnät	102
4.5.2	Investeringstakt och planerade nätinvesteringar	104
4.5.3	Planerade nätinvesteringar och andra åtgärder avhjälper kapacitetsbrist i elnätet	108
4.6	Elnätsföretagens produktivitetsutveckling	108
4.6.1	Produktivitetsutvecklingen har varit 0,3 procent per år	109
4.6.2	Valet av insatsvaror och slutprodukter i modellen	111
4.6.3	Jämförelse med tidigare perioder	112
4.6.4	Påverkas produktiviteten av regleringens effektiviseringskrav?	113
5	Utvecklingen av lokalnätsföretagens elnätstariffer för perioden 2012–2021	115
5.1	Analys av utvecklingen	116
6	Gasnätsföretagen och ekonomisk utveckling för perioden 2015–2020 ..	122
6.1	Skyldighet att lämna in årsrapporter	122
6.2	Gasnätsföretagen och deras ägandeformer	122
6.3	Utveckling av gasnätsföretagens kostnader och intäkter	126
6.4	Nyckeltal	128
6.4.1	Soliditet	129
6.4.2	Skuldsättningsgrad	130
6.4.3	Vinstmarginal	131
6.4.4	Nettomarginal	132
6.4.5	Avkastning på eget kapital	133
6.4.6	Avkastning på totalt kapital	134
6.5	Koncernbidrag och utdelningar	135
6.6	Investeringar i gasnäten	136

6.6.1	Anläggningar i drift idag i de svenska gasnäten	137
6.6.2	Investeringstakt och planerade investeringar	138
7	Utvecklingen av gasnätstariffer för perioden 2015–2020	141
8	Sammanfattande kommentarer om den ekonomiska utvecklingen för el- och gasnätsverksamhet	143
8.1	Ekonomisk utvecklingen för elnätsverksamhet under perioden 2012–2020	143
8.2	Ekonomisk utvecklingen för gasnätsverksamhet under perioden 2015–2020	146
9	Pågående utveckling av el- och gasnätsregleringen	148
9.2	Incitament för flexibilitetstjänster	151
9.3	Utveckling av de befintliga incitamenten i elnätsregleringen	151
9.4	Utveckling av modellen för fastställande av effektiviseringskrav för elnätsföretag	152
	Referenser	154
	Bilaga 1 Definitioner av nyckeltal, koncernbidrag, utdelningar och ägandeformer	160

1 Allmänt om el- och gasnätverksamhet

El- och gasnätverksamheterna är reglerade monopol då det skulle vara samhällsekonomiskt olämpligt att bygga parallella nät över hela landet. I syfte att förhindra korssubventionering mellan företag som bedriver olika typer av verksamhet får elnät- och gasnätverksamhet inte bedrivas av samma juridiska person som bedriver produktion av eller handel med el eller naturgas. Inom samma juridiska person ska nätverksamheten redovisas ekonomiskt skilt från all annan verksamhet och måste vara både legalt och redovisningsmässigt åtskild från företag som bedriver produktion eller handel. Utöver detta finns ett krav på att stora nätföretag ska vara funktionellt åtskilda från företag som bedriver produktion eller handel. Detta krav gäller nätföretag som ingår i en koncern vars samlade nät har minst 100 000 användare (3 kap. 1 b § ellagen) (2009/73/EG)¹. Nedan beskriver vi lite kort förutsättningarna för att bedriva el- och gasnätverksamhet samt hur de svenska el- och gassystemen är uppbyggda.

1.1 Elnät

1.1.1 Elnätverksamhet

Elnäten är naturliga monopol inom respektive nätområde vilket innebär att kunden inte kan välja elnätsföretag.

I Sverige krävs tillstånd, en så kallad nätkoncession, för att få bygga och använda elektriska starkströmsledningar (kraftledningar). Förutsättningarna för att meddela tillstånd framgår av ellagen (1997:857) och elförordningen (2013:208) samt miljöbalken. Det finns två typer av nätkoncessioner, nätkoncession för område och nätkoncession för linje.

Nätkoncession för område är ett tillstånd att inom ett visst geografiskt område bygga och använda kraftledningar upp till en viss bestämd spänning. Den som har nätkoncession för område har i princip ensamrätt att inom det området bygga och använda kraftledningar till och med den tillåtna spänningen för området.

Nätkoncession för område får inte sammanfalla med ett annat nätkoncessionsområde både geografiskt och i fråga om spänningen. Två områdeskoncessioner kan således finnas på samma plats men får inte ha samma spänningsintervaller. Vidare krävs också särskilda skäl för att någon annan ska få

¹ Artikel 26 Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/73/EG om gemensamma regler för den inre marknaden för naturgas och om upphävande av direktiv 2003/55/EG

nätkoncession för linje för en kraftledning med en spänning som understiger den för området högst tillåtna spänningen. Nätkoncession för område kan innehas av både lokal- och regionnäten.

Nätkoncession för linje avser en kraftledning med en i huvudsak bestämd sträckning och innehas främst av regionnäten och stamnäten².

Elnätsverksamhet karaktäriseras av stora fasta kostnader och små rörliga kostnader. Prissättningen på en naturlig monopolmarknad fungerar liknande som på konkurrensutsatta marknader men företaget kan med sin monopolställning, utan reglering, sätta vilket pris som helst och göra orimligt höga vinster på kundernas bekostnad. Därför reglerar Energimarknadsinspektionen (Ei) elnätsverksamheten genom att granska skäligheten i företagets avgifter för överföring och anslutning av el.

Företagen får själva bestämma hur de ska utforma sina elnätstariffer. Men det är Ei som godkänner de metoder som används för att utforma såväl Svenska kraftnäts som övriga nätkoncessionshavares³ avtalsvillkor. För att Ei ska godkänna nättarifferna ska de uppfylla krav på objektivitet och icke-diskriminering samt utformas på ett sätt som är förenligt med ett effektivt utnyttjande av elnätet och en effektiv elproduktion och elanvändning (4 kap. 1 § ellagen).⁴

1.1.2 Svenska elnätet

Det svenska elnätet består av 582 000 km ledning, varav ungefär 411 000 km är jordkabel och 171 000 km är luftledning. Elnätet kan delas in i tre nivåer: transmissionsnät, regionnät och lokalnät.

Transmissionsnätet är stommen i det svenska elnätet och transporterar el långa sträckor med höga spänningsnivåer. Transmissionsnätet förvaltas och utvecklas i Sverige av Affärsverket svenska kraftnät (Svenska kraftnät). Den elektricitet som produceras i Sveriges större anläggningar leds ut på transmissionsnätet för att transporteras vidare till landets olika delar. Transmissionsnätet är uppbyggt av ledningar som har en spänning på 220 kV eller mer.

² Numera transmissionsnät.

³ Med en nätkoncessionshavare avses ett elnätsföretag. Nätkoncessionshavare är ett begrepp som används i ellagen och vi använder därför samma begrepp när vi refererar till ellagen. I övrigt använder vi begreppet elnätsföretag.

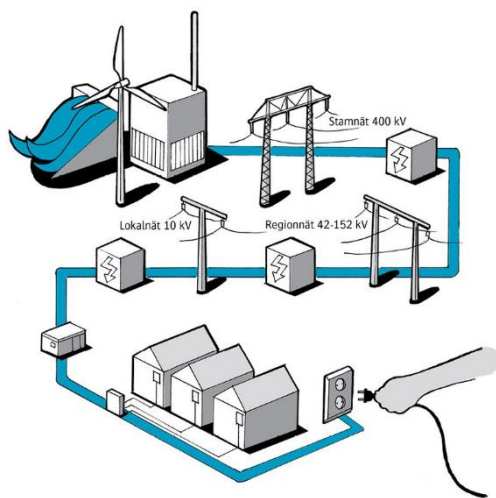
⁴ Av 4 kap. 1 § ellagen framgår att regeringen eller, efter regeringens bemyndigande, nätmyndigheten får meddela föreskrifter om hur nättariffer ska utformas för att främja ett effektivt utnyttjande av elnätet och en effektiv elproduktion och elanvändning. Den 2 oktober 2018 beslutade regeringen om en ändring i elförordningen (2013:208). Ändringen innebär att Ei får meddela föreskrifter om hur nättariffer ska utformas för att främja ett effektivt utnyttjande av elnätet. Föreskriftsrätten började gälla den 1 januari 2019. Arbetet med föreskrifterna pågår.

Svenska kraftnät har rollen som systemansvarig myndighet och ansvarar för balansering av hela det svenska kraftsystemet i realtid. Systemansvaret omfattar i praktiken att styra, övervaka och kartlägga behov av faktorer som kan påverka kraftsystemets stabilitet och balansering. Det innebär att det är Svenska kraftnät som ser till att produktion och import motsvarar den förbrukning och export som finns för hela landet.

Från transmissionsnätet transformeras elen ner till lägre spänningsnivå, vanligtvis på 40–130 kV, för att sedan föras över till regionnäten. Regionnäten transporterar el vidare från transmissionsnätet till lokalnäten och i vissa fall direkt till större elanvändare.

Lokalnäten ansluter till regionnäten och har en spänningsnivå på 0,4–20 kV och transporterar i huvudsak el till hushåll och andra slutkunder. Lokal- och regionnätsföretagen ansvarar för att nivån på underhållet av det egna nätet är tillräcklig för att garantera att leveranssäkerheten upprätthålls. Det svenska elsystemet är tätt sammankopplat med angränsande länder, särskilt Norge, Danmark och Finland, men även med Tyskland, Polen och Litauen.

Figur 1. Det svenska elsystemet



Källa: Ei

Regionnäten ägs i huvudsak av Ellevio, Eon och Vattenfall. Lokalnäten ägs till cirka 60 procent av Ellevio, Eon och Vattenfall och resterande del ägs av olika privat- respektive kommunägda elnätsföretag.

Sammanlagt finns det 168 elnätsföretag fördelade på 178 redovisningsenheter⁵ i Sverige. Av dessa 178 redovisningsenheter bedriver 153 lokalnätverksamhet, 23 regionnätverksamhet och två bedriver transmissionsnätverksamheter där den ena avser enbart utlandsförbindelse⁶. Det finns sex elnätsföretag som bedriver både lokal- och regionnät⁷.

Storleken på elnätsföretagen varierar från små ekonomiska föreningar med ett tiotal kunder till stora företag med flera hundratusen kunder. De tre största företagen har cirka 900 000 uttagsabonnemang vardera och ytterligare fyra företag mellan 100 000 och 300 000 uttagsabonnemang. Dessa sju företag har sammanlagt cirka 3 500 000 uttagsabonnemang vilket motsvarar ungefär 67 procent av det totala antalet uttagsabonnemang, medan de tio minsta företagen sammanlagt har färre än 2 500 uttagsabonnemang.

1.2 Gasnät

1.2.1 Gasnätverksamhet

Likt elnätet är distributionen av gas en naturlig monopolmarknad vilket innebär att kunden inte kan välja gasnätsföretag. Eftersom naturgasföretagen⁸ agerar på en naturlig monopolmarknad reglerar Ei även naturgasverksamheten.

Ett naturgasföretag måste ha en koncession (tillstånd), för att bygga och driva transmissionsledning för naturgas, lagringsanläggning för naturgas, förgasningsanläggning eller andra tillhörande anläggningar. I gränspunkterna där distributionsnätet och transmissionsnätet möts/sammankopplas finns mät- och reglerstationer (M/R-stationer). I M/R-stationer sker överföring och mätning av gas från transmission- till distributionsnätet vilket kräver att trycket sänks till ett lägre tryck för distributionsnätet.

För att bygga och använda en naturgasledning som ligger före en M/R-station krävs koncession, men om ledningen däremot ligger efter en M/R-station krävs ingen koncession. Till skillnad från elnät krävs ingen koncession för distributionsledningar för naturgas. För att bygga transmissionsledningar krävs koncession enligt de bestämmelser som finns i naturgaslagen. Det är regeringen

⁵ Den enhet som nätverksamheten redovisar sina ekonomiska uppgifter för. Ett nätföretag kan innehålla flera redovisningsenheter.

⁶ Svenska kraftnät och Baltic Cable där Baltic Cable enbart avser utlandsförbindelse.

⁷ Eon Energidistribution, Ellevio, Skellefteå Kraft Elnät, Vattenfall Eldistribution, Öresundskraft och Jämtkraft Elnät.

⁸ Av 1 kap. 7 § naturgaslagen framgår en definition av naturgasföretag. Med naturgasföretag avses enligt definitionen företag som överför eller bedriver handel med naturgas samt innehavare av lagringsanläggningar och förgasningsanläggningar. I denna rapport används begreppen naturgasföretag och gasnätsföretag synonymt. Även begreppen naturgasverksamhet och gasnätverksamhet används synonymt.

som beslutar om koncession enligt naturgaslagen (2005:403), men detta efter att Ei har granskat ansökan och lämnat förslag till beslut.

Företagen får själva bestämma hur de ska utforma sina avgifter för överföring av gas. Men det är Ei som enligt naturgaslagen ska godkänna naturgasföretagens metoder för utformningen av avgifter. Avgifter och övriga villkor för överföring och lagring av naturgas samt för tillträde till en förgasningsanläggning ska uppfylla krav på skälighet, objektivitet och icke-diskriminering (6 kap. 2 § naturgaslagen). Vid utformande av avgifter för överföring av naturgas ska företagen även särskilt beakta antalet anslutna kunder, kundernas geografiska läge, mängden överförd energi, abonnemangskostnader för överliggande ledningar, leveranssäkerhet och ledningarnas tryck (6 kap. 3 § naturgaslagen).

1.2.2 Svenska naturgassystemet

Det svenska gasnätet består av det västsvenska naturgassystemet, gasnätet i Stockholmsområdet och av ett flertal mindre lokala nät.

Det västsvenska naturgassystemet består av cirka 600 kilometer transmissionsledning och cirka 3 000 kilometer distributionsledning. Naturgasnätet delas in i fyra olika verksamhetsområden: transmission, distribution, förgasning och lager. I transmissionsledningar transporteras gasen långa sträckor under högt tryck upp till maximalt 80 bar. Därefter sker en tryckreducering i M/R-stationerna innan det lokala distributionsnätet tar vid för transport till kund. Distributionssystemet är normalt dimensionerat för ett tryck på maximalt 4 bar, även om det förekommer anläggningar som är anslutna till distributionssystemet som kräver högre tryck.

I Sverige är det Swedegas som äger och driver transmissionsnätet. Swedegas har även systembalansansvaret i Sverige och har således det övergripande ansvaret för att balansen mellan inmatning och uttag av gasen upprätthålls, vilket sker genom övervakning av trycket i gassystemet samt genom att kartlägga eventuella åtgärder att vidta vid obalans.

Ett fåtal mycket stora förbrukare är anslutna direkt till transmissionsnätet. På den västsvenska gasmarknaden finns cirka 32 500 gasanvändare, varav omkring 29 000 är hushållskunder. I Stockholmsområdet finns omkring 61 000 gasanvändare varav cirka 60 000 kunder är hushållskunder. Det finns för närvarande sex gasnätsföretag som äger de distributionsnät som överför gasen från västsvenska transmissionsnätet till kunderna. Gasnätsföretagen ansvarar för att distributionsnätet är säkert, tillförlitligt och effektivt.

Det västsvenska naturgassystemet är litet i jämförelse med de flesta andra naturgasnät i Europa. Nätet sträcker sig från Trelleborg i söder till Stenungssund i

norr och en liten bit österut in mot Jönköping. Det är drygt 30 av Sveriges 290 kommuner som har tillgång till naturgas. Gasen kommer till Sverige via en ledning från danska Dragör. Naturgasen har sitt huvudsakliga fysiska ursprung i de danska naturgasfälten i Nordsjön, även om själva handeln med gas omfattar andra länder än Danmark.

De svenska gasnätsföretagen är beroende av ett fåtal kunder med alternativa försörjningsmöjligheter och har i jämförelse med elnätsverksamhet en mindre roll i samhället jämfört med vad den har i övriga Europa.

Slutförbrukarna utgörs av allt från enskilda hushåll till tunga industrier, vilka använder naturgasen som bränsle eller som råvara i sina processer. Karaktäristiskt för den svenska naturgasmarknaden är att en liten andel av slutförbrukarna står för en stor andel av den samlade förbrukningen⁹. Genom det sista steget i marknadsöppningen 2007 har samtliga slutförbrukare anslutna till det svenska naturgassystemet möjlighet att välja gasleverantör¹⁰.

Det finns också ett stads- och fordonsgasnät i Stockholmsområdet som ägs av Gasnätet Stockholm AB, vilka ansvarar för utveckling, drift och underhåll av nätet. Stadsnätet omfattar cirka 500 kilometer ledning och täcker stora delar av Stockholm stad samt Solna och Sundbyberg. Framställning och inmatning av gas till stadsgasnätet sker i huvudsak från en förgasningsanläggning i Stockholm dit såväl biogas som LNG, det vill säga flytande naturgas, levereras. I anläggningen förångas LNG till naturgas som sedan blandas med luft för att bli den stadsgas som är anpassad för de kundapparater som används i stadsgasnätet. Distributionen sker via ledningar som trycksätts i särskilda regleringsstationer runt om i staden. Det 40 km långa fordonsgasnätet knyter samman biogasleverantörers produktionsanläggningar för gas i Stockholm med bussdepåer för busstankning och tankstationer för fordonsgas.

Det finns även ett antal små lokala gasnät runt om i Sverige som inte är reglerade. Många av de små lokala näten används huvudsakligen för att transportera biogas av typen fordonsgas från en produktionsanläggning till tankstationer. Gemensamt för gasnätet i Stockholm samt de små lokala gasnäten runt om i Sverige är att de inte är kopplade till något transmissionsnät. De nät som omfattas av naturgaslagens bestämmelser är det västsvenska gasnätet och gasnätet i Stockholm. Med naturgas avses i naturgaslagen även biogas i den mån det är tekniskt möjligt att använda gasen i ett naturgassystem.

⁹ Ungefär 90 större användare i västsvenska gasmarknaden står för cirka 80 procent av förbrukningen.

¹⁰ Den som säljer och levererar gas till gasanvändaren.

2 Förhandsreglering av elnätsverksamhet

Sedan 2012 regleras elnätsföretagens intäkter i elnätsverksamheten genom att Ei inför varje tillsynsperiod fastställer en intäktsram som elnätsföretagets intäkter högst får uppgå till. Som huvudregel består en tillsynsperiod av fyra år. Denna förhandsreglering infördes i ellagen mot bakgrund av det tredje elmarknadsdirektivet (2003/54/EG)¹¹. Utredningar och överväganden som utöver elmarknadsdirektivet huvudsakligen har legat till grund vid införandet av regelverket finns beskrivna i [Energinätsutredningens delbetänkande Förhandsprövning av nättariffer m.m. \(SOU 2007:99\)](#) och i regeringens proposition [Förhandsprövning av nättariffer \(2008/09:141\)](#). Dessutom gjorde Ei på uppdrag av regeringen en utredning och lämnade förslag på förordningsbestämmelser avseende beräkning av intäktsramar. Ei presenterade sina förslag i rapporten [Förhandsreglering av elnätsavgifter – principiella val i viktiga frågor](#)¹².

Syftet med intäktsramsregleringen är att elnätsföretagens verksamhet ska bedrivas effektivt till låga kostnader och att elnätsföretagen får en rimlig avkastning och kunderna ett skäligt pris för nättjänsten. Tarifferna för kunderna regleras genom att elnätsföretagen högst får ta ut den intäktsram som Ei beslutar om. På detta sätt skapas en begränsning för hur höga tariffintäkter elnätsföretagen kan ta ut från sina kunder. Intäktsramarna ska även bidra till att ge kunderna en långsiktigt god leveranssäkerhet och trygga den svenska elförsörjningen. Elnätsföretagen ska säkerställas stabila och långsiktiga villkor för att bedriva nätverksamhet.

De övergripande reglerna om intäktsramar framgår av ellagen och mer detaljerade regler framgår dels av en förordning som beslutas av regeringen, dels av föreskrifter som meddelas av Ei. Reglerna har sedan införandet både utvecklats och ändrats i väsentliga delar och i detta kapitel beskriver vi de huvudsakliga regler som gällde för den första tillsynsperioden 2012–2015 samt belyser hur de har ändrats och utvecklats till den andra tillsynsperioden 2016–2019 respektive den tredje tillsynsperioden 2020–2023. För att få en helhetsbild beskriver vi övergripande även de parametrar och metoder som Ei tillämpar vid beräkningen av intäktsramarna.

Ei fastställer en intäktsram för respektive elnätsföretag inför varje tillsynsperiod. Eftersom det inte går att veta alla uppgifter innan tillsynsperioden börjar, till exempel vilka investeringar elnätsföretagen kommer att göra under

¹¹ Europaparlamentets och rådets direktiv 2003/54/EG om gemensamma regler för den inre marknaden av el och upphörande av direktiv 96/92/EG.

¹² EI R2009:09.

tillsynsperioden, baserar Ei besluten inför tillsynsperioden delvis på elnätsföretagens prognoser. Prognoserna omprövas med faktiskt utfall efter tillsynsperiodens slut. Den beslutade intäktsramen efter tillsynsperioden och eventuella avvikelser från den föregående perioden räknas ihop och jämförs därefter med de intäkter som elnätsföretagen tagit ut från sina kunder under den aktuella tillsynsperioden. Eventuella avvikelser vid denna jämförelse minskar respektive ökar elnätsföretagens intäktsram för påföljande tillsynsperiod (meddelas i avvikelsebeslut för den påföljande tillsynsperioden).

Detta innebär att Ei som minst meddelar tre beslut för respektive tillsynsperiod: det vill säga beslut inför tillsynsperioden, beslut om ett belopp som ökar eller minskar intäktsramen under tillsynsperioden (avvikelsebeslut som avser avvikelser från den föregående tillsynsperioden) och till sist ett beslut efter tillsynsperioden¹³. Alla dessa beslut har varit föremål för domstolsprövning och i detta kapitel beskriver vi för respektive tillsynsperiod även vad domstolsprocesserna har handlat om samt vad de resulterat i¹⁴. Det är även möjligt att under vissa förutsättningar ompröva en intäktsram under tillsynsperioden. Det kan ske antingen på begäran från elnätsföretaget eller på Ei:s eget initiativ och vi beskriver detta under avsnitt 2.1.5.2. Vi avslutar kapitlet med en sammanställning över hur elnätsregleringen har utvecklats under perioden 2012–2023.

2.1 Intäktsramsreglering för tillsynsperioden 2012–2015

Enligt dåvarande 5 kap. 6 § ellagen¹⁵ skulle intäktsramen täcka skäliga kostnader för att bedriva nätverksamheten under tillsynsperioden och ge en rimlig avkastning på det kapital som krävs för att bedriva verksamheten (kapitalbas). Med utgångspunkt i det och med utgångspunkt i de övriga bestämmelserna i 5 kap. ellagen med förarbeten (prop. 2008/09:141.) samt i då gällande förordning (2010:304) om fastställande av intäktsram enligt ellagen (1997:857) (kapitalbasförordningen) utarbetade Ei en schablonmetod för beräkning av intäktsramarna.

Schablonmetoden bestod av flera olika kalkylmetoder. Vid utformande av schablonmetoden tog Ei även hänsyn till myndighetens föreskrifter om vad som avses med kvaliteten i nätkoncessionshavarens sätt att bedriva nätverksamheten vid fastställande av intäktsram (EIFS 2011:1). Schablonmetoden innefattade även vissa parametrar och metoder som inte reglerades i regelverket och dessa bestämdes således av Ei.

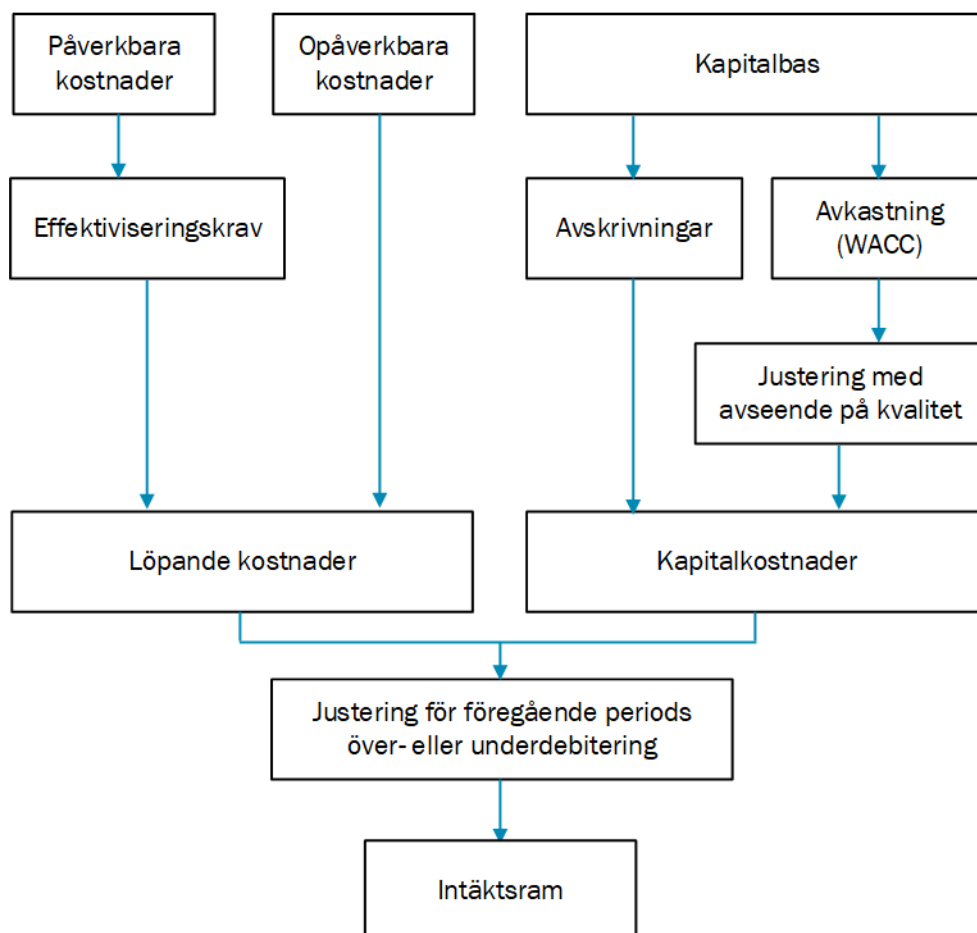
¹³ Observera dock att det för första tillsynsperioden dvs. 2012–2015 inte var aktuellt med något avvikelsebeslut då det inte fanns några avvikelser från den föregående tillsynsperioden att ta hänsyn till.

¹⁴ Alla beslut, överklaganden och domar publiceras och återfinns på Ei:s webbplats.

¹⁵ Lag om ändring i ellagen (1997:857), SFS 2009:892.

Enligt schablonmetoden byggdes intäktsramen, såsom framgår av Figur 2, huvudsakligen upp av kapitalkostnader, löpande påverkbara och löpande opåverkbara kostnader.

Figur 2. Intäktsramens beståndsdelar



Källa: Ei

I de följande avsnitten beskriver vi gällande regelverk för respektive beståndsdel för tillsynsperioden 2012–2015. Vi beskriver kort även Ei:s metoder och parametrar som ingick i schablonmetoden. Utöver schablonmetoden tillämpade Ei vid fastställande av intäktsramarna för den första tillsynsperioden även en övergångsmetod och den beskriver vi under avsnitt 2.1.4.1.

För vissa elnätsföretag, till exempel nyetablerade företag, gick det inte att tillämpa exakt samma metoder som tillämpades för merparten av elnätsföretagen. Det berodde på att det saknades vissa uppgifter som exempelvis historiska uppgifter om löpande påverkbara kostnader. Ei gjorde därför vissa justeringar och anpassningar av sina metoder utifrån de förutsättningar som fanns i varje specifikt fall. I denna rapport beskriver vi dock inte dessa specifika fall.

Dessutom skiljde sig till viss del både regelverket och Ei:s metoder som tillämpades för Svenska kraftnät från regelverket och metoderna som gällde för övriga elnätsföretag. Vi redogör därför även för de skillnader som fanns för respektive tillsynsperiod.

2.1.1 Kapitalkostnader

Kapitalkostnad är kostnad för att använda kapital, i form av exempelvis elledningar och nätstationer (kapitalbas). Kostnaden utgörs av två delar, dels kostnaden för förbrukning av de tillgångar som ingår i verksamheten (avskrivning), dels avkastningen på tillgångarna. För att kapitalkostnaden ska kunna beräknas måste värdet på kapitalbasen, metod för fördelning av kapitalkostnaden över tid, avskrivningstid och avkastning (beräknad kalkylränta) bestämmas. I regelverket för första tillsynsperioden fanns närmare bestämmelser enbart om hur kapitalbasen skulle beräknas och dessa beskriver vi nedan.

2.1.1.1 Regler för beräkning av kapitalbasen

Av 5 kap. 9 § ellagen¹⁶ framgick att kapitalbasen skulle beräknas med utgångspunkt i de tillgångar som nätkoncessionshavaren använde för att bedriva nätverksamheten. Vidare skulle hänsyn tas till investeringar och avskrivningar¹⁷ under tillsynsperioden. En tillgång som inte behövdes för att bedriva verksamheten skulle anses ingå i kapitalbasen om det skulle vara oskäligt mot nätkoncessionshavaren att bortse från tillgången. Regeringen fick enligt bestämmelsen meddela ytterligare föreskrifter om hur kapitalbasen skulle beräknas och meddelade mer detaljerade bestämmelser genom kapitalbasförordningen.

I kapitalbasförordningen infördes bestämmelser om vad som avsågs med en anläggningstillgång (3 §), när en anläggningstillgång skulle tas med respektive tas ur kapitalbasen (7 §), hur anläggningstillgångar skulle värderas (9–11 §§) samt bestämmelser om hur förändring i prisläget skulle hanteras vid beräkning av kapitalbasen (12 §).

Med anläggningstillgång avsågs i 3 § förordningen

- 1 en anläggning för överföring av el,
- 2 en anläggning för mätning av överförd el,
- 3 ett system som används för drift eller övervakning av en anläggning för överföring av el, eller

¹⁶ SFS 2009:892 Lag om ändring i ellagen (1997:857).

¹⁷ Med avskrivningar avsågs utraneringar.

4 ett system som används för beräkning eller rapportering vid mätning av överförd el.

I 7 § förordningen reglerades också att om en anläggningstillgång började användas under tillsynsperioden skulle tillgången ingå i kapitalbasen från det halvårsskifte som följer på den tidpunkt då tillgången började användas. När en anläggningstillgång slutade användas skulle den enligt förordningen tas ur kapitalbasen från det halvårsskifte som inföll närmast efter den tidpunkten då tillgången slutade användas.

I 9–11 §§ förordningen reglerades vidare hur en anläggningstillgång som ingår i kapitalbasen skulle värderas. Anläggningen skulle i första hand sättas ett nuanskaffningsvärde som motsvarade ett normvärde för en anläggningstillgång som var i huvudsak likadan som den tillgång som ingår i kapitalbasen. Endast om det fanns särskilda skäl kunde nuanskaffningsvärdet beräknas med grund i utgiften för att förvärva eller tillverka tillgången när den ursprungligen togs i bruk, med hänsyn tagen till förändringen i prisläget från anskaffningstidpunkten. Om det saknades förutsättningar för att beräkna ett nuanskaffningsvärde enligt de ovannämnda metoderna kunde nuanskaffningsvärdet beräknas utifrån anläggningstillgångens bokförda värde. Om anläggningstillgången inte hade något bokfört värde eller om det fanns synnerliga skäl, kunde nuanskaffningsvärdet i stället bestämmas till vad som är skäligt med hänsyn till tillgångens beskaffenhet. Vid beräkningen av kapitalbasen skulle förändringen i prisläget enligt 12 § förordningen anses svara mot faktorprisindex för byggnader ([byggkostnadsutvecklingen](#)).

2.1.1.2 Ei:s metoder och parametrar som tillämpades vid beräkning av kapitalkostnader

Såsom framgår i det föregående avsnittet skulle anläggningar som ingår i kapitalbasen enligt regelverket i första hand värderas utifrån normvärden. Ei fastställde därför inför tillsynsperioden en normvärdeslista som innefattade normvärden för de flesta lokal- och regionnätansläggningar. Ei tog fram normvärdeslistan huvudsakligen med utgångspunkt i myndighetens utredning som presenterades i rapporten [Värdering av elnätsföretagens kapitalbas i förhandsregleringen](#)¹⁸ och med utgångspunkt i ett flertal konsultrapporter som finns publicerade på [Ei:s webbplats](#)¹⁹. Normvärdena för anläggningar upp till och med 24 kV hade sin utgångspunkt i EBR:s²⁰ kostnads katalog och normvärdena för

¹⁸ EI R2010:07.

¹⁹ <https://ei.se/bransch/rapportera-in-uppgifter-till-ei/forhandsreglering-natavgifter/dokument---forhandsreglering-av-intaktsramar-elnat-for-tillsynsperiod-2012-2015>. Hämtat 2021-11-11

²⁰ I elnätsbranschen finns sedan 1960-talet ett vedertaget system för rationell planering, byggnation och underhåll av eldistributionsanläggningar 0,4-145 kV, kallat EBR (ElnätsBranschens Riktlinjer). Systemet omfattar standardiserade konstruktioner, bygg-, drift- och underhållstekniska anvisningar, elsäkerhetsanvisningar, samt produktionsteknik och även två kostnads kataloger för elledningar och transformatorstationer.

anläggningar över 24 kV hade sin utgångspunkt i en lista som var framtagen av konsultföretaget Rejlers Ingenjörer AB²¹. Ei gjorde emellertid vissa justeringar i dessa ursprungliga underlag och förutom i den ovannämnda rapporten beskrevs Ei:s justeringar och ställningstaganden i följande promemorior: [Kompletteringar av normvärdeslista för anläggningar med spänning upp till och med 24 kV](#)²², [Normvärden för anläggningar med spänning upp till och med 24 kV](#)²³ och [Normvärden för anläggningar med spänning över 24 kV](#)²⁴.

Ei:s slutliga bedömning avseende normvärdena presenterades i promemorian [Slutliga normvärden för elnätanläggningar i första tillsynsperioden 2012–2015](#)²⁵. Normvärdeslistan som återfinns på [Ei:s webbplats](#)²⁶ innefattade normvärden för de flesta lokal- och regionnätanläggningar och cirka 94 procent av kapitalbasen²⁷ som rapporterades in inför den första tillsynsperioden värderades utifrån den.

Ei valde att tillämpa real annuitetsmetod för fördelning av kapitalkostnader. Metoden innebär att kapitalkostnaden fördelades lika över tillgångens ekonomiska livslängd, det vill säga summan av avkastning och avskrivning var reellt lika stor över hela avskrivningstiden. Så länge som en anläggning användes fick den ingå i kapitalbasen och därmed ge underlag för kapitalersättningen i intäktsramen. Detta oberoende av om anläggningen hade uppnått den i regleringen bestämda avskrivningstiden. Bakgrunden till valet av metoden och mer om dess innebörd finns beskrivet i rapporten [Förhandsreglering av elnätavgifter – principiella val i viktiga frågor](#)²⁸.

Vad det gäller avskrivningstider, som ska motsvara en rimlig uppskattning av anläggningarnas förväntade användningstid i nätverksamheten, valde Ei att tillämpa en avskrivningstid på 40 år för de anläggningstillgångar som omfattades av 3 § 1 p kapitalbasförordningen (en anläggning för överföring av el). För övriga anläggningstillgångar det vill säga de som avses i 3 § 2–4 p (anläggning för mätning av överförd el, system som används för drift eller övervakning av nämnda anläggning, samt system för beräkning eller rapportering vid mätning av överförd el) valde Ei att tillämpa en avskrivningstid på 10 år. Ei:s överväganden avseende reglermässiga avskrivningstider finns att läsa i rapporten [Förhandsreglering av elnätavgifter – principiella val i viktiga frågor](#)²⁹. Ei gav också i uppdrag till konsultföretaget Sweco att lämna förslag på reglermässiga

²¹ Numera Rejlers Sverige AB.

²² PM 2010:13.

²³ PM 2010:11.

²⁴ PM 2010:12.

²⁵ PM 2011:02.

²⁶ <https://ei.se/bransch/rapportera-in-uppgifter-till-ei/forhandsreglering-natavgifter/dokument---forhandsreglering-av-intaktsramar-elnat-for-tillsynsperiod-2012-2015>, Hämtat 2021-11-11.

²⁷ Ingående kapitalbas det vill säga kapitalbas per 31 december 2010.

²⁸ EI R2009:09.

²⁹ EI R2009:09.

avskrivningstider för de vanligaste tillgångarna i elnätsverksamheten. De presenterade sin utredning och förslag i rapporten [Reglering av elnätsföretagens intäkter – Reglermässiga avskrivningstider](#). Ei beaktade bland annat även Swecos förslag i myndighetens slutliga bedömning avseende avskrivningstider. Mer om Ei:s bedömning går att läsa i rapporten [Förhandsprövning av elnätstariffer – slutrapport inför första tillsynsperioden 2012-2015](#)³⁰.

För att bestämma en kalkylränta valde Ei att tillämpa en WACC-metod (Weighted Average Cost of Capital) med CAPM-modell (Capital Asset Pricing Model). WACC och CAPM är vedertagna och de främsta utgångspunkterna för att reglera en rimlig avkastning i el- och gasnätsverksamhet inom Europa³¹. I en WACC-metod sammanvägs eget och lånat kapital i förhållande till deras andel av det totala kapitalet. Med en CAPM-modell fastställer Ei det avkastningskrav som en rationell investerare (eget kapital) kräver för att investera i nätverksamhet. Vid denna beräkning tas hänsyn till vad en investerare förväntas tjäna under den period de håller tillgången och den risknivå som tillgången och verksamheten har. Mer information om WACC och CAPM samt framför allt bakgrunden till Ei:s val finns att läsa i rapporten [Förhandsreglering av elnätsavgifter – principiella val i viktiga frågor](#)³². En beskrivning finns även i rapporten [Förhandsprövning av elnätstariffer – slutrapport inför första tillsynsperioden 2012-2015](#)³³. Utifrån Ei:s utredningsarbete, som innefattade bland annat inhämtande av ett flertal konsultrapporter, bedömde Ei att en real kalkylränta före skatt på 5,2 procent var rimlig att tillämpa för tillsynsperioden 2012-2015. Mer om Ei:s bedömning kan läsas i promemorian [Kalkylränta i elnätsverksamhet](#)³⁴.

Såsom vi beskrivit i avsnitt 2.1.1.1 skulle det enligt 5 kap. 9 § ellagen³⁵ vid beräkning av kapitalbasen tas hänsyn till kapitalbasförändringar under tillsynsperioden. I förordningen reglerades också när en anläggningstillgång skulle tas med respektive tas ur kapitalbasen. Av regelverket framgick emellertid inte några exakta detaljer kring hur detta skulle hanteras i praktiken. Enligt Ei:s valda metod fick elnätsföretagen inför tillsynsperioden prognostisera sina investeringar och utrangeringar³⁶ avseende tillgångar som ingick i kapitalbasen. Vid beräkning av intäktsramarna inför perioden utgick Ei från dessa prognoser men de ersattes sedan vid omprövningen efter tillsynsperiodens slut med verkliga utfall.

³⁰ EI R2010:24.

³¹ Council of European Regulators (CEER), Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2021.

³² EI R2009:09.

³³ EI R2010:24.

³⁴ PM 2011:07.

³⁵ SFS 2009:892.

³⁶ Anläggningstillgångar som ingick i kapitalbasen per den 31 december 2010 utgjorde ingående kapitalbas. Investeringar och utrangeringar av anläggningstillgångar som ingick i kapitalbasen prognostiserades för åren 2011-2015. Detta gällde dock bara nyinvesteringar och inte reinvesteringar.

2.1.2 Löpande kostnader

2.1.2.1 Regler för beräkning av löpande kostnader

Av 5 kap. 6 § ellagen följde att intäktsramen skulle täcka skäliga kostnader för att bedriva nätverksamheten och ge en rimlig avkastning på kapitalbasen.

Med skäliga kostnader i nätverksamheten avsågs enligt 5 kap. 8 § ellagen kostnader för en ändamålsenlig och effektiv drift av en nätverksamhet med likartade objektiva förutsättningar. Kostnad för ersättning till kunder vid avbrott, det vill säga avbrottsersättning, ansågs dock enligt 10 kap. 10 § ellagen inte vara en skälig kostnad.

2.1.2.2 Ei:s metoder och parametrar som tillämpades vid beräkning av löpande kostnader

I regelverket fanns alltså inte några närmare bestämmelser om hur skäliga kostnader skulle beräknas och Ei tog därför fram en metod för beräkning av kostnaderna. Grundprinciper i Ei:s metod beskrevs i rapporten [Förhandsreglering av elnätsavgifter – principiella val i viktiga frågor](#)³⁷. Metoden beskrevs sedan mer i detalj i rapporten [Löpande kostnader i förhandsregleringen – grundprinciper vid beräkningen](#)³⁸. Ei:s metod innebar att löpande kostnader delades in i så kallade opåverkbara och påverkbara kostnader. Som opåverkbara kostnader för den första tillsynsperioden klassificerade Ei

- kostnader för nätförluster (inköp och egen produktion),
- kostnader för abonnemang till överliggande och angränsande nät,
- ersättning till innehavare av produktionsanläggning för inmatning av el enligt 3 kap. 15 § ellagen (1997:857) och
- myndighetsavgifter enligt förordningen (1995:1296) om vissa avgifter på elområdet³⁹.

De opåverkbara kostnaderna ersattes enligt Ei:s metod i sin helhet. Elnätsföretagen fick alltså lämna en prognos för dessa kostnader innan tillsynsperioden och ett verkligt utfall efter tillsynsperioden.

Löpande påverkbara kostnader beräknades enligt metoden utifrån elnätsföretagets historiska kostnader för åren 2006–2009 och de reducerades med ett årligt generellt effektiviseringskrav på en procent. Samtliga elnätsföretag⁴⁰ omfattades av detta effektiviseringskrav. Effektiviseringskravet grundade sig på Ei:s bedömning om att

³⁷ EI R2009:09.

³⁸ EI R2010:6.

³⁹ För Svenska kraftnät kunde även andra kostnader betraktas som opåverkbara och mer om detta kan läsas i 2.1.5.1.

⁴⁰ Lokal-, region- och stamnätsföretag (numera transmissionsnätsföretag).

en produktivitetsutveckling på två procent per år var en rimlig förväntan. För att skapa incitament för elnätsföretagen att rationalisera verksamheten tillgodofördes elnätsföretagen hälften av den förväntade produktivitetsökningen och kunderna den andra hälften. För mer information om det valda effektiviseringskravet se rapporten [Förhandsregleringens krav på effektiviseringar – intäktsramen för löpande kostnader](#)⁴¹.

Ei:s metod innebar också att kostnaderna måste räknas om med hänsyn till förändringar i prisläget dels inför, dels efter tillsynsperioden. Vid dessa omräkningar tillämpade Ei faktorprisindex (FPI) för elnätsföretag, delindex drift- och underhåll påverkbart⁴². Information om detta delindex samt information om hur FPI har tagits fram finns på [Ei:s webbplats](#).

Bland löpande påverkbara kostnader ingick även kostnader för anläggningstillgångar som elnätsföretagen egentligen hade kapitalkostnader för men som inte ingick i kapitalbasen. Av förordningens bestämmelser följde vilka anläggningstillgångar som kunde ingå i kapitalbasen och i regleringen beräknades således kapitalkostnader enbart för dessa. Vissa andra anläggningstillgångar⁴³ såsom till exempel mark och kontorsfastigheter ingick inte i kapitalbasen utan kostnader för dessa anläggningar ersattes i regleringen som löpande påverkbara kostnader. Ei tog fram en metod för omvandling av kapital till löpande kostnader. Enligt metoden beräknades ersättningen för en anläggningstillgång utifrån historiska uppgifter om utgående bokfört värde och avskrivningar för tillgången samt utifrån en ränta på 4,83 procent (nominell före skatt) som bestämdes av Ei. De framräknade kostnaderna lades till de övriga påverkbara kostnaderna och de åsattes ett effektiviseringskrav och indexerades på samma sätt som de övriga påverkbara löpande kostnaderna.

En detaljerad beskrivning av hur de löpande påverkbara kostnaderna beräknades inklusive beräkningsexempel finns i rapporten [Förhandsprövning av elnätstariffer – slutrapport inför första tillsynsperioden 2012-2015](#)⁴⁴.

2.1.3 Kvalitetsreglering

När intäktsramen bestäms skulle, enligt dåvarande 5 kap. 7 § ellagen, hänsyn tas till kvaliteten i nätkoncessionshavarens sätt att bedriva nätverksamheten. En sådan bedömning kunde medföra en ökning eller minskning av vad som anses vara en rimlig avkastning på kapitalbasen. Av samma bestämmelse framgick dessutom att vid bedömningen skulle ett avbrott i överföringen av el beaktas i den utsträckning

⁴¹ EI R2010:11.

⁴² FPI lokalnät användes för lokalnätsföretag, FPI regionnät för regionnätsföretag och FPI stamnät för Svenska kraftnät.

⁴³ Anläggningstillgångar enligt årsredovisningslagen.

⁴⁴ EI R2010:24.

avbrottet inte medförde skadeståndsskyldighet för nätkoncessionshavare eller gav rätt till avbrottsersättning enligt 10 kap. 10 § ellagen. Av bestämmelsen följde också att regeringen, eller efter regeringens bemyndigande nätmyndigheten, fick meddela föreskrifter om vad som avses med kvaliteten i nätkoncessionshavarens sätt att bedriva nätverksamheten. Genom kapitalbasförordningen (15 §) bemyndigades Ei att meddela föreskrifterna.

Ei meddelade således föreskrifter om vad som avses med kvaliteten i nätkoncessionshavarens sätt att bedriva nätverksamheten vid fastställande av intäktsram (EIFS 2011:1) som innebar följande. Oaviserade avbrott mellan 3 minuter och 12 timmar samt aviserade avbrott längre än 3 minuter låg till grund för kvalitetsregleringen. Vid valet av kvalitetsindikatorer beaktades de olikheter som råder mellan lokal- och regionnäten och för lokalnäten var indikatorer för leveranssäkerheten medelavbrottstiden SAIDI (System Average Interruption Duration Index) och medelavbrottsfrekvensen SAIFI (System Average Interruption Frequency Index). För regionnäten var kvalitetsindikatorer nyckeltalen årsmedel icke levererad energi ILE (Icke levererad energi) och årsmedel icke levererad effekt ILEffekt (Icke levererad effekt) beräknad per uttagspunkt/gränspunkt för aviserade och oaviserade avbrott. Ei fastställde normnivåer för dessa indikatorer inför tillsynsperioden 2012–2015 med utgångspunkt i åren 2006–2009. Normnivåerna jämfördes sedan efter tillsynsperioden med de faktiska utfallen för åren 2012–2015 och först då beräknades kvalitetstillägg/-avdrag. Kvalitetstillägg/-avdrag delades lika mellan kundkollektivet och elnätsföretaget genom att multiplicera med faktorn 0,5. För avbrottskostnadsvärdering använde Ei den nationella nyckeln för avbrottskostnadsvärdering som togs fram av branschorganisationen Svensk Energi⁴⁵. Undersökningen genomfördes 1994 och uppdaterades 2003⁴⁶. Avbrottskostnaden från 2003 indexuppräknades till respektive års prisnivå med konsumentprisindex (KPI).

Enligt 5 kap. 7 § ellagen fick kvalitetsavdraget uppgå till maximalt ett belopp motsvarande avkastningen på den i regleringen fastställda kapitalbasen. Dessutom införde Ei i föreskrifterna bestämmelser som medförde att det årliga beloppet för kvalitetsjusteringen begränsades till ett tak och ett golv på max tre procent av den årliga intäktsramen. Mer om hur kvaliteten i nätverksamheten bedömdes beskrivs i [Ei:s rapport *Kvalitetsbedömning av elnät vid förhandsreglering*](#)⁴⁷.

2.1.3.1 Kvalitetsreglering för Svenska kraftnät

Ei:s ovannämnda föreskrifter och den föreskrivna metoden för kvalitetsreglering gällde inte Svenska kraftnät. Ei utarbetade emellertid en särskild metod för

⁴⁵ Numera Energiföretagen Sverige.

⁴⁶ Elavbrottskostnader 2003, Svensk Energi.

⁴⁷ EI R2010:08.

Svenska kraftnät där de olikheter som finns mellan Svenska kraftnät och de övriga elnätsföretagen beaktades. Metoden beskrevs i en bilaga till beslut om intäktsramar⁴⁸, se exempelvis bilaga 2 a till beslut om intäktsram för år 2013⁴⁹.

Ei fastställde normnivåer inför respektive tillsynsperiod som sedan efter tillsynsperioden stämde av mot ett verkligt utfall. De indikatorer som Ei beräknade normnivåer för var ILE och ILEffekt beräknad per uttagspunkt/gränspunkt för oaviserade avbrott. Till skillnad från metoden för regionnätsföretagen beaktade inte Ei aviserade avbrott för Svenska kraftnät då de i princip aldrig förekommer. Ei exkluderade även avbrott upp till en minut vid beräkning av ILE och ILEffekt då det inte fanns någon tillförlitlig statistik. Ei exkluderade även exceptionella avbrott⁵⁰ då dessa sällan förekommer. Normnivån beräknades utifrån avbrottsstatistik för de tio år som infaller två år innan tillsynsperioden börjar.

På samma sätt som för lokal- och regionnäten fördelade Ei den ekonomiska nyttan av den förändrade leveranssäkerheten mellan Svenska kraftnät respektive kunderna i nätet, det vill säga genom att den positiva eller negativa mellanskillnaden multiplicerades med faktorn 0,5. Det ekonomiska utfallet för tillsynsperioden var således skillnaden mellan normavbrottskostnaden och den verkliga avbrottskostnaden delat med två.

För att beräkna kvalitetsens påverkan på intäktsramen utgick Ei från samma avbrottskostnadsvärdering och från samma index för uppräkningsindex från 2003 till aktuellt års prisnivå som för lokal- och regionnäten. Avbrottskostnaden användes dels för att beräkna normavbrottskostnaden, dels vid avstämning av det faktiska utfallet på kvaliteten under tillsynsperioden. Precis som för de övriga elnätsföretagen fastställde Ei ett tak och ett golv för hur stort det maximala tillägget respektive avdraget fick bli under tillsynsperioden för Svenska kraftnät. Tak och golv fastställdes till tre procent av den totala intäktsramen.

2.1.4 Övriga regler och metoder för fastställande av elnätsföretagens intäktsramar

2.1.4.1 Ei:s övergångsmetod

Efter att elnätsföretagen lämnade in uppgifter för beräkning av intäktsramar för första tillsynsperioden konstaterade Ei att om intäktsramarna beräknades i enlighet med schablonmetoden skulle de väsentligt överstiga elnätsföretagens tidigare intäktsnivåer. En tillämpning av schablonmetoden skulle alltså innebära

⁴⁸ Svenska kraftnäts tillsynsperiod var då ett år vilket innebär att de fick ett beslut om intäktsram för respektive år under perioden 2012–2015.

⁴⁹ Dnr (numera ärendenummer) 2012–100077.

⁵⁰ Avbrott pga. fel av typen N-2 (avbrott som orsakats av fel på två enskilda kraftsystemkomponenter inom 15 minuter).

att merparten av elnätsföretagen kraftigt skulle kunna höja sina nätavgifter. Ei ansåg att en så stor höjning inte var motiverad och konstaterade att övergången till förhandsprövning med de legala förutsättningar som förelåg gav upphov till övergångseffekter som måste hanteras.

Ei analyserade hur stora skillnaderna var mellan schablonmetodens resultat och elnätsföretagens tidigare intäktsnivåer. Därefter bedömde Ei att det var lämpligt att utjämna intäktsramarna över tid så att de först efter en övergångsperiod når de intäktsnivåer som var ett resultat av schablonmetoden. För tillsynsperioden 2012–2015 medförde detta att ett elnätsföretags intäkter anpassades och Ei fastställde således intäktsramar inför tillsynsperioden med utgångspunkt i både schablon- och övergångsmetoden.

2.1.4.2 Regler om fastställande av intäktsramar

I då gällande bestämmelser i ellagen reglerades det att en intäktsram skulle fastställas i förväg för varje tillsynsperiod (5 kap. 1 §) samt att en nätkoncessionshavare skulle lämna in ett förslag till intäktsram tillsammans med de uppgifter som krävdes för att pröva förslaget till nätmyndigheten (5 kap. 2 §). Det reglerades vidare att nätmyndigheten skulle meddela beslut om fastställande av intäktsramen senast två månader innan tillsynsperioden började och att det av beslutet skulle framgå de uppgifter och metoder som hade använts för att fastställa intäktsramen (5 kap. 3 §). Det reglerades också att en tillsynsperiod skulle omfatta fyra år om det inte förelåg särskilda skäl för en annan tidsperiod (5 kap. 4 §). Regelverket för Svenska kraftnät skiljde sig emellertid i vissa delar från regelverket för de övriga elnätsföretagen vilket vi beskriver i det följande avsnittet.

Genom kapitalbasförordningen gav regeringen ett flertal bemyndiganden till Ei att utfärda närmare föreskrifter och med stöd i 14 § och 16 § punkt 1, 2, 5 meddelade Ei föreskrifter och allmänna råd om nätkoncessionshavares förslag till intäktsram och insamling av uppgifter för att bestämma intäktsramens storlek⁵¹. Ei meddelade i föreskrifterna bland annat exakt datum när förslag till intäktsram och uppgifterna för prövning av förslaget skulle lämnas till myndigheten och preciserade exakt vilka uppgifter som skulle lämnas samt gjorde vissa tydliggöranden kring särskilda skäl för en annan tidsperiod än fyra år.⁵² Svenska kraftnät omfattades dock inte av dessa föreskrifter. Vad gäller redovisning av uppgifterna i enlighet med föreskrifterna finns detaljerade förklaringar och instruktioner även i [Ei:s handbok](#)⁵³.

⁵¹ Energimarknadsinspektionens föreskrifter om insamling av uppgifter för att bestämma intäktsramens storlek för elnätsföretag, EIFS 2010:6.

⁵² Energimarknadsinspektionens föreskrifter om insamling av uppgifter för att bestämma intäktsramens storlek för elnätsföretag, EIFS 2010:6.

⁵³https://ei.se/Documents/Forhandsreglering_el/Viktiga_dokument/Handbok_for_redovisning_av_intaktsram_Version_3_1.pdf

2.1.5 Särskilda regler och metoder för Svenska kraftnät

Både regelverket och Ei:s metoder för fastställande av intäktsramarna för Svenska kraftnät skilde sig i några delar åt från regelverket och metoderna för de övriga elnätsföretagen. Nedan redogör vi för alla skillnader förutom skillnader vad det gäller kvalitetsregleringen som vi redogör för under avsnitt 2.1.3.1. I övrigt gällde samma regelverk och metoder som för övriga elnätsföretag.

Tillsynsperiod för Svenska kraftnät var enligt regelverket ett år (6 § kapitalbasförordningen) och inte fyra år vilket var huvudregel för de övriga elnätsföretagen (5 kap. 4 § ellagen). Detta innebar följaktligen att Ei meddelade fyra beslut om intäktsramar för Svenska kraftnät avseende perioden 2012–2015.

Av dåvarande bestämmelse i ellagen (5 kap. 18 §) framgick att regeringen var beslutande myndighet vad det gäller intäkter från en stamledning samt att nätmyndigheten skulle lämna förslag till beslut om intäktsram för regeringens prövning. Regeringen skulle enligt ellagen förkasta eller godta förslaget samt offentliggöra sitt beslut där även nätmyndighetens förslag skulle framgå. Av 5 kap. 2 § ellagen följde att en nätkoncessionshavare skulle lämna in ett förslag till intäktsram till nätmyndigheten tillsammans med de uppgifter som krävdes för att pröva förslaget. När det gällde Svenska kraftnät skulle ett sådant förslag tillsammans med uppgifter lämnas till Ei senast tio månader före tillsynsperiodens början (4 § kapitalbasförordningen). Ei skulle å sin sida lämna sitt förslag till beslut till regeringen senast nio månader innan tillsynsperioden börjar (5 § kapitalbasförordningen). Ei lämnade sitt förslag för år 2012⁵⁴ och regeringen beslutade om intäktsram för Svenska kraftnät för år 2012⁵⁵ i enlighet med Ei:s förslag.

Regeln angående beslutande myndighet ändrades⁵⁶ redan under 2011 och Energimarknadsinspektionen blev beslutande myndighet även vad det gäller intäkter från stamledning från och med 2013. Regeringen föreskrev sedan i kapitalbasförordningen⁵⁷ att Svenska kraftnät skulle lämna sitt förslag och uppgifter till Ei senast nio månader innan tillsynsperioden börjar (4 §) samt att Ei skulle meddela sitt beslut om fastställande av intäktsramen senast sex månader innan tillsynsperioden börjar (5 §). Beslutet skulle således fortsättningsvis fastställas av Ei och inte av regeringen och Ei skulle meddela beslutet sex månader innan tillsynsperioden börjar till skillnad från övriga elnätsföretag vars beslut Ei skulle meddela senast två månader innan tillsynsperioden börjar.

⁵⁴ Dnr (numera ärendenummer) 778-11-101275.

⁵⁵ N2011/2591/E.

⁵⁶ SFS 2011:712 Lag om ändring i ellagen (1997:857).

⁵⁷ SFS 2012:633 Förordning om ändring i förordningen (2010:304) om fastställande av intäktsram enligt ellagen (1997:857).

Enligt 8 § i kapitalbasförordningen skulle en anläggningstillgång ingå i Svenska kraftnäts kapitalbas från och med den kalendermånad som följer på den tidpunkt då den börjat användas. Tillgången skulle inte ingå i kapitalbasen från och med den kalendermånad som infaller närmast efter den tidpunkt då den slutat användas. Detta till skillnad från reglerna för de övriga elnätsföretagen som innebar att en anläggningstillgång skulle tas med respektive tas ur kapitalbasen halvåret efter att anläggningen började respektive slutade användas.

2.1.5.1 Ei:s metoder och bedömningar vid fastställande av Svenska kraftnäts intäktsramar

Förutom att regelverket för Svenska kraftnät inte helt motsvarade regelverket för de övriga elnätsföretagen fanns det även vissa skillnader i de metoder som tillämpades vid fastställande av dess intäktsramar. Ei utgick huvudsakligen från schablonmetoden även vid fastställande av intäktsramar för Svenska kraftnät. Beslut om intäktsram för första tillsynsperioden, det vill säga år 2012, fattades av regeringen och i enlighet med Ei:s förslag. Vid framtagande av förslaget utgick Ei från schablonmetoden men beaktade bland annat även övergångseffekter och Svenska kraftnäts investerings- och finansieringsplan för perioden 2012–2014.⁵⁸ Även för de resterande åren, det vill säga åren 2013, 2014 och 2015⁵⁹ då Ei var beslutande myndighet tillämpade Ei i huvudsak schablonmetoden men tog även hänsyn till övergångseffekter⁶⁰.

När det gäller värdering av kapitalbasen gällde samma bestämmelser (9–11 §§ kapitalbasförordningen) för Svenska kraftnät som för övriga elnätsföretag. Men eftersom de flesta av Svenska kraftnäts anläggningstillgångar inte fanns med i Ei:s normvärdeslista värderades dem med utgångspunkt i de ursprungliga anskaffningsvärdena.

Metoden för beräkning av löpande påverkbara kostnader motsvarade i princip metoden som tillämpades för de övriga elnätsföretagen. Vid beräkning av löpande kostnader utgick Ei således från historiska kostnader men basår som användes vid beräkningen motsvarade inte de basåren som tillämpades för övriga elnätsföretag. Index som Ei använde när löpande påverkbara kostnader räknades om med hänsyn till förändringar i prisläget var faktorprisindex (FPI) för elnätsföretag, stamnät, delindex drift- och underhåll påverkbart.

⁵⁸För mer information se Ei:s beslut om intäktsram för 2012, dnr (numera ärendenummer) 778-11-101275. Beslutet omprövades under perioden, dnr (numera ärendenummer) 2012-102567.

⁵⁹För mer information, se Ei:s beslut om intäktsram för 2013, dnr (numera ärendenummer) 2012-100077 som omprövades under perioden dnr (numera ärendenummer) 2013-100033; Ei:s beslut om intäktsram för 2014, dnr (numera ärendenummer) 2013-100034 och Ei:s beslut om intäktsram för 2015, dnr (numera ärendenummer) 2014-103201.

⁶⁰Förutom för år 2013.

Även metod för beräkning av löpande opåverkbara kostnader motsvarade i princip metoden för övriga elnätsföretag som innebar att kostnaderna prognostiserades inför perioden och att de sedan stämdes av mot verkligt utfall efter perioden. Det fanns emellertid en skillnad vad det gäller vilka kostnader som klassificerades som opåverkbara. De kostnader som betraktades som opåverkbara för Svenska kraftnät var kostnader för att täcka nätförluster (inköp och egen produktion), energiersättning, kostnader för motköp, kostnader för transit, kostnader för systemdrift, primärreglering och störningsreserven samt anläggningsavgifter.

För de åren då övergångseffekter beaktades vid fastställande av besluten tillämpades i princip samma övergångsmetod som för övriga elnätsföretag men Ei gjorde förstås en anpassning av metoden med hänsyn till att tillsynsperioden för Svenska kraftnät då var ett år.

2.1.5.2 Regler avseende omprövning av intäktsramen

I dåvarande 5 kap. ellagen⁶¹ fanns även bestämmelser avseende omprövning av intäktsramen, både under och efter tillsynsperioden. Enligt 10 § kunde den beslutande myndigheten på ansökan av nätkoncessionshavaren ändra en fastställd intäktsram under tillsynsperioden om det fanns omständigheter som bedömdes medföra en väsentlig ökning av intäktsramen⁶² eller om det annars fanns särskilda skäl. Ansökan skulle lämnas till nätmyndigheten och handläggas skyndsamt.

Av 11 § följde vidare att nätmyndigheten skulle ändra en fastställd intäktsram under perioden om den nätkoncessionshavare som beslutet gällde lämnade oriktiga eller bristfälliga uppgifter som i mer än ringa omfattning inverkade på intäktsramens storlek, om beslutet fattades på uppenbart felaktigt eller bristfälligt underlag och detta i mer än ringa omfattning inverkade på intäktsramens storlek eller om det fanns särskilda skäl.

Av 12 § framgick att en nätkoncessionshavare, inom fyra månader efter tillsynsperiodens slut, fick ansöka om att intäktsramen för perioden skulle ökas. Ansökan skulle lämnas till nätmyndigheten och den skulle handläggas skyndsamt.

Den beslutande myndigheten skulle ompröva den fastställda intäktsramen efter tillsynsperiodens slut om det fanns skäl att anta att ramen var större än vad som var motiverat av senare kända förhållanden och avvikelser inte var ringa (13 §). Av samma bestämmelse följde att om det inte fanns särskilda hinder skulle ett beslut, gällande ändring av intäktsramen, meddelas senast tio månader efter tillsynsperiodens slut. Om nätmyndigheten avsåg att meddela beslut vid en senare tidpunkt skulle nätkoncessionshavaren underrättas under den nämnda tiden. Om

⁶¹ SFS 2009:892 Lag om ändring i ellagen (1997:857).

⁶² Vid en omprövning enligt 12 § (omprövning av intäktsramen efter tillsynsperioden).

myndigheten inte meddelade en sådan underrättelse kunde nätmyndigheten inte meddela ett omprövningsbeslut som var till nackdel för nätkoncessionshavaren.

Den beslutande myndigheten skulle vid omprövning enligt 12 eller 13 §§ kontrollera om de antaganden som legat till grund för beslutet om fastställande av intäktsram överensstämde med det faktiska utfallet under perioden. (14 §). Vid bedömningen skulle myndigheten tillämpa 6–9 §§ och utgå från de uppgifter och metoder som myndigheten använt vid fastställandet av intäktsramen och som framgick av besluten om fastställande.

Omprövningsbestämmelserna var således utformade på det sättet att det inte skedde någon obligatorisk omprövning av intäktsramen efter tillsynsperiodens slut. Ei gjorde dock en beräkning av intäktsramar efter tillsynsperiodens slut då prognoser som hade legat till grund för de fastställda intäktsramarna ersattes med verkligt utfall. Det följde av 14 § att Ei i vissa fall skulle ompröva intäktsramen och för att kunna göra den bedömningen skulle myndigheten kontrollera om antaganden som legat till grund för fastställelsebeslutet stämde överens med det faktiska utfallet under perioden.

Enligt 13 § skulle Ei ompröva den fastställda intäktsramen om det fanns skäl att anta att ramen var större än motiverat. Ei skulle alltså på eget initiativ ompröva intäktsramen bara i sänkande riktning. Omprövningsbeslut om ökning av den fastställda intäktsramen meddelades således enbart efter nätkoncessionshavarens ansökan om omprövning.

En nätkoncessionshavare hade rätt att få sitt beslut om intäktsram omprövat om en allmän förvaltningsdomstol hade ändrat beslutet om intäktsram för en nätkoncessionshavare och grunden för ändring av det beslutet var tillämplig även för en annan nätkoncessionshavare. För att få sitt beslut omprövat behövde nätkoncessionshavaren lämna in en ansökan till Ei. En ansökan om omprövning skulle ha kommit in till Ei inom tre månader efter det att domstolens avgörande hade vunnit laga kraft (15 §). Det innebar således att även de nätkoncessionshavare som inte hade överklagat sina beslut kunde begära en omprövning av sin intäktsram efter domstolsbeslutet.

Den beslutande myndigheten skulle ompröva ett beslut om intäktsramen för en tillsynsperiod, om myndigheten eller en allmän förvaltningsdomstol beslutade om ändring i fråga om en tidigare tillsynsperiod och det avgörandet hade vunnit laga kraft (16 §).

2.1.5.3 Avvikelser från intäktsramen

I 5 kap. ellagen reglerades det också att om en nätkoncessionshavares samlade intäkter under tillsynsperioden hade avvikit från intäktsramen, skulle det belopp

med vilket intäkterna överstigit eller understigit intäktsramen minska respektive öka ramen för den påföljande tillsynsperioden (20 §). Om de samlade intäkterna hade överstigit intäktsramen med mer än fem procent skulle ett överdebiteringstillägg beräknas och ytterligare minska intäktsramen för den påföljande tillsynsperioden (21 §). Överdebiteringstillägg skulle enligt bestämmelsen grundas på den del av nätkoncessionshavarens samlade intäkter som översteg intäktsramen. Tillägget skulle beräknas efter en räntesats som motsvarade den genomsnittliga referensräntan enligt 9 § räntelagen (1997:635) som under tillsynsperioden hade fastställts av Riksbanken med ett tillägg av femton procentenheter.

2.1.5.4 Periodisering av intäkter från anslutningsavgifter

Enligt 5 kap. 17 § dåvarande ellagen kunde nätkoncessionshavaren ansöka om att delar av intäkterna under tillsynsperioden skulle tas med i intäktsredovisningen först under senare perioder. En ansökan skulle enligt bestämmelsen ha kommit in till nätmyndigheten senast tre månader efter den tillsynsperiod då intäkterna uppkommit. För att en reglermässig periodisering skulle kunna medges måste det föreligga särskilda skäl. Enligt förarbetena (prop. 2008/9:141, sid. 44.) kunde så vara fallet om intäkterna från anslutningar eller flyttning av befintliga ledningar under tillsynsperioden hade varit betydande i förhållande till de intäkter från anslutningar eller flyttningar som elnätsföretaget normalt haft från aktuella området. Syftet med periodisering enligt förarbetena är att undvika onödiga variationer i kundernas nättariffer.

Genom kapitalbasförordningen (16 §) bemyndigades Ei att meddela närmare föreskrifter om vilka uppgifter som skulle lämnas i en ansökan om periodisering. Ei utnyttjade inte bemyndigandet och meddelade således inte några föreskrifter om uppgifterna. Ei beskrev dock i sin [handbok](#) att det enligt regelverket fanns en möjlighet att ansöka om periodisering av stora engångsintäkter och i varje enskilt fall⁶³ upplyste Ei om de exakta uppgifterna som myndigheten behövde för prövningen av ansökan. Av regelverket framgick inte några närmare detaljer om hur själva prövningen skulle göras och Ei gjorde egna bedömningar med beaktande av förutsättningarna i varje enskilt fall. Vid sin bedömning om periodisering av aktuella intäkter utgick Ei huvudsakligen från en jämförelse mellan elnätsföretagets intäkter för åren 2006–2009 och intäkter för åren 2012–2015. Ett fåtal elnätsföretag ansökte om och beviljades periodisering av intäkter för tillsynsperioden 2012–2015. Ei beviljade som högst periodisering under fem tillsynsperioder, det vill säga 20 år. Ett av Ei:s beslut⁶⁴ överklagades till

⁶³ Ett fåtal företag ansökte om och beviljades periodisering av intäkterna för tillsynsperioden 2012–2015.

⁶⁴ Dnr (numera ärendenummer) 2012-102093.

förvaltningsrätten i Linköping som i det specifika fallet gjorde bedömningen att intäkterna fick periodiseras under fem tillsynsperioder.

2.1.6 Domstolsprocesser avseende intäktsramarna

Såsom vi beskrivit tidigare i denna rapport meddelar Ei minst tre olika beslut för respektive tillsynsperiod, det vill säga beslut inför tillsynsperioden, beslut om ett belopp som ökar eller minskar intäktsramen under tillsynsperioden (avvikelsebeslut) och till sist ett beslut efter tillsynsperioden. Eftersom tillsynsperioden 2012–2015 var den första perioden sen införandet av förhandsregleringen fanns det inga tidigare över- respektive underskott att ta hänsyn till. Ei meddelade därför inte några avvikelsebeslut för perioden.

Både besluten inför perioden och besluten efter perioden blev föremål för domstolsprövning. Vi beskriver nedan de centrala frågorna som domstolsprocesserna handlade om och vad de resulterade i. Vår beskrivning ger alltså inte en helt komplett bild av samtliga frågor som prövades i domstol. På [Ei:s webbplats](#) finns emellertid för respektive elnätsföretag och för respektive tillsynsperiod publicerat allt underlag såsom beslut, överklagande, domar etcetera och i dessa underlag finns följaktligen information om detaljer i samtliga frågor som prövades.

2.1.6.1 Beslut om intäktsram inför tillsynsperioden

Inför tillsynsperioden fattade Ei beslut om intäktsramar för alla elnätsföretag⁶⁵. Ei fastställde intäktsramarna med utgångspunkt i de metoder som vi beskrivit ovan, det vill säga schablon- och övergångsmetoden. Ungefär hälften av alla beslut överklagades till Förvaltningsrätten i Linköping. De centrala frågor som överklagades var frågan om övergångsmetodens tillämpning och frågan om kalkylräntans nivå som Ei i sina beslut inför tillsynsperioden fastställde till 5,2 procent. Dessutom överklagade ett fåtal elnätsföretag nivån på löpande påverkbara kostnader som Ei beräknade i enlighet med sin metod. Elnätsföretagen ansåg att den beräknade nivån inte var rimlig då Ei i metoden för fastställandet inte tog hänsyn till vissa företagsspecifika förhållanden som borde ha beaktats.

Kommunikationen i målen var omfattande och både Ei och elnätsföretagen respektive deras juridiska ombud lämnade ett flertal yttranden. Förvaltningsrätten meddelade domar i dessa mål i december 2013 och fastslog följande. Ei hade inte rätt att tillämpa övergångsmetoden vid fastställande av intäktsramarna. Rätten ansåg att Ei hade grundat sitt avgörande på och tillämpat övergångsmetoden med beaktande av andra omständigheter än sådana som enligt gällande regelverk

⁶⁵ Ett elnätsföretag kan ha flera redovisningsenheter och besluten fattades per redovisningsenhet.

skulle beaktas vid prövningen av intäktsram. Schablonmetoden bedömdes vara utarbetad utifrån gällande bestämmelser och således skulle enbart den tillämpas.

Förvaltningsrätten bedömde vidare att kalkylräntan skulle bestämmas till 6,5 procent. Vid sin bedömning tog de ställning till de olika parametrarna som ingår vid beräkning av kalkylräntan enligt WACC-metoden. Bland annat bedömde de att BNP-metoden⁶⁶ skulle användas och att något avdrag för räntefria skattekrediter inte skulle göras. Förvaltningsrättens bedömning avseende alla parametrar som rör kalkylräntan och som ledde till en kalkylränta på 6,5 procent kan utläsas av domarna som finns på [Ei:s webbplats](#). Vad det gäller löpande påverkbara kostnader gjorde de bedömningen att en snabb tillväxt kunde utgöra ett skäl för en ökning av nivån på kostnaderna som beräknades i enlighet med Ei:s metod. Alla andra skäl som framfördes av elnätsföretagen såsom till exempel mätarreformen och eftersatt underhåll under basåren bedömdes inte som tillräckliga för en justering av nivån på kostnaderna. Förvaltningsrätten återförvisade målen till Ei för en förnyad handläggning med utgångspunkt i rättens avgöranden.

Ei överklagade emellertid domarna till Kammarrätten i Jönköping och kammarrätten valde att pröva endast tre pilotmål⁶⁷. Domar i pilotmålen meddelades i november 2014. För de resterande målen valde kammarrätten att inte meddela prövningstillstånd. Enligt domarna i pilotmålen skulle enbart schablonmetoden tillämpas vid beräkning av intäktsramen. Kalkylräntan som skulle användas vid beräkningen bedömdes till 6,5 procent. I dessa delar gjorde kammarrätten alltså samma bedömning som förvaltningsrätten. Vad gäller löpande påverkbara kostnader bedömde kammarrätten, till skillnad från förvaltningsrätten, att en förväntad snabb tillväxt i det specifika fallet inte skulle föranleda en ökning av kostnaderna utan de skulle beräknas helt i enlighet med Ei:s beslut. Detta med motivering att det måste tillåtas att vissa schabloner och metoder används i beräkningsmetoden för att regleringen ska vara förutsägbar och någorlunda enkel. De gjorde bedömningen att för att det ska vara motiverat att göra avsteg från en generell beräkningsmetod bör förändringen ha stor påverkan på elnätsföretagets intäktsram. De ansåg inte att förändringen i det aktuella fallet var tillräckligt stor för att en justering skulle medges.

Ei överklagade kammarrättens domar vad det gäller tillämpning av övergångsmetoden och kalkylräntan till Högsta förvaltningsdomstolen som i mars

⁶⁶ I BNP-metoden blir parametern riskfri ränta summan av Riksbankens långsiktiga inflationsmål på 2 procent och förväntad långsiktig real BNP-tillväxt om 2 procent.

⁶⁷ Ellevio AB (mål nr 61-14), Elverket Vallentuna AB (mål nr 101-14) och Eon Elnät Stockholm AB (mål nr 129-14).

2015 meddelade att Ei inte fick prövningstillstånd. Kammarrättens avgöranden stod därmed fast.

2.1.6.2 Beslut om intäktsram efter tillsynsperioden

Ei:s beslut om intäktsramar inför tillsynsperioden grundade sig till en viss del på prognoser som behövde stämmas av mot verkliga utfall efter tillsynsperiodens slut. Även normnivåer som fastställdes avseende kvalitet behövde stämmas av mot verkliga utfall. Efter tillsynsperiodens slut behövde hänsyn tas även till förändringar i prisläget. Med beaktande av allt detta gjorde Ei nya beräkningar av intäktsramar. Men det skedde emellertid inte någon automatisk omprövning av alla intäktsramar utan en omprövning gjordes antingen på elnätsföretagets (ökande riktning) eller Ei:s initiativ (sänkande riktning). De flesta besluten som hade meddelats för perioden omprövades.

Av alla de omprövningsbeslut som Ei meddelade överklagades enbart 13 till förvaltningsrätten i Linköping. De huvudsakliga frågorna som överklagades avsåg möjligheten till korrigerande av ingående kapitalbas, vilka metoder som skulle tillämpas vid omprövning efter tillsynsperiodens slut och hur många perioder ett elnätsföretag får ta med sig ett eventuellt underskott. Förvaltningsrätten meddelade domar i målen i november 2017 som innebar följande. Elnätsföretagen skulle ges möjlighet att rätta eventuella felaktigheter i den ingående kapitalbasen⁶⁸ i samband med omprövningen efter tillsynsperiodens slut. Vid avstämning och omprövning skulle Ei använda de metoder och uppgifter som slutligen bestäms av domstol och inte de metoder och uppgifter som Ei tillämpat i sitt fastställande beslut. Det gällde även i de fall elnätsföretaget varken hade överklagat sitt fastställande beslut till domstol eller begärt en följdändring enligt 5 kap. 15 § ellagen. Förvaltningsrätten gjorde samma bedömning vad gäller metoder och uppgifter även i fall då elnätsföretagets intäktsram innan perioden fastställdes i enlighet med en annan metod⁶⁹. Frågan om hur många perioder ett elnätsföretag får ta med sig ett eventuellt underskott avvisades i samtliga fall där det hade överklagats då domstolen gjorde bedömningen att det som elnätsföretagen klagade på inte gick att överklaga. Ei:s ställningstagande skulle enligt rättens bedömning ses bara som en underrättelse om hur ett eventuellt underskott kommer att hanteras i en framtida tillsynsperiod.

Ei överklagade förvaltningsrättens domar både i frågan om korrigerande av eventuella felaktigheter i den ingående kapitalbasen och i frågor om metoder och uppgifter som skulle användas vid omprövning efter tillsynsperioden till Kammarrätten i Jönköping. Kammarrätten meddelade sina domar i mars 2018.

⁶⁸ Kapitalbas per den 31 december 2010.

⁶⁹ I det fallet fastställde Ei intäktsramen utifrån medelvärde för bolagets historiska intäkter för åren 2006–2009 med en årlig ökning om fyra procent.

Kammarrätten gjorde en annan bedömning än förvaltningsrätten i frågan om korrigerings av den ingående kapitalbasen. De gjorde således bedömningen att det inte är möjligt att vid omprövning enligt 5 kap. 12 eller 13 §§ ellagen kontrollera och eventuellt ändra på andra uppgifter än sådana som utgjorde prognoser och antaganden vid besluten om fastställande av intäktsram.

Enligt kammarrättens bedömning skulle Ei vid omprövning efter tillsynsperiodens slut, det vill säga enligt 5 kap. 12 § ellagen, för samtliga elnätsföretag där intäktsramen fastställdes enligt schablonmetoden, använda de metoder och uppgifter som slutligen hade fastställts av domstol. För tillsynsperioden 2012–2015 var det således en kalkylränta på 6,5 procent och schablonmetod som skulle tillämpas för dessa elnätsföretag, vilket var i linje med förvaltningsrättens dom. I fallet då Ei fastställde intäktsramen i enlighet med en annan metod gjorde kammarrätten en annan bedömning än förvaltningsrätten. De ansåg att någon omprövning av elnätsföretagets intäktsram enligt 5 kap. 15 § ellagen inte var aktuell eftersom Ei inte beräknade elnätsföretagets intäktsram med vare sig schablon- eller övergångsmetoden.⁷⁰ Kammarrättens avgöranden i dessa delar överklagades inte.

2.2 Intäktsramsreglering för tillsynsperioden 2016–2019

Inför tillsynsperioden 2016–2019 infördes det ändringar i 5 kap. 8 och 9 §§ ellagen⁷¹ som innebar ett utökat normgivningsbemyndigande för regeringen eller, efter regeringens bemyndigande, nätmyndigheten avseende beräkning av skäliga kostnader och en rimlig avkastning. Ändringarna infördes mot bakgrund av Ei:s förslag i rapporten [Förslag till ändrat regelverk för bedömning av elnätsföretagens intäktsramar – författningsförslag inför andra tillsynsperioden 2016-2019](#)⁷². Denna lagändring gjorde det möjligt att införa närmare bestämmelser avseende beräkning av kostnader och avkastning i regleringen. Regeringen ansåg dock att det var nödvändigt att ta fram underlag som gjorde det möjligt att ta ställning till vilka ändringar som skulle göras i kapitalbasförordningen och Ei fick därför i uppdrag att utreda och föreslå dessa. Ei:s förslag återfinns i rapporten [Bättre och tydligare reglering av elnätsföretagens intäktsramar – Förslag till ändringar i förordningen om fastställande av intäktsram inför tillsynsperioden 2016-2019](#)⁷³. Vi avser dock inte att här beskriva hur den av regeringen beslutade förordningen som gällde för tillsynsperioden 2016–2019 skiljde sig från Ei:s förslag.

I detta avsnitt redogör vi emellertid för ändringar i regelverket och i Ei:s metoder som infördes inför tillsynsperioden 2016–2019. Intäktsramen för perioden byggdes

⁷⁰ För cirka 15 elnätsföretag beräknade därför Ei den slutliga intäktsramen i enlighet med den metoden som tillämpades i de fastställande besluten.

⁷¹ SFS 2014:282.

⁷² Ei R2013:06, se även Prop. 2013/14:85.

⁷³ Ei R2014:09.

i princip upp på samma sätt som för tillsynsperioden 2012–2015 men det infördes en del ändringar både i regelverket och i Ei:s metoder avseende de olika beståndsdelarna. Det infördes dessutom ett helt nytt incitament som avsåg ett effektivt utnyttjande av nätet vilket beskrivs under avsnitt 2.3.4.

Detta avsnitt har ungefär samma struktur som avsnittet avseende tillsynsperioden 2012–2015 vilket möjliggör en enkel jämförelse mellan perioderna. Det fanns precis som under den föregående tillsynsperioden vissa skillnader mellan Svenska kraftnät och de övriga elnätsföretagen både vad det gäller regelverket och Ei:s metoder och vi redogör för dessa under avsnitt 2.2.3.1, avsnitt 2.2.6, avsnitt 2.2.6.1 och avsnitt 2.2.4.1.

2.2.1 Kapitalkostnader

Kapitalbasförordningen ersattes av förordningen (2014:1064) om intäktsram för elnätsföretag (intäktsramsförordningen). I intäktsramsförordningen infördes nya bestämmelser gällande metod för fördelning av kapitalkostnader, anläggningarnas ålder samt avskrivningstider. Varken metod för fördelning av kapitalkostnader eller avskrivningstider var preciserade i regelverket för den föregående tillsynsperioden utan dessa bestämdes av Ei. Ei tillämpade vid den tidpunkten en real annuitetsmetod utan hänsyn till anläggningarnas ålder så några bestämmelser om anläggningarnas ålder var inte aktuella.

Av 10 § intäktsramsförordningen följde att den del av kapitalkostnaden som motsvarar kapitalförslitning (avskrivning) skulle beräknas som en fast andel av nuanskaffningsvärdet vid beräkning av rimlig avkastning. Det följde vidare att den fasta andelen skulle beräknas utifrån anläggningstillgångens ekonomiska livslängd och att andelen för en anläggningstillgång vars ekonomiska livslängd gått till ända skulle beräknas utifrån tillgångens ålder. Enligt de nya bestämmelserna skulle alltså en real linjär metod tillämpas för fördelning av kapitalkostnader och kapitalkostnader skulle beräknas även efter den ekonomiska livslängdens slut. Enligt samma bestämmelse skulle den ekonomiska livslängden anses vara fyrtio år för en anläggning för överföring av el och tio år för övriga anläggningstillgångar. Avskrivningstiderna som föreskrevs motsvarade de avskrivningstider som Ei tillämpade för första tillsynsperioden. Ei bemyndigades att meddela närmare föreskrifter om beräkning av kapitalförslitning (avskrivning).

Enligt 11 § intäktsramsförordningen skulle kapitalförslitningen (avskrivningen) inte beräknas för en anläggning för överföring av el om anläggningen var äldre än femtio år, eller för en annan anläggningstillgång, om tillgången var äldre än tolv år. I och med denna bestämmelse begränsades tiden då elnätsföretagen kan få kompensation efter att den ekonomiska livslängden gått till ända.

I 12 § intäktsramsförordningen infördes också bestämmelser om anläggningarnas ålder som innebar att en anläggning för överföring av el vid beräkningen av intäktsramen skulle anses vara 38 år gammal vid utgången av år 2015 om anläggningen då var äldre än 38 år eller om åldersuppgifter saknades. Bestämmelsen innebar att elnätsföretagen även fick ersättning för äldre anläggningar, som de annars inte skulle få ersättning för. Dessutom var det en lättnad för elnätsföretagen att, på den relativt korta tid de hade till förfogande innan inrapporteringen till Ei, inte behöva ta fram exakta åldersuppgifter för alla sina anläggningar. Ei bemyndigades att meddela föreskrifter om hur investeringar som gäller befintliga anläggningar skulle beaktas vid åldersbestämningen och ytterligare föreskrifter om hur anläggningstillgångarnas ålder skulle bestämmas.

Med utgångspunkt i de ovannämnda bemyndigandena meddelade Ei genom sina föreskrifter⁷⁴ följande bestämmelser. I 4 § i föreskrifterna preciserades när den ekonomiska livslängden skulle börja beräknas. Enligt bestämmelsen skulle den ekonomiska livslängden för anläggningstillgångar som ursprungligen började användas före den 1 januari 2011 beräknas från den 1 januari efter det kalenderår då tillgången ursprungligen började användas. För anläggningstillgångar som ursprungligen började användas från och med den 1 januari 2011 skulle den ekonomiska livslängden i stället beräknas från det halvårsskifte som följde på den tidpunkt då tillgången ursprungligen började användas.

I 5 § i föreskrifterna preciserade Ei hur kapitalförslitning (avskrivning) exakt skulle beräknas för anläggningstillgångar vars ekonomiska livslängd gått till ända. Bestämmelsen innebar bara ett förtydligande av bestämmelsen i förordningen.

I 6 § i föreskrifterna föreskrev Ei vilket år som skulle anses vara det året då anläggningen ursprungligen började användas för de anläggningar där det bara fanns uppgifter om under vilken period som anläggningen började användas. Enligt bestämmelsen skulle det första året i tidsperioden anses vara det året då anläggningen började användas.

Ei föreskrev slutligen i 7 § i föreskrifterna hur en investering i en befintlig anläggning skulle påverka anläggningens ålder. Detta skulle beräknas utifrån hur stor del av anläggningens totala nuanskaffningsvärde som nuanskaffningsvärdet av investeringen motsvarar. Ei gjorde även i sin [handbok](#) för inrapportering av uppgifter inför tillsynsperioden vissa förtydliganden bland annat kring investeringar i befintliga anläggningar.

⁷⁴ EIFS 2015:2.

De ovan beskrivna ändringarna medförde att även föreskrifter om uppgifter som ska rapporteras in till Ei behövde ändras. Ei:s gamla föreskrifter⁷⁵ ersattes således med nya föreskrifter, det vill säga med EIFS 2015:1.

Sammanfattningsvis kan vi konstatera att nästan alla parametrar för beräkning av kapitalkostnader för tillsynsperioden 2016–2019 var reglerade i detalj, antingen i förordningen eller i Ei:s föreskrifter⁷⁶. Den enda parametern som inte reglerades utan bestämdes i enlighet med Ei:s valda metod som vi beskriver nedan var kalkylräntan. Det innebar en skillnad från regelverket för den föregående tillsynsperioden då det bara fanns närmare bestämmelser om hur kapitalbasen skulle bestämmas/beräknas.

2.2.1.1 Ei:s metoder och parametrar som tillämpades vid beräkning av kapitalkostnader

Anläggningar som ingår kapitalbasen skulle enligt regelverket även för tillsynsperioden 2016–2019 i första hand värderas utifrån normvärden. Inför tillsynsperioden gav Ei därför i uppdrag till konsultföretaget Grontmij AB⁷⁷ att analysera och identifiera om det föreligger behov av justeringar av Ei:s normvärdeslista utöver justeringar med hänsyn till prislägesförändringar. De tog fram förslaget och de beskrev också sin metodik för framtagande av förslaget i rapporten [Uppdatering av Normvärdeslistan](#). Förslaget hade sin utgångspunkt i normvärdeslistan för perioden 2012–2015 och de flesta normvärdena räknades bara om till 2014 års prisnivå med faktorprisindex för byggnader (byggkostnadsutvecklingen). Dessutom föreslog de att listan utökas med nya normkoder för mätare och nätstationer i cityområde. Ei skickade förslaget på remiss och samtliga region- och lokalnätstföretag fick därmed möjlighet att lämna sina synpunkter. Med utgångspunkt i Grontmij:s förslag och med beaktande av de inkomna synpunkterna fastställde Ei [normvärdeslistan](#) för perioden. Mer om Ei:s bedömning kan läsas i promemorian [Normvärdeslista för elnätanläggningar avseende tillsynsperioden 2016-2019](#).

Ei valde återigen att utgå från WACC och CAPM för att bestämma en kalkylränta för tillsynsperioden 2016–2019. Ei valde dock att göra separata bedömningar av de enskilda parametrarna i beräkningen till skillnad mot bedömningen för tillsynsperioden 2012–2015. I sin bedömning utgick Ei bland annat från ett fyraårigt tidsperspektiv och tioårig löptid. Därutöver tillämpade Ei ingen särskild riskpremie som då hade ökat kostnaden för eget kapital. Mer information om Ei:s bedömning om kalkylränta och vilka överväganden som gjordes finns i [Bilaga 6 Kalkylränta avseende tillsynsperioden 2016–2019](#). Utifrån Ei:s utredningsarbete som innefattade bland annat inhämtande av några konsultrapporter bedömde Ei

⁷⁵ EIFS 2010:6.

⁷⁶ EIFS 2015:2.

⁷⁷ Sedan 1 oktober 2015 är Grontmij en del av Sweco.

att en real kalkylränta före skatt på 4,53 procent var rimlig att tillämpa för tillsynsperioden 2016–2019.

2.2.2 Löpande kostnader

2.2.2.1 Regler för beräkning av löpande kostnader

Det som var nytt för tillsynsperioden 2016–2019 var att Ei fick bemyndigande av regeringen att meddela föreskrifter om vilka kostnader som nätkoncessionshavaren kunde påverka och vilket index som skulle användas när kostnaderna räknas om med hänsyn till förändringar i prisläget (4 § intäktsramsförordningen). Ei utnyttjade bemyndigandet och meddelade föreskrifter⁷⁸ i dessa delar. Ei definierade löpande påverkbara kostnader som kostnader som inte är

- kostnader för nätförluster (inköp och egen produktion),
- kostnader för abonnemang till överliggande och angränsande nät,
- kostnader för anslutningar till överliggande och angränsande nät,
- kostnader för nätnyttoersättning och
- kostnader för myndighetsavgifter.

Definitionen innebar alltså att alla de löpande kostnader som inte betraktades som opåverkbara betraktades som påverkbara. Ei föreskrev vidare vilka index som skulle användas när löpande påverkbara kostnader räknas om med hänsyn till förändringar i prisläget enligt 4 § intäktsramsförordningen och dessa var

- 1 för nätkoncessionshavare med områdeskoncession: faktorprisindex för lokalnät, index drift- och underhåll påverkbart,
- 2 för nätkoncessionshavare med regionledning: faktorprisindex regionnät, index drift- och underhåll påverkbart,
- 3 för ett stamnätsföretag⁷⁹: faktorprisindex stamnät, index drift- och underhåll påverkbart.

Vad det gäller de löpande opåverkbara kostnaderna införde Ei en förändring jämfört med tillsynsperioden 2012–2015. Förändringen var att även kostnader för anslutningar till överliggande och angränsande nät började klassificeras som opåverkbara vilket också framgår av ovanstående definition.

⁷⁸ 2–3 §§ EIFS 2015:2.

⁷⁹ Numera transmissionsnätsföretag.

2.2.2.2 Ei:s metoder och parametrar som tillämpades vid beräkning av löpande kostnader

Ei:s metod för fastställande av löpande påverkbara kostnader som utgick från elnätsföretagens historiska kostnader tillämpades även för den andra tillsynsperioden. Basåren ändrades dock till att omfatta åren 2010–2013 då uppgifter om kostnader för dessa år var de senaste tillgängliga. Kostnaderna reducerades med ett årligt effektiviseringskrav precis som för den föregående perioden men Ei valde emellertid att för lokalnätsföretag tillämpa individuella effektiviseringskrav i stället för ett generellt krav. För region- och stamnätsföretag⁸⁰ tillämpade Ei även fortsättningsvis ett generellt krav på en procent. Anledningen var att Ei:s metod med individuella krav som tillämpades för lokalnätsföretag, som vi också beskriver nedan, inte kunde tillämpas för region- och stamnätsföretag då den förutsätter en jämförelse mellan ett tillräckligt antal företag.

Ei tillämpade Data Envelopment Analysis (DEA) metod för effektivitetsmätningar av de svenska elnätsföretagen och dessa mätningar fick ligga till grund för de individuella effektiviseringskrav som användes vid fastställande av elnätsföretagens intäktsramar för tillsynsperioden 2016–2019. De inputvariabler som användes i modellen för att mäta elnätsföretagens resurser var påverkbara kostnader och kapitalkostnader. De outputvariabler som valdes för att mäta elnätsföretagens prestationer var antal uttagpunkter, maxuttag av effekt mot överliggande nät⁸¹ och antal nätstationer. Dessutom inkluderade Ei vid mätningen överförd energi från låg- respektive högspänning. Ei:s analyser utgick från antagandet om konstant skalavkastning, det vill säga att prestationerna ökar proportionerligt med resurserna. Åren 2010–2013 användes som underlag för de påverkbara kostnaderna vid beräkningen av kostnadseffektiviteten och kapitalkostnaderna beräknades med utgångspunkt från den kapitalbas som elnätsföretagen rapporterade i sina ansökningar om intäktsramar för tillsynsperioden 2016–2019.

DEA-metoden beräknade ett elnätsföretags långsiktiga potential för effektiviseringar, vilket sedan översattes till ett årligt krav för den fyraåriga tillsynsperioden. Effektiviseringspotentialen begränsades där till som mest 30 procent. Ei tillämpade en realiseringstid på åtta år, det vill säga den tidsperiod som elnätsföretagen förväntas behöva för att uppnå effektiviseringspotentialen. Den förväntade realiseringen delades dessutom lika mellan kunderna och elnätsföretaget, det vill säga halverades. Med de valda begränsningarna uppgick effektiviseringskravet till som högst 7,5 procent, motsvarande ett årligt krav på högst 1,82 procent, på de löpande påverkbara kostnaderna för tillsynsperioden 2016–2019. Den lägsta nivå som det årliga kravet kunde uppgå till var en procent,

⁸⁰ Numera transmissionsnätsföretag.

⁸¹ Beräknad som ett maximalt värde av abonnerad respektive uttagen effekt.

vilket motsvarade det generella kravet som fanns för region- och stamnätsföretag, liksom för lokalnätsföretag, under föregående tillsynsperiod. Ei tog fram en metodrapport som låg till grund för införandet av de individuella effektiviseringskraven, [Metodik för bestämning av effektiviseringskrav i intäktsramsregleringen för elnätsföretag](#). Ei remitterade rapporten och ändrade i vissa delar den metod som beskrevs i rapporten utifrån inkomna synpunkter. Dessa ändringar och den slutliga metoden som Ei tillämpade vid fastställande av intäktsramar presenterades i en bilaga till beslutet ([Bilaga 7 Effektiviseringskrav avseende tillsynsperioden 2016–2019](#)).

2.2.3 Kvalitetsreglering

Ei vidareutvecklade sin metod för kvalitetsreglering som tillämpades för tillsynsperioden 2012–2015 och den nya metoden började tillämpas från och med tillsynsperioden 2016–2019. I och med detta upphävdes Ei:s gamla föreskrifter⁸² och ersattes med nya föreskrifter⁸³ om vad som avses med kvaliteten i nätkoncessionshavarens sätt att bedriva nätverksamheten vid fastställande av intäktsram.

Ei fortsatte tillämpa samma kvalitetsindikatorer som för den föregående perioden det vill säga SAIDI och SAIFI för lokalnätsföretag och ILE och ILEffekt för regionnätsföretag. Normerna fastställdes emellertid utifrån andra år, det vill säga åren 2010–2013, och de jämfördes efter tillsynsperiodens slut med verkliga utfall för åren 2016–2019.

Vid beräkning av normerna för lokalnätsföretagen gjordes även en jämförelse med andra elnätsföretag. Normerna fastställdes utifrån en kombination av gemensam normfunktion och elnätsföretagets egen historik. Den gemensamma normen tog hänsyn till kundtätthet, medan jämförelsen med sig själv gjordes endast för elnätsföretag som presterade bättre än jämförelsebara elnätsföretag. Detta var alltså en skillnad jämfört med den föregående perioden då Ei endast utgick från elnätsföretagets egen historik. Ytterligare en sak som var specifik för lokalnätsföretag och som skilde sig från tillsynsperioden 2012–2015 var att det vid beräkning av kvalitetsregleringens ekonomiska konsekvenser gjordes en justering med hjälp av CEMI4⁸⁴, det vill säga andelen uttagspunkter i nätet som har fyra eller fler oaviserade avbrott från 3 minuter upp till 12 timmar. Justeringen med CEMI4 syftar till att minska variationer i kvalitet inom elnätsföretag.

Ytterligare skillnader avseende metoden för både lokal- och regionnätsföretag jämfört med tillsynsperioden 2012–2015 var följande. Delningen med kunder, det vill säga multiplicering med faktor 0,5, togs bort vilket innebar att incitamentet

⁸² EIFS 2011:1.

⁸³ EIFS 2015:5.

⁸⁴ Customers Experiencing Multiple Interruptions.

blev dubbelt så starkt (oavsett om det rörde sig om bonus eller avdrag). För att beräkna avbrottskostnaden utgick Ei från kvalitetsindikatorer per kundtyp tillsammans med kostnadsparametrar för varje kundtyp⁸⁵. För avbrottsvärderingen användes kostnadsparametrar framtagna av SINTEF⁸⁶ i stället för avbrottsvärderingen som hade sin utgångspunkt i den nationella nyckeln som togs fram av branschen och som användes för den föregående perioden, se avsnitt 2.1.3. Närmare detaljer om metoden för kvalitetsregleringen kan läsas i rapporten [Kvalitetsreglering av intäktsram för elnätsföretag. Reviderad metod inför tillsynsperioden 2016-2019](#)⁸⁷. Incitamenten, både kvalitet och effektivt nätutnyttjande, fick högst påverka med +/- 5 procent av den totala intäktsramen.⁸⁸

2.2.3.1 Kvalitetsreglering för Svenska kraftnät

Till skillnad från den föregående perioden omfattades även Svenska kraftnät av Ei:s kvalitetsföreskrifter. Ei:s metod för Svenska kraftnät motsvarade i flera delar metoden som tillämpades för regionnätsföretagen. Kvalitetsindikatorerna ILE och ILEffekt för aviserade avbrott började också tillämpas i stället för bara oaviserade avbrott som tillämpades för tillsynsperioden 2012–2015. För att beräkna avbrottskostnaden utgick Ei från kvalitetsindikatorer per kundtyp tillsammans med kostnadsparametrar för varje kundtyp⁸⁹. För avbrottsvärderingen började kostnadsparametrar framtagna av SINTEF⁹⁰ användas i stället för den avbrottsvärdering som användes för den föregående perioden och som hade sin utgångspunkt den nationella nyckeln som togs fram av branschen.

Vissa delar som var specifika för Svenska kraftnät under den föregående perioden kvarstod men de blev preciserade i Ei:s föreskrifter. Exceptionella avbrott exkluderades när normnivån bestämdes och detta reglerades i föreskrifterna⁹¹. Med exceptionella avbrott avsågs i föreskrifterna avbrott som orsakats av fel på två enskilda kraftsystemkomponenter inom 15 minuter (N–2). Normnivåerna beräknades utifrån de tio kalenderår som inföll två år innan tillsynsperioden började det vill säga 2004–2013 och även detta preciserades i föreskrifterna⁹². Närmare detaljer avseende metoden för kvalitetsregleringen för Svenska kraftnät kan läsas i rapporten [Kvalitetsreglering av intäktsram för elnätsföretag. Reviderad metod inför tillsynsperioden 2016-2019](#)⁹³.

⁸⁵ De kundtyper som användes framgår av 2 kap. 1 § EIFS 2015:5.

⁸⁶ SINTEF är ett tekniskt forskningsinstitut i Norge.

⁸⁷ EI R2015:06.

⁸⁸ 3 kap. 2 § sista stycke, [EIFS 2015:6](#).

⁸⁹ De kundtyper som användes framgår av 2 kap. 1 § EIFS 2015:5.

⁹⁰ SINTEF är ett tekniskt forskningsinstitut i Norge.

⁹¹ 4 kap. 8 § EIFS 2015:5.

⁹² 2 kap. 1 § EIFS 2015:5.

⁹³ EI R2015:06.

2.2.4 Incitament för effektivt utnyttjande av elnätet

Mot bakgrund av [EU:s energieffektiviseringsdirektiv](#)⁹⁴ infördes det nya bestämmelser i ellagen⁹⁵ avseende effektivt utnyttjande av elnätet. Enligt dessa bestämmelser skulle det när intäktsramen bestäms tas hänsyn till i vilken utsträckning nätverksamheten bedrivs på ett sätt som är förenligt med eller bidrar till ett effektivt utnyttjande av elnätet. En sådan bedömning kunde medföra en ökning eller minskning av avkastningen på kapitalbasen. Enligt bestämmelsen fick regeringen eller, efter regeringens bemyndigande, nätmyndigheten meddela föreskrifter om vad som avsågs med ett effektivt utnyttjande av elnätet. Genom intäktsramsförordningen⁹⁶ bemyndigades Ei att meddela föreskrifter. Ei utnyttjade bemyndigandet och preciserade i sina [föreskrifter](#)⁹⁷ vad som avsågs med ett effektivt utnyttjande av elnätet vid fastställande av intäktsram. Incitamenten för effektivt utnyttjande av näten började påverka intäktsramens storlek från och med tillsynsperioden 2016–2019.

Ei:s metod som framgick av föreskrifterna syftade till att skapa incitament för elnätsföretagen för ett effektivt utnyttjande av elnätet genom att sänka nätförlusterna (nätförlustincitamentet) samt att använda/belasta elnätet jämnt över tiden (belastningsincitamentet). Incitamentet bestod alltså av två delincitament och för båda dessa tog Ei fram en norm med utgångspunkt i nätföretagens egen historik för åren 2010–2013 som efter tillsynsperioden jämfördes mot verkligt utfall under tillsynsperioden, det vill säga åren 2016–2019.

För nätförlustincitamentet användes indikatorn andel nätförluster med avseende på uttagen energi vilket prissattes med den genomsnittliga kostnaden för alla elnätsföretag att täcka sina nätförluster. Nätförlustincitamentet multiplicerades också med 0,5 för att dela utfallet med kunderna.

För belastningsincitamentet användes kostnaden för överliggande nät (normerad med kostnad per uttagen energi) som indikator. För att få enheten kronor multiplicerades utfallet med uttagen energi igen efter att norm och utfall jämförts. Belastningsincitamentet kunde bara ge bonus (vid ett negativt utfall blev incitamentet noll). En eventuell bonus multiplicerades också med medellastfaktorn, vilket blev den del som tillföll elnätsföretaget. Fler detaljer om Ei:s metod framgår förutom i föreskrifterna även i rapporten [Incitament för effektivt utnyttjande av elnätet](#)⁹⁸.

⁹⁴ Europaparlamentets och rådets direktiv 2012/27/EU av den 25 oktober 2012 om energieffektivitet, om ändring av direktiven 2009/125/EG och 2010/30/EU och om upphävande av direktiven 2004/8/EG och 2006/32/EG.

⁹⁵ 5 kap. 7 a §, SFS 2014:270 Lag om ändring i ellagen (1997:857).

⁹⁶ 17 § 2 p., Förordning (2014:1064) om intäktsram för elnätsföretag.

⁹⁷ EIFS 2015:6.

⁹⁸ Ei R2015:07.

Incitamenten (både kvalitet och effektivt nätutnyttjande) fick högst påverka med +/- 5 procent av den totala intäktsramen. Det samlade avdraget fick inte heller överstiga avkastningen på kapitalbasen⁹⁹.

2.2.4.1 Incitament för effektivt utnyttjande av elnätet för Svenska kraftnät

Även Svenska kraftnät omfattades av de ovannämnda föreskrifterna¹⁰⁰. Enligt föreskrifterna skulle emellertid bara nätförluster beaktas vid bedömning av effektivt utnyttjande av nätet för Svenska kraftnät. Vid bedömningen av nätförluster tillämpades i princip samma metod som för övriga elnätsföretag som beskrivits ovan. Det innebar att Ei fastställde individuella normnivåer inför perioden som sedan efter tillsynsperioden stämde av mot verkligt utfall. En skillnad var att den individuella normnivån för Svenska kraftnät fastställdes utifrån andra år. Åren var 2004–2013, vilket också framgick av föreskrifterna¹⁰¹. Mer detaljerad information om Ei:s metod finns förutom i föreskrifterna även i rapporten [Incitament för effektivt utnyttjande av elnätet](#)¹⁰².

2.2.5 Övriga regler och metoder för fastställande av elnätsföretagens intäktsramar

2.2.5.1 Regler om fastställande av intäktsramar

Reglerna om fastställande av intäktsramar som vi beskrev i 2.1.4.2 och som gällde tillsynsperioden 2012–2015 blev i stort sett oförändrade. Enbart regler som gällde för Svenska kraftnät ändrades och dessa ändringar beskriver vi i det kommande avsnittet.

2.2.6 Särskilda regler och metoder för Svenska kraftnät

De särskilda bestämmelserna som gällde för Svenska kraftnät och som vi beskrev under avsnitt 2.1.5 upphävdes när kapitalbasförordningen ersattes av intäktsramsförordningen. Bestämmelser om när Svenska kraftnät skulle lämna sitt förslag och uppgifter till Ei (4 § kapitalbasförordningen) och när Ei skulle meddela sitt beslut om intäktsram (5 § kapitalbasförordningen) upphävdes. Även bestämmelsen om att tillsynsperiod för Svenska kraftnät skulle vara ett kalenderår (6 § kapitalbasförordningen) och bestämmelsen om när en anläggningstillgång skulle ingå respektive inte ingå i kapitalbasen (8 § kapitalbasförordningen) upphävdes. I dessa delar fick således samma bestämmelser som för övriga elnätsföretag gälla.

Ytterligare en förändring var att även Svenska kraftnät började omfattas av Ei:s föreskrifter¹⁰³. I stort sett motsvarade uppgifterna som Svenska kraftnät skulle

⁹⁹ 3 kap. 2 § sista stycke, EIFS 2015:6.

¹⁰⁰ EIFS 2015:6.

¹⁰¹ 2 kap. 1 § EIFS 2015:6.

¹⁰² Ei R2015:07.

¹⁰³ EIFS 2015: 1 och EIFS 2015:2.

lämna de uppgifter som övriga elnätsföretag skulle lämna. Även beräkningsdetaljer som reglerades i EIFS 2015:2 gällde i huvudsak även Svenska kraftnät. Av 2 § i denna föreskrift följde att för ett stamnätsföretag¹⁰⁴ kunde även andra kostnader än de som följde av punkt 1–5 i bestämmelsen vara opåverkbara. En skillnad var således att alla de kostnader som inte kunde påverkas framgick av Ei:s beslut i stället för av Ei:s föreskrifter som för alla andra elnätsföretag. Ei föreskrev också vilket index som skulle användas när löpande påverkbara kostnader räknas om med hänsyn till förändringar i prisläget. Ei föreskrev att faktorprisindex för elnätsföretag, delindex drift och underhåll påverkbart– (stamnät¹⁰⁵) skulle användas. Det var alltså samma index som användes även innan men skillnaden var att det då inte var reglerat i föreskrifter.

2.2.6.1 Ei:s metoder och bedömningar vid fastställande av Svenska kraftnäts intäktsramar

Vid beräkning av löpande påverkbara kostnader utgick Ei från historiska påverkbara kostnader, det vill säga precis som under perioden 2012–2015. En skillnad var dock att basår som tillämpades motsvarade basåren¹⁰⁶ som tillämpades för övriga elnätsföretag vilket inte var fallet för perioden 2012–2015 eftersom Svenska kraftnäts tillsynsperiod omfattade då ett år.

Metoden för beräkning av löpande opåverkbara kostnader motsvarade också i princip metoden som tillämpades under perioden 2012–2015 som innebar att kostnaderna prognostiserades inför och stämades av mot verkligt utfall efter tillsynsperioden. Förutom att åren som kostnaderna omfattade blev samma som för övriga elnätsföretag, det vill säga 2016–2019, började även flera kostnader specifikt för Svenska kraftnät, såsom kostnader för transitering av el genom tredjeland, att betraktas som opåverkbara. Av [bilaga 1](#) till Ei:s beslut om intäktsram för tillsynsperioden 2016–2019 framgår samtliga kostnader som för Svenska kraftnät betraktades som opåverkbara.

2.2.7 Domstolsprocesser avseende 2016–2019

Alla tre typer av beslut gällande tillsynsperioden 2016–2019, det vill säga fastställandebeslut inför perioden, avvikelsebeslut under perioden och omprövningsbeslut efter perioden blev föremål för domstolsprövning. Vi redogör här nedan för de centrala frågor som domstolsprocesserna för tillsynsperioden handlade om samt vad de resulterade i. Detaljerad information om samtliga frågor som prövades framgår av underlagen som finns publicerade på [Ei:s webbplats](#).

¹⁰⁴ Numera transmissionsnätsföretag.

¹⁰⁵ Numera transmissionsnät.

¹⁰⁶ 2010–2013.

2.2.7.1 Beslut om intäktsram inför tillsynsperioden

Lite mindre än hälften av alla beslut om intäktsramar som Ei meddelade inför tillsynsperioden 2016–2019 överklagades av elnätsföretagen till Förvaltningsrätten i Linköping. De huvudsakliga frågorna som överklagades var frågan om nivån på kalkylräntan som Ei fastställde till 4,53 procent samt frågan om justering av den ingående kapitalbasen. För att bestämma nivån på kalkylräntan använde Ei WACC-metoden med CAPM-modellen. Vid beräkningen måste en rad olika parametrar bestämmas, såsom kapitalstruktur (skuldandel), marknadsriskpremie, riskfri ränta, betavärde, särskild riskpremie, kreditriskpremie och inflation. Ei gjorde en bedömning gällande respektive parameter vilket resulterade i den fastställda räntan. Elnätsföretagen hade inga invändningar mot att Ei använde WACC-metoden men de ansåg däremot att de olika parametrarna skulle värderas på ett annat sätt vilket skulle medföra en högre kalkylränta än den som fastställdes av Ei. Vad gäller frågan om justering av kapitalbasen handlade den om att ett fåtal elnätsföretag i förbiseende inte hade rapporterat in alla sina anläggningar. Under processen gav Ei möjlighet till de berörda elnätsföretagen att rapportera in nya uppgifter och beviljade att deras intäktsramar ändrades till följd av de felaktiga uppgifterna.

I december 2016 meddelade förvaltningsrätten sina domar. De gjorde en bedömning om varje enskild parameter i kalkylränteberäkningen vilket medförde en kalkylränta på 5,85 procent. Av de parametrar som Ei hade bestämt var det enbart skuldandel och betavärde som rätten bedömde inte skulle ändras. Dessutom var parterna ense om att parametern kreditriskpremie skulle ändras och med enbart denna ändring skulle kalkylränta vara 4,56 procent i stället för 4,53 procent som Ei ursprungligen tillämpade i besluten. Vad gäller alla andra parametrar gjorde rätten en annan bedömning än Ei.

I de fallen där elnätsföretagen hade överklagat frågan om justering av den ingående kapitalbasen angavs i domarna att det i den nya beräkningen skulle tas hänsyn till de nya uppgifterna om kapitalbasen.

Ei överklagade domarna vad gäller kalkylräntan till Kammarrätten i Jönköping och yrkade att kalkylräntan skulle fastställas till 4,56 procent. Kammarrätten meddelade inte prövningstillstånd och förvaltningsrättens avgöranden stod därmed fast.

2.2.7.2 Avvikelsebeslut

Med utgångspunkt i beslutet om intäktsram efter tillsynsperioden 2012–2015 och med utgångspunkt i de intäkter som ett elnätsföretag haft under tillsynsperioden beräknade Ei om elnätsföretagets intäktsram för tillsynsperioden 2016–2019 skulle ökas respektive minskas. Ei meddelade detta i sitt avvikelsebeslut. I de fall då avvikelser innebar en ökning av intäktsramen för 2016–2019 beslutade Ei om att

det belopp som intäktsramen skulle ökas med inte fick föras vidare till tillsynsperioden 2020–2023. Bestämmelsen som låg till grund för Ei:s beslut var 5 kap. 20 § ellagen där det reglerades att om intäkter hade avvikit från intäktsramen för en tillsynsperiod skulle det belopp med vilket intäkterna överstigit intäktsramen minska respektive öka ramen för den påföljande perioden. I sin motivering till att beloppet som intäktsramen skulle ökas med (underskottet) skulle gå förlorat om det inte utnyttjas under påföljande tillsynsperiod hänvisade Ei till prop. 2008/09:141 s. 112.

Ungefär en fjärdedel av Ei:s avvikelsebeslut överklagades av elnätsföretagen till Förvaltningsrätten i Linköping. Elnätsföretagens överklaganden avsåg Ei:s ställningstagande om att underskottet inte fick föras vidare till tillsynsperioden 2020–2023. Förvaltningsrätten meddelade domar i november 2017. De avvisade överklagandena med motivering att ställningstagandet inte var överklagbart. De gjorde bedömningen att ställningstagandet inte var bindande vid fastställande av intäktsramen för tillsynsperioden 2020–2023 eller vid en eventuell omprövning efter tillsynsperioden enligt 5 kap. 12 § ellagen. Vidare ansåg de att ställningstagandet inte var förenat med några rättsverkningar under tillsynsperioden 2016–2019 och att det borde ses som en underrättelse från Ei om hur ett eventuellt underskott kommer att hanteras i en framtida tillsynsperiod.

Elnätsföretagen överklagade förvaltningsrättens domar till Kammarrätten i Jönköping. Kammarrätten meddelade domar i mars 2018 och upphävde genom dessa förvaltningsrättens beslut samt återförvisade målen till förvaltningsrätten för prövning i sak. Kammarrättens bedömning var att Ei:s beslut i överklagad del hade omedelbar, väsentlig och negativ verkan på elnätsföretagen samt att beslutet var överklagbart.

Förvaltningsrätten meddelade domar i september 2018 och upphävde genom dessa de överklagade besluten i den delen som avsåg att beloppet som hade ökat intäktsramen för tillsynsperioden 2016–2019 inte kunde föras vidare till tillsynsperioden 2020–2023. De bedömde att Ei inte hade grund för sin bedömning eftersom varken lagtext eller förarbeten gav stöd för Ei:s tolkning av 5 kap. 20 § ellagen.

Ei överklagade förvaltningsrättens domar till Kammarrätten i Jönköping. Kammarrätten meddelade domar i februari 2019. Det gjorde samma bedömning som förvaltningsrätten och avslog därför Ei:s överklagande. Förvaltningsrättens avgöranden stod därmed fast.

2.2.7.3 Beslut om intäktsram efter tillsynsperioden

Ei:s beslut om intäktsramar inför tillsynsperioden grundade sig till en viss del på prognoser som behövde jämföras med verkliga utfall efter tillsynsperiodens slut.

Även normnivåer som Ei fastställde avseende kvalitet och effektivt utnyttjande av nätet behövde jämföras mot verkliga utfall. Elnätsföretagen rapporterade in uppgifter om verkliga utfall och utifrån dessa beräknade Ei nya intäktsramar för perioden 2016–2019 samt meddelade dessa i sina omprövningsbeslut. En skillnad jämfört med den föregående perioden var att samtliga intäktsramar omprövades då nya omprövningsregler¹⁰⁷ som medförde en automatisk omprövning trädde i kraft den 1 januari 2019. Vi beskriver de nya reglerna i avsnitt 2.3.5.5.

Ett fåtal elnätsföretag överklagade Ei:s beslut till Förvaltningsrätten i Linköping. De yrkade att Ei i sina beslut om intäktsramar för perioden skulle beakta även det överskott eller underskott som härrör från tillsynsperioden 2012–2015 och som Ei hade beslutat om i sina avvikelsebeslut för tillsynsperioden 2016–2019. Det visade sig emellertid att besluten överklagades på grund av att det i Ei:s beslut inte var helt tydligt hur överskott respektive underskott skulle hanteras. Ei åtgärdade detta genom att bland annat publicera ett tydliggörande på sin webbplats. Elnätsföretagen drog därefter tillbaka sina överklaganden och förvaltningsrätten avskrev därmed dessa mål.

2.3 Intäktsramsreglering för tillsynsperioden 2020–2023

I december 2016 gav regeringen Ei ett uppdrag som bland annat innebar att Ei skulle lämna förslag på en författningsreglering avseende en rimlig avkastning vid fastställandet av en intäktsram för elnätsverksamhet. Ei redovisade resultatet av uppdraget i rapporten [Nya regler för elnätsföretagen inför perioden 2020–2023](#)¹⁰⁸. Ei föreslog en hel del ändringar både i ellagen och i intäktsramsförordningen och lämnade till exempel förslag gällande författningsreglerad avkastning, avskrivningstider och kvalitetsreglering. Mot bakgrund av Ei:s förslag infördes det ändringar i ellagen och dessutom upphävdes intäktsramsförordningen. Intäktsramsförordningen ersattes med förordningen (2018:1520) om intäktsram för elnätsverksamhet som trädde i kraft den 1 januari 2019. Vi avser inte här att beskriva hur ändringarna i ellagen och ändringarna som infördes i den nya förordningen skilde sig från Ei:s förslag. Vi beskriver emellertid hur regelverket ändrades jämfört med regelverket för den föregående tillsynsperioden.

Utöver ändringar med utgångspunkt i Ei:s förslag genomfördes det ytterligare ändringar i regelverket med utgångspunkt i regeringens promemoria¹⁰⁹ med förslag till en ny elmarknadslag som skulle ersätta dåvarande ellagen. Syftet med förslaget var i huvudsak att göra en redaktionell och systematisk bearbetning av den då gällande elmarknadslagstiftningen men det innehöll även materiella ändringar av mindre ingripande karaktär. Elmarknadslagen ersatte dock inte

¹⁰⁷ SFS 2018:1448 Lag om ändring i ellagen (1997:857).

¹⁰⁸ Ei R2017:07.

¹⁰⁹ Elmarknadslag, Ds 2017:44.

dåvarande ellagen utan det infördes i stället ett antal förändringar i ellagen¹¹⁰. Kapitel 5 i ellagen, som innehöll bestämmelserna om intäktsram för nätverksamhet, omarbetades och förutom en del redaktionella ändringar infördes det ändringar bland annat vad det gällde bestämmelsen om intäktsramens storlek. Enligt dåvarande 5 kap. 6 § ellagen skulle intäktsramen täcka skäligen kostnader för att bedriva nätverksamheten under tillsynsperioden och ge en rimlig avkastning på kapitalbasen, det vill säga det kapital som krävs för att bedriva verksamheten. Bestämmelsen förtydligades i 5 kap. 1 § ellagen och fick följande lydelse.

En nätverksamhet ska för en tillsynsperiod ha en bestämd intäktsram som inte ska vara större än vad som behövs för att

1. täcka kostnader för driften av en nätverksamhet som har likartade objektiva förutsättningar och bedrivs på ett ändamålsenligt och effektivt sätt,
2. täcka avskrivningar, och
3. ge en sådan avkastning på kapitalbasen som behövs för att i konkurrens med alternativa placeringar med motsvarande risk få tillgång till kapital för investeringar.

Intäktsramen för tillsynsperioden 2020–2023 byggdes emellertid i princip upp på samma sätt som för de två föregående tillsynsperioderna. Det infördes dock en del ändringar i regelverket och även vissa ändringar i Ei:s metoder. I detta avsnitt redogör vi för dessa. Avsnittet har ungefär samma struktur som avsnitten avseende tillsynsperioden 2012–2015 (avsnitt 2.1) och 2016–2019 (avsnitt 2.2) vilket möjliggör en enkel jämförelse mellan perioderna. Det fanns några få skillnader mellan Svenska kraftnät och de övriga elnätsföretagen även för tillsynsperioden 2020–2023, både vad det gäller regelverket och Ei:s metoder. Vi redogör för dessa skillnader under avsnitt 2.3.3.1, avsnitt 2.3.4.1 och avsnitt 2.3.6.

2.3.1 Kapitalkostnader

Såsom framgår ovan förtydligades det i ellagen vad intäktsramen ska täcka vad det gäller kapitalkostnader. Det infördes dessutom nya bestämmelser i förordningen där det framgick att kalkylräntan skulle bestämmas med en WACC-metod och CAPM-modell. Ei använde WACC och CAPM som en del i sin schablonmetod även för de två föregående tillsynsperioderna. För tillsynsperioden 2020–2023 reglerades dock detta i förordningen i stället och där preciseras även hur de flesta parametrar skulle bestämmas vid beräkning av kalkylräntan. Bland annat klarlades hur centrala parametrar såsom riskfri ränta och inflationsförväntning skulle beräknas. Ett åttaårigt tidsperspektiv skulle användas med tioårig löptid och inget tillägg av särskild riskpremie. Det var enbart aktiemarknadsriskpremien som inte fastslogs i detalj i förordningen. Även om

¹¹⁰ Se prop. 2017/18:237.

tämligen tydliga regler infördes fanns det ändå ett visst tolkningsutrymme för flera parametrar, exempelvis tillgångsbeta och skuldandel samt bedömningen av jämförelseföretag.

Utöver detta infördes det betydligt flera anläggningskategorier och mer differentierade avskrivningstider. I stället för 10 år och 40 år som tillämpades under de två föregående tillsynsperioder tillämpades det avskrivningstider på 10, 15, 30, 40, 50 och 60 år. I [bilaga 1](#) till förordningen framgick alla anläggningskategorier och ekonomisk livslängd, det vill säga avskrivningstid, och även maximal livslängd för respektive anläggningskategori.

Bestämmelsen avseende anläggningarnas ålder (38-årsregeln, se avsnitt 2.2.1) som fanns i 12 § intäktsramsförordningen och som tillämpades för tillsynsperioden 2016–2019 upphävdes och i övrigt var regler om anläggningarnas ålder oförändrade jämfört med den föregående perioden.

För tillsynsperioden 2020–2023 var alltså flera detaljer och parametrar för beräkning av kapitalkostnader reglerade i regeringens förordning och Ei:s föreskrifter.

2.3.1.1 Ei:s metoder och bedömningar

Som huvudmetod för värdering av anläggningar som ingår i kapitalbasen skulle enligt regelverket normvärden användas även för tillsynsperioden 2020–2023. Ei gav därför i uppdrag till konsultföretaget Sweco att ta fram förslag på en normvärdeslista för perioden. I arbetet med att ta fram förslaget behövde de enligt uppdraget ta hänsyn till de nya anläggningskategorier som Ei föreslog i rapporten [Nya regler för elnät-företagen inför perioden 2020–2023](#)¹¹¹. Medan uppdraget pågick beslutade emellertid regeringen om en ny förordning¹¹² och Sweco fick därför i sin utredning beakta de anläggningskategorier som framgick av förordningen i stället. Sweco tog fram förslaget och redogjorde även för sin metodik för framtagande av förslaget i rapporten [Förslag Normvärdeslista 2020-2023](#). De tog fram förslaget huvudsakligen med utgångspunkt i normvärdeslistan för föregående tillsynsperiod men de behövde anpassa strukturen i normvärdeslistan till de nya anläggningskategorier och även till de nya avskrivningstider som reglerades i förordningen vilket gjorde att listan blev betydligt mer omfattande. Utöver de strukturella förändringarna föreslog Sweco även att det skulle införas ett antal nya koder i normvärdeslistan. De föreslog till exempel 12 nya koder för sjökabel, två nya koder för kopplingsstationer och ett flertal nya koder för kablar för spänningsnivåerna 12–36 kV. För mer information se rapporten [Förslag Normvärdeslista 2020-2023](#). Förslaget skickades på remiss till alla lokal- och

¹¹¹ Ei R2017:07.

¹¹² Förordning (2018:1520) om intäktsram för elnätverksamhet.

regionnätetsföretag som således fick lämna sina synpunkter. Med utgångspunkt i Swecos förslag och med beaktande av de inkomna synpunkterna fastställde Ei [normvärdeslistan](#) för perioden.

Ei bedömde att en real kalkylränta före skatt på 2,16 procent var rimlig att tillämpa för tillsynsperioden 2020–2023. Vid sin bedömning utgick Ei från de nya reglerna som klarlagts i förordning samt från en rapport som konsultföretaget Montell & Partners tagit fram på Ei:s uppdrag. Detaljerad information om Ei:s bedömning gällande kalkylräntan framgår av [Bilaga 7 Kalkylränta för elnätetsföretag – För tillsynsperioden 2020–2023](#).

2.3.2 Löpande kostnader

2.3.2.1 Regler för beräkning av löpande kostnader

Den enda förändringen vad gäller löpande kostnader jämfört med den föregående tillsynsperioden var att även kostnader för nätkapacitetsreserv började betraktas som opåverkbara kostnader i regleringen. Mer om nätkapacitetsreserv och dess användning finns beskrivet i rapporten [Kapacitetsutmaningen i elnäten](#)¹¹³.

Att kostnader för nätkapacitetsreserv började betraktas som opåverkbara medförde ändringar i Ei:s föreskrifter¹¹⁴. I föreskrifterna om uppgifter som ska lämnas till Ei¹¹⁵ definierades nätkapacitetsreserv som inköpta kapacitetstjänster från elproducenter eller förbrukare som är nödvändiga för driften av nätet och som inte kan tillhandahållas genom ökat abonnemang från överliggande nät. Enligt föreskrifterna skulle kostnader för nätkapacitetsreserv, precis som alla andra opåverkbara kostnader, prognostiseras inför perioden och ett verkligt utfall skulle lämnas efter tillsynsperioden. En skillnad jämfört med andra opåverkbara kostnader var att elnätetsföretagen enligt föreskrifterna skulle lämna även ytterligare uppgifter om kostnaderna både inför och efter tillsynsperioden. Inför tillsynsperioden skulle en redogörelse lämnas av varför kostnaderna uppkommit¹¹⁶. Efter tillsynsperioden skulle en redogörelse lämnas för vilka kostnader för nätkapacitetsreserv som uppkommit och hur kostnaderna beräknats¹¹⁷. Dessa uppgifter låg sedan till grund för Ei:s bedömning om kostnaderna.

I föreskrifterna om beräkning av intäktsram (2019:2) ändrades den tidigare definitionen av löpande påverkbara kostnader på så sätt att även kostnader för

¹¹³ Ei R2020:06.

¹¹⁴ EIFS 2019:1 och EIFS 2019:2.

¹¹⁵ 2 kap. 1 § punkt 10 EIFS 2019:1.

¹¹⁶ EIFS 2019:1, 4 kap. 17 §, p 6.

¹¹⁷ EIFS 2016:1, 5 kap. 4 § p 6.

nätkapacitetsreserv lades till under 2 § punkt 6 i föreskrifterna. Dessa kostnader skulle således hädanefter inte ingå bland påverkbara kostnader.

2.3.2.2 Ei:s metoder och bedömningar

Ei:s metod för fastställande av löpande påverkbara kostnader, som utgick från elnätsföretagens historiska kostnader, tillämpades även för den tredje tillsynsperioden. Basåren ändrades dock till att omfatta åren 2014–2017 eftersom dessa uppgifter var de senast tillgängliga. Ett belopp avseende ett årligt effektiviseringskrav drogs sedan av från dessa kostnader, precis som för den föregående perioden. För lokalnätsföretagen tillämpade Ei individuella effektiviseringskrav som fick uppgå till minst en procent och till högst 1,82 procent per år. Vid fastställande av kraven valde Ei att tillämpa samma metod som för tillsynsperioden 2016–2019 men ersatte de parametrar och data som användes med nya senast tillgängliga värden. Detaljerna i Ei:s metod kan läsas i bilaga 8 till Ei:s beslut inför perioden, [Effektiviseringskrav för elnätsföretag – lokalnät – För tillsynsperioden 2020–2023](#). För region- och transmissionsnätsföretag¹¹⁸ tillämpade Ei ett generellt krav på en procent det vill säga samma som för den föregående tillsynsperioden.

2.3.2.3 Kostnader för avbrottsersättning

Av de tidigare bestämmelserna i ellagen¹¹⁹ följde att som skäligen kostnader för att bedriva nätverksamheten skulle anses kostnader för en ändamålsenlig och effektiv drift av en nätverksamhet med likartade objektiva förutsättningar. Kostnad för avbrottsersättning enligt 10 kap. 10 § skulle enligt bestämmelserna inte anses vara en skäligen kostnad. Detta ändrades för tillsynsperioden 2020–2023 då bestämmelsen vad gäller kostnad för avbrottsersättning upphävdes.

Av förarbetena framgick dock följande. Om företaget betalar ut avbrottsersättning till följd av avbrott ska kostnaden för utbetalningar som är gjorda under tillsynsperioden kunna beaktas vid beräkning av intäktsramen. Detta gäller dock endast om det kan anses vara fråga om en kostnad för en ändamålsenlig och effektiv drift av nätverksamheten. Kostnaden ska således inte utan vidare beaktas vid bestämmande av intäktsramen (prop. 2017/18:237 s. 49–50).

Elnätsföretagets kostnader för avbrottsersättning skulle alltså beaktas vid beräkning av intäktsramen men frågan var vilka avbrott och kostnader som kunde anses utgöra kostnader för en ändamålsenlig och effektiv drift av nätverksamheten. Ei gjorde bedömningen att avbrott som pågått längre än 24 timmar inte skulle beaktas i intäktsramen. Denna bedömning grundade sig på att det fanns ett funktionskrav i ellagen som innebar att ett elnätsföretag aldrig fick ha

¹¹⁸ Tidigare stamnätsföretag.

¹¹⁹ 5 kap. 8 §, SFS 2014:282.

avbrott som är längre än 24 timmar (3 kap. 9 a § ellagen). Därför ansåg Ei att det bara var avbrott upp till 24 timmar som kunde komma i fråga att beaktas när intäktsramen beräknas.

När det gäller avbrott som skulle beaktas, det vill säga avbrott om minst 12 och högst 24 timmar, gjorde Ei bedömningen att högst den del av avbrottsersättningen som motsvarar avbrottsvärderingen enligt kvalitetsregleringen i Ei:s föreskrifter (EIFS 2019:4) om vad som avses med kvaliteten i nätverksamheten och vad som avses med ett effektivt utnyttjande av elnätet vid fastställande av intäktsram (incitamentsföreskriften) skulle ersättas i intäktsramen. Ei:s motivering till bedömningen var följande. Värderingen av kvaliteten bör utgå från vad kunderna har rätt att förvänta sig och är beredda att betala för (prop. 2017/18:237 s. 91) och det finns incitament utanför intäktsramsregleringen för att minska antalet avbrott längre än 12 timmar (10 kap. 12 § ellagen). Om elnätsföretagen skulle få ta upp hela den utbetalda avbrottsersättningen som en kostnad i intäktsramsregleringen kommer avbrottsersättningen inte längre ha den eftersträvade effekten, det vill säga att minska antalet avbrott för att undvika att behöva betala ut avbrottsersättning. Detta skulle dessutom innebära att kundkollektivet får ta denna kostnad, vilket inte kan anses vara förenligt med en ändamålsenlig drift av nätverksamheten.

Vid fastställande av intäktsramar för tillsynsperioden 2020–2023 hanterade Ei kostnader för avbrottsersättning som en separat kostnadspost som för tillsynsperioden prognostiserades till noll kronor. Enligt Ei:s metodik skulle prognosen efter tillsynsperioden ersättas med verkliga utfall som elnätsföretagen skulle beräkna utifrån de kriterier som följer av Ei:s ovan beskrivna bedömning.

2.3.3 Kvalitetsreglering

När intäktsramen bestäms skulle enligt tidigare bestämmelser i 5 kap. 7 § ellagen¹²⁰ hänsyn tas till kvaliteten i nätkoncessionshavarens sätt att bedriva nätverksamheten. En sådan bedömning kunde medföra en ökning eller minskning av vad som avsågs vara en rimlig avkastning på kapitalbasen. Av samma bestämmelse framgick dessutom att avbrott i överföringen av el skulle beaktas vid bedömningen i den utsträckning avbrottet inte medförde skadeståndsskyldighet för nätkoncessionshavare eller gav rätt till avbrottsersättning enligt 10 kap. 10 § ellagen. Inför tillsynsperioden 2020–2023 ändrades reglerna på så sätt att det andra stycket, där det framgick att enbart avbrott som inte medförde skadeståndsskyldighet för nätkoncessionshavare eller gav rätt till avbrottsersättning enligt 10 kap. 10 § ellagen, upphävdes. Detta medförde att alla avbrott inkluderades vid kvalitetsbedömningen.

¹²⁰ SFS 2009:892 Lag om ändring i ellagen (1997:857).

Utöver denna ändring infördes även några ytterligare ändringar på grund av att Ei vidareutvecklade sin metod för kvalitetsreglering till viss del även inför tillsynsperioden 2020–2023. Eftersom metoden var föreskriven i Ei:s tidigare föreskrifter innebar det således även föreskriftsändringar. Ei meddelade en ny föreskrift om vad som avses med kvaliteten i nätverksamheten och vad som avses med ett effektivt utnyttjande av elnätet vid fastställande av intäktsram (EIFS 2019:4). Genom denna föreskrift upphävdes både den tidigare föreskriften avseende kvalitet (2015:5) och den tidigare föreskriften avseende effektivt utnyttjande av nätet (2015:6).

De ändringar som Ei gjorde i sin metod för kvalitetsreglering var följande. De tidigare kvalitetsindikatorer ersattes med nya indikatorer. I stället för SAIDI och SAIFI som var kundviktade indikatorer för lokalnät använde Ei i stället de effektivviktade indikatorerna AIT¹²¹ och AIF¹²². Även de tidigare kvalitetsindikatorerna för regionnät, det vill säga ILE och ILEffekt, ersattes med AIT och AIF. Ytterligare en förändring jämfört med den föregående perioden var att det började användas nya avbrottskostnadsparametrar för avbrottsvärderingen. De parametrarna var resultat av en avbrottskostnadsundersökning som genomfördes av Göteborgs universitet 2017. Mer om ändringarna och om bakgrunden till dessa finns att läsa i Ei:s promemoria [Uppdaterade incitament i regleringen av elnätsföretagens intäktsramar - överväganden inför kommande översyn av Energimarknadsinspektionens föreskrifter](#)¹²³.

2.3.3.1 Kvalitetsreglering för Svenska kraftnät

Samma förändringar som för övriga elnätsföretag genomfördes även vad det gäller Svenska kraftnät. Kvalitetsindikatorerna ILE och ILEffekt ersattes således med AIT och AIF och det började användas nya avbrottskostnadsparametrar. Normnivå för transmissionsnätsföretag avsåg i enlighet med föreskrifterna (2 kap. 1 §, EIFS 2019:4), precis som för tillsynsperioden 2016–2019, den period som löper i tio år med början 12 år innan tillsynsperiodens början och omfattade alltså åren 2008–2017.

2.3.4 Incitament för effektivt utnyttjande av elnätet

Inför tillsynsperioden 2020–2023 gjorde Ei ändringar även i sin metod avseende incitament för effektivt utnyttjande av elnätet. I och med att metoden reglerades i

¹²¹ AIT (Average Interruption Time): Effektivviktad medelavbrottstid i timmar för oaviserade respektive aviserade avbrott uppdelat per kundtyp. AIT beräknas genom att summera total ILE i kWh för oaviserade och aviserade avbrott för respektive kundtyp dividerat med kundtypens summerade årsmedeleffekt i kW.

¹²² AIF (Average Interruption Frequency): Effektivviktad medelavbrottsfrekvens för oaviserade respektive aviserade avbrott uppdelat per kundtyp. AIF beräknas genom att summera total ILEffekt i kW för oaviserade och aviserade avbrott för respektive kundtyp dividerat med kundtypens summerade årsmedeleffekt i kW.

¹²³ Ei PM2018:01.

Ei:s föreskrifter ändrades även de. Den gamla föreskriften (EIFS 2015:6) upphävdes och ersattes med en ny föreskrift (EIFS 2019:4).

Såsom framgår i avsnitt 2.2.4 bestod incitament för effektivt utnyttjande av nätet av två delincitament. Den ena delen syftade specifikt till att minska nätförlusterna mätt i procent och den andra delen handlade om att jämna ut lasten i nätet. Inför tillsynsperioden 2020–2023 utvecklade Ei sin metod vad gäller båda dessa delincitament.

Vad det gäller nätförlustincitamentet gjorde Ei följande ändringar. Definitionen av indikatorn andel nätförluster ändrades. Tidigare definierades andelen nätförluster som skillnaden mellan hur mycket energi som matas in i nätet och hur mycket energi som tas ut från nätet, i relation till mängden uttagen energi. Enligt den nya definitionen beräknades andelen i stället i relation till den totala mängden energi som tillförs ett system. Vid fastställande av nätförlustnormer utgick Ei tidigare utifrån elnätsföretagens egna historiska utfall men detta ändrades och normerna togs i stället fram genom benchmarking, det vill säga jämförelse med andra elnätsföretag. Detta gällde dock enbart lokalnätsföretag. Regionnätsföretag jämfördes med sin egen historik även fortsättningsvis. För att elnätsföretagen skulle dela lika på eventuella kostnadsförändringar vid ökade eller minskade nätförluster multiplicerade Ei för den föregående tillsynsperioden nätförlustdelen med 0,5. Ei ändrade denna faktor till 0,75 vilket innebar att en större del av ökningen respektive minskningen av nätförlustkostnaden tillföll elnätsföretaget, för att öka incitamenten för minskade nätförluster.

De ändringar som Ei gjorde avseende belastningsincitamentet var följande. Fokus flyttades från att mäta skillnad i kostnad för överliggande nät till att mäta skillnad i faktisk prestation. Ei behöll medellastfaktorn som indikator för att mäta belastningen. Samma princip som för den föregående perioden behölls, det vill säga att det inför perioden fastställs en norm som sedan efter periodens slut stäms av mot verkligt utfall. Norm för medellastfaktorn fastställdes utifrån elnätsföretagets egen historik (2016–2017). Kostnader för överliggande nät kom att användas för att prissätta incitamentet i stället för att utgöra en indikator. Belastningsincitamentet kunde enligt den nya metoden ge både bonus och avdrag i stället för bara bonus, vilket var fallet enligt den tidigare metoden.

Begränsning avseende hur mycket incitamenten, både kvalitet och effektivt nätutnyttjande, fick påverka intäktsramen som högst ändrades också. Det ändrades från +/-5 procent av den totala intäktsramen till en tredjedel av den årliga regulatoriska avkastningen på kapitalbasen (3 kap. 3 §, EIFS 2019:4).

2.3.4.1 Incitament för effektivt utnyttjande av elnätet för Svenska kraftnät

Svenska kraftnät omfattades precis som under den föregående tillsynsperioden enbart av delincitament som avsåg nätförluster. Ändringar i incitamentet som avsåg Svenska kraftnät var detsamma som för regionnäten, det vill säga definitionen för andel nätförluster ändrades och faktorn som incitamentet multiplicerades med ändrades från 0,5 till 0,75.

2.3.5 Övriga regler och metoder för fastställande av elnätsföretagens intäktsramar

2.3.5.1 Regler om fastställande av intäktsramar

Vad gäller regler om fastställande av intäktsramarna genomfördes följande ändringar i ellagen. Den tidigare bestämmelsen om att elnätsföretagen var skyldiga att till Ei lämna in ett förslag till intäktsram upphävdes¹²⁴. Från och med tillsynsperioden 2020–2023 var elnätsföretagen således inte skyldiga att lämna in ett förslag till intäktsram. Det infördes även en ny bestämmelse i 5 kap. 5 § ellagen där det förtydligades hur Ei skulle bestämma intäktsramen om en nätkoncessionshavare inte lämnade in de uppgifter som Ei behöver. Enligt den nya bestämmelsen skulle Ei i sådana fall bestämma en intäktsram som var skälig med hänsyn till uppgifterna i ärendet.

2.3.5.2 Förseningsavgift om uppgifter för fastställande av intäktsramen lämnas in för sent

I 5 kap. 38–39 §§ ellagen infördes nya bestämmelser om förseningsavgift som skulle betalas om en nätkoncessionshavare inte lämnade uppgifter som behövs för fastställande av intäktsramen. Av bestämmelserna framgick att förseningsavgiften skulle vara 100 000 kronor samt att den skulle efterskänkas helt eller delvis om underlåtenheten var liten med hänsyn till de uppgifter som nätmyndigheten behöver för att bestämma intäktsramen eller till förseningens längd. Av bestämmelserna framgick vidare att en förseningsavgift skulle efterskänkas helt om underlåtenheten var ursäktlig med hänsyn till omständigheter som nätkoncessionshavaren inte har kunnat råda över, eller om det annars är oskäligt att ta ut den.

Det infördes även en ny bestämmelse i 40 § där det framgick att när Ei hade beslutat om att ta ut en avgift skulle Ei skicka ett meddelande med information om beslutet till koncessionshavaren. Dessutom reglerades det 41 § att om en förseningsavgift inte hade betalats i tid efter betalningsuppsmaning skulle avgiften lämnas för indrivning. Regeringen bemyndigades enligt 42 § att meddela föreskrifter om att indrivning inte behövde ske för mindre belopp vilket de inte utnyttjade. Det reglerades vidare i 43 § att ett beslut om förseningsavgift fick

¹²⁴ SFS 2018:1448 Lag om ändring i ellagen (1997:857).

verkställas även om det inte hade vunnit laga kraft samt att ränta skulle betalas ifall ett elnätsföretag fick rätt att få tillbaka en betald förseningsavgift på grund av ett domstolsbeslut. Det reglerades dessutom hur räntans storlek skulle bestämmas.

I och med införandet av de nya bestämmelserna avseende förseningsavgift fick Ei ett mer effektivt påtryckningsmedel för att kräva in uppgifter från elnätsföretagen inför bestämmandet av intäktsramarna. Innan de nya reglerna infördes kunde Ei förelägga elnätsföretaget att lämna in uppgifterna, och föreläggandet fick förenas med vite (12 kap. 3 § första stycket ellagen). Det var emellertid en åtgärd som tog tid i anspråk och fungerade dåligt med hänsyn till de tidsramar som gällde för att bestämma intäktsramarna.

2.3.5.3 Avvikelse från intäktsramen

För tillsynsperioden 2020–2023 ändrades delvis de tidigare bestämmelserna i 5 kap. 20 och 21 §§ ellagen¹²⁵ som avsåg avvikelser från intäktsramen och som vi beskrivit i avsnitt 2.1.5.3. Vad gällde avvikelser då de samlade intäkterna under tillsynsperioden var större än intäktsramen förblev reglerna oförändrade (se 5 kap. 27–28 §§ ellagen¹²⁶). Däremot ändrades reglerna vad gäller underskott, det vill säga avvikelser då hela intäktsramen inte utnyttjades under tillsynsperioden. Om de samlade intäkterna från nätverksamheten under en tillsynsperiod varit mindre än intäktsramen, skulle nätmyndigheten enligt de nya bestämmelserna besluta att nätkoncessionshavaren under den närmast följande tillsynsperioden från nätverksamheten får uppbära ett belopp som motsvarar underskottet (29 §). Av de nya bestämmelserna följde också att det beloppet inte skulle anses vara intäkter från nätverksamheten vid avstämning mot intäktsramen för den närmast följande tillsynsperioden. Detta skulle dock gälla endast i den utsträckning intäkterna från nätverksamheten annars skulle överstiga intäktsramen (29 §). I och med de nya bestämmelserna blev det alltså tydligt att underskottet fick utnyttjas bara under den påföljande tillsynsperioden.

Under tillsynsperioden 2020–2023 kom fler ändringar som berör tillsynsperioden. Först kom en övergångsbestämmelse som innebar att Ei inte skulle ta hänsyn till belopp från tillsynsperioden 2012–2015 när avvikelsebeloppet för tillsynsperioden 2020–2023 beslutades (SFS 2020:73)¹²⁷. Sedan infördes en ny lag om särskilt investeringsutrymme för elnätsverksamhet (SFS 2021:311). I samband med detta infördes även ett undantag till 5 kap. 29 § ellagen genom att en ny bestämmelse i 5 kap. 29 a § ellagen infördes. Undantaget gäller företag som har ett särskilt investeringsutrymme enligt lagen (2021:311) om särskilt investeringsutrymme för elnätsverksamhet (29 a §). För dessa skulle enligt 29 § första stycket inte tillämpas i

¹²⁵ SFS 2009:892 Lag om ändring i ellagen (1997:857).

¹²⁶ SFS 2018:1448 Lag om ändring i ellagen (1997:857).

¹²⁷ SFS 2020:73 Lag om ändring i ellagen (1997:857).

fråga om ett underskott i förhållande till intäktsramen för den tillsynsperioden och 29 § andra stycket skulle inte tillämpas vid avstämning mot intäktsramen. Denna ändring ska tillämpas först vid avstämningen av intäktsramen efter tillsynsperioden 2020–2023.

2.3.5.4 Regler om särskilt investeringsutrymme för elnätsverksamhet

Syftet med lagen om särskilt investeringsutrymme för elnätsverksamhet är att skapa drivkrafter för elnätsföretag att göra investeringar som ökar kapaciteten i elnätet. Lagen gäller emellertid enbart för de elnätsföretag som har ett utnyttjat underskott för tillsynsperioden 2012–2015.

Enligt lagen ska Ei efter elnätsföretagens ansökan besluta om att de har ett särskilt investeringsutrymme om vissa kriterier är uppfyllda (3 §). På så sätt får elnätsföretagen möjlighet att under vissa förutsättningar och under en begränsad tid utnyttja sina tidigare underskott. Lagen ska tillämpas enbart i frågan om investeringar som görs under tillsynsperioderna 2020–2023 och 2024–2027 (1 §). Av lagen framgår tämligen detaljerade bestämmelser om bland annat hur det särskilda investeringsutrymmet och investeringsbeloppet ska beräknas.

Av lagen framgår vidare att regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela ytterligare föreskrifter om hur ett särskilt investeringsutrymme och ett investeringsbelopp ska beräknas (13 §). Dessutom följer det av 14 § att regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om skyldighet för nätkoncessionshavare att i en särskild ordning redovisa vilka investeringar som genomförs i en redovisningsenhet med särskilt investeringsutrymme. Med stöd i dessa bemyndiganden meddelade regeringen förordningen (2021:909) om särskilt investeringsutrymme för elnätsverksamhet som trädde i kraft den 1 december 2021. Av förordningen följer bland annat bestämmelser om att Ei ska följa upp och utvärdera de investeringar som görs med särskilt investeringsutrymme samt redovisa resultatet till regeringen i form av en rapport (4 §).

Förordningen innehåller även bestämmelser om elnätsföretagens skyldighet att redovisa vilka investeringar som genomförts med särskilt investeringsutrymme. Enligt förordningen fick Ei flera bemyndiganden, bland annat bemyndigande att meddela närmare föreskrifter om vilka uppgifter som ska finnas i en ansökan om ökning av intäktsramen med ett investeringsbelopp. Ei har dock ännu inte meddelat några föreskrifter. Det har vid mitten av december 2021 inkommit cirka 60 ansökningar för tillsynsperioden 2020–2023.

2.3.5.5 Regler avseende omprövning av intäktsramen under och efter tillsynsperioden

Bestämmelserna om omprövning av intäktsramen under tillsynsperioden ändrades för tillsynsperioden 2020–2023 vad gäller följande. Enligt de tidigare bestämmelserna om omprövning under tillsynsperioden skulle Ei ändra en fastställd intäktsram under tillsynsperioden om elnätsföretaget hade lämnat oriktiga eller bristfälliga uppgifter eller om ramen av någon annan anledning bestämts på ett uppenbart felaktigt eller ofullständigt underlag (5 kap. 11 § punkt 1 och 2 ellagen). I båda fallen gällde dock att felaktigheten skulle ha inverkat på intäktsramens storlek i ”mer än ringa omfattning”. Reglerna ändrades på så sätt att ”ringa-kravet” togs bort och det räckte i fortsättningen att ändringen påverkade intäktsramens storlek för att en omprövning skulle ske när nätkoncessionshavaren hade lämnat oriktiga eller bristfälliga uppgifter eller ramen av någon annan anledning hade bestämts på ett uppenbart felaktigt eller ofullständigt underlag. Av de nya reglerna framgick även att det krävdes särskilda skäl för att intäktsramen skulle få ökas vid en omprövning som skedde med hänvisning till att nätkoncessionshavaren lämnat oriktiga eller bristfälliga uppgifter.

Enligt de tidigare bestämmelser i ellagen var det inte obligatoriskt att ompröva en intäktsram efter tillsynsperiodens slut. Ett elnätsföretag fick inom fyra månader efter tillsynsperiodens slut ansöka hos Ei om att intäktsramen för tillsynsperioden ska öka (5 kap. 12 § ellagen¹²⁸). Ei skulle ompröva den fastställda intäktsramen efter tillsynsperioden slut om det fanns skäl att anta att ramen var större än vad som var motiverat av senare kända förhållanden och om avvikelserna inte var ringa (13 §). Dessa bestämmelser ändrades och enligt de nya bestämmelserna skulle Ei alltid ompröva intäktsramen efter tillsynsperiodens slut, om det fanns skäl att anta att ramen skulle vara större eller mindre med hänsyn till förhållanden som blev kända efter att den bestämdes (22 §). Elnätsföretagen kunde således inte få till stånd en omprövning om Ei inte hade skäl att anta att ramen är för stor eller för liten.

Utöver detta förtydligades reglerna avseende vilka ändringar som kunde komma i fråga vid en omprövning efter tillsynsperioden. De nya reglerna i 5 kap. 23–24 §§ ellagen¹²⁹ medförde följande. Vid en omprövning efter tillsynsperioden skulle Ei utgå från de uppgifter och metoder som hade använts för att bestämma intäktsramen och som framgick av det beslut om intäktsram som gällde för nätkoncessionshavaren. Intäktsramen skulle också ändras i den utsträckning det var motiverat av att det faktiska utfallet för tillsynsperioden avvek från de antaganden som legat till grund för att bestämma ramen. Intäktsramen skulle därutöver ändras, om nätkoncessionshavaren hade lämnat oriktiga eller bristfälliga

¹²⁸ SFS 2009:892 Lag om ändring i ellagen (1997:857).

¹²⁹ SFS 2018:1448 Lag om ändring i ellagen (1997:857).

uppgifter och detta inverkat på ramens storlek, eller om ramen av någon annan anledning hade bestämts på ett uppenbart felaktigt eller ofullständigt underlag och detta hade inverkat på ramens storlek. Om nätkoncessionshavaren hade lämnat oriktiga eller bristfälliga uppgifter skulle intäktsramen få öka med hänvisning till felaktigheten endast om det fanns särskilda skäl.

2.3.5.6 Periodisering av intäkter från anslutningsavgifter

Det infördes en ny bestämmelse i ellagen (5 kap. 31 §) som innebar att regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer skulle få meddela föreskrifter om hur nätkoncessionshavarnas intäkter under en tillsynsperiod skulle beräknas vid avstämning mot intäktsramen. Samtidigt upphävdes den tidigare bestämmelsen i 5 kap. 17 § ellagen¹³⁰ som avsåg periodisering av intäkter. Genom förordningen (30 §) bemyndigades Ei att meddela närmare föreskrifter om hur elnätsföretagets intäkter skulle periodiseras vid avstämning mot intäktsramen. Ei har inte utnyttjat bemyndigandet och meddelade således inte några föreskrifter om periodisering. I sin [handbok](#) för inrapportering av uppgifter inför tillsynsperioden upplyste dock Ei om att elnätsföretagen kunde ansöka om periodisering av intäkter som de haft under tillsynsperioden.

2.3.6 Särskilda regler och metoder för Svenska kraftnät

Bestämmelsen i 5 kap. 5 § ellagen som avsåg regeringens bemyndigande att meddela föreskrifter om avvikelser från bestämmelserna om tidpunkten för beslut om fastställande av intäktsram och om tillsynsperiodens längd när det gäller intäkter från stamledning upphävdes under 2018. Det fanns inget praktiskt behov av bestämmelsen då reglerna i dessa delar harmoniserades med reglerna för övriga elnätsföretag när kapitalbasförordningen ersattes av intäktsramsförordningen, det vill säga redan inför tillsynsperioden 2016–2019 (prop. 2017/18:237, sid. 50–51).

2.3.6.1 Ei:s metoder och bedömningar vid fastställande av Svenska kraftnäts intäktsramar

Ei:s metoder för fastställande av Svenska kraftnäts intäktsram för tillsynsperioden 2020–2023 motsvarade nästan helt de metoder som Ei tillämpade för övriga elnätsföretag. Metoderna harmoniserades redan inför den föregående tillsynsperioden. Den enda skillnaden 2.2.6.1 var att löpande opåverkbara kostnader för Svenska kraftnät inte helt motsvarade de kostnader som betraktades som opåverkbara för övriga elnätsföretag. Av [bilaga 1](#) till Ei:s beslut om intäktsram för tillsynsperioden 2020–2023 framgår samtliga kostnader som för Svenska kraftnät betraktades som opåverkbara.

¹³⁰ SFS 2009:892 Lag om ändring i ellagen (1997:857).

2.3.7 Domstolsprocesser avseende 2020–2023

De beslut som Ei hittills fattat gällande tillsynsperioden 2020–2023 är beslut om intäktsramar inför perioden och avvikelsebeslut under perioden och båda dessa typer av beslut blev föremål för domstolsprövning. I de följande avsnitten beskriver vi översiktligt de centrala frågor som överklagades samt vad domstolsprocessen avseende avvikelsebesluten resulterade i. Domstolsprocesserna gällande beslut inför perioden pågår fortfarande och vi beskriver processen fram till tidpunkten för publicering av denna rapport.

2.3.7.1 Beslut om intäktsram inför tillsynsperioden

Mer än hälften av alla beslut om intäktsramar som Ei meddelade inför tillsynsperioden 2020–2023 överklagades till Förvaltningsrätten i Linköping. Den huvudsakliga frågan som överklagades var kalkylräntan. Elnätsföretagen framförde i sina överklaganden att vissa parametrar i kalkylräntan inte fastställdes på ett lämpligt sätt som ger en rimlig avkastning. De framförde vidare att intäktsramsförordningen, som innehåller regler om beräkning av kalkylräntan, inte är förenlig med regeringsformen, ellagen och elmarknadsdirektivet.

Ett fåtal elnätsföretag överklagade även några andra frågor såsom frågan om ersättning för avbrottskostnader. De överklagade Ei:s metod för hantering av kostnaderna som innebar bland annat att kostnaderna prognostiserades till noll inför perioden och att kostnaderna skulle beaktas först vid omprövning som skulle ske efter tillsynsperiodens slut. Ei:s metod innebar vidare att kostnader för avbrottsersättning för avbrott längre än 24 timmar inte skulle beaktas. Mer om Ei:s metod kan läsas i avsnitt 2.3.2.3.

Ei medgav i domstolsprocesserna att kalkylräntan skulle ändras från 2,16 till 2,35 procent. Medgivandet baserades på att det framkommit nya uppgifter som innebar att ytterligare ett jämförelseföretag kan användas. En sådan ändring får konsekvenser för beräkningen av de ingående parametrarna tillgångsbeta och skuldandelen i kalkylräntan.

Förvaltningsrätten meddelade domar i målen i februari 2021 som i huvudsak innebar följande. De överklagade besluten upphävdes och målen återförvisades till Ei för förnyad prövning. Förvaltningsrättens bedömning var att bestämmelserna i 17–26 §§ intäktsramsförordningen står i strid med ellagen och tredje elmarknadsdirektivet¹³¹ och därför skulle de inte tillämpas vid fastställandet av intäktsramar för tillsynsperioden 2020–2023. De bedömde vidare att beräkningen av den avkastning på kapitalbasen som följer av 5 kap. 1 § ellagen skulle utgå från

¹³¹ Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/72/EG av den 13 juli 2009 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om upphävande av direktiv 2003/54/EG (tredje elmarknadsdirektivet).

ett framåtblickande, långsiktigt och stabilt perspektiv. Dessutom skulle även elnätsföretagets regulatoriska risk beaktas vid beräkningen.

Förvaltningsrättens bedömning var också att samtliga kostnader för avbrottsersättning skulle ingå vid beräkningen av elnätsföretagets löpande påverkbara kostnader. Deras bedömning var nämligen att varken ellagen eller förarbetena gav något stöd för hantering av kostnaderna för avbrottsersättning i enlighet med Ei:s metod. Kostnaderna skulle enligt rättens bedömning beräknas utifrån samma metod som alla andra löpande påverkbara kostnader, det vill säga utifrån åren 2014–2017.

Ei överklagade förvaltningsrättens domar i de båda ovannämnda delarna till Kammarrätten i Jönköping. Ei yrkade att kammarrätten skulle meddela prövningstillstånd. Ei begärde också att kammarrätten skulle inhämta förhandsavgörande från EU domstolen. Ei yrkade i första hand att kammarrätten skulle upphäva förvaltningsrättens dom och fastställa att intäktsramar för tillsynsperioden 2020–2023 skulle fastställas med tillämpning av intäktsramsförordningens bestämmelser. Ei medgav därvid att den reala kalkylräntan före skatt som ska användas vid beräkningen av elnätsföretagets intäktsramar skulle fastställas till 2,35 procent.

Ei yrkade i andra hand, för det fall kammarrätten avslår förstahandsyrkandet, att förvaltningsrättens dom och Ei:s beslut skulle upphävas och att ärendena skulle återförvisas till Ei för att fastställa nya intäktsramar utan tillämpning av några bestämmelser om beräkning av intäktsramar i nationell lagstiftning¹³². Ei yrkade även att kammarrätten skulle fastställa Ei:s beslut i den del som gäller beräkning av kostnader för avbrottsersättning.

Kammarrätten meddelade prövningstillstånd i november 2021 och domstolsprocesserna pågår när denna rapport publiceras.

2.3.7.2 Avvikelsebeslut

Med utgångspunkt i beslut om den slutliga intäktsramen för den föregående tillsynsperioden, det vill säga 2016–2019, och med utgångspunkt i de intäkter som ett elnätsföretag haft under samma period beräknade Ei ett belopp som elnätsföretaget fick föra över till tillsynsperioden 2020–2023. Ei meddelade i sina avvikelsebeslut ett belopp med vilket elnätsföretaget fick föra över till 2020–2023 respektive hur mycket intäktsramen skulle minskas. Avvikelsebesluten meddelades löpande under hösten/vintern 2020/2021.

¹³² Ellagen, intäktsramsförordningen eller annan lag och förordning som reglerar beräkning av intäktsramar.

I samband med fastställande av den slutliga intäktsramen för tillsynsperioden 2016–2019 ansökte elnätsföretagen om att underskottet från tillsynsperioden 2012–2015 skulle flyttas till tillsynsperioden 2020–2023. De hänvisade till Kammarrätten i Jönköpings dom den 11 februari 2019 som vi beskrivit i avsnitt 2.2.7.2 och åberopade att Ei skulle ta hänsyn till domen enligt grunderna i 5 kap. 25 § ellagen. Ei avslog deras ansökningar i denna del i avvikelsebesluten med följande motivering. Domstolens avgörande innebar att det, vid den tidpunkten, saknades stöd för ställningstagandet om hur underskottet från 2012–2015 skulle påverka tillsynsperioden 2020–2023. Genom domen ändrades inte någon intäktsram för ett elnätsföretag, vilket är en förutsättning för omprövning enligt 5 kap. 25 § ellagen. Ei hänvisade också till att nya regler trätt i kraft den 1 april 2020, det vill säga efter kammarrättens dom. Ei beslutade om underskottet från 2012–2015 enligt 5 kap. 20 § i ellagens dåvarande lydelse. Enligt punkten 6 i övergångsbestämmelserna (SFS 2020:73) anges att en intäktsram för tillsynsperioden 2016–2019 som har ökat med tillämpning av 5 kap. 20 § i den äldre lydelsen inte ska beaktas vid tillämpningen av 5 kap. 29 §. Detta innebär att ett eventuellt underskott från 2012–2015 inte ska beaktas när Ei fattar beslut om avvikelser från intäktsramen för tillsynsperioden 2020–2023. Ei bedömde således att det inte fanns någon möjlighet att genom följdändring enligt 5 kap. 25 § ellagen flytta underskott från 2012–2015 till 2020–2023.

De flesta elnätsföretagen överklagade Ei:s avvikelsebeslut avseende underskottet från tillsynsperioden 2012–2015 till Förvaltningsrätten i Linköping. I samband med överklagandena begärde de anstånd till den 30 april 2021 med att komplettera sina yrkanden och utveckla grunderna för överklagandena. De hänvisade också till ett då pågående lagstiftningsarbete om ett särskilt investeringsutrymme för elnätsföretagen och angav dessutom att de kommer att återkalla sina överklagande om lagen antas av riksdagen. Lagen (2021:311) om särskilt investeringsutrymme för elnätsverksamhet beslutades av riksdagen i april 2021 och samtliga elnätsföretag drog då tillbaka sina överklaganden.

2.4 Sammanställning över utvecklingen av elnätsregleringen under perioden 2012–2023

I detta avsnitt redovisar vi en sammanställning över de huvudsakliga metoder och parametrar som tillämpades vid fastställande av intäktsramar för lokal- och regionnätsföretagen inför respektive tillsynsperiod.¹³³ En del av dessa metoder och parametrar var reglerade i regelverket och en del bestämdes av Ei vilket också framgår av sammanställningen.

¹³³ För tillsynsperioden 2012–2015 tillämpade Ei i sina beslut om intäktsramar inför perioden även en övergångsmetod men vi har valt att inte ha den med i sammanställningen. Övergångsmetoden överklagades och enligt domstolsavgörande fick den inte tillämpas.

Sammanställningen är uppdelad utifrån de olika beståndsdelarna som ingår i intäktsramen och redovisas i fyra tabeller. Sammanställningen ger en bild av utvecklingen på en övergripande nivå och mer detaljerade beskrivningar finns tidigare i denna rapport.

I stort sett tillämpades samma metoder och parametrar som vi redovisar i sammanställningen även för Svenska kraftnät. Det fanns emellertid några skillnader och vi har valt att inte ta med dessa i sammanställningen men de finns beskrivna för respektive tillsynsperiod tidigare i denna rapport.

2.4.1 Kapitalkostnader

Av Tabell 1 nedan framgår de huvudsakliga metoder och parametrar som tillämpades vid beräkning av kapitalkostnader för respektive tillsynsperiod.

Tabell 1. Metoder och parametrar för beräkning av kapitalkostnader

Tillsynsperiod	2012–2015	2016–2019	2020–2023
Metoder för nuanskaffningsvärdering av anläggningar som ingår i kapitalbasen	1. Normvärde 2. Ursprungligt anskaffningsvärde 3. Ursprungligt bokfört värde 4. Annat skäligt värde <i>Reglerades i 9–11 §§ förordning (2010:304) om fastställande av intäktsram enligt ellagen (1997:857)</i>	1. Normvärde 2. Ursprungligt anskaffningsvärde 3. Ursprungligt bokfört värde 4. Annat skäligt värde <i>Reglerades i 6–8 §§ förordning (2014:1064) om intäktsram för elnätsföretag</i>	1. Normvärde 2. Ursprungligt anskaffningsvärde 3. Ursprungligt bokfört värde 4. Annat skäligt värde <i>Reglerades i 7–9 §§ förordning (2018:1520) om intäktsram för elnätsverksamhet</i>
Metod för fördelning av kapitalkostnader över tid	Real annuitetsmetod <i>Ei:s metod</i>	Real linjär metod <i>Reglerades i 10 § förordning (2014:1064) om intäktsram för elnätsföretag</i>	Real linjär metod <i>Reglerades i 13 § förordning (2018:1520) om intäktsram för elnätsverksamhet</i>
Ekonomisk avskrivningstid i regleringen	10 år och 40 år <i>Ei:s metod</i>	10 år och 40 år <i>Reglerades i 10 § förordning (2014:1064) om intäktsram för elnätsföretag</i>	10 år, 15 år, 30 år, 40 år, 50 år och 60 år. <i>Reglerades i förordning (2018:1520) om intäktsram för elnätsverksamhet, se bilaga 1</i>

Tillsynsperiod	2012–2015	2016–2019	2020–2023
Extra kapitalkostnader efter ekonomisk avskrivningstid	Ej infört	Ytterligare kapitalkostnader beräknades efter ekonomisk avskrivningstid utifrån anläggningarnas ålder upp till maximal livslängd. Maximal livslängd 12 år och 50 år. <i>Reglerades i 10–11§ § förordning (2014:1064) om intäktsram för elnätsföretag</i>	Ytterligare kapitalkostnader beräknades efter ekonomisk avskrivningstid utifrån anläggningarnas ålder upp till maximal livslängd. Maximal livslängd 12 år, 18 år, 37 år, 50 år och 62 år. <i>Reglerades i 13 § och bilaga 1 förordning (2018:1520) om intäktsram för elnätsverksamhet</i>
Index för hantering av förändring i prisläget (kapitalbasen)	Faktorprisindex för byggnader <i>Reglerades i 12 § förordning (2010:304) om fastställande av intäktsram enligt ellagen (1997:857)</i>	Faktorprisindex för byggnader <i>Reglerades i 9 § förordning (2014:1064) om intäktsram för elnätsföretag</i>	Faktorprisindex för byggnader <i>Reglerades i 10 § och bilaga 1 förordning (2018:1520) om intäktsram för elnätsverksamhet</i>
Kalkylränta som EI tillämpade i fastställandebeslut inför perioden	Real kalkylränta före skatt 5,2 procent bestämdes utifrån WACC och CAPM <i>Ei:s metod</i>	Real kalkylränta före skatt 4,53 procent bestämdes utifrån WACC och CAPM <i>Ei:s metod</i>	Real kalkylränta före skatt 2,16 procent bestämdes utifrån WACC och CAPM. <i>Bestämdes av EI men att WACC och CAPM skulle användas preciserades i förordning (2018:1520) om intäktsram för elnätsverksamhet. I förordningen preciserades också hur de centrala parametrarna skulle bestämmas vid beräkning av kalkylräntan.</i>

2.4.2 Löpande kostnader

Av Tabell 2 nedan framgår de huvudsakliga metoder och parametrar som tillämpades vid beräkning av löpande påverkbara och opåverkbara kostnader för respektive tillsynsperiod.

Tabell 2. Metoder och parametrar för beräkning av löpande kostnader

Tillsynsperiod	2012–2015	2016–2019	2020–2023
Löpande påverkbara kostnader			
Utgångspunkt för beräkning av löpande påverkbara kostnader	Historiska kostnader 2006–2009 <i>Ei:s metod</i>	Historiska kostnader 2010–2013 <i>Ei:s metod för beräkning men vilka kostnader som ska anses som påverkbara reglerades i EIFS 2015:2</i>	Historiska kostnader 2014–2017 <i>Ei:s metod för beräkning men vilka kostnader som ska anses som påverkbara reglerades i EIFS 2019:2</i>
Index för hantering av förändring i prisläget (löpande påverkbara kostnader)	Faktorprisindex (FPI) för elnätsföretag, delindex drift- och underhåll påverkbart ¹³⁴ <i>Ei:s metod</i>	Faktorprisindex (FPI) för elnätsföretag, delindex drift- och underhåll påverkbart ¹³⁵ <i>Reglerades i EIFS 2015:2</i>	Faktorprisindex (FPI) för elnätsföretag, delindex drift- och underhåll påverkbart ¹³⁶ <i>Reglerades i EIFS 2019:2</i>
Effektiviseringskrav (årligt)	Generellt effektiviseringskrav 1 procent <i>Ei:s metod</i>	Lokalnätsföretag - individuella effektiviseringskrav (minst 1 procent och högst 1,82 procent) Regionnätsföretag - generellt effektiviseringskrav 1 procent <i>Ei:s metod</i>	Lokalnätsföretag - individuella effektiviseringskrav (minst 1 procent och högst 1,82 procent) Regionnätsföretag - generellt effektiviseringskrav 1 procent <i>Ei:s metod</i>
Löpande opåverkbara kostnader			
Metod för fastställande	Prognos inför och avstämning efter tillsynsperioden <i>Ei:s metod</i>	Prognos inför och avstämning efter tillsynsperioden <i>Ei:s metod</i>	Prognos inför och avstämning efter tillsynsperioden <i>Ei:s metod</i>

¹³⁴ FPI lokalnät användes för lokalnätsföretag, FPI regionnät för regionnätsföretag och FPI stamnät för Svenska kraftnät.

¹³⁵ FPI lokalnät användes för lokalnätsföretag, FPI regionnät för regionnätsföretag och FPI stamnät för Svenska kraftnät.

¹³⁶ FPI lokalnät användes för lokalnätsföretag, FPI regionnät för regionnätsföretag och FPI stamnät för Svenska kraftnät.

Tillsynsperiod	2012–2015	2016–2019	2020–2023
Kostnader som betraktades som opåverkbara	Nätförluster (inköp och egen produktion) Abonnemang till överliggande och angränsande nät Ersättning till innehavare av produktionsanläggning för inmatning av el enligt 3 kap. 15 § ellagen (1997:857) Myndighetsavgifter enligt förordningen (1995:1296) om vissa avgifter på elområdet <i>Ei:s metod</i>	Nätförluster (inköp och egen produktion) Abonnemang till överliggande och angränsande nät Anslutningar till överliggande och angränsande nät Ersättning till innehavare av produktionsanläggning för inmatning av el enligt 3 kap. 15 § ellagen (1997:857) Myndighetsavgifter enligt förordningen (1995:1296) om vissa avgifter på elområdet <i>Ei:s metod</i>	Nätförluster (inköp och egen produktion) Abonnemang till överliggande och angränsande nät Anslutningar till överliggande och angränsande nät Ersättning till innehavare av produktionsanläggning för inmatning av el enligt 3 kap. 15 § ellagen (1997:857) Myndighetsavgifter enligt förordningen (1995:1296) om vissa avgifter på elområdet Nätkapacitetsreserv <i>Ei:s metod</i>

2.4.3 Kvalitetsreglering

I Tabell 3 nedan framgår de huvudsakliga metoder och parametrar som tillämpades vid fastställande av kvalitetsregleringens påverkan på intäktsramen för respektive tillsynsperiod.

Tabell 3. Metoder och parametrar som tillämpades i kvalitetsregleringen

Tillsynsperiod	2012–2015	2016–2019	2020–2023
Metoder	Norm för kvalitetsindikatorer fastställdes inför tillsynsperioden med utgångspunkt i åren 2006–2009 och stämdes av mot faktiska utfall för åren 2015–2015. <i>Reglerades i EIFS 2011:1</i>	Norm för kvalitetsindikatorer fastställdes inför tillsynsperioden med utgångspunkt i åren 2010–2013 och stämdes av mot faktiska utfall för åren 2016–2019. <i>Reglerades i EIFS 2015:5</i>	Norm för kvalitetsindikatorer fastställdes inför tillsynsperioden med utgångspunkt i åren 2014–2017 och ska stämmas av mot faktiska utfall för åren 2020–2023. <i>Reglerades i EIFS 2019:4</i>
Indikatorer	Lokalnätsföretag – SAIDI och SAIFI Regionnätsföretag – ILE och ILEffekt <i>Reglerades i EIFS 2011:1</i>	Lokalnätsföretag – SAIDI och SAIFI Regionnätsföretag – ILE och ILEffekt <i>Reglerades i EIFS 2015:5</i>	Lokalnätsföretag – AIT och AIF Regionnätsföretag – AIT och AIF <i>Reglerades i EIFS 2019:4</i>

Kvalitetsregleringens högsta och lägsta påverkan¹³⁷	Det årliga beloppet för kvalitetsjusteringen begränsades till en högsta respektive lägsta nivå motsvarande 3 procent av den årliga intäktsramen. <i>Reglerades i EIFS 2011:1</i>	Incitamenten, både kvalitet och effektivt nätutnyttjande, fick högst påverka med +/- 5 procent av den totala intäktsramen. <i>Reglerades i EIFS 2015:5</i>	Incitamenten, både kvalitet och effektivt nätutnyttjande, fick högst påverka med en tredjedel av den årliga regulatoriska avkastningen på kapitalbasen. <i>Reglerades i EIFS 2019:4</i>
---	---	---	--

2.4.4 Incitament för effektivt utnyttjande av elnätet

I Tabell 4 nedan framgår de huvudsakliga metoder och parametrar som tillämpades vid fastställande av incitamentsregleringens påverkan på intäktsramen för respektive tillsynsperiod.

Tabell 4. Metoder och parametrar som tillämpades i incitamentsregleringen

Tillsynsperiod	2012–2015	2016–2019	2020–2023
Metoder	Ej infört	Incitamentet bestod av närförlustincitament och belastningsincitament. Normnivåer fastställdes för indikatorer gällande incitamenten utifrån åren 2010–2016 som sedan stämdes av mot faktiska utfall för åren 2016–2019. <i>Reglerades i EIFS 2015:6</i>	Incitamentet bestod av närförlustincitament och belastningsincitament. Normnivåer för indikatorer gällande båda incitamenten fastställdes utifrån åren 2014–2017 och ska stämmas av mot verkliga utfall för åren 2020–2023. <i>Reglerades i EIFS 2019:4</i>
Indikatorer	Ej infört	Indikatorer för lokal- och regionnätsföretag – andel nätförluster med avseende på uttagen energi samt kostnader för överliggande och angränsande nät och kostnader för ersättning till produktionsanläggning i förhållande till uttagen mängd energi. <i>Reglerades i EIFS 2015:6</i>	Indikatorer för lokal- och regionnätsföretag – andel nätförluster och medellastfaktorn. <i>Reglerades i EIFS 2019:4</i>

¹³⁷ Enligt ellagen får kvalitetsbedömningen medföra en ökning eller minskning av avkastningen på kapitalbasen. Här anger vi dock inget särskilt om den begränsningen.

Incentamentets högsta och lägsta påverkan¹³⁸

Ej infört

Incitamenten, både kvalitet och effektivt nätutnyttjande, fick högst påverka med +/- 5 procent av den totala intäktsramen.

Reglerades i EIFS 2015:6

Incitamenten, både kvalitet och effektivt nätutnyttjande, fick högst påverka med en tredjedel av den årliga regulatoriska avkastningen på kapitalbasen.

Reglerades i EIFS 2019:4

Såsom vi beskrivit tidigare i denna rapport har Ei:s beslut om intäktsramar både för tillsynsperioden 2012–2015 och 2016–2019 varit föremål för domstolsprövning. Även beslut för tillsynsperioden 2020–2023 har överklagats av elnätsföretagen och domstolsprocesserna pågår. Kalkylräntan som tillämpades av Ei inför tillsynsperioden 2012–2015 ändrades genom domstolsbeslut och blev slutligen 6,5 procent i stället för 5,2 procent som Ei tillämpade i sina beslut och som vi redovisar i Tabell 1. Även kalkylräntan som Ei tillämpade tillsynsperioden 2016–2019 ändrades genom domstolsbeslut från 4,53 procent till 5,85 procent. Det har förstås påverkat storleken på de intäktsramar som Ei hade fastställt inför perioden och hur stor påverkan dessa ändringar innebar redovisar vi i kapitel 4 och 8.

¹³⁸ Enligt ellagen får bedömning om effektivt utnyttjande av elnätet medföra en ökning eller minskning av avkastningen på kapitalbasen. Här anger vi dock inget särskilt om den begränsningen.

3 Förhandsreglering av gasnätsverksamhet

Sedan 2015 regleras gasnätsföretagens intäkter genom att Ei inför varje tillsynsperiod¹³⁹ fastställer en intäktsram som respektive gasnätsföretags intäkter maximalt får uppgå till. Förhandsregleringen infördes i naturgaslagen (2005:403) mot bakgrund av det tredje gasmarknadsdirektivet (2009/73/EG)¹⁴⁰, vilket innebar att ett likartat system som vid förhandsreglering av elnätsföretagen infördes även för gasnätsföretagen. Utredningar och överväganden som, utöver gasmarknadsdirektivet, huvudsakligen har legat till grund vid införandet av regelverket finns beskrivna i rapporten [Förhandsprövning av gastariffer \(EI R2010:14\)](#) samt propositionen [Naturgasfrågor \(2012/13:85\)](#) som antogs av riksdagen 2013, varvid de nya bestämmelserna trädde i kraft i naturgaslagen.

Syftet med intäktsramsregleringen är att gasnätsföretagens verksamhet ska bedrivas effektivt till låga kostnader och att gasnätsföretagen får en rimlig avkastning och kunderna ett skäligt pris för nättjänsten. Tarifferna för kunderna regleras genom att gasnätsföretagen högst får ta ut den intäktsram som Ei beslutar om. På detta sätt skapas en begränsning för hur höga totala tariffintäkter företagen kan ta ut från sina kunder. Vidare är syftet också att ge gasnätsföretagen stabila och långsiktiga villkor för att bedriva sin nätverksamhet. I huvudsak överensstämmer regleringens utformning med regleringen av elnätsföretagen. Det finns dock vissa skillnader som kommer att belysas närmare i detta kapitel.

De övergripande reglerna om intäktsramar framgår av naturgaslagen och mer detaljerade regler framgår dels av en förordning¹⁴¹ som beslutats av regeringen, dels av föreskrifter¹⁴² som meddelats av Ei. Reglerna har sedan införandet inte utvecklats eller ändrats vad avser lag, förordning och föreskrifter.

I detta kapitel beskriver vi de regler som gällde den första tillsynsperioden 2015–2018. För att få en helhetsbild beskriver vi övergripande även de parametrar och metoder som Ei då tillämpade vid beräkningen av intäktsramarna. Inför tillsynsperioden 2019–2023 ändrades enbart några få detaljer avseende Ei:s metoder och parametrar och vi beskriver även dessa ändringar.

Gasnätsregleringen har varit föremål för domstolsprövning i likhet med

¹³⁹ En tillsynsperiod är som huvudregel fyra år.

¹⁴⁰ Det tredje gasmarknadsdirektivet, 2009/73/EG, innehåller bestämmelse, artikel 41 punkten 6 a, om anslutning och tillträde till nationella nät, inbegripet överförings- och distributionstariffer.

¹⁴¹ Förordning (2014:35) om fastställande av intäktsram på naturgasområdet.

¹⁴² Energimarknadsinspektionens föreskrifter (EIFS 2014:5) om naturgasföretagens förslag till intäktsram och insamling av uppgifter för att bestämma intäktsramens storlek och Energimarknadsinspektionens föreskrifter (EIFS 2014:6) om skäliga kostnader och en rimlig avkastning vid beräkning av intäktsram för naturgasföretag.

elnätsregleringen, men i något mindre omfattning. De frågor som hanterats i domstol redovisas och kommenteras närmare i avsnitt 3.1.4 (tillsynsperiod 2015–2018) och i avsnitt 3.2.3 (tillsynsperiod 2019–2022). Vi avslutar kapitlet med en sammanställning över hur gasnätsregleringen har utvecklats avseende perioden 2015–2022.

3.1 Intäktsramsreglering för tillsynsperioden 2015–2018

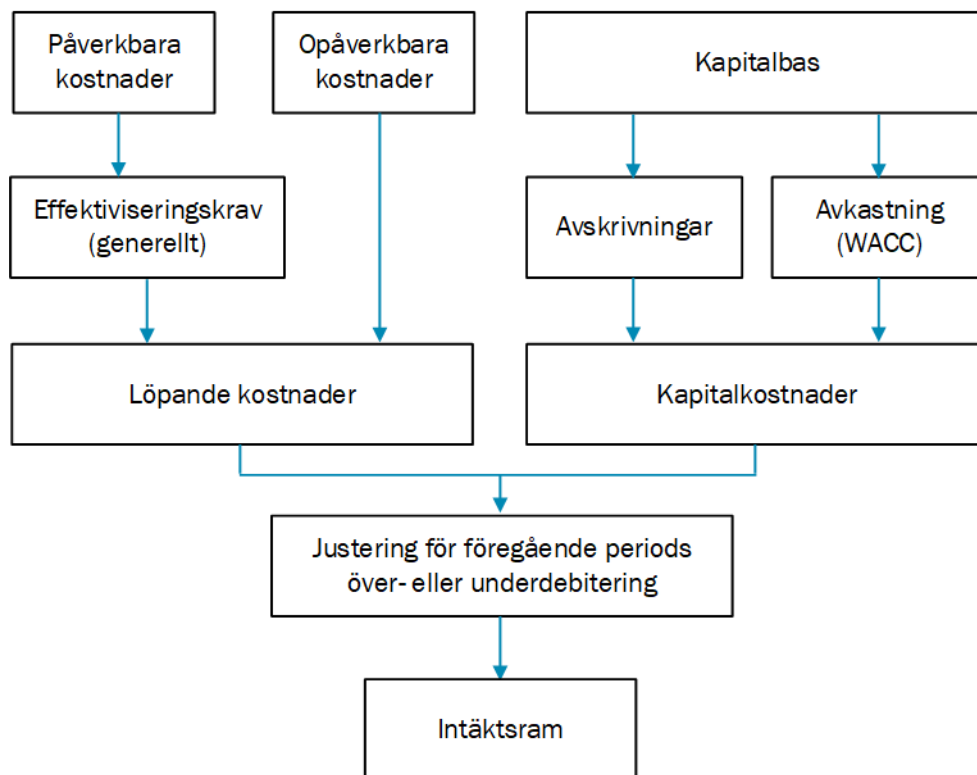
Enligt 6 kap. 10–12 §§ naturgaslagen (2005:403) ska intäktsramen täcka skäliga kostnader för att bedriva nätverksamheten under tillsynsperioden och ge en rimlig avkastning på det kapital (kapitalbas) som krävs för att bedriva verksamheten. Med utgångspunkt i det och med utgångspunkt i de övriga bestämmelserna i 6 kap. naturgaslagen och dess förarbeten¹⁴³ samt förordningen (2014:35) om fastställande av intäktsram på naturgasområdet (intäktsramsförordningen för naturgas) utarbetade Ei en schablonmetod för beräkning av intäktsramarna. Genom den föreskriftsrätt som angavs i intäktsramsförordningen för naturgas bestämde Ei närmare regler om fastställande av kapitalbas, skäliga kostnader och rimlig avkastning med mera. Dessa finns redovisade i Ei:s föreskrifter om skäliga kostnader och en rimlig avkastning (EIFS 2014:6).

Ei:s schablonmetod består av flera olika kalkylmetoder som bygger på de regler om skäliga kostnader och rimlig avkastning som anges i regelverket men innefattar även vissa parametrar och metoder som bestämdes av Ei. Intäktsramen är uppbyggd såsom framgår av Figur 3 och består av kapitalkostnader, löpande påverkbara kostnader och löpande opåverkbara kostnader.¹⁴⁴

¹⁴³ Regeringens proposition 2012/13:85 Naturgasfrågor.

¹⁴⁴ Från intäktsramen sker också ett avdrag för erhållna anslutningsavgifter vilket inte framgår av figuren.

Figur 3. Intäktsramens uppbyggnad (exklusive avdrag för anslutningsavgifter)



Källa: Ei

I de följande avsnitten beskrivs gällande regelverk för respektive kostnadspost för tillsynsperioden 2015–2018. Här beskrivs också kortfattat Ei:s metoder och parametrar som ingick i schablonmetoden.

3.1.1 Kapitalkostnader

Kapitalkostnad är kostnad för att använda kapital i form av exempelvis gasledningarna och mät- och reglerstationer (kapitalbas). Kostnaden utgörs av två delar, dels kostnaden för förbrukning/förslitning av de tillgångar som ingår i verksamheten (avskrivning), dels avkastning på tillgångarna. För att kapitalkostnaden ska kunna beräknas måste värdet på kapitalbasen, metod för fördelning av kapitalkostnaden över tid, avskrivningstid och avkastning (beräknad kalkylränta) bestämmas. I regelverket för första tillsynsperioden fanns närmare bestämmelser om hur kapitalkostnaderna skulle beräknas såsom värdering av tillgångar, förändringar i prisläge och beräkning av kapitalförslitning (avskrivning). Reglerna har inte förändrats sedan införandet och gäller även idag. Vi beskriver dem närmare nedan.

3.1.1.1 Regler för beräkning av kapitalbasen

Enligt 6 kap. 12 § naturgaslagen ska kapitalbasen beräknas med utgångspunkt i de tillgångar som naturgasföretaget använder för att bedriva den verksamhet som

intäktsramen avser. Hänsyn ska tas till investeringar och avskrivningar¹⁴⁵ under tillsynsperioden. Vidare ska en tillgång som inte behövs för att bedriva verksamheten anses ingå i kapitalbasen om det skulle vara oskäligt mot naturgasföretaget att bortse från tillgången. Av samma bestämmelse framgår också att regeringen eller, efter regeringens bemyndigande, tillsynsmyndigheten får meddela föreskrifter om beräkning av en rimlig avkastning.

I intäktsramsförordningen för naturgas anges närmare vilka tillgångar som ska ingå i kapitalbasen (3 §). Det är:

- anläggningar som används för överföring av naturgas,
- anläggningar som används för lagring av naturgas,
- anläggningar som används för förgasning av kondenserad naturgas, för kondensering av naturgas samt för import och lossning av kondenserad naturgas,
- samt system som används för drift eller övervakning,
- eller en anläggning med tillhörande system som används för mätning, beräkning och rapportering.

I 6 § förordningen anges också att om en anläggningstillgång börjar användas under tillsynsperioden ska tillgången ingå i kapitalbasen från det halvårsskifte som följer på den tidpunkt då tillgången började användas. När en anläggningstillgång slutar användas ska den enligt förordningen tas ur kapitalbasen från det halvårsskifte som inföll närmast efter den tidpunkten då tillgången slutat användas. I samma bestämmelse anges vidare att Ei får meddela föreskrifter om vilka tillgångar som ska ingå i kapitalbasen.

Anläggningar som ingår i kapitalbasen ska ges ett nuanskaffningsvärde som beräknas som ursprungligt anskaffningsvärde uppräknat med förändringen i prisläget från anskaffningstidpunkten (7 §).

Om det saknas förutsättningar att beräkna ett nuanskaffningsvärde kan anläggningens värde beräknas från bokfört värde, eller om det finns synnerliga skäl får ett skäligt värde bestämmas med hänsyn till tillgångens beskaffenhet (8 §).

Vid beräkningen av kapitalbasen ska förändringen i prisläget anses svara mot ett kostnadsindex som beräknas för varje år. Indexet ska motsvara den årliga kostnadsutvecklingen för det material som använts och för det arbete som har

¹⁴⁵ Med avskrivningar avsågs utrangeringar.

utförts vid anläggningen av de tillgångar som ingår i kapitalbasen. Ei får meddela föreskrifter om hur indexet ska beräknas (9 §).

Som framgått ovan så finns mer detaljerade regler genom den föreskriftsrätt som Ei getts genom intäktsramsförordningen för naturgas. De mer detaljerade reglerna återfinns i EIFS 2014:6 där det bland annat framgår hur anläggningar där det saknas uppgifter ska åldersbestämmas. I samma föreskrift finns även förtydligande att samma indexserie (entreprenadindex E84) ska tillämpas för distribution respektive transmission med underkategorierna entreprenad, material och projektering, men underkategorin materiel är olika för transmission respektive distribution¹⁴⁶.

Sammantaget kan vi konstatera att värdet på gasnätsföretagens kapitalbas i huvudsak utgår från de ursprungliga anskaffningsvärden som varje enskilt företag redovisar. Dessa värden indexjusteras därefter till nuanskaffningsvärden. Denna metod skiljer sig från elnätsregleringen där värderingen i huvudsak följer en normvärdeslista (se avsnitt 2.1.1) varefter indexuppräknings sker med faktorprisindex (FPI) för byggnader, byggkostnadsutvecklingen.

Den regulatoriska kapitalkostnaden bestäms genom att kalkylera avskrivning och ränta på kapitalbasen. Intäktsramsförordningen för naturgas, 10 §, anger att vid beräkning av en rimlig avkastning ska den del av kapitalkostnaderna som motsvarar kapitalförslitning beräknas som en fast andel av nuanskaffningsvärdet. Den fasta andelen beräknas utifrån tillgångens ekonomiska livslängd.¹⁴⁷

3.1.1.2 Ei:s metoder och parametrar som tillämpades vid beräkning av kapitalkostnader

I intäktsramsförordningen för naturgas (14 §) framgår att Ei får meddela närmare föreskrifter om skyldigheten för ett naturgasföretag att lämna in ett förslag till intäktsram och att lämna uppgifter som behövs för detta.

Av Ei:s föreskrift EIFS 2014:5 (3 kap. 3 § punkt 4) följer att gasnätsföretaget vid ansökan om intäktsram ska ange vilken förväntad ekonomisk livslängd som företaget anser ska tillämpas för varje anläggningskategori. Föreskriften anger dock inte några närmare anvisningar för bedömning av avskrivningstider. Ei har i sina beslut slutligen angett de avskrivningstider som ska gälla. Som underlag för

¹⁴⁶ Indexmodeller för transmission (omfattar också förgasnings- och lagringsanläggningar) respektive distribution består av tre delar, entreprenadarbete, materialkostnad samt projektering. Dessa tre delkomponenter viktas ihop med underlag från Entreprenadindex E84 och litteranummer för delkomponenterna, vilket framgår EIFS 2014:6, bilaga 1, se tabell 1–4 för transmission respektive tabell 5–8 för distribution.

¹⁴⁷ Real linjär metod (RL) tillämpade den första tillsynsperioden, vilket var i linje med den förändring som kom att genomföras för elnätsregleringen andra tillsynsperiod. Intäktsramsförordningen för elnät (2014:1064), 10 §, anger att kapitalförslitningen ska beräknas som en fast andel av nuanskaffningsvärdet vilket är likalydande med intäktsramsförordning gasnät (2014:35), 10 §.

detta finns en utredning som SWECO gjort på Ei:s uppdrag.¹⁴⁸ I Tabell 5 nedan redovisas de anläggningskategorier som tillämpas och de avskrivningstider som Ei beslutat om.

Tabell 5. Avskrivningstider för anläggningstillgångar tillsynsperiod 2015–2018

Anläggningskategorier	Avskrivningstid
Transmissionsledningar	65 år
Distributionsledningar	50 år
Mät- och reglerstationer, transmission	40 år
Mät- och reglerstationer, distribution	20 år
Mätare, transmission	25 år
Mätare, distribution	12 år
Stödsystem och system för övervakning	8 år
Lagerutrymme	50 år
Kompressor för lager	40 år
Anläggningar för förgasning och kondensering med mera	25 år

Här kan noteras att Ei:s modell för att fastställa avskrivningstider i gasnätsföretagens reglering skiljer sig från elnätsföretagens reglering där avskrivningstiderna framgår av förordning¹⁴⁹. Förordningen avseende elnätsregleringen anger ekonomisk livslängd och därutöver maximal livslängd för varje anläggningskategori, vilket medger utökad avskrivningstid under vissa förutsättningar (se mer om detta i avsnitt 2.1.1 i denna rapport).

Naturgaslagen och intäktsramsförordningen för naturgas ger inte någon närmare vägledning om hur kalkylräntan ska bestämmas. Naturgaslagen (6 kap. 12 §) och förordningen (6 §) anger dock att avkastningen ska vara rimlig. För att bestämma en kalkylränta valde Ei att tillämpa samma ramverk som för elnätsregleringen, det vill säga en WACC-metod (Weighted Average Cost of Capital) med CAPM-modell (Capital Asset Pricing Model). WACC och CAPM är vedertagna och de främsta utgångspunkterna för att reglera en rimlig avkastning i el- och gasnätsverksamhet inom Europa¹⁵⁰. Mer information om WACC och CAPM samt bakgrunden till Ei:s val finns i avsnitt 2.1.1 i denna rapport.

Vid fastställande av kalkylräntan utgick Ei från ett fyraårigt tidsperspektiv och att den riskfria räntan skulle baseras på en statsobligation med tioårig löptid. Vidare tillämpade Ei en särskild riskpremie på 1,5 procent. Som skäl till denna nivå på

¹⁴⁸Fördjupad info finns i Swecos rapport "Reglermässiga avskrivningar av naturgasanläggningar" ärendenummer 2014–102179.

¹⁴⁹ Dessa regler för elnät började dock att tillämpas först för tillsynsperioden 2016–2019.

¹⁵⁰ Council of European Regulators (CEER), Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2021.

riskpremien lyfte Ei fram bland annat de svenska gasnätsföretagens beroende av ett fåtal kunder med alternativa försörjningsmöjligheter och det svenska gasnätets struktur. Kalkylräntan för tillsynsperioden fastställdes till 6,26 procent (real före skatt). Ei inhämtade några konsultrapporter som stöd för bedömningen av ett antal parametrar.¹⁵¹

3.1.2 Löpande kostnader

3.1.2.1 Regler för beräkning av löpande kostnader

Av 6 kap. 10 § naturgaslagen framgår att intäktsramen skulle täcka skäliga kostnader för att bedriva nätverksamheten och ge en rimlig avkastning på kapitalbasen. Med skäliga kostnader i nätverksamheten avses enligt 6 kap. 11 § naturgaslagen kostnader för en ändamålsenlig och effektiv drift av en nätverksamhet med likartade objektiva förutsättningar.

Enligt 5 § intäktsramsförordningen för naturgas får Ei meddela föreskrifter om vilka kostnader som naturgasföretagen kan påverka och vilket index som ska användas när kostnaderna räknas om med hänsyn till förändringar i prisläget. Ei har utnyttjat bemyndigandet och i 2 § EIFS 2014:6 föreskrivit att de kostnader som naturgasföretagen kan påverka är kostnader som inte är:

- kostnader för överliggande gasnät,
- kostnader för elnät,
- kostnader för myndighetsavgifter,
- kostnader för nätförluster,
- kostnader för skatter enligt lagen (1994:1776) om skatt på energi och
- kostnader för skatter enligt lagen (1984:1052) om statlig fastighetsskatt.

Vidare har Ei föreskrivit att det index som ska användas när löpande påverkbara kostnader räknas om med hänsyn till förändringar i prisläget är konsumentprisindex enligt förordningen (2001:100) om den officiella statistiken.

3.1.2.2 Ei:s metoder och parametrar som tillämpades vid beräkning av löpande kostnader

I regelverket finns alltså inte några detaljerade bestämmelser om hur skäliga kostnader ska beräknas. Inför första tillsynsperioden tog Ei därför fram en metod för beräkning av kostnaderna. Av den ovannämnda definitionen av påverkbara

¹⁵¹ En närmare redogörelse för synpunkter lämnade av Ernst & Young, Grant Thornton och Montell & Partners samt för hur kalkylräntan fastställdes finns i bilaga 2 till beslutet för samtliga gasnätsföretag: https://www.ei.se/download/18.47f1872e1784b0a89d01cc01/1619181927405/Bilaga_2_Kalkylranta_WAC_C_naturgasforetag_2015_2018.pdf.

kostnader följer att alla de löpande kostnader som inte är opåverkbara betraktas som påverkbara. Av definitionen framgår således alla de kostnader som Ei i regleringen betraktat som opåverkbara. De opåverkbara kostnaderna ersättes enligt Ei:s metod i sin helhet. Gasnätsföretagen fick lämna en prognos för dessa kostnader innan tillsynsperioden och ett verkligt utfall efter tillsynsperioden.

Löpande påverkbara kostnader beräknades enligt metoden utifrån gasnätsföretagets historiska kostnader för åren 2009–2012¹⁵² och de reducerades med ett årligt generellt effektiviseringskrav på en procent. Ei tillämpade enbart ett generellt effektiviseringskrav eftersom det saknades underlag för att fastställa individuella effektiviseringskrav för varje enskilt gasnätsföretag. Samma krav, det vill säga ett generellt effektiviseringskrav på 1 procent, tillämpades i regleringen av elnätsföretagens intäktsramar för tillsynsperioden 2012–2015. Ei bedömde att det var rimligt att tillämpa det även för gasnätsföretagen. Mer om Ei:s metod för fastställande av löpande påverkbara kan läsas i rapporten [Energimarknadsinspektionen föreskrifter om intäktsramar för naturgasföretag](#)¹⁵³ där det bland annat framgår de kostnadsposter som Ei utgår från vid beräkning av kostnaderna. De uppgifter som naturgasföretagen ska lämna till Ei avseende löpande kostnader framgår av EIFS 2014:5.

3.1.3 Övriga regler och metoder för fastställande av gasnätsföretagens intäktsramar

Ei fastställer en intäktsram för respektive gasnätsföretag inför varje tillsynsperiod. Eftersom det inte går att veta alla uppgifter innan tillsynsperioden börjar, till exempel vilka investeringar gasnätsföretagen kommer att göra under tillsynsperioden, baserar Ei besluten inför tillsynsperioden på företagens prognoser. Prognoserna stäms av med faktiskt utfall efter tillsynsperiodens slut då Ei beslutar vilken intäktsram gasnätsföretaget har för tillsynsperioden. Den beslutade intäktsramen jämförs därefter med de intäkter som gasnätsföretagen tagit ut från sina kunder under den aktuella tillsynsperioden. Eventuella under- eller överuttag ökar respektive minskar gasnätsföretagens intäktsram för påföljande tillsynsperiod. Detta innebär att Ei som minst meddelar tre beslut för respektive tillsynsperiod: beslut inför tillsynsperioden, avvikelsebeslut som ökar eller minskar intäktsramen under tillsynsperioden och till sist ett beslut efter tillsynsperioden. Det är även möjligt att ompröva en intäktsram under tillsynsperioden. Det kan ske på begäran från gasnätsföretaget eller på Ei:s eget initiativ. Reglerna kring fastställelse, omprövning och avvikelse beskrivs i avsnitten nedan.

¹⁵² För Stockholm Gas AB tillämpades dock åren 2011–2012 då det saknades uppgifter om de övriga åren.

¹⁵³ EI R2014:11.

3.1.3.1 Regler om fastställande av intäktsram

Av 6 kap. 7–9 §§ naturgaslagen framgår att berörda naturgasföretag ska lämna in förslag till intäktsram till tillsynsmyndigheten tillsammans med de uppgifter som krävs för att Ei ska kunna pröva förslaget. Ei ska meddela beslut om intäktsram senast två månader innan tillsynsperioden börjar. I beslutet ska det anges vilka uppgifter och metoder som ligger till grund för beslutet. En tillsynsperiod ska vara fyra kalenderår, om det inte finns särskilda skäl för en annan tidsperiod.

Detaljerade anvisningar om vilka uppgifter som ska lämnas framgår av 3 kap. 1–16 §§ i föreskrift EIFS 2014:5. Vägledning om skäliga kostnader och rimlig avkastning framgår av föreskrift EIFS 2014:6. Därutöver finns det också ytterligare information i [Ei:s handbok](#)¹⁵⁴.

3.1.3.2 Omprövning av intäktsram

6 kap. 13–15 §§ naturgaslagen anger regler för när tillsynsmyndigheten kan ändra ett beslut om intäktsram under pågående tillsynsperiod. Det kan ske efter ansökan av ett gasnätsföretag om det finns omständigheter som bedöms medföra en väsentlig ökning av intäktsramen vid en omprövning (15 §) eller det annars finns särskilda skäl (13 §).

Vidare ska tillsynsmyndigheten också under tillsynsperioden ändra ett beslut om intäktsram (14 §) om

- gasnätsföretaget har lämnat oriktiga eller bristfälliga uppgifter som i mer än ringa omfattning har inverkat på intäktsramens storlek,
- beslutet har fattats på ett uppenbart felaktigt eller ofullständigt underlag och detta i mer än ringa omfattning har inverkat på intäktsramens storlek,
- tillgångar har överlåtits under tillsynsperioden och detta i väsentlig omfattning inverkat på intäktsramens storlek, eller
- det annars finns särskilda skäl.

6 kap. 15–17 §§ naturgaslagen innehåller regler för omprövning efter tillsynsperiodens slut. Ett gasnätsföretag får inom fyra månader efter tillsynsperiodens slut ansöka hos tillsynsmyndigheten om att intäktsramen för perioden ska ökas (15 §). Tillsynsmyndigheten ska ompröva ett beslut om intäktsram efter tillsynsperiodens slut, om det finns skäl att anta att ramen är större än vad som är motiverat av senare kända förhållanden och avvikelser inte är ringa (16 §). Ett beslut i frågan om ändring av intäktsramen ska meddelas senast tio månader efter tillsynsperiodens slut. Vid omprövning ska tillsynsmyndigheten

¹⁵⁴ <https://www.ei.se/download/18.5b0e2a2a176843ef8f59c5a1/1612275812163/Handbok-redovisning-int%C3%A4ktsram-naturgas-2019-2022.pdf>, hämtat 2021-12-03.

kontrollera om de antaganden som legat till grund för beslutet om intäktsram överensstämmer med det faktiska utfallet under perioden (17 §). Vid bedömningen ska tillsynsmyndigheten tillämpa 10–12 §§ (beräkning av intäktsram, skäligena kostnader och rimlig avkastning).

14 § punkt 2 intäktsramsförordningen för naturgas ger Ei föreskriftsrätt om vilka uppgifter som ska lämnas vid begäran om omprövning enligt naturgaslagens regler som redovisats här ovan. Av 4 kap. 1 § föreskrift EIFS 2014:5 framgår att en ansökan om omprövning av intäktsramen ska innehålla det belopp med vilket gasnätsföretaget föreslår ändring av intäktsramen samt de skäl och uppgifter som åberopas till stöd för ändringen. Naturgaslagen är tydlig med att omprövningen ska följa samma metod som när intäktsramen beslutades. Detta gör att det inte finns behov av att ytterligare ange detaljer genom föreskrift, och föreskriften behandlar därför frågan kortfattat.

3.1.3.3 Avvikelse av intäktsram

Naturgaslagen anger slutligen, 6 kap. 19–20 §§, att om ett naturgasföretags samlade intäkter under tillsynsperioden har avvikit från intäktsramen, ska det belopp med vilket intäkterna överstigit eller understigit intäktsramen minska respektive öka ramen för den påföljande tillsynsperioden.

Har naturgasföretagets samlade intäkter överstigit intäktsramen med mer än fem procent, ska ett överdebiteringstillägg minska intäktsramen för den påföljande tillsynsperioden (20 §). Beräkningen av överdebiteringstillägget ska grundas på den del av intäkterna som överstiger intäktsramen. Överdebiteringstillägget ska beräknas efter en räntesats som motsvarar den genomsnittliga referensräntan under tillsynsperioden enligt räntelagen (1975:635) med ett tillägg av femton procentenheter.

3.1.3.4 Hantering av anslutningsavgifter

För att gasnätsföretagen inte ska få dubbla ersättningar för anläggningar där anslutningsavgifter betalats av kunderna ska de samlade intäkter som naturgasföretaget högst får uppbära minskas med ett belopp som motsvarar naturgasföretagets intäkter från anslutning till naturgasledning och andra anläggningar under tillsynsperioden, i den utsträckning intäkterna härrör från tillgångar som ingår i kapitalbasen. Detta framgår av 6 kap. 10 § naturgaslagen och 4 § intäktsramsförordningen för naturgas som ger Ei rätt att meddela föreskrifter om hur detta ska beräknas.

Enligt 4–5 §§ EIFS 2014:6 ska intäktsramen minskas med ett belopp som motsvarar de sammanlagda intäkter som ett gasnätsföretag erhåller från anslutningar under tillsynsperioden. Detta gäller anslutningar som utförts både före och under tillsynsperioden. Ett förtydligande finns i 3 kap. 16 § EIFS 2014:5 som anger att

gasnätsföretag i sin ansökan om intäktsram ska ange såväl de anslutningsavgifter som kommer att intäktsföras under tillsynsperioden och som avser inkomster som uppkommit innan tillsynsperioden, som de inkomster från anslutningsavgifter som prognostiseras inkomma under tillsynsperioden.

Regelverket innebär således att avdragsberäkningen tar hänsyn till anslutningsinkomster före tillsynsperioden och anslutningsinkomster som förväntas tillkomma under tillsynsperioden. Dessa inkomster ska periodiseras och avdrag från beräknad intäktsram sker med det belopp som intäktsförts. För äldre anslutningsinkomster som helt intäktsförts före tillsynsperiodens början sker inget avdrag.

Hanteringen av anslutningsavgifter i gasnätsregleringen skiljer sig därmed från elnätsregleringen där det inte sker något avdrag av anslutningsavgifterna mot den beräknade intäktsramen.

3.1.4 Domstolsprocesser för perioden 2015–2018

Inför tillsynsperioden fattade Ei beslut om intäktsramar för alla gasnätsföretag¹⁵⁵. Intäktsramarna fastställdes med utgångspunkt i de regler och metoder som beskrivits i avsnitt 3.1.

Fyra av nio beslut överklagades till Förvaltningsrätten i Linköping. De frågor som överklagades var

- kalkylräntans nivå (som Ei fastställt till 6,26 procent),
- nivån på löpande påverkbara kostnader med hänvisning till företagsspecifika förhållanden som borde beaktats och
- avskrivningstiden för ledningar i transmissionsnät (som Ei fastställt till 65 år).

Förvaltningsrätten fastställde kalkylräntan till 6,82 procent genom att förlänga tidsperspektivet för den riskfria räntan i WACC-metoden.¹⁵⁶ Angående nivån för påverkbara kostnader så beslutade domstolen om en högre nivå för de två företagen som överklagat.¹⁵⁷ Även begäran om en höjd avskrivningstid till 90 år för transmissionsledningarna bifölls av domstolen.¹⁵⁸

¹⁵⁵ Besluten berörde totalt 9 redovisningsenheter, men 7 företag. Swedegas har två redovisningsenheter (transmission respektive lagring) och Stockholm gas har två (distribution respektive förgasning).

¹⁵⁶ Besluten berörde Eon Gas (som senare bytt namn till Weum), Göteborg Energi Gasnät och Swedegas (lagring och transmission).

¹⁵⁷ Besluten berörde Gbg Energi Gasnät där Ei under processen medgivit detta och Eon Gas där domstolen beslutade om en högre nivå.

¹⁵⁸ Beslutet berörde endast Swedegas (transmission). Kammarrätten refererade i sitt beslut till konsultrapporter som Swedegas och Ei tagit fram:

https://www.ei.se/download/18.47f1872e1784b0a89d01cb33/1619181875938/Swedegas_AB_Transmission_bilaga_9.pdf.

Ei överklagade förvaltningsrättens dom på samtliga punkter till Kammarrätten i Jönköping. Ei begärde också att kammarrätten skulle anlita en sakkunnig vid behandlingen av ärendet. Även två gasnätsföretag överklagade domen.¹⁵⁹

Kammarrätten biföll Ei:s yrkande att påverkbara kostnader inte skulle justeras, men avslag Ei:s yrkande om att kammarrätten skulle anlita en sakkunnig.

För avkastningsräntan fastställde kammarrätten en ny metod för beräkning av kalkylräntan, BNP-metoden¹⁶⁰, och återförvisade målen till Ei för ny beräkning i enlighet med kammarrättens metod. Eftersom företagen överklagat olika parametrar vad gäller kalkylräntan så fick Ei fastställa kalkylränta till olika nivåer för företagen.¹⁶¹

Inget företag överklagade de beslut som Ei meddelade efter återförvisning (besluten togs under 2018). Ei överklagade dock kammarrättens domar till högsta förvaltningsdomstolen som inte meddelande prövningstillstånd.

De omprövningsbeslut Ei meddelade efter tillsynsperiodens slut och eventuella avvikelsebeslut överklagades inte av något gasnätsföretag.

3.2 Intäktsramsreglering för tillsynsperioden 2019–2022

Samma regelverk som tillämpades för att fastställa gasnätsföretagens intäktsramar avseende tillsynsperioden 2015–2018 gällde även för tillsynsperioden 2019–2022. Det gjordes enbart några få justeringar av Ei:s metoder och parametrar och de redogör vi för nedan.

3.2.1 Ei:s metod för beräkning av kapitalkostnader

Kapitalförslitningen beräknades i enlighet med de avskrivningstider som tillämpades för föregående tillsynsperiod med hänsyn till domstolsutslag, se Tabell 6 nedan. Detta medförde att avskrivningstiden för transmissionsledningar utökades till 90 år.

¹⁵⁹ Det gällde nivån på påverkbara kostnader (Eon Gas) samt nivån på kalkylräntan (Eon Gas och Swedegas) samt avskrivningstiden för transmissionsledningar (Swedegas).

¹⁶⁰ Se bilaga 6, kalkylränta avseende tillsynsperioden 2016–2019 elnätsregleringen, sida 8-11 om den riskfria räntan och BNP-metoden:
<https://www.ei.se/download/18.21a2aa941784b0229b721dbc/1619175502976/Bilaga-6-Kalkylr%C3%A4nta-avseende-tillsynsperioden-2016-2019.pdf>.

¹⁶¹ Eon Gas och Swedegas (lagring och transmission) fick en kalkylränta på 6,91 % och Göteborg Energi Gas fick en kalkylränta på 7,02 %. Ei:s beslut och kammarrättens domar finns att tillgå på Ei:s webbplats, denna länk: <https://www.ei.se/bransch/reglering-av-natverksamhet/reglering---naturgasverksamhet/gasnatsforetagens-intaktsramar-2015-2018/beslut-och-bilagor-gasnatsforetagens-intaktsramar-2015-2018?folder=19.47f1872e1784b0a89d01cab4&sv.url=12.5d6370d1784af9360f1d03b>.

Tabell 6. Avskrivningstider för tillsynsperiod 2019–2022

Anläggningskategorier	Avskrivningstid
Transmissionsledningar	90 år
Distributionsledningar	50 år
Mät- och reglerstationer, transmission	40 år
Mät- och reglerstationer, distribution	20 år
Mätare, transmission	25 år
Mätare, distribution	12 år
Stödsystem och system för övervakning	8 år
Lagerutrymme	50 år
Kompressor för lager	40 år
Anläggningar som används för förgasning och kondensering med mera	25 år

Vid fastställande av kalkylräntan användes samma metod som för föregående reglerperiod, det vill säga en WACC med CAPM-ansats där varje parameter bedömdes separat. Detta skedde dock med hänsyn till den praxis som framkommit från domstolsprocesserna från den första tillsynsperioden, som bland annat fastslog att den riskfria räntan skulle bestämmas med BNP-metoden. Vidare kan nämnas att en särskild riskpremie på 1,5 procent tillämpades. Den slutliga kalkylräntan för tillsynsperioden 2019–2022 fastställdes till 6,52 procent. En närmare beskrivning av hur parametrarna i WACC bestämdes finns i bilaga till besluten¹⁶².

3.2.2 Ei:s metod för beräkning av löpande kostnader

Ei tillämpade i princip samma metod för fastställande av löpande påverkbara kostnader även för tillsynsperioden 2019–2022. Det enda som ändrades var de historiska åren som användes som utgångspunkt och de ändrades från 2009–2012 till 2013–2016.

Även för denna tillsynsperiod saknades underlag för att fastställa individuella effektiviseringskrav för varje enskilt gasnätsföretag och därför tillämpade Ei återigen ett generellt årligt effektiviseringskrav på 1 procent.

3.2.3 Domstolsprocesser för perioden 2019–2022

Inför tillsynsperioden 2019–2022 fattade Ei beslut om intäktsramar för nio redovisningsenheter, vilka var samma företag och redovisningsenheter som föregående tillsynsperiod. Fyra redovisningsenheter överklagade Ei:s beslut till

¹⁶² https://www.ei.se/download/18.765ba991784b13246f1e49e/1619181961563/Bilaga_4_Kalkylranta_för_tillsynsperioden_2019-2022.pdf.

Förvaltningsrätten i Linköping¹⁶³. Överklagandena gällde avskrivningstider för distributionsledningar och mät- och reglerstationer.

I förvaltningsrätten medgav Ei gasnätsföretagens begäran om ändrade avskrivningstider för distributionsledningar (från 50 till 90 år) och mät- och reglerstationer (från 20 år till 40 år) efter att bland annat genomfört en egen utredning om avskrivningstider¹⁶⁴. De nya avskrivningstiderna¹⁶⁵ som slutligen kom att gälla för tillsynsperioden utökades därmed något.

Förvaltningsrätten återförvisade målen till Ei för nya beräkningar med de nya avskrivningstiderna.¹⁶⁶ Ei fastställde nya intäktsramar i januari 2020 som sedan vann laga kraft. Eftersom nivån på kalkylräntan inte överklagades av något företag så blev domstolsprocessernas omfattning relativt begränsad. Som framgått i avsnitt 3.2.1 bestämdes kalkylräntan i enlighet med utfallet från den första tillsynsperioden, vilket innebar att metoden för beräkning av kapitalkostnader inte förändrades. Vissa ingående parametrar i kalkylräntan justerades dock med hänsyn till aktuella förutsättningar avseende inflation, skattesats med mera. Den beslutade kalkylräntan kom därför att bli något lägre (6,52 procent) än föregående tillsynsperiod, men accepterades av samtliga gasnätsföretag.

3.3 Sammanställning över utvecklingen av gasnätsregleringen under perioden 2015–2022

I detta avsnitt redovisar vi en sammanställning över de huvudsakliga metoder och parametrar som tillämpades vid fastställande av intäktsramar för gasnätsföretagen inför respektive tillsynsperiod. En del av dessa metoder och parametrar är reglerade i regelverket och en har bestämts av Ei vilket också framgår av sammanställningen.

Sammanställningen är uppdelad utifrån de olika beståndsdelarna som ingår i intäktsramen och redovisas i två tabeller. Sammanställningen ger en bild av

¹⁶³ Göteborgs Energi Gasnät AB, Weum Gas AB (fd Eon) och Öresundskraft AB överklagade avskrivningstiderna för distributionsledningar och mät- och reglerstationer. Krafringen överklagade avskrivningstiden för distributionsledningar. Swedegas (både lagring och transmission) överklagade först (utan att ange närmare yrkanden) men drog sedan tillbaka sitt överklagande.

¹⁶⁴ Swecos rapport "Avskrivningstider i regleringen för naturgasföretag" från mars 2019, ärendenummer 2019–100402.

¹⁶⁵ Varberg energi gas och Stockholm gasnät överklagade inte varför besluten för dessa företag stannade på 50 år för distributionsledningar och 20 år för mät- och reglerstationer.

¹⁶⁶ Samtliga beslut och överklaganden finns på Ei: webbsida, se REN 606 (Göteborgs Energi), REN 598 (Weum), REN 859 (Öresundskraft) och REN 887 (Krafringen): <https://www.ei.se/bransch/reglering-av-natverksamhet/reglering---naturgasverksamhet/gasnatsforetagens-intaktsramar-2019-2022/beslut-och-bilagor-gasnatsforetagens-intaktsramar-2019-2022?folder=19.765ba991784b13246f1e488&sv.url=12.5d6370d1784af9360f1d038>, hämtat 2021-12-02.

utvecklingen på en övergripande nivå och mer detaljerade beskrivningar finns tidigare i denna rapport.

3.3.1 Kapitalkostnader

Av Tabell 7 nedan framgår de huvudsakliga metoder och parametrar som tillämpades vid beräkning av kapitalkostnader för respektive tillsynsperiod.

Tabell 7. Metoder och parametrar för beräkning av kapitalkostnader

Tillsynsperiod	2015–2018	2019–2022
Metoder för nuanskaffningsvärdering av anläggningar som ingår i kapitalbasen	1. Ursprungligt anskaffningsvärde 2. Ursprungligt bokfört värde 3. Annat skäligt värde <i>Reglerades i 7–8 §§ Förordning (2014:35) om fastställande av intäktsram på naturgasområdet</i>	1. Ursprungligt anskaffningsvärde 2. Ursprungligt bokfört värde 3. Annat skäligt värde <i>Reglerades i 7–8 §§ Förordning (2014:35) om fastställande av intäktsram på naturgasområdet</i>
Metod för fördelning av kapitalkostnader över tid	Real linjär metod <i>Reglerades i 10 § förordning (2014:35) om fastställande av intäktsram på naturgasområdet</i>	Real linjär metod <i>Reglerades i 10 § förordning (2014:35) om fastställande av intäktsram på naturgasområdet</i>
Ekonomisk avskrivningstid i regleringen	8 år, 12 år, 20 år, 25 år, 40 år, 50 år och 65 år <i>Ei:s metod</i>	8 år, 12 år, 20 år, 25 år, 40 år, 50 år och 90 år <i>Ei:s metod</i>
Index för hantering av förändring i prisläget (kapitalbasen)	Entreprenadindex E84 <i>Reglerades i 9 § förordning (2014:35) om fastställande av intäktsram på naturgasområdet och EIFS 2014:6</i>	Entreprenadindex E84 <i>Reglerades i 9 § förordning (2014:35) om fastställande av intäktsram på naturgasområdet och i EIFS 2014:6</i>
Kalkylränta som Ei tillämpade i fastställandebeslut inför perioden	Real kalkylränta före skatt 6,26 procent bestämdes utifrån WACC och CAPM <i>Ei:s metod</i>	Real kalkylränta före skatt 6,52 procent bestämdes utifrån WACC och CAPM <i>Ei:s metod</i>

3.3.2 Löpande kostnader

Av Tabell 8 nedan framgår de huvudsakliga metoder och parametrar som tillämpades vid beräkning av löpande påverkbara och opåverkbara kostnader för respektive tillsynsperiod.

Tabell 8. Metoder och parametrar för beräkning av löpande kostnader

Tillsynsperiod	2015–2018	2019–2022
Löpande påverkbara kostnader		
Utgångspunkt för beräkning av löpande påverkbara kostnader	Historiska kostnader 2009–2012 <i>Ei:s metod för beräkning men vilka kostnader som ska anses som påverkbara reglerades i EIFS 2014:6</i>	Historiska kostnader 2013–2016 <i>Ei:s metod för beräkning men vilka kostnader som ska anses som påverkbara reglerades i EIFS 2014:6</i>
Index för hantering av förändring i prisläget (löpande påverkbara kostnader)	Konsumentprisindex (KPI) enligt förordningen (2001:100) om den officiella statistiken <i>Reglerades i EIFS 2014:6</i>	Konsumentprisindex (KPI) enligt förordningen (2001:100) om den officiella statistiken <i>Reglerades i EIFS 2014:6</i>
Effektiviseringskrav (årligt)	Generellt effektiviseringskrav 1 procent <i>Ei:s metod</i>	Generellt effektiviseringskrav 1 procent <i>Ei:s metod</i>
Löpande opåverkbara kostnader		
Metod för fastställande	Prognos inför och avstämning efter tillsynsperioden <i>Ei:s metod</i>	Prognos inför och avstämning efter tillsynsperioden <i>Ei:s metod</i>
Kostnader som betraktades som opåverkbara	1. kostnader för överliggande gasnät, 2. kostnader för elnät, 3. kostnader för myndighetsavgifter, 4. kostnader för nätförluster, 5. kostnader för skatter enligt lagen (1994:1776) om skatt på energi och 6. kostnader för skatter enligt lagen (1984:1052) om statlig fastighetsskatt. <i>Ei:s metod</i>	1. kostnader för överliggande gasnät, 2. kostnader för elnät, 3. kostnader för myndighetsavgifter, 4. kostnader för nätförluster, 5. kostnader för skatter enligt lagen (1994:1776) om skatt på energi och 6. kostnader för skatter enligt lagen (1984:1052) om statlig fastighetsskatt. <i>Ei:s metod</i>

Såsom vi beskrivit tidigare i denna rapport har Ei:s beslut om intäktsramar både för tillsynsperioden 2015–2018 och 2019–2022 varit föremål för domstolsprövning. Kalkylräntan som tillämpades av Ei inför tillsynsperioden 2015–2018 ändrades genom domstolsbeslut och blev slutligen 6,82 procent i stället för 6,26 procent som Ei tillämpade i sina beslut och som vi redovisar i Tabell 7. Det har förstås påverkat storleken på de intäktsramar som Ei hade fastställt inför perioden och hur stor påverkan dessa ändringar innebar redovisar vi i kapitel 6 och 8. Kalkylräntan som Ei tillämpade tillsynsperioden 2019–2022 ändrades inte genom domstolsbeslut då inget av gasnätsföretagen överklagade Ei:s beslut och kom därför att fastställas till 6,52 procent.

4 Elnätsföretagen och ekonomisk utveckling för perioden 2012–2020

Sedan avregleringen av elmarknaden 1996 har elnätsföretagen varit skyldiga att årligen upprätta en årsrapport för nätverksamheten. De övergripande reglerna om årsrapporter framgår av 3 kap. ellagen (1997:857) och mer detaljerade regler framgår dels av förordningen om redovisning av nätverksamhet (1995:1145) som beslutats av regeringen, dels av Ei:s föreskrifter och allmänna råd om redovisning av nätverksamhet (EIFS 2012:4). Årsrapporten ska, förutom en ekonomisk särredovisning av nätverksamheten, innehålla en särskild rapport med tekniska uppgifter. Årsrapporten bygger på i huvudsak samma principer som aktiebolag använder för att upprätta årsredovisning enligt årsredovisningslagen (1995:1554). Elnätsföretagets styrelse ska skriva under årsrapporten och den ekonomiska särredovisningen ska granskas av en revisor som ska skriva ett revisorsintyg.

Redovisning av nätverksamhet sker inte på företagsnivå utan delas upp i så kallade redovisningsenheter. Av 3 kap. 2 § ellagen, framgår att nätverksamhet ska redovisas skilt från annan verksamhet i företaget. Av 2 § i förordningen¹⁶⁷ framgår vidare att den som bedriver nätverksamhet måste upprätta en årsrapport för varje år. I årsrapporten ska redovisningsenhetens samtliga intäkter, kostnader, tillgångar, skulder och eget kapital som är knutna till elnätsverksamheten redovisas. Mer detaljerad information om vilka uppgifter som företagen redovisar i årsrapporten framgår av föreskrifterna¹⁶⁸.

Ett elnätsföretag kan ha en eller flera redovisningsenheter. Varje redovisningsenhet kan omfatta en eller flera områdeskoncessioner. Företag som har flera områdeskoncessioner ska enligt 3 kap. 3 § ellagen redovisa dessa samlat i en redovisningsenhet, under förutsättning att områdena är geografiskt näraliggande och att de sammantaget inte utgör en olämplig enhet. Uppfyller företaget dessa förutsättningar är Ei skyldig att fatta ett beslut om samredovisning.

I det här kapitlet presenteras och analyseras elnätsföretagen och dess ekonomiska utveckling av intäkter och kostnader samt investeringar i elnäten under perioden 2012–2020. Uppgifterna i detta kapitel omfattar huvudsakligen lokal- och regionnätsföretagen. Transmissionsnätsföretagen ingår inte i de flesta av analyserna då de i sina årsrapporter inte redovisar exakt samma uppgifter, vilket gör att uppgifterna inte är jämförbara. Transmissionsnätsföretag ingår således

¹⁶⁷ Förordningen om redovisning av nätverksamhet (1995:1145).

¹⁶⁸ Energimarknadsinspektionens (Ei) föreskrifter och allmänna råd om redovisning av nätverksamhet (EIFS 2012:4).

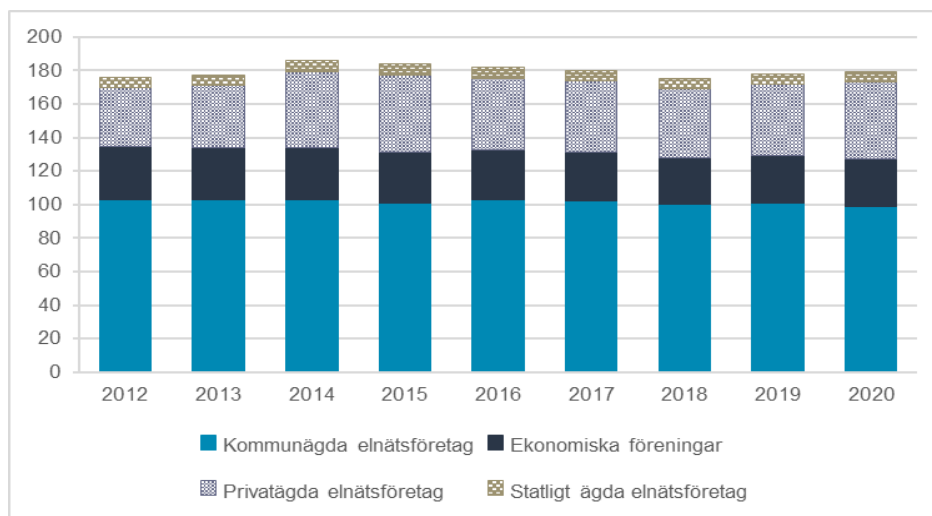
enbart i några få analyser där det finns jämförbara uppgifter och om så är fallet anger vi detta i texten.

Analyserna redovisas samlat för lokal- och regionnäten. Vissa analyser delas även upp på ägandestruktur såsom ekonomiska föreningar, kommunägda, statligt ägda och privatägda företag. I analyserna för utvecklingen utgår vi, om inget annat anges, från de uppgifter företagen rapporterat in via sina årsrapporter och uppgifterna är följaktligen i respektive års prisnivå. Årsrapportsdata som analyserna bygger på avser företagens redovisningsenheter och utgår således från redovisningsenhetens nivå. Observera även att företag som tillämpar brutet räkenskapsår för år 2020¹⁶⁹ inte finns med i den årsrapportsdata som analyserna bygger på.

4.1 Elnätsföretagen och deras ägandeformer

Figur 4 nedan visar antalet elnätsföretag i det svenska elnätet fördelat på ägandestruktur, såsom ekonomiska föreningar, kommunägda, statligt ägda och privatägda företag.

Figur 4. Antal lokal- och regionnätstföretag fördelade på olika ägandeformer under åren 2012–2020



Källa: Ei.

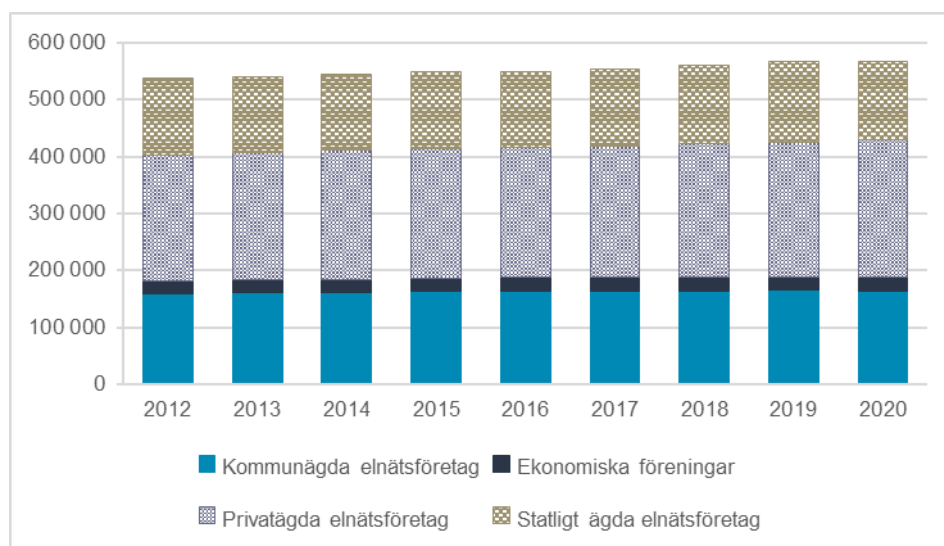
Största andelen av elnätsföretagen är kommunägda och har till antalet varit relativt konstant för hela perioden 2012–2020. Näst störst till antalet är de privatägda elnätsföretagen som minskat något till antalet på senare år men har totalt ökat till antalet sedan 2012. Antalet ekonomiska föreningar har däremot stadigt minskat under tidsperioden 2012–2020 och antalet statligt ägda elnätsföretag har varit relativt konstant. En av anledningarna till att antalet elnätsföretag kan minska är

¹⁶⁹ Avser VindIn Elnät AB, Sturefors Eldistribution AB och Skyllbergs Bruks AB vars påverkan på analyserna är ytterst marginell för resultaten.

att företag köper upp eller tar över andra företag. Att antalet kan öka beror främst på tillkomsten av mindre nät till och från enskilda vindkraftsanläggningar.

Figur 5 nedan visar utvecklingen av ledningslängden i kilometer för lokal- och regionnätstföretagen fördelat på ägandeform för åren 2012–2020.

Figur 5. Lokal- och regionnätstföretagens ledningslängd i kilometer fördelade på olika ägandeformer under åren 2012–2020

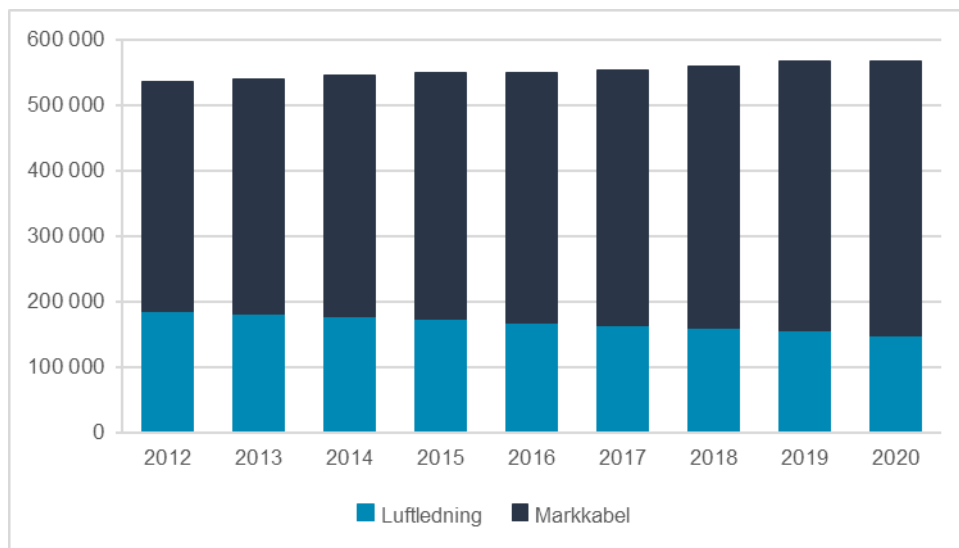


Källa: Ei.

De privatägda företagen äger största mängden ledning sett till antalet kilometer och äger över 40 procent av det totala nätet i Sverige. Av dessa 40 procent ägs majoriteten av de privatägda företagens nät år 2020 av Eon (som äger 140 278 kilometer ledning vilket motsvarar cirka 58 procent) och Ellevio (som äger 78 533 kilometer ledning vilket motsvarar cirka 33 procent), vilket innebär att Eons och Ellevios nät tillsammans utgör 91 procent av de privatägda företagens ledningslängd. De kommunägda och statligt ägda företagen äger cirka 29 respektive 24 procent av ledningarna i nätet. Av de statligt ägda företagen ägs majoriteten av ledningarna år 2020 av Vattenfall som äger 128 132 kilometer ledning vilket motsvarar cirka 93 procent av de statligt ägda företagens ledningslängd. De ekonomiska föreningarna äger endast cirka 4 procent av den totala ledningslängden. Från 2012 till 2020 har ledningslängden totalt sett ökat med cirka 30 000 kilometer (från 536 883 kilometer till 567 467 kilometer) vilket motsvarar en ökning med cirka 5,7 procent.

Figur 6 nedan visar utvecklingen av ledningslängden i kilometer för lokal- och regionnätstföretagen fördelat på luftledning och markkabel för åren 2012–2020.

Figur 6. Lokal- och regionnätets ledningslängd i kilometer fördelade på luftledning och markkabel under åren 2012–2020

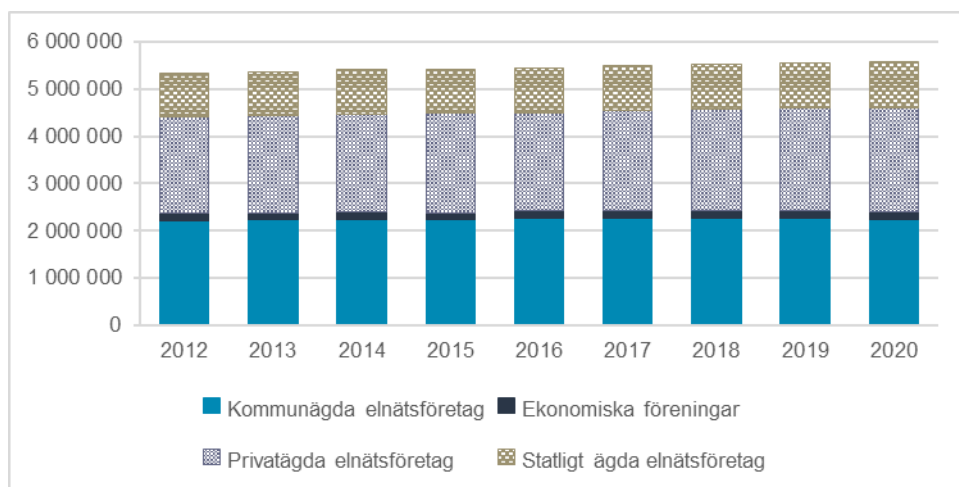


Källa: Ei.

Ledningslängden för markkabel har under perioden 2012–2020 ökat från 351 363 kilometer till 419 783 kilometer vilket motsvarar en ökning med cirka 19,5 procent. Ledningslängden för luftkabel däremot har minskat från 185 520 kilometer till 147 684 kilometer vilket motsvarar en minskning med cirka 20,4 procent. Andelen markkabel i elnätet har ökat från att utgöra cirka 65,4 procent år 2012 till att utgöra cirka 74,0 procent av den totala ledningslängden 2020.

Figur 7 nedan visar antalet abonnemang i uttagspunkt för lokal- och regionnäten fördelat på ägandeformerna ekonomisk förening, kommunägda, statligt ägda och privatägda företag för åren 2012–2020.

Figur 7. Lokal- och regionnätets antal uttagspunkter fördelade på olika ägandeformer under åren 2012–2020

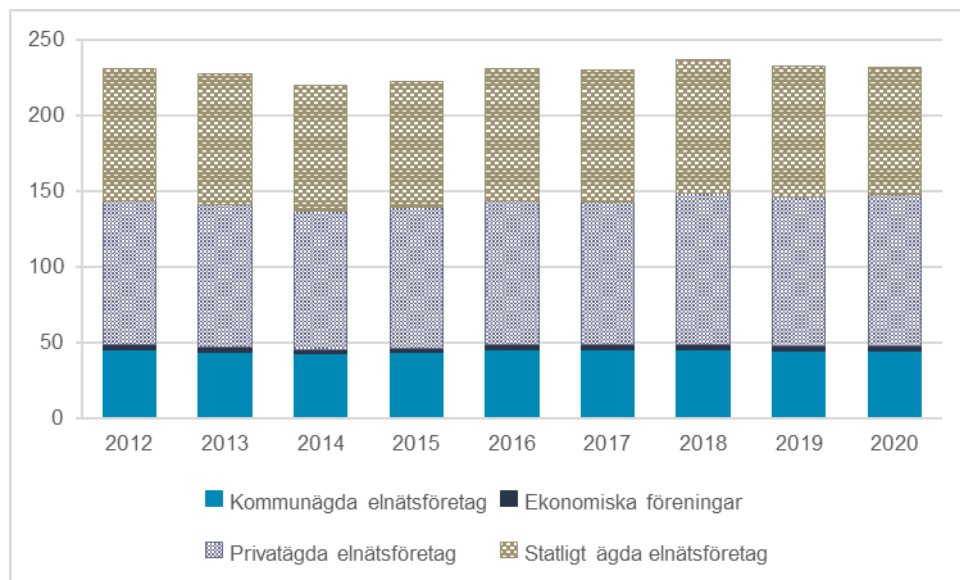


Källa: Ei.

Figuren visar andelen uttagspunkter som tillhör respektive ägandeform. De kommunägda elnätsföretagen har 2020 flest antal uttagspunkter, lite över 40 procent av alla uttagspunkter i Sverige. De privatägda elnätsföretagen har strax under 40 procent av antalet uttagspunkter i nätet och innehar därmed den näst högsta andelen. Av dessa 40 procent innehas majoriteten av de privatägda företagens uttagspunkter år 2020 av Eon (som har 1 038 585 uttagspunkter, vilket motsvarar cirka 47 procent) och Ellevio (som har 966 545 uttagspunkter, vilket motsvarar cirka 44 procent). Det innebär att Eon och Ellevio tillsammans har 91 procent av de privatägda företagens uttagspunkter. De statligt ägda företagen står för cirka 17 procent av antalet uttagspunkter i nätet och av dessa innehar Vattenfall 898 000 uttagspunkter vilket motsvarar cirka 93 procent av de statligt ägda företagens uttagspunkter. De ekonomiska föreningarna står för cirka 3 procent av antalet uttagspunkter och utgör även i denna jämförelse den minsta ägandeformen. Under tidsperioden 2012–2020 har antalet uttagspunkter ökat för samtliga ägandeformer och totalt sett ökat med cirka 239 000 uttagspunkter från år 2012 (från 5 341 003 uttagspunkter till 5 580 377).

Figur 8 nedan visar utvecklingen av lokal- och regionnätsföretagens överförda energi i form av utmatad energi fördelat på olika ägandeformer under åren 2012–2020.

Figur 8. Lokal- och regionnätsföretagens överförda energimängd i terawattimme fördelade på olika ägandeformer under åren 2012–2020



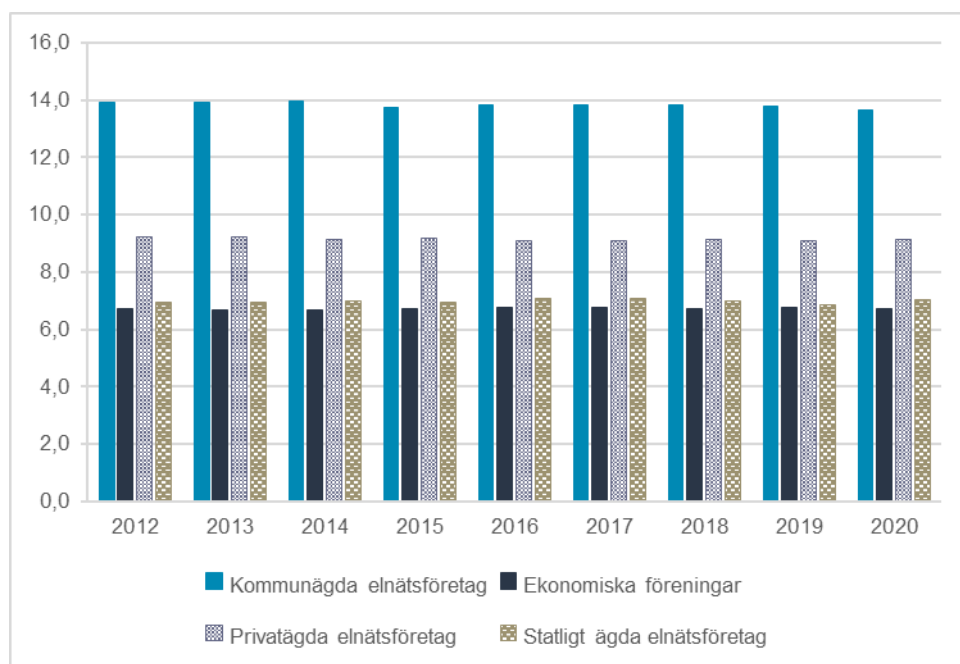
Källa: Ei.

Privatägda elnätsföretag står för den största mängden överförd energi, 100,6 TWh under 2020. Därefter kommer statligt ägda elnätsföretag som 2020 överfört 83,5 TWh och kommunägda elnätsföretag som 2020 överfört 44,6 TWh. Ekonomiska föreningarna står för den minsta mängden överförd energi, 3,0 TWh

under 2020. Mängden överförd energi har varierat under perioden mellan 220,1 TWh per år och 236,9 TWh per år. I sammanhanget är det viktigt att beakta att mängden överförd el också har ett visst samband med till exempel hur årets väder är, speciellt hur mild eller kall vintern är. Exempelvis var vädret 2014 och 2015 generellt sett varmt¹⁷⁰ och mängden överförd energi blev därmed mindre dessa år. År 2018 var vintern däremot kall¹⁷¹ och mängden överförd energi var då som störst.

Figur 9 nedan visar kundtäteten mätt genom antal uttagspunkter dividerat med ledningslängd för de olika ägandestrukturerna i det svenska elnätet uppdelade på ekonomiska föreningar, kommunägda, statligt ägda och privatägda företag. Kundtäteten visar således antal uttagspunkter per kilometer ledning.

Figur 9. Lokal- och regionnätetsföretagens kundtätet, mätt genom antal uttagspunkter dividerat med ledningslängd fördelade på olika ägandeformer under åren 2012–2020



Källa: Ei.

Figur 9 visar att kundtäteten i det svenska elnätet varit relativt stabil under perioden med små rörelser mellan åren. De kommunägda företagen har tätast nät med cirka 14 uttagspunkter per kilometer ledning medan ekonomiska föreningar och de statligt ägda företagen har glesast nät med cirka 7 uttagspunkter per kilometer ledning. De privatägda företagen har cirka 9 uttagspunkter per kilometer

¹⁷⁰ SMHI. Årets och årstidernas väder och vatten. <https://www.smhi.se/klimat/klimatet-da-och-nu/arets-vader?query=&searchSortField=relevance#>, hämtat 2021-11-30.

¹⁷¹ SMHI. Årets och årstidernas väder och vatten. <https://www.smhi.se/klimat/klimatet-da-och-nu/arets-vader?query=&searchSortField=relevance#>, hämtat 2021-11-30.

ledning vilket är något glesare än den genomsnittliga kundtätheten för alla ägandeformer för år 2020.

De kommunägda elnätsföretagen är flest till antalet och har flest antal uttagspunkter men är i mellanskiktet sett till ledningslängden vilket innebär att de har högsta antalet kunder per kilometer ledning. De ekonomiska föreningarna däremot är i mellanskiktet när det kommer till antalet företag men har lägst andel ledning och uttagspunkter, vilket leder till att de har lägst antal uttagspunkter per kilometer ledning. Till antalet tillhör de privatägda elnätsföretagen också mellanskiktet men är störst sett till ledningslängd och innehar nästan 40 procent av antalet uttagspunkter, vilket gör att antalet uttagspunkter per kilometer ledning hamnar ungefär i mitten i denna jämförelse. De statligt ägda elnätsföretagen är dock minst till antalet och i mellanskiktet vad gäller ledningslängd och antal uttagspunkter vilket leder till att de har näst lägsta antalet uttagspunkter per kilometer ledning av alla ägandeformer.

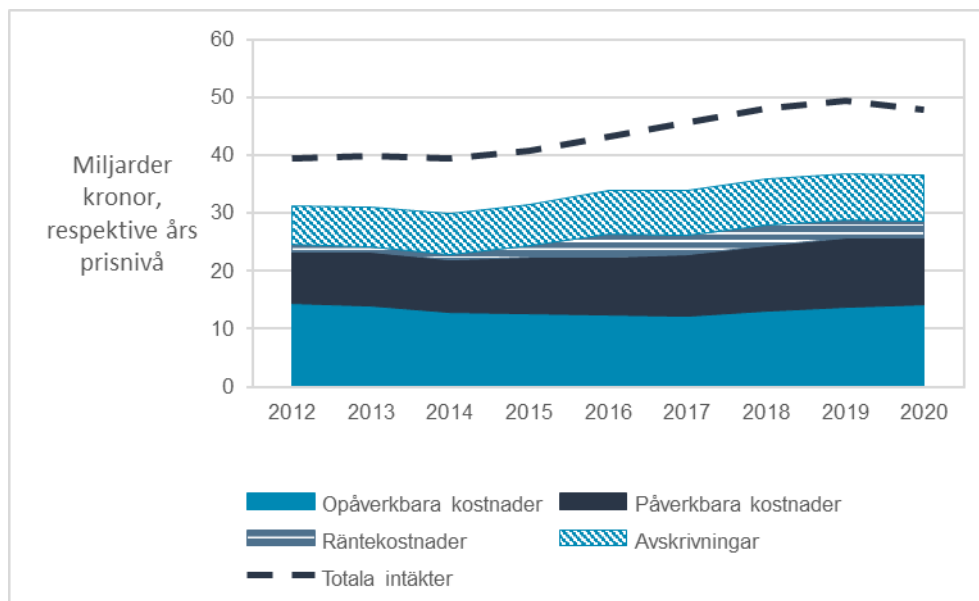
4.2 Utveckling av lokal- och regionnätsföretagens kostnader och intäkter

Ei:s beslut om intäktsram styr nivån på elnätsföretagens intäkter. Som vi har beskrivit i kapitel 2 ska intäktsramen täcka skäliga kostnader för att bedriva nätverksamheten och ge en rimlig avkastning på det kapital som krävs för att bedriva verksamheten. Med kostnader avses här kapitalkostnader och löpande kostnader (påverkbara och opåverkbara). Notera dock att kapitalkostnader som beräknas i regleringen inte nödvändigtvis motsvarar de kostnader som redovisas i årsrapporten.

Regleringen med intäktsramar med mera ska samtidigt säkerställa att de elnätstariffer som kunderna får betala är skäliga. Mot denna bakgrund är det relevant att analysera den utveckling av elnätsföretagens intäkter och kostnader som de redovisar i sina årsrapporter. I detta avsnitt analyserar vi utvecklingen under perioden 2012–2020.

Figur 10 nedan visar den årliga utvecklingen av lokal- och regionnätsföretagens aggregerade intäkter, påverkbara kostnader, opåverkbara kostnader, räntekostnader samt avskrivningar för perioden 2012–2020. Uppgifterna redovisas i respektive års prisnivå och ingen hänsyn har tagits till effektiviseringskraven eller incitamenten.

Figur 10. Utvecklingen av lokal- och regionnätetsföretagens totala intäkter, påverkbara kostnader, opåverkbara kostnader, räntekostnader och avskrivningar för perioden 2012–2020



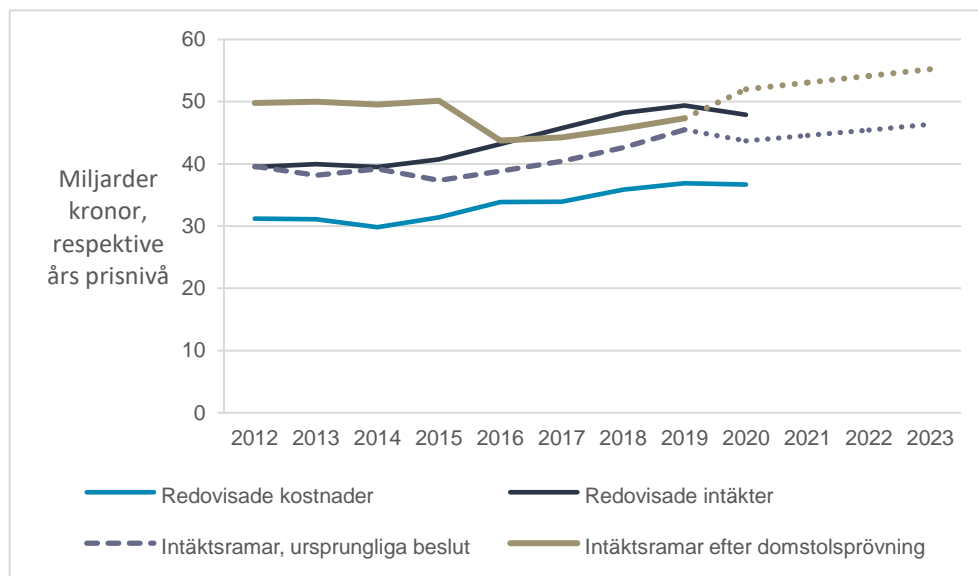
Källa: Ei.

Figuren visar att intäkterna har ökat successivt sedan 2012, med undantag för år 2014 och 2020 där de totala intäkterna för lokal- och regionnätetsföretagen minskade marginellt. Totalt har dock intäkterna ökat med cirka 21,2 procent över hela perioden 2012–2020. Figuren visar vidare att de opåverkbara kostnaderna pendlat upp och ned genom åren där de minskade under perioden 2012–2017 men från och med 2018 har börjat öka. En förklaring till att de opåverkbara kostnaderna pendlat mellan åren är att dessa till stor del påverkas av vädret som påverkar mängden överförd energi. De påverkbara kostnaderna har successivt ökat sedan 2012 med undantag för 2014 då de påverkbara kostnaderna minskade något.

Figuren visar vidare att avskrivningarna har ökat successivt sedan 2012. Räntekostnaderna har i sin tur pendlat upp och ned under åren men har totalt sett ökat under perioden 2012–2020. Totalt har dock kostnaderna ökat över hela perioden 2012–2020 med cirka 17,4 procent.

Figur 11 nedan jämför på total nivå elnätetsföretagens kostnader och intäkter som presenterats i Figur 10 ovan men också med data från regleringen i form av intäktsramar, både ursprungliga beslut från Ei och utfall efter domstolsprövning.

Figur 11. Jämförelse mellan årliga intäktsramar, ursprungliga beslut och utfall efter domstolsprövning, med redovisade kostnader och intäkter under åren 2012–2023. Siffrorna för 2020–2023 är ett estimat¹⁷²



Källa: Ei.

På total nivå har elnätsföretagens bokförda intäkter överstigit kostnaderna för varje år under åren 2012–2020 och i genomsnitt per år överstigit dessa med cirka 10 miljarder kronor eller 30 procent. Att de totala intäkterna överstigit kostnaderna under hela perioden visar att förutsättningarna finns för att företagen på total nivå kan överleva på lång sikt. Eftersom elnätsföretagen har fått rätt i domstol har det resulterat i att intäktsramar har ökat under perioden, vilket visas i Figur 11. Därutöver har företagen möjlighet att flytta fram tidigare outnyttjad intäktsram minst en tillsynsperiod framåt. Det kan vara en delförklaring till att intäkterna överstigit intäktsramarna under åren 2017–2019.

4.3 Nyckeltal

Nyckeltalen för elnätsföretagen i detta avsnitt har analyserats och delats upp på de olika ägandeformerna ekonomisk förening, kommunägda, statligt ägda och privatägda företag för åren 2012–2020. Nyckeltalen tas även fram för samtliga lokal- och regionnät för att visa den totala utvecklingen av nyckeltalen i analyserna för åren 2012–2020. Beräkningarna för nyckeltalen har gjorts på total nivå utifrån respektive ägandeforms samlade redovisade värden i årsrapporterna. Skälet till detta är att elnätsföretagen är så pass många och för att förutsättningar skiljer sig åt mellan de olika ägandestrukturerna. Det är därför intressant att analysera de olika ägandestrukturerna för att eventuellt hitta förklaringar eller samband i analyserna.

¹⁷² Perioden för 2020–2023 är ej ännu avstämd och domstolsprocesser pågår. Antaganden som ligger till grund för det ursprungliga beslutet och det maximala estimatet är en årlig inflation under perioden om 2 procent samt att prognoserna om exempelvis investeringar och opåverkbara kostnader realiserar enligt plan. Därtill för det maximala estimatet har ytterligare antaganden gjorts såsom en real kalkylränta före skatt om 5,7 procent, omvandlingsränta på 7,8 procent samt kostnadstäckning för avbrottsersättning enligt företagets begäranden.

De nyckeltal som kommer att presenteras nedan är soliditet, skuldsättningsgrad, vinstmarginal, nettomarginal, avkastning på eget kapital och avkastning på totalt kapital. Dessa nyckeltal har valts ut för att det ger en bra och bred överblick av den ekonomiska utvecklingen i form av bland annat finansiell styrka, förmåga att täcka kostnader samt lönsamhet. Hur nyckeltalen har beräknats presenteras i *Bilaga 1* till den här rapporten.

I Tabell 9 nedan visas en sammanfattning av nyckeltalen för samtliga lokal- och regionnät avseende perioden 2012–2020.

Tabell 9. Sammanfattning av nyckeltalen för samtliga lokal- och regionnät för perioden 2012–2020

Beräknade nyckeltal för samtliga lokal- och regionnät	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019¹⁷³	2020
Soliditet (%) ¹⁷⁴	46	46	46	38	39	39	38	39	40
Skuldsättningsgrad (gångar)	1,6	1,7	1,6	3,0	2,9	2,9	3,0	2,8	2,7
Vinstmarginal (%)	24	24	27	27	30	33	33	31	30
Nettomarginal (%)	22	22	25	23	22	26	26	25	24
Avkastning på eget kapital (%)	13	13	14	15	14	17	17	16	14
Avkastning på totalt kapital (%) ¹⁷⁵	7	7	7	7	8	9	8	8	7

Källa: Ei.

För samtliga nyckeltal har vi med en beskrivning och jämförelse med en större population som har en relativt snarlik riskprofil och verksamhet som svenska elnätsföretag. Som jämförelse har vi valt att utgå från SCB:s branschstatistik¹⁷⁶. Med SCB:s branschstatistik¹⁷⁷ kan vi se svenska företag verksamma med en relativt snarlik riskprofil och verksamhet, det vill säga el-, gas- och värmeverk, på total nivå under 2019. Jämförelsen kan ge en indikation om elnätsföretagens relativa ekonomiska utveckling även om jämförelsen är förhållandevis förenklad.

4.3.1 Soliditet

Soliditet är ett mått på företagets finansiella styrka och visar hur stor del av tillgångarna som finansieras med företagets egna kapital. En mer allmän beskrivning av soliditet är att den mäter ett företags betalningsförmåga på lång sikt. Vad som är en rimlig nivå på soliditeten varierar dock mellan olika branscher

¹⁷³ Bolagsskatten ändrades från 22 till 21,4 procent för räkenskapsår som inleds från den 1 januari 2019.

¹⁷⁴ Exklusive immateriella tillgångar.

¹⁷⁵ Exklusive immateriella tillgångar.

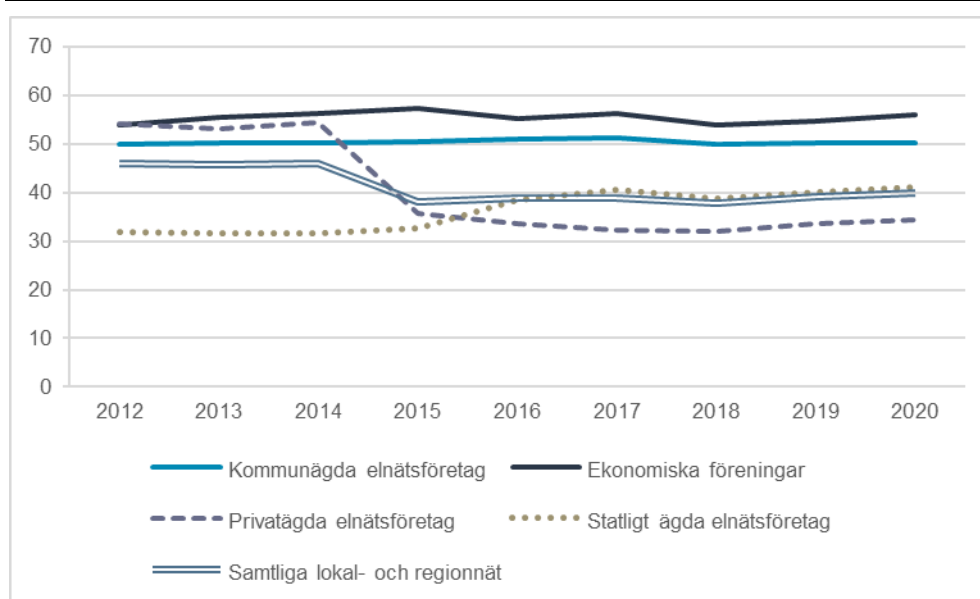
¹⁷⁶ [Länk till SCB:s branschstatistik](#).

¹⁷⁷ 2019 års värden för median, lägsta fjärdedelen (undre kvartil) och högsta fjärdedelen (övre kvartil) för svenska el-, gas- och värmeverk (SNI-kod 35).

och företag beroende på exempelvis affärsrisk, ett företags finansiella riskexponering och hur kapitalkrävande affärsverksamheten är. Generellt sett anses dock en soliditet under 20 procent som lågt och en låg soliditet indikerar att ett företag har en svag finansiell styrka.

I Figur 12 nedan visas utvecklingen av soliditeten för lokal- och regionnätstföretagen under åren 2012–2020 på total nivå och uppdelat på ägandeform. Grupperingen av ägandeform är ekonomisk förening, statligt ägt, kommunägt respektive privatägt. Figur 12 visar att soliditeten övergripande haft en relativt jämn utveckling kring 30–60 procent för de olika ägandeformerna med undantag för privatägda elnätstföretag där soliditeten minskade från 54,4 procent till 35,8 procent mellan åren 2014–2015. Minskningen för privatägda elnätstföretag beror till stor del på förvärvet som Ellevio AB gjorde av Fortum Distribution AB 2015 och som påverkade eget kapital, obeskattade reserver och balansomslutningen betydligt. Detta påverkar i sin tur även utvecklingen av soliditeten för samtliga elnätstföretag som då minskade från 46,0 procent till 38,0 procent. Figuren visar dock sammantaget att samtliga lokal- och regionnät till stor del är finansierade med eget kapital med en soliditet på 39,9 procent.

Figur 12. Lokal- och regionnätstföretagens soliditet i procent fördelade på olika ägandeformer under åren 2012–2020



Källa: Ei.

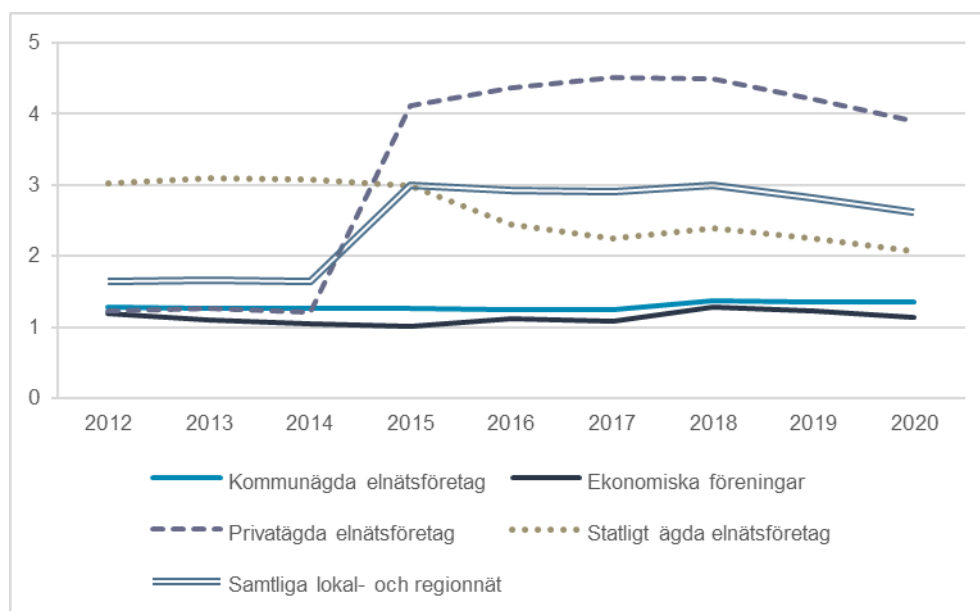
Enligt SCB:s branschstatistik har svenska företag verksamma inom sektorn el-, gas- och värmeverk under 2019 i genomsnitt (median) haft en soliditet på 35 procent. Undre kvartil var cirka 14 procent och övre kvartil var cirka 62 procent. Jämförelsen visar att majoriteten av elnätstföretagen uppvisar en högre soliditet än branschens genomsnitt vilket indikerar en stark finansiell styrka, god betalningsförmåga på lång sikt och tyder även på en god lönsamhet.

4.3.2 Skuldsättningsgrad

Skuldsättningsgraden är nära besläktad med soliditeten, men mäter hur stora företagets totala skulder är i förhållande till eget kapitalet och anger företagets finansiella styrka. Ifall ett företag har en skuldsättningsgrad över 1 gånger betyder det att skulderna är större än det egna kapitalet och vice versa ifall en skuldsättningsgrad är under 1 gånger. Vad som är en rimlig skuldsättningsgrad varierar mellan olika branscher och företag, men generellt sett är en skuldsättningsgrad under 2 gånger en rimlig nivå.

I Figur 13 nedan visas utvecklingen av skuldsättningsgraden i gånger för lokal- och regionnätföretagen under åren 2012–2020 på total nivå och uppdelat på vilken ägandeform elnätföretagen har. Figur 13 visar att skuldsättningsgraden haft en relativt jämn utveckling för ägandeformerna ekonomisk förening och kommunägda elnätföretag. För de privatägda elnätföretagen har skuldsättningsgraden dock ökat dramatiskt från 1,2 till 4,1 gånger mellan åren 2014 och 2015, vilket också till stor del kan förklaras med förvärvet av Fortum Distribution AB till Ellevio AB som gjordes 2015 som ledde till att de långfristiga skulderna och avsättningarna ökade betydligt. Ökningen av skuldsättningsgraden visar att de privatägda elnätföretagen ökat skulderna betydligt i förhållande till det egna kapitalet. För de statligt ägda elnätföretagen har skuldsättningsgraden minskat under perioden från 3,0 till 2,1 gånger som i sin tur visar att de statligt ägda företagen minskat sina skulder i förhållande till det egna kapitalet. För samtliga ägandeformer visar figuren att skuldsättningsgraden ökat från 1,6 till cirka 2,7 vilket indikerar, likt resultatet från soliditetsberäkningarna, att elnätföretagen har en relativt hög finansiell styrka.

Figur 13. Lokal- och regionnätets skuldsättningsgrad i gånger fördelade på olika ägandeformer under åren 2012–2020



Källa: Ei.

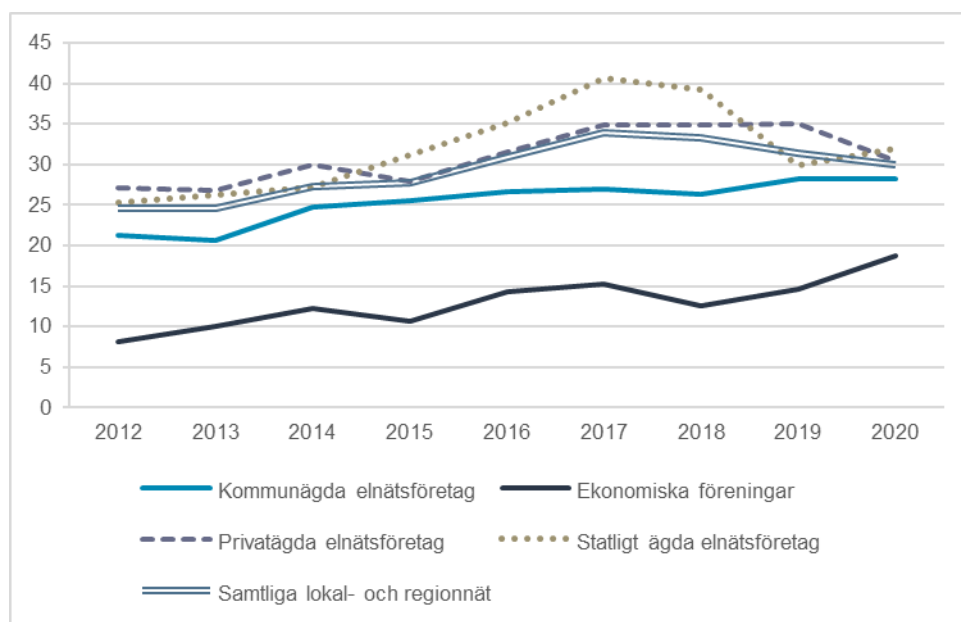
Enligt SCB:s branschstatistik har svenska företag verksamma inom sektorn el-, gas- och värmeverk under 2019 i genomsnitt (median) haft en skuldsättningsgrad på 1,5 gånger. Undre kvartil var cirka 0,5 gånger och övre kvartil var cirka 4,8 gånger. Jämförelsen visar att majoriteten av elnätföretagen uppvisar en något högre skuldsättningsgrad vilket tyder på att elnätföretagen i högre grad är finansierade av skulder än eget kapital vid jämförelse med den genomsnittliga branschstatistiken.

4.3.3 Vinstmarginal

Nyckeltalet vinstmarginal visar hur mycket som blir kvar av företagets varje omsatta krona för att täcka räntekostnader och åstadkomma en vinst. Nyckeltalet ger en indikation på hur effektivt ett företag är resultatmässigt, men visar inte hur effektivt kapitalet utnyttjas.

I Figur 14 nedan visas utvecklingen av vinstmarginalen i procent för lokal- och regionnätetsföretagen under åren 2012–2020 på total nivå och uppdelat på ägandeform.

Figur 14. Lokal- och regionnätetsföretagens vinstmarginal i procent fördelade på olika ägandeformer under åren 2012–2020



Källa

Figur 14 visar att vinstmarginalen totalt ökat från år 2012 men att utvecklingen mellan åren har varierat och att den under perioden 2017–2020 minskat något för samtliga lokal- och regionnätetsföretag. De statligt ägda elnätetsföretagen hade en uppåtgående trend för perioden 2012–2017 följt av en minskning av vinstmarginalen 2018–2019. De privatägda elnätetsföretagen hade en relativt jämn utveckling av vinstmarginalen under perioden 2012–2015, följt av en ökning för perioden 2015–2017 och slutligen en relativt jämn period 2017–2019. För kommunägda elnätetsföretag har vinstmarginalen ökat successivt men lite mer under perioderna 2013–2014 och 2018–2019. De ekonomiska föreningarna har likt de andra ägandeformerna totalt sett under perioden haft en successiv ökning men har en betydligt lägre vinstmarginal än övriga ägandeformer. Den totalt sett ökande vinstmarginalen tyder på att samtliga ägandeformer blivit mer lönsamma och att de ekonomiska föreningarna i genomsnitt har en lägre vinstmarginal än övriga ägandeformer.

Enligt SCB:s branschstatistik hade svenska företag verksamma inom sektorn el-, gas- och värmeverk under 2019 i genomsnitt (median) haft en vinstmarginal¹⁷⁸ på 11,9 procent. Undre kvartil var cirka 0,3 procent och övre kvartil cirka 29,5 procent. Jämförelsen visar att majoriteten av elnätetsföretagen uppvisar en betydligt högre nivå av vinstmarginal än den genomsnittliga branschstatistiken.

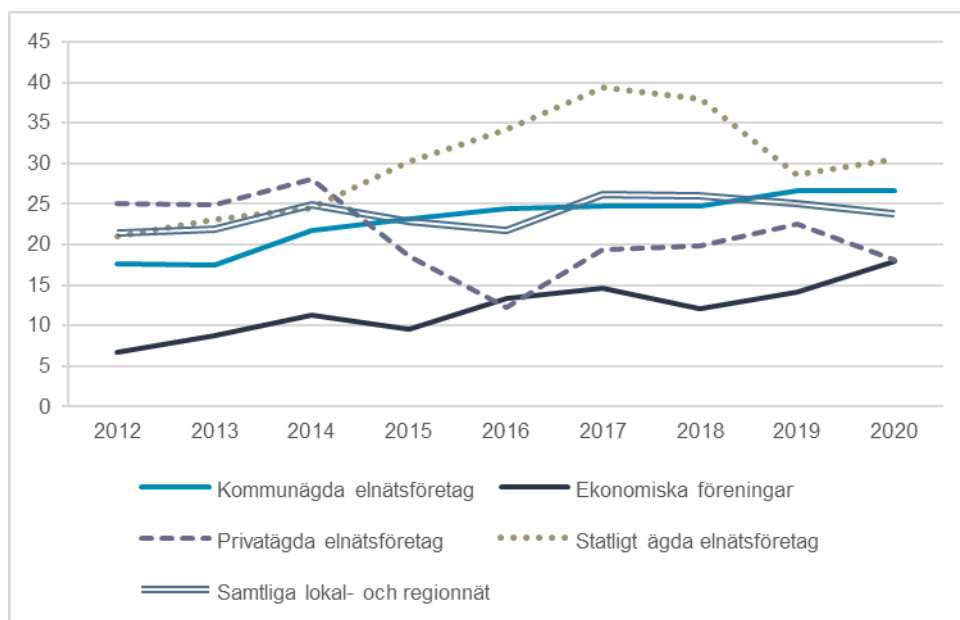
¹⁷⁸ Benämnd som vinstprocent i SCB:s branschstatistik.

4.3.4 Nettomarginal

Nettomarginal är ett nyckeltal som visar hur stor del av företagets varje omsatta krona som blir över efter att alla företagets kostnader, utom bolagsskatten, har dragits av.

Figur 15 nedan visas utvecklingen av nettomarginalen i procent för lokal- och regionnätstföretagen under åren 2012–2020 på total nivå och uppdelat på vilken ägandeform elnätstföretagen har. Figur 15 visar att utvecklingen av nettomarginalen varierat men att den totalt har ökat från 21,5 procent till 23,9 procent. För de statligt ägda elnätstföretagen har nettomarginalen ökat under perioden 2012–2017 följt av en minskning 2017–2019 för att sedan öka något igen under perioden 2019–2020. De privatägda elnätstföretagens genomsnittliga nettomarginal har varierat mellan som lägst 12 och som högst 28 procent under perioden. För de kommunägda elnätstföretagen har nettomarginalen successivt ökat från 17,6 till 26,7 procent under perioden 2012–2020. De ekonomiska föreningarna har likt de kommunägda elnätstföretagen haft en successiv ökning men från 6,6 till 18,0 procent. Sett över hela perioden 2012–2020 har nettomarginalen för lokal- och regionnätstföretagen fluktuerat men totalt sett ökat, vilket ger en indikation om att elnätstföretagen blivit mer lönsamma.

Figur 15. Lokal- och regionnätstföretagens nettomarginal i procent fördelade på olika ägandeformer under åren 2012–2020



Källa: Ei.

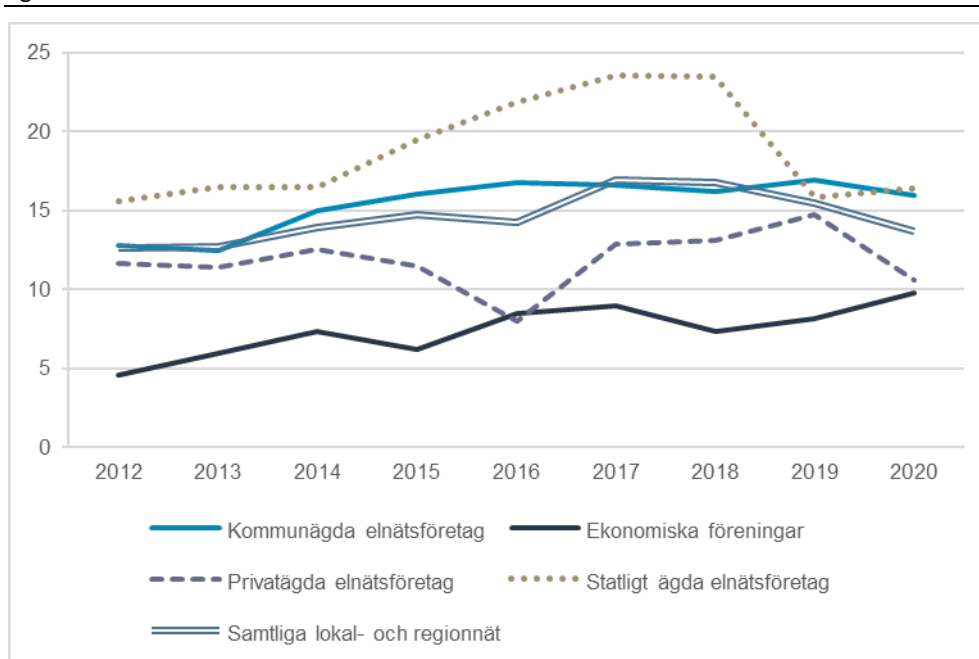
Enligt SCB:s branschstatistik har svenska företag verksamma inom sektorn el-, gas- och värmeverk under 2019 i genomsnitt (median) haft en nettomarginal på 6,3 procent. Undre kvartil var cirka -0,8 procent och övre kvartil var cirka 23,1 procent. Jämförelsen visar att majoriteten av elnätstföretagen uppvisar en liknande nivå på nettomarginalen som den genomsnittliga branschstatistiken.

4.3.5 Avkastning på eget kapital

Avkastning på eget kapital mäter hur mycket avkastning ett företag genererar sett till ägarnas satsade kapital. Nyckeltalet presenteras i procent och är ett lönsamhetsmått som används för att mäta om ett företags vinst är tillfredsställande sett till kapitalet. Om resultatet visar på 10 procent eller under kan avkastningen på eget kapital anses vara svag.

I Figur 16 nedan visas utvecklingen av avkastning på eget kapital i procent för lokal- och regionnätstföretagen under åren 2012–2020 på total nivå och uppdelat på vilken ägandeform elnätstföretagen har. Grupperingen av ägandeform är ekonomisk förening, statligt ägt, kommunägt respektive privatägt. Figur 17 visar att utvecklingen av avkastning på eget kapital varierat men totalt har ökat från 12,7 till 13,7 procent. För de statligt ägda elnätstföretagen har avkastning på eget kapital ökat under perioden 2012–2017 följt av en minskning 2017–2019 för att sedan öka något igen under perioden 2019–2020. De privatägda elnätstföretagen hade en varierande utveckling av avkastning på eget kapital med upp- och nedgångar under hela perioden 2012–2020. För de kommunägda elnätstföretagen har avkastningen på eget kapital minskat mellan åren 2012–2013 och sedan successivt ökat från 12,8 till 16,0 procent fram till år 2020. De ekonomiska föreningarna har haft en successiv ökning av avkastning på eget kapital från 4,6 till 9,8 procent. Totalt för hela perioden 2012–2020 har avkastning på eget kapital ökat från 12,7 till 13,7 procent för lokal- och regionnätstföretagen vilket tyder på att företagen totalt sett har fått en bättre avkastning på det egna kapitalet.

Figur 16. Lokal- och regionnätstföretagens avkastning på eget kapital i procent fördelade på olika ägandeformer under åren 2012–2020



Källa: Ei.

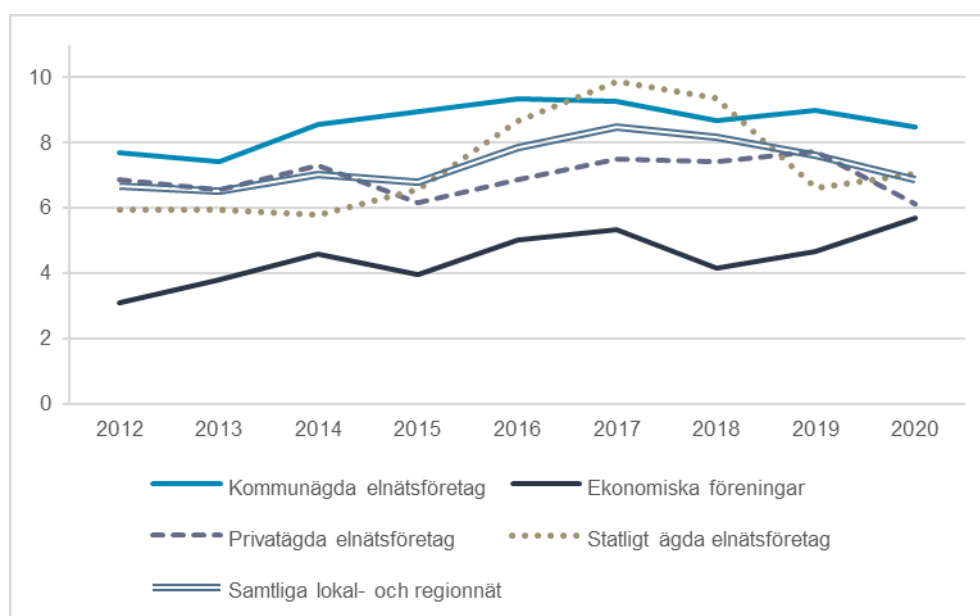
I SCB:s branschstatistik ser vi att svenska företag verksamma inom sektorn el-, gas- och värmeverk under 2019 i genomsnitt (median) haft en avkastning på eget kapital på 7 procent. Undre kvartil var cirka -0,8 procent och övre kvartil var cirka 22,8 procent. Jämförelsen visar att majoriteten av elnätsföretagen uppvisar något högre nivå på avkastningen på det egna kapitalet jämfört med den genomsnittliga branschstatistiken vilket indikerar större lönsamhet för elnätsföretagen än branschens genomsnitt.

4.3.6 Avkastning på totalt kapital

Avkastning på totalt kapital är ett nyckeltal på hur lönsamt ett företag är i relation till dess totala kapital. Nyckeltalet mäter hur effektivt företaget utnyttjar sina tillgångar för att generera vinst oberoende av hur kapitalet är finansierat.

I Figur 17 nedan visas utvecklingen av avkastningen på totalt kapital för lokal- och regionnätsföretag under åren 2012–2020 på total nivå och uppdelat på ägandeform. Figuren visar att avkastningen för totalt kapital i genomsnitt legat strax över 7,3 procent. Ekonomiska föreningar har i genomsnitt legat under denna nivå samtidigt som de under mätperioden också uppvisat den största ökningen i procent. För de flesta av åren har kommunägda företag uppvisat den största avkastningen på totalt kapital. Investerare vill naturligtvis ha en så hög avkastning på totalt kapital som möjligt, eftersom det innebär att företaget tjänar mer pengar på sina tillgångar. Avkastningen på totalt kapital kan variera stort mellan branscher, som ett resultat av att olika branscher kräver olika mycket kapital för att bedriva verksamheten vilket påverkar hur hög avkastningen blir.

Figur 17. Lokal- och regionnätsföretagens avkastning på totalt kapital i procent fördelade på olika ägandeformer under åren 2012–2020



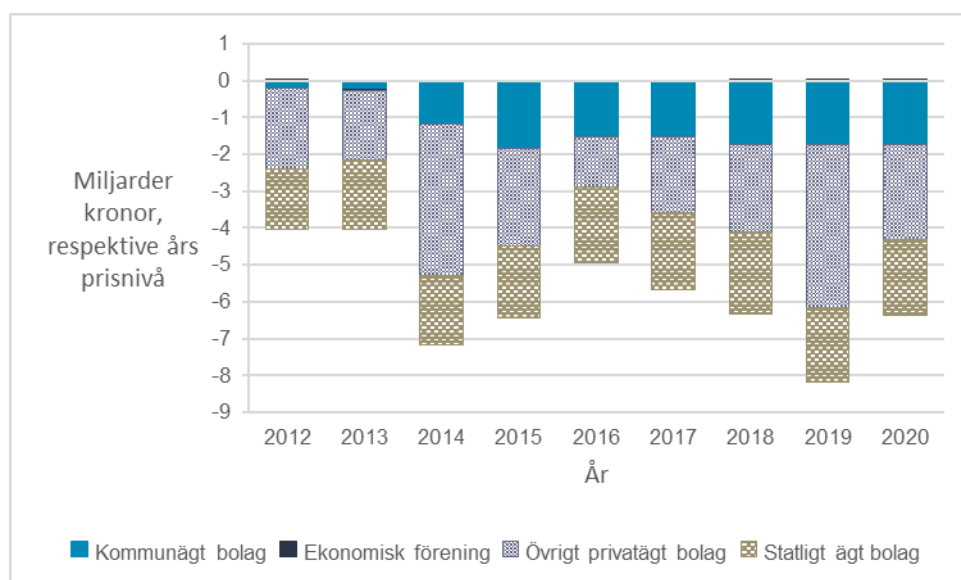
Källa: Ei.

I SCB:s branschstatistik¹⁷⁹ ser vi att svenska företag verksamma inom el-, gas- och värmeverk under 2019 i genomsnitt hade en avkastning på totalt kapital om cirka 3,4 procent (median). Den lägsta fjärdedelen av företagen har lägre avkastning på eget kapital än 0,2 procent (undre kvartilen) och den högsta fjärdedelen har högre avkastning än 8,2 procent (övre kvartilen). Jämförelsen visar på en övergripande nivå att flertalet lokal- och regionnätsföretag uppvisar en god avkastning på totalt kapital historiskt och än mer i dag.

4.4 Koncernbidrag och utdelningar

I Figur 18 nedan visas utvecklingen av koncernbidrag netto¹⁸⁰ och utdelningar för lokal- och regionnätsföretag under åren 2012–2020 på total nivå och även uppdelat på ägandeform.

Figur 18. Lokal- och regionnätsföretagens koncernbidrag (netto) och utdelningar fördelade på olika ägandeformer under åren 2012–2020



Källa: Ei.

Figuren visar att koncernbidragen och utdelningarna för lokal- och regionnät varierat under åren. Under 2012–2013 var totala koncernbidragen och utdelningarna cirka 4 miljarder respektive år. För 2014–2015 var koncernbidragen och utdelningarna något högre på 7,2 respektive 6,4 miljarder. År 2016 minskade koncernbidragen och utdelningarna till cirka 4,9 miljarder för att sedan öka successivt och var cirka 5,7 miljarder kronor 2017, cirka 6,3 miljarder 2018 och cirka 8,2 miljarder 2019. För 2020 var koncernbidragen och utdelningarna för lokal- och regionnät cirka 6,4 miljarder. Detta innebär att koncernbidragen och utdelningarna

¹⁷⁹ [Länk till SCB:s branschstatistik.](#)

¹⁸⁰ Nettot mellan erhållna och lämnande koncernbidrag.

för lokal- och regionnät i genomsnitt legat runt 5,9 miljarder under perioden 2012–2020, vilket motsvarar i genomsnitt 10–16 procent av de årliga intäktsramarna.

4.5 Investeringar i elnäten

Elnäten påverkas i hög grad av samhällsutvecklingen. Växande städer och regioner har behov av att elnätet byggs ut och förstärks. Samhällets fortsatta krav på leveranssäkerhet innebär också att investeringar behöver göras i elnäten. Leveranssäkerheten i Sveriges elnät följs av Ei och myndigheten publicerar årligen en rapport om detta. Rapporten ger en god överblick över nuläge, historiska trender och specifika brister. Den senast publicerade rapporten är [Tillsyn avseende leveranssäkerheten i elnäten - Planlagd tillsyn avseende 2020 års avbrottsdata](#)¹⁸¹.

Energiomställningen gör att det ställs nya krav på elnäten när vi får en högre grad av förnybara energikällor med variabel elproduktion. Förnybara energikällor som sol och vind är väderberoende och ansluts ofta på lägre spänningsnivåer jämfört med traditionella energikällor vilket skapar nya, och mer oförutsägbara, flöden i elsystemet. Elnäten påverkas även av ändrade förbrukningsmönster till följd av exempelvis en ökad andel elbilar, elektrifiering av industri, tillkomsten av datacenter och serverhallar samt fler aktiva kunder och energitjänsteföretag. Nya effekt- och energiflöden påverkar kvalitets- och stabilitetsaspekter samt nätkapaciteten i hela elsystemet på ett nytt sätt. I sin tur påverkar detta elnätsföretagens val av investeringar för att exempelvis tillgodose ny efterfrågan och upprätthålla fortsatt kostnadseffektivitet i sin verksamhet.

Elnäten är också precis som all annan infrastruktur i behov av ett löpande underhåll och att äldre anläggningar successivt byts ut. En löpande förnyelse av elnäten innebär ett kontinuerligt investeringsbehov för att bibehålla statusen i de svenska elnäten. Därutöver kan oväntade händelser som exempelvis stormar generera investeringar för att återställa elnätsanläggningar efter skador.

Eftersom Sveriges elnät huvudsakligen består av transmissionsnät och distributionsnät (lokal- och regionnät), vilka är sammanlänkade och påverkar varandra (se avsnitt 1.1.2), analyserar vi nedan investeringar för samtliga elnätstypen (transmissions-, region- och lokalnät).

4.5.1 Viktigt med löpande förnyelse av åldrande elnät

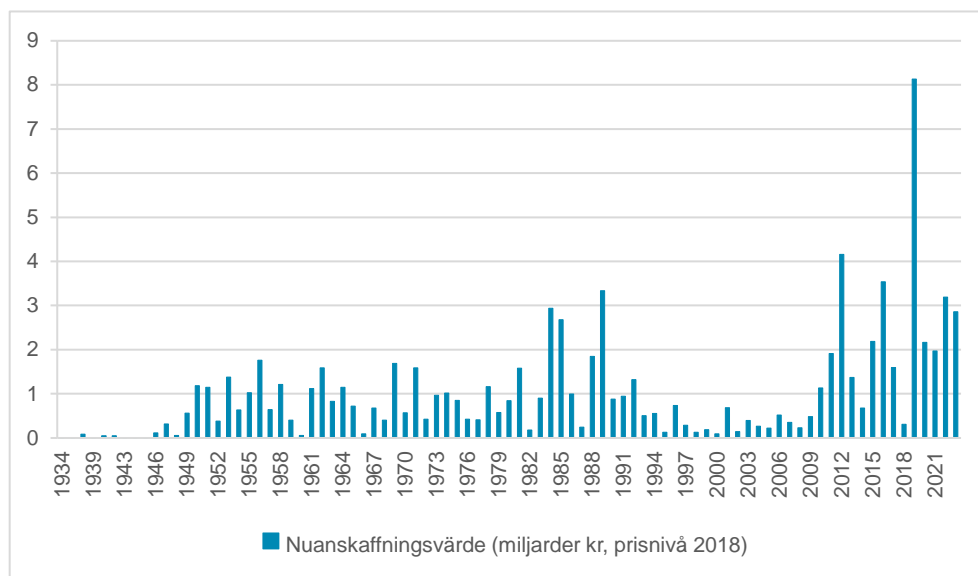
I Figur 19 och Figur 20 redovisar vi vilka år som Svenska kraftnät (som förvaltar den absoluta merparten av Sveriges transmissionsnät) respektive lokal- och

¹⁸¹ Ei PM2021:06.

regionnätsföretagen ursprungligen har driftsatt sina anläggningar¹⁸². Av figuren framgår även planerade investeringar under respektive år 2019–2023.

Den stora utbyggnaden av Svenska kraftnäts transmissionsnät skedde under 1950–1980-talen medan den stora utbyggnaden för lokal- och regionnäten skedde under 1970–1980-talen, se Figur 19 och Figur 20. Cirka 3 procent av lokal- och regionnätsföretagens anläggningar saknar idag åldersuppgifter, men denna andel kommer att minska över tid.

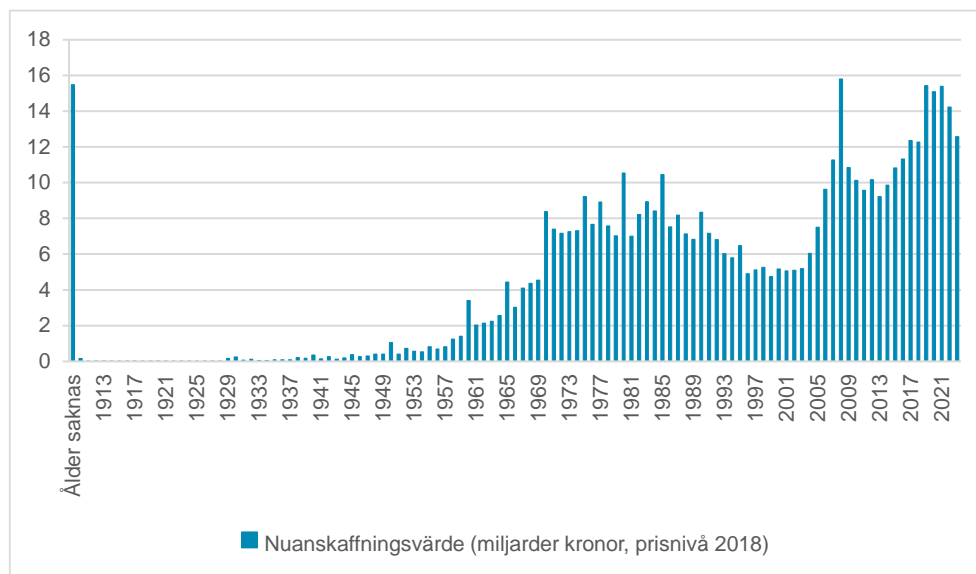
Figur 19. Svenska kraftnäts anläggningar per den 31 december 2018, fördelade utifrån de år som de ursprungligen har driftsatts, och planerade investeringar under åren 2019–2023



Källa: Ei.

¹⁸² Fram till och med utgången av 2018.

Figur 20. Lokal- och regionnätsföretagens anläggningar per den 31 december 2018, fördelade utifrån de år som de ursprungligen har driftsatts, och planerade investeringar under 2019–2023



Källa: Ei.

Merparten av lokal- och regionnätsföretagens anläggningskomponenter har en ekonomisk avskrivningstid i regleringen på cirka 45 år respektive cirka 52 år för Svenska kraftnät. Både för lokal- och regionnätsföretagen och Svenska kraftnät är cirka 80 procent av anläggningarna¹⁸³ yngre än den ekonomiska avskrivningstiden. Den genomsnittliga kapitalviktade anläggningsåldern var vid utgången av 2018 cirka 27 år för lokal- och regionnätsföretagen och cirka 34 år för Svenska kraftnät.

Omkring 4–5 procent av lokal- och regionnätsföretagens och Svenska kraftnäts anläggningar är äldre än den maximala avskrivningstiden i regleringen. Om vi utöver dessa inkluderar anläggningar som saknar åldersuppgifter och anläggningar som är äldre än den ekonomiska avskrivningstiden men yngre än den maximala tiden¹⁸⁴ var utbytesskuden, för lokal- och regionnätsföretagen och Svenska kraftnät, totalt cirka 20 procent. Detta motsvarar totalt cirka 106 miljarder kronor¹⁸⁵. Med utbytesskuld avses här anläggningar som förenklat borde ha ersatts tidigare, ur ett företagsekonomiskt perspektiv, såvida det inte investerats tidigare i teknologi som har andra egenskaper.

4.5.2 Investeringstakt och planerade nätinvesteringar

Elnätsföretagen får kostnadstäckning för sina investeringar utifrån den avskrivningstid som finns i regleringen. I ett scenario där elnätsföretagen antas vilja maximera sin vinst kommer företagen att sträva mot att den långsiktiga ekonomiska livslängden på anläggningarna sammanfaller med den

¹⁸³ Per den 31 december 2018.

¹⁸⁴ Den maximala avskrivningstiden är 25 procent större (avrundat nedåt till närmsta heltal) än den ekonomiska avskrivningstiden.

¹⁸⁵ 2018 års prisnivå.

avskrivningstid som finns i regleringen. Utifrån de genomsnittliga avskrivningstiderna i regleringen om cirka 45 år för lokal- och regionnätetsföretagens anläggningar och cirka 52 år för Svenska kraftnät, borde reinvesteringarna vara ungefär 2,22 procent och 1,92 procent¹⁸⁶ i genomsnitt. Procentsatserna avser årliga investeringsnivåer som minst behöver genomföras för att anläggningarnas genomsnittliga ålder ska hållas konstant.

Värdet av den ingående kapitalbasen för lokal- och regionnätetsföretagen respektive Svenska kraftnät var vid utgången av 2018 cirka 460 respektive 69 miljarder kronor¹⁸⁷. Reinvesteringarna bör således minst vara omkring 10,2 respektive 1,3 miljarder kronor per år i genomsnitt. Till detta ska läggas behov av nyinvesteringar för att ansluta nya kunder, öka/bibehålla motståndskraften i elnäten, kapacitetsförstärkningar, teknikutveckling osv. Teknikutveckling kan också minska behovet av investeringar, både när det gäller livsförlängande åtgärder (till exempel bättre underhåll) och andra åtgärder som gör att en nätförstärkning kan undvikas eller skjutas upp (till exempel dynamisk ledningskapacitet¹⁸⁸, högttemperaturlinor¹⁸⁹ och efterfrågeflexibilitet).

Under åren 2019–2023 planerar lokal- och regionnätetsföretagen att totalt investera omkring 14,3 miljarder kronor per år i genomsnitt¹⁹⁰. Av dessa investeringar utgör cirka en femtedel elmätarbyten till följd av nya funktionskrav för elmätare, som ska vara på plats senast den 1 januari 2025. Därutöver fördelas investeringarna relativt jämnt mellan ledningar respektive stationer, transformatorer och annan kringutrustning. Lokal- och regionnätetsföretagen har ett stort utbytesbehov, från idag fram till omkring 2035, av ett flertal anläggningskomponenter som ursprungligen togs i drift under 1970- och 1980-talen. Cirka 160 miljarder kronor eller 35 procent av kapitalbasen rör det sig om i investeringar de närmaste 15 åren.

Under åren 2019–2023 planerar Svenska kraftnät att totalt investera omkring 3,7 miljarder kronor per år i genomsnitt¹⁹¹. Därutöver har Svenska kraftnät uppgett att planerade investeringar i ledningar under 2020–2040-talen, räknat i antal kilometer ledning, nästan kommer att vara på samma nivå som vid den stora

¹⁸⁶ $(1/45)*100 \approx 2,22$ procent respektive $(1/52)*100 \approx 1,92$ procent.

¹⁸⁷ 2018 års prisnivå.

¹⁸⁸ Dynamisk ledningskapacitet ("dynamic line rating" på engelska) är en teknik där faktiska värden mäts via sensorer som installeras på ledningarna och erbjuder därmed möjligheten att öka överföringen när marginalerna tillåter detta ("viss överkapacitet" kan därmed tillhandahållas).

¹⁸⁹ Högttemperaturlinor klarar betydligt högre ström än konventionella linor men har tidigare inte använts i det svenska elnätet i stor utsträckning på grund av de har tidigare ansetts dyrare, medför högre förluster och inte har samma hållbarhet som konventionella linor.

¹⁹⁰ 2018 års prisnivå.

¹⁹¹ 2018 års prisnivå.

utbyggnaden under 1950–1980-talen¹⁹², samtidigt som de estimerar att öka de totala årliga investeringarna från dagens cirka 3,7 till cirka 10 miljarder kronor¹⁹³.

Om lokal- och regionnätsföretagen genomför sina planerade investeringar under åren 2019–2023 kommer det innebära att genomsnittsåldern för deras anläggningar i slutet av 2023 fortsatt kommer att vara omkring 26–27 år. För Svenska kraftnät kommer de planerade investeringarna, om de genomförs, under motsvarande period att resultera i att den genomsnittliga anläggningsåldern minskar från omkring 34 till 31 år i slutet av 2023.

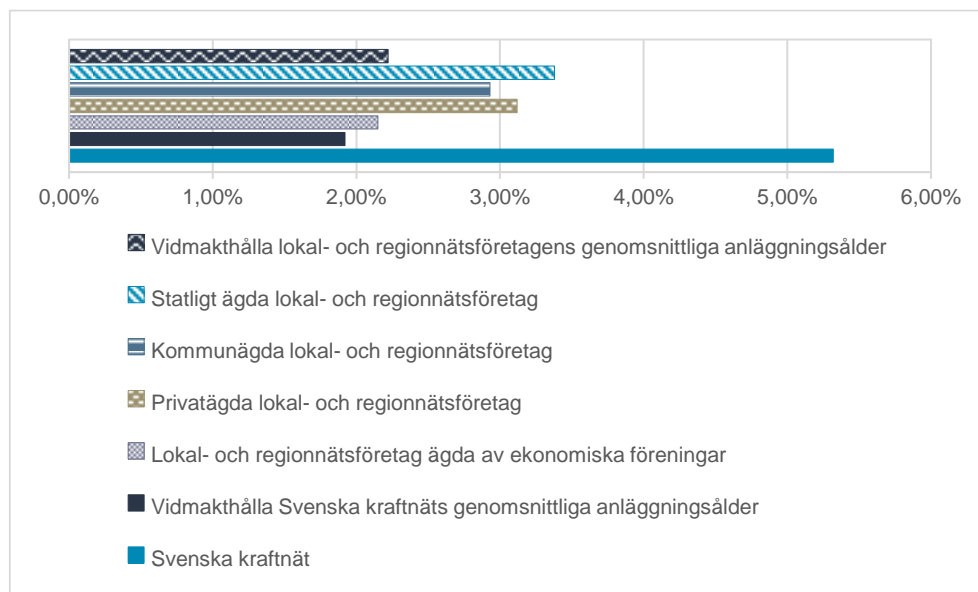
Det är förhållandevis stora skillnader mellan elnätsföretagen när det gäller nivån på de planerade investeringarna, vilket även till viss del framgår av Figur 21 nedan. I Figur 21 redovisar vi lokal- och regionnätsföretagens genomsnittliga kapitalviktade ny- och reinvesteringstakt¹⁹⁴ fördelat på fyra olika ägarformer samt för Svenska kraftnät. Därutöver redovisar vi vilken reinvesteringstakt som minst krävs för att enbart vidmakthålla åldersstrukturen i elnäten, vilket nämnts i ovanstående stycke. Lite mer än hälften av lokal- och regionnätsföretagen har en planerad investeringstakt som ligger över miniminivån och i genomsnitt är investeringstakten cirka 2,89 procent vilket är högre än vad den varit de senaste fem åren (cirka 2,59 procent). Svenska kraftnät har en hög planerad investeringsnivå vilket är betydligt högre än den tidigare perioden. En stor del av ökningen är emellertid relaterad till driftsättningen av Sydvästlänken, deras största investering hittills.

¹⁹² Energimarknadsinspektionen. *Kapacitetsutmaningen i elnäten*. Ei R2020:06.

¹⁹³ Dagens industri. Debattartikel 21 september 2021. Energimarknadsinspektionen och Svenska kraftnät. https://paper.opoint.com/?id_site=87677&id_article=214278&code=188.

¹⁹⁴ Beräknat utifrån genomsnittliga planerade investeringar per år under 2019–2023 i relation till ingående kapitalbas per den 31 december 2018.

Figur 21. Estimerad genomsnittlig kapitalviktad investeringstakt i regleringen för lokal- och regionnätstföretagens olika ägarformer samt Svenska kraftnät under åren 2019-2023

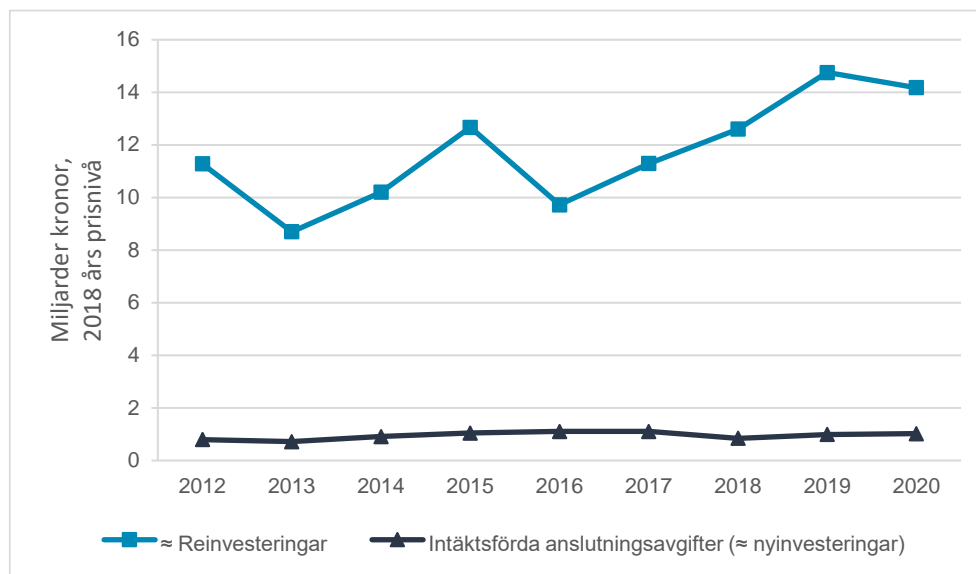


Källa: Ei.

Att härleda och se hur utvecklingen har varit exakt för elnätstföretagens re- och nyinvesteringar är förhållandevis svårt. Det beror dels på en begränsad datatillgång, dels på att en investering i sig själv ofta kan vara både en re- och en nyinvestering. Att utgå från de årsrapporter som företagen årligen redovisar till Ei ger endast en grov fingervisning. I Figur 22 redovisas ett estimat¹⁹⁵ av ny- och reinvesteringar i lokal- och regionnäten under åren 2012–2020. Flertalet företag har historiskt periodiserat sina intäkter från anslutningsavgifter och intäktsför dessa successivt under en period om vanligen cirka 25–40 år vilket innebär att de redovisade nyinvesteringarna här sannolikt är i underkant. I sin tur innebär det att reinvesteringarna kan vara något överskattade. Om vi bortser från detta ser vi att reinvesteringarna totalt sett i princip har ökat varje år sedan 2016. Intäktsförda anslutningsavgifter har varierat under perioden även om det är förhållandevis små rörelser i monetära termer.

¹⁹⁵ Estimaten är byggd på följande. De totala investeringarna är summan av bokförda inköp (årsrapportskod NO120ed) och omklassificeringar (årsrapportskod NO140ed). Intäktsförda anslutningsavgifter antas motsvara nyinvesteringar (årsrapportskod RR7102). Reininvesteringar är summan av bokförda inköp och omklassificeringar subtraherat med intäktsförda anslutningsavgifter.

Figur 22. Faktiska investeringar i lokal- och regionnäten från elnätsföretagens årsrapporter under åren 2012–2020 i prisnivå 2018¹⁹⁶ inklusive en grov uppskattad fördelning av re- och nyinvesteringar



Källa: Ei.

4.5.3 Planerade nätinvesteringar och andra åtgärder avhjälper kapacitetsbrist i elnätet

I delar av Sveriges elnät råder det idag en ansträngd kapacitetssituation. Ei konstaterade i rapporten *Kapacitetsutmaningen i elnäten (Ei R2020:06)*¹⁹⁷ att åldrande elnät kan utgöra en delförklaring till kapacitetssituationen. Vidare redovisade Ei att planerade nätinvesteringar och andra åtgärder såsom dynamisk ledningskapacitet och flexibilitetsresurser¹⁹⁸ kommer att avhjälpa situationen till år 2030, även om utmaningar då kan kvarstå i vissa regioner. Detta förutsätter dock att nätutbyggnaden sker enligt plan och beror bland annat på den fortsatta teknikutvecklingen, digitaliseringen, urbaniseringen och elektrifieringen av samhället.

4.6 Elnätsföretagens produktivitet utveckling

När intäktsramarna bestäms utgår Ei från elnätsföretagens löpande kostnader och beräknade kapitalkostnader utifrån anläggningsbeståndet (samt förväntade investeringar och utrangeringar). Det innebär att företagen i princip får täckning för sina kostnader samt en rimlig avkastning på investerat kapital. En produktivetsförbättring innebär att företagen kan bedriva sin verksamhet effektivare, vilket på sikt borde ge lägre kostnader även för konsumenterna. Det kan därför vara intressant att studera hur elnätsföretagens produktivitet utvecklats

¹⁹⁶ Inköp och omklassificeringar har indexerats med FPI för byggnader, byggkostnadsutvecklingen medan intäktsförda anslutningsavgifter har indexerats med FPI för elnätsföretag, totala kostnader/intäkter.

¹⁹⁷ <https://www.ei.se/download/18.5b0e2a2a176843ef8f56cb0a/1611643287162/Kapacitetsutmaningen-i-eln%C3%A4ten-Ei-R2020-06.pdf>

¹⁹⁸ I form av efterfrågefleksibilitet, flexibel produktion och lagring.

över tid. Den här analysen visar att lokalnätsföretagens produktivitetsutveckling under perioden 2012–2017 varit i genomsnitt ungefär 0,3 procent per år.

Ett vanligt sätt att mäta produktivitet är att jämföra företagets produktion (förädlingsvärde) med den arbetsinsats som krävs. Det visar utvecklingen över tid för ett enskilt företag eller bransch. Förutsättningarna att bedriva effektiv verksamhet kan dock se olika ut för olika typer av företag, vilket också är fallet för elnätsföretag som är monopol inom sina respektive områden. Som nämnts i kapitel 2 använder Ei en metod för att jämföra företagets effektivitet med varandra, i syfte att ställa krav på effektivisering. För att kunna göra det på ett rättvisande sätt används en benchmarkingmetod där resursåtgången jämförs med den totala produktionen. Resursåtgången mäts genom ett antal insatsvaror och den totala produktionen mäts genom de olika produkter som är relevanta för ett effektivt elnät inom respektive företags koncessionsområde. Resultatet visar då hur effektiva elnätsföretagen är i förhållande till de mest effektiva företagen bland de som har en jämförbar produktionsmix.¹⁹⁹

4.6.1 Produktivitetsutvecklingen har varit 0,3 procent per år

Om samma beräkning med denna benchmarkingmetod genomförs vid olika tillfällen resulterar det i produktivitetsutvecklingen för enskilda företag.²⁰⁰ Den visar hur mycket de har närmat sig de mest effektiva företagen, en så kallad *upphinnareffekt*. Den visar också hur mycket de mest effektiva företagen har effektiviserat sig, så kallad *frontförändring*, vilket man kan tolka som branschens generella möjlighet till effektivisering. Benchmarkingmetoden resulterar i utvecklingen per företag, vilken vi sedan valt att vikta utifrån storlek (antal abonnemang) för att ge en rättvisande total utveckling. Utvecklingen för perioden 2012–2017 visas i Tabell 10. Resultaten för de enskilda åren bör dock tolkas med försiktighet och fokus i stället läggas på den långsiktiga utvecklingen. Den beräknade utvecklingen beror också på vilket prisindex som används för att räkna om kostnaderna för respektive år till samma prisnivå. Om ett index används med en prisutveckling som varit en procent högre under perioden så blir den reala kostnadsutvecklingen lägre och beräkningen av produktivitetsutvecklingen i princip en procent högre i denna analys.

¹⁹⁹ I den modell som används för beräkningen av effektiviseringskrav används inte opåverkbara kostnader som en insatsvara, vilket däremot görs i modellen i denna analys. Dessutom används här nuanskaffningsvärdet för investeringarna, i stället för kapitalkostnaderna, vilket förklaras i fotnot 202.

²⁰⁰ Egentligen inte en upprepning av beräkningen utan en särskild metod som kallas Malmquist index.

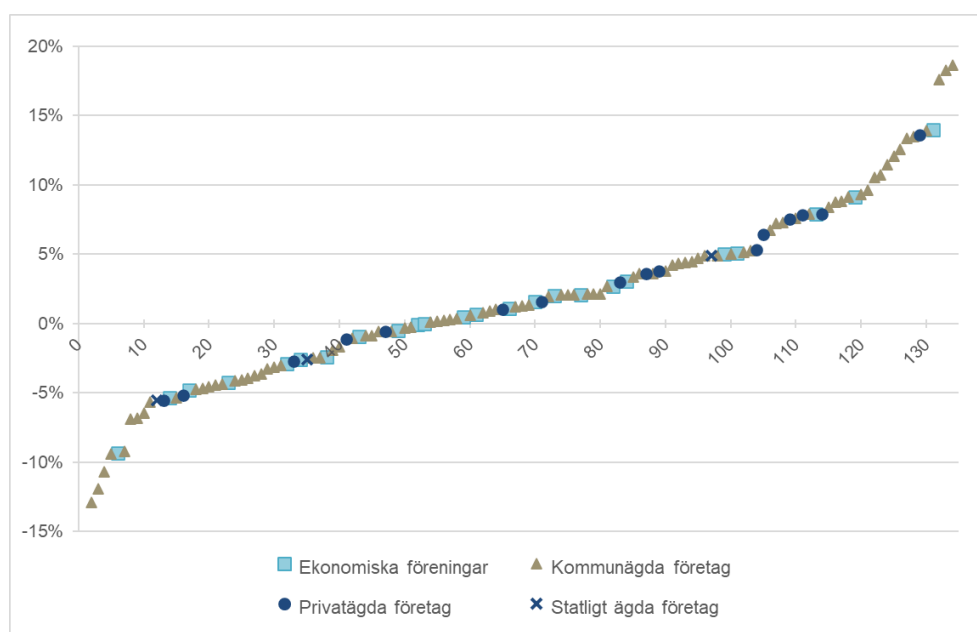
Tabell 10. Produktivitetens utvecklingen under enskilda år och totalt 2012–2017, uppdelat på frontförändring och upphinnareffekt

Vägt medel (%)	Produktivitetsutveckling	varav Frontförändring	varav Upphinnareffekt
2012–2013	-0,5	0,1	-0,6
2013–2014	0,1	0,4	-0,3
2014–2015	-1,6	-1,3	-0,3
2015–2016	2,7	1,2	1,4
2016–2017	0,0	0,0	0,1
Totalt 2012–2017	1,5	1,2	0,3

Källa: Ei.

Den totala produktivitetens utvecklingen har varit 1,5 procent under perioden vilket motsvarar ungefär 0,3 procent per år. Som framgår i tabellen är det främst frontförändringen som bidragit, det vill säga att det främst är branschen som helhet som har utvecklats. Däremot har de mindre effektiva företagen i genomsnitt inte hunnit i kapp de mest effektiva särskilt mycket, endast 0,3 procent under perioden, motsvarande 0,06 procent per år. Skillnaden mellan de enskilda företagens totala produktivitetens utveckling är dock stor och visas i Figur 23.

Figur 23. Total produktivitetens utveckling 2012–2017, sorterat från lägst till högst utveckling, uppdelat på ägandeform



Källa: Ei.

Drygt 40 av de 136 företagen har haft en negativ produktivitetens utveckling under perioden. Ungefär lika många har haft en utveckling på fem procent eller ännu mer. De olika ägandeformerna, som också visas i Figur 23, ser inte ut att ha något tydligt samband med produktivitetens utvecklingen utan är relativt jämnt fördelade.

4.6.2 Valet av insatsvaror och slutprodukter i modellen

För att mäta effektivitet med hjälp av denna benchmarkingmetod, som alltså även används för bestämning av lokalnätsföretagens individuella effektiviseringskrav, ställs ett antal insatsvaror i relation till de produkter som behöver produceras för att bedriva effektiva elnät. I valet av dessa variabler, både insatsvaror och slutprodukter, behöver hänsyn tas till flera aspekter, bland annat företagets olika geografiska och demografiska förutsättningar, tillgång till data, vad som faktiskt driver kostnaderna samt att modellen behöver vara en förenkling av verkligheten. I den här analysen, som dessutom behöver ta hänsyn till de metodförändringar som gjorts mellan de två tillsynsperioderna, har variablerna i Tabell 11 valts. Förändringen av dessa, mätt som den totala utvecklingen för lokalnätsföretagen 2012–2017, visas också.

Tabell 11. Total utveckling 2012–2017, insatsvaror mätt i fast prisnivå och slutprodukter i respektive enhet

Insatsvaror	Procentuell utveckling 2012–2017 ²⁰¹	Slutprodukter	Procentuell utveckling 2012–2017
Löpande kostnader, påverkbara	6,7	Antal abonnemang	2,8
Löpande kostnader, opåverkbara	-12,6	Maximal effekt	2,8
Anläggningstillgångarnas nuanskaffningsvärde ²⁰²	3,6	Antal nätstationer	2,5
		Energi lågspänning	-0,7
		Energi högspänning	-5,1

Källa: Ei.

De påverkbara löpande kostnaderna består till stor del av *personalkostnader* vilka har ökat med ungefär 10 procent under perioden. Samtidigt har *kostnader för abonnemang till överliggande och angränsande nät*, vilka klassas som opåverkbara löpande kostnader, däremot minskat med nästan lika mycket under perioden. Elnätsföretagens anläggningar kan delas upp i kategorierna *ledningar*, *mätare* och *stationer*, vars nuanskaffningsvärden ökade relativt lika under perioden. *Ledningar* står för runt två tredjedelar av de totala anläggningarnas nuanskaffningsvärde

²⁰¹ För Påverkbara kostnader har prisindexet FPI Elnät, lokal använts. För Opåverkbara kostnader har KPIF använts. För NUAV har FPI Bygg använts. Detta är samma som i regleringen, förutom Opåverkbara, där prisjusteringen hanteras med en annan metod.

²⁰² I Ei:s benchmarkingmodell används visserligen kapitalkostnaderna, såsom de beräknas för intäktsramarna med avskrivning respektive kalkylränta, men eftersom både beräkningsmetod och framför allt kalkylräntan har förändrats över tid, så skulle de kapitalkostnader som sedan tidigare finns beräknade, bli missvisande. Om vi i stället använder nuanskaffningsvärden så visar det mer renodlat hur investeringarna som används i nätverksamheten har utvecklats, i stället för att inkludera metodförändringar och hur företagets avkastning genom kalkylräntan har förändrats. Eftersom nuanskaffningsvärden huvudsakligen beräknas utifrån en fastställd normvärdeslista, och denna har förändrats mellan tillsynsperioderna 2012–2015 och 2016–2019, så har den första periodens normvärdeslista används här. Utrangeringar och nya investeringar under 2016–2017 är däremot värderade med den nyare normvärdeslistan vilket kan påverka resultatet.

medan *mätare* endast står för ungefär 5 procent. Summan av insatsvarorna i Tabell 11 var mer eller mindre oförändrade mellan 2012 och 2017. Variablerna som används som mått för elnätsföretagens produktion har däremot ökat generellt, även om energiförbrukningen, särskilt högspänning, minskat.

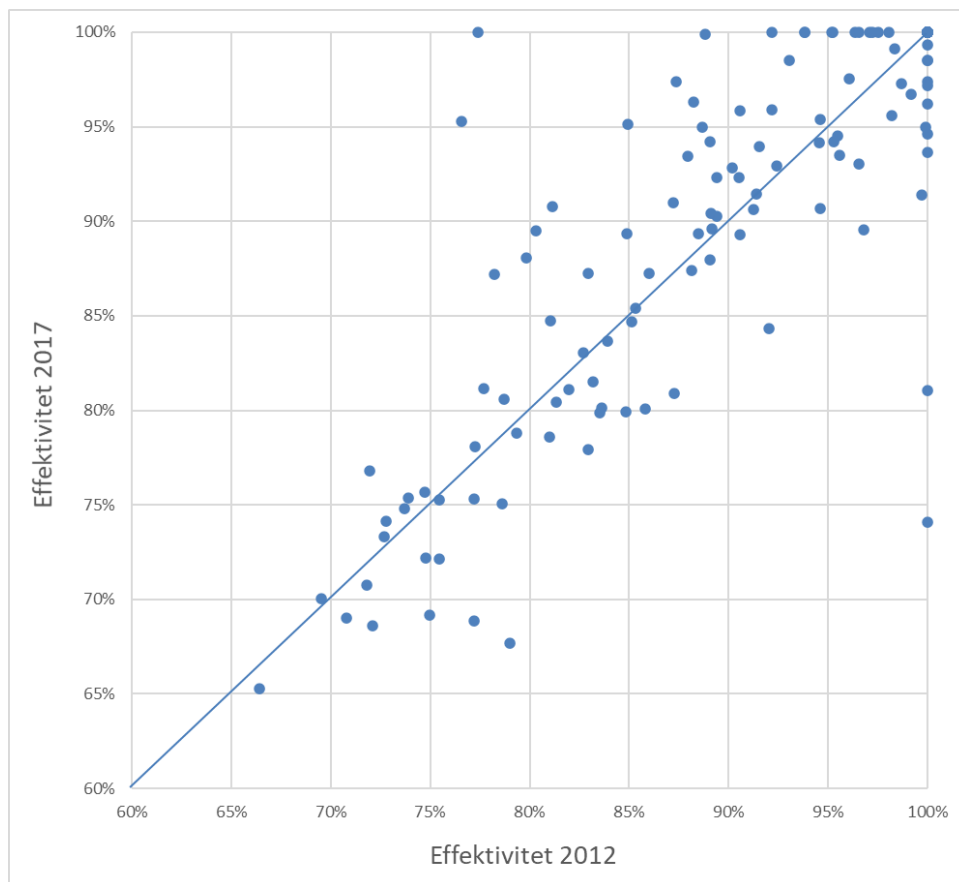
4.6.3 Jämförelse med tidigare perioder

I en tidigare rapport från Ei beräknades produktivitetens utvecklingen under perioden 2001–2006 till totalt 19 procent, motsvarande en årlig genomsnittlig tillväxttakt på 3,5 procent.²⁰³ Modellen som användes var då lite annorlunda, framför allt eftersom endast påverkbara löpande kostnader användes som insatsvariabel. Om den modellen hade använts på data för 2012–2017 så hade resultatet blivit en minskning av produktiviteten med 3,9 procent under perioden. Med den modell som används nu för 2012–2017, där alla kostnader ingår och som bedöms som mest rättvisande, ökar alltså produktiviteten i stället med 1,5 procent. Liksom för 2012–2017 berodde större delen av utvecklingen under 2001–2006 på frontförändringen, det vill säga att det främst är branschen som helhet som har utvecklats. De mindre effektiva företagen har inte, i så hög grad, gjort ytterligare förbättringar. Det visar sig även när man jämför de *relativa* effektivitetsnivåerna, det vill säga hur effektiva företagen är jämfört med varandra, vid olika tidpunkter. Spridningen är fortfarande stor mellan företagen, vilket visas för 2012 och 2017 i Figur 24.²⁰⁴

²⁰³ Elnätsföretagens produktivitetens utveckling 2001–2006, Energimarknadsinspektionen (2008).

²⁰⁴ Observera att detta är effektivitetsnivåerna man får som resultat av den DEA-analys som gjorts med modellen som används för produktivitetsberäkningen i denna rapport. I beräkningen av effektiviseringskrav för tillsynsperiod 2016–2019 och 2020–2023 användes delvis en annan modell.

Figur 24. Relativa effektivitetsnivåer 2012 jämfört med 2017



Källa: Ei.

Det är dessutom endast ett fåtal fler företag som ligger över (till vänster om) den diagonala linjen, vilket innebär att det bara är ett fåtal fler företag som har förbättrat sin *relativa* effektivitet, än som har försämrat den. Däremot har alltså den maximala effektiviteten (fronten), som motsvarar 100 procent i Figur 24, förbättrats under perioden.

Skillnaden mellan perioderna 2001–2006 och 2012–2017 i beräknad produktivitetsutveckling, från 3,5 till 0,3 procent i årstakt, kan tyckas dramatisk. Det återspeglar sig dock i viss mån i den generella förändringen av produktiviteten i Sverige. Utvecklingen var nämligen ovanligt hög under 2000-talet fram till finanskrisen 2007. Efter att produktiviteten först sjönk kraftigt efter krisen stabiliserades den, men utvecklades då svagare än tidigare.

4.6.4 Påverkas produktiviteten av regleringens effektiviseringskrav?

Som beskrivits i tidigare kapitel om elnätsregleringen tillämpas ett individuellt effektiviseringskrav på de lokala elnätsföretagen, vilket beräknas utifrån dess potential till effektivisering med hjälp av benchmarkingmetoden. Ett golv för det årliga effektiviseringskravet har bestämts till 1,0 procent, alltså oavsett företagets potential till effektivisering. Ändå visar analysen i detta avsnitt att den

genomsnittliga produktivitetstutvecklingen endast varit 0,3 procent per år under perioden 2012–2017. Det beror på att effektiviseringskravet endast tillämpas på de *påverkbara* löpande kostnaderna och inte på företagens *totala* kostnader (som produktivitetstutvecklingen beräknas utifrån).

Att upphinnareffekten, det vill säga de mindre effektiva företagens individuella effektiviseringar utöver branschens generella utveckling, endast varit i genomsnitt 0,06 procent per år, kan bero på att effektiviseringskravet inte ger incitament till mer. Eftersom ett tak på 1,82 procent har bestämts innebär det att alla företag, oavsett effektiviseringspotential, åläggs ett krav mellan 0 och 0,82 procent per år, utöver golvet på 1,0 procent. Det är ett ganska litet intervall i förhållande till den stora spridning i effektivitet som finns och som inte verkar ha minskat över åren.

Analysen visar att produktivitetstutvecklingen varit relativt låg under perioden och att det kan behövas starkare incitament än i dagens reglering för att elnätsföretagen ska arbeta aktivt med produktivetsförbättringar.

5 Utvecklingen av lokalnätsföretagens elnätstariffer för perioden 2012–2021

Regler om nättariffer finns i ellagen. Med nättariff avses enligt 1 kap. 5 § ellagen: ”avgifter och övriga villkor för överföring av el och för anslutning till en ledning eller ett ledningsnät”. Av 4 kap. 1 § första stycket ellagen framgår bland annat att nättariffer ska vara objektiva och icke-diskriminerande samt utformas på ett sätt som är förenligt med ett effektivt utnyttjande av elnätet och en effektiv elproduktion och elanvändning. Med nättariff avses enligt 1 kap. 5 § ellagen: ”avgifter och övriga villkor för överföring av el och för anslutning till en ledning eller ett ledningsnät”.

Som ett led i Ei:s tillsyn över elnätsföretagen begärs varje år in uppgifter om elnätstariffer som de tillämpar. Ei samlar in uppgifterna med stöd i 12 kap. 2 § ellagen som anger att ”En tillsynsmyndighet har rätt att på begäran få de upplysningar och ta del av de handlingar som behövs för tillsynen. En begäran får förenas med vite”. Elnätsföretaget rapporterar in uppgifter om vilka elnätstariffer de tillämpar per den första januari varje år för ett antal typkunder med en given säkringsstorlek och årlig förbrukning i så kallade tariffrapporter. Elnätsföretagen rapporterar även in uppgifter för ett par större effektkunder (100 kW och 350 MWh/år, 1 MW och 5 GWh/år samt 20 MW och 140 GWh/år). Elnätstarifferna är redovisade exklusive skatter. Varje år publiceras sammanställningar av elnätsföretagens elnätstariffer på Ei:s [webbplats](#)²⁰⁵.

I detta kapitel presenteras utvecklingen av lokalnätsföretagens elnätstariffer under perioden 2012–2021. För regionnätsföretagens elnätstariffer går det inte att ta fram en liknande analys över utvecklingen då uppgifterna kommer in i ett annat format och består av flera uppsättningar av komponenter vilket gör dessa svårare att analysera.²⁰⁶ Analyserna avser vidare endast överföringstariffer²⁰⁷. Analyserna utgår från ett antal typkunder och redovisas samlat för lokalnäten och för en av analyserna delas lokalnäten upp på ägandestruktur såsom ekonomiska föreningar, kommunägda, statligt ägda och privatägda företag. Lokalnätsföretagen betalar i sin tur till region- och transmissionsnätsföretagen för överföringen. Det

²⁰⁵ <https://ei.se/om-oss/statistik-och-oppna-data/natavgifter---elnet>, hämtat 2021-11-17.

²⁰⁶ Av den totala elnätskostnaden, för alla typkunder, utgör Svenska kraftnäts transmissionsnätstariff i genomsnitt cirka 8–10 procent. Exakt vilken andel transmissionsnätstariffen utgör av privatkonsumentens elnätskostnad skiljer sig åt vart i landet man bor samt vilket lokalnät som kunden är ansluten till.

²⁰⁷ Med detta avses utmatningstariffer.

förekommer även att större industrikunder är direktanslutna till regionnätet och betalar då elnätstariff direkt till regionnätsföretaget.

Utformningen av elnätstariffen varierar mellan företagen men består vanligtvis av två delar: en fast årsavgift och en rörlig överföringsavgift. Storleken på den fasta avgiften avgörs i de flesta fall av storleken på kundens huvudsäkring. Den rörliga överföringsavgiften anges i öre per överförd kilowattimme. Det finns dock elnätsföretag som för vissa typkunder tillämpar antingen endast en fast eller endast en rörlig avgift. För större kunder tillämpas effektabonnemang och dessa abonnemang består vanligtvis av tre komponenter: en fast avgift, en energiberoende avgift samt en effektagift prissatt efter abonnerad effekt.

5.1 Analys av utvecklingen

I analyserna för utvecklingen av elnätstarifferna utgår vi från de uppgifter som Ei samlar in från elnätsföretagen via tariffrapporterna som visar avgifterna som lokalnätsföretagen tillämpar per den första januari respektive år för ett antal typkunder med given säkringsstorlek/effekt och förbrukning. Ei gör en rimlighetsgranskning av inkomna tariffrapporter och i de fall större ökning skett från föregående år begärs en motivering till höjningen in. Med utgångspunkt i de uppgifter som lokalnätsföretagen redovisat i sina tariffrapporter har vi gjort analyser av hur elnätstarifferna utvecklats under perioden 2012–2021. Samtliga uppgifter är angivna i respektive års prisnivå.

I de fall företagen inte tillämpar säkringstariffer för kunder med lägre spänningsnivåer har de möjlighet att rapportera in effekttariffer även för dessa via en Excel-fil som Ei tillhandahåller. Dessa effekttariffer är dock inte inkluderade i analyserna nedan gällande utvecklingen av lokalnätsföretagens elnätstariffer. Analyserna av elnätstarifferna innehåller vidare inte någon bedömning av skäligheterna i avgifterna.

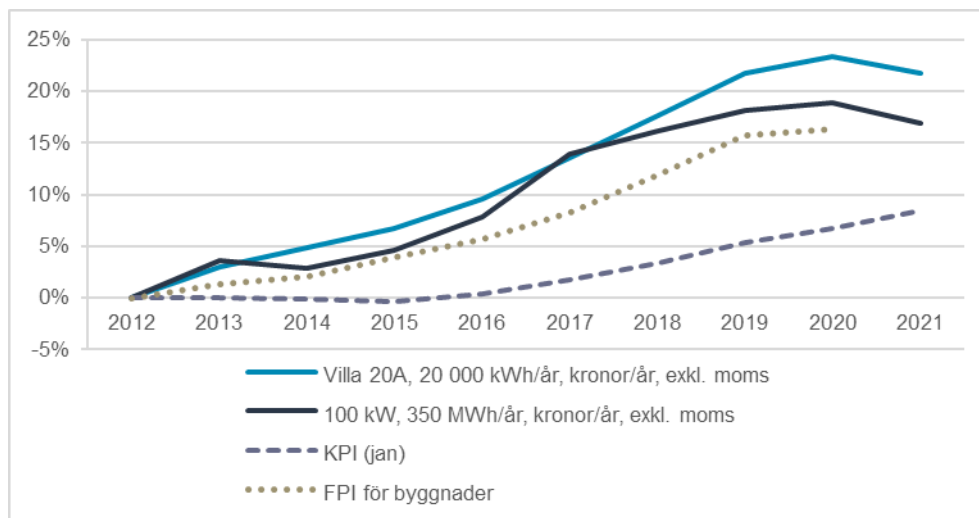
Figur 25 nedan visar den aggregerade procentuella utvecklingen av medelvärdet av nättarifferna för en typkund med villa utan värme 20A, 20 000 kWh/år samt en effektkund med 100 kW, 350 MWh/år jämfört med utvecklingen av konsumentprisindex (KPI)²⁰⁸ och byggkostnadsutvecklingen (FPI för byggnader)²⁰⁹ för perioden 2012–2021. Uppgifterna om konsumentprisindex och byggkostnadsutvecklingen²¹⁰ är hämtade från Statistiska Centralbyrån (SCB).

²⁰⁸ <https://www.scb.se/hitta-statistik/statistik-efter-amne/priser-och-konsumtion/konsumentprisindex/konsumentprisindex-kpi/pong/tabell-och-diagram/konsumentprisindex-kpi/kpi-faststallda-tal-1980100/>

²⁰⁹ <https://www.scb.se/hitta-statistik/statistik-efter-amne/priser-och-konsumtion/byggnadsprisindex-samt-faktorprisindex-for-byggnader/faktorprisindex-for-byggnader-fpi/pong/tabell-och-diagram/byggkostnadsutvecklingen/>

²¹⁰ Data för FPI för byggnader finns endast tillgänglig till och med 2020, data för 2021 saknas.

Figur 25. Aggregerad procentuell utveckling av elnätstarifferna jämfört med utveckling av konsumentprisindex och byggkostnadsutvecklingen för perioden 2012–2021

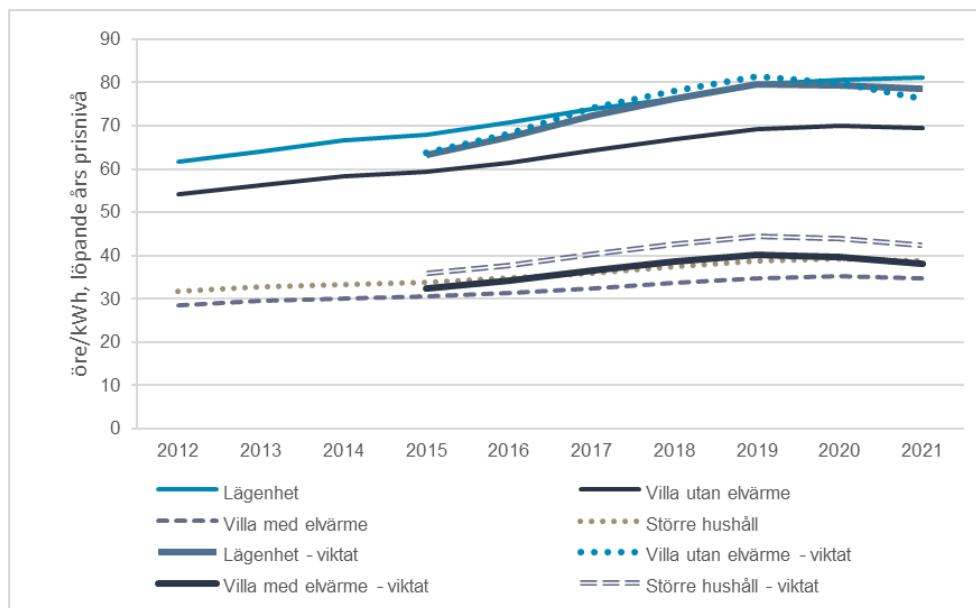


Källa: Ei.

Figur 25 visar att elnätstarifferna ökat successivt för typkunden med villa 20A, 20 000 kWh/år med undantag för 2020–2021 där vi ser en minskning med cirka 1,6 procent. Totalt sett, för hela perioden 2012–2021, har elnätstariffen för typkunden med villa 20A, 20 000 kWh/år ökat med cirka 21,8 procent. Ungefär samma utveckling ser vi för effektkunden med 100 kW, 350 MWh/år där elnätstariffen också ökat successivt med undantag för perioden 2013–2014 och perioden 2020–2021 då en minskning skedde med cirka 2 procent. Totalt sett, för hela perioden 2012–2021, har elnätstarifferna för effektkunden med 100 kW, 350 MWh/år ökat med cirka 16,9 procent. Utvecklingen av nättarifferna har under perioden varit högre än KPI som ökat med cirka 8,4. Elnätstariffernas utveckling har även varit högre än utvecklingen av FPI för byggnader som ökat med 16,4 procent till år 2020, för 2021 kan detta dock komma att förändras när FPI för byggnader fastställs.

I Figur 26 nedan visas utvecklingen av elnätsföretagens elnätstariffer i öre/kWh för olika typkunder för åren 2012–2021. Förbrukarkategorierna delas upp i *Lägenhet* som motsvarar lägenhet 16A, 2 000 kWh/år, *Villa utan värme* som motsvarar villa 16A, 5 000 kWh/år, *Villa med elvärme* som motsvarar villa 20A, 20 000 kWh/år samt *Större hushåll* som motsvarar 35A, 30 000 kWh/år. I figuren presenteras utvecklingen av medelvärdet för respektive typkund samt viktat medelvärde utifrån företagets uttagpunkter från och med år 2015. De viktade medelpriserna har räknats fram med hjälp av antalet uttagpunkter för varje elnätsföretag och respektive förbrukarkategori. De viktade medelpriserna tar på detta sätt även hänsyn till elnätsföretagens marknadsandelar och visar utvecklingen per uttagpunkt i stället för per företag. Förändringar som sker i företag med många uttagpunkter påverkar på så sätt det viktade medelpriset mer.

Figur 26. Utveckling av elnätspriser i öre/kWh per år (oviktat och viktat) i respektive års prisnivå för olika typkunder 2012–2021



Källa: SCB och Ei.

Figur 26 visar att medelvärdet av elnätspriserna för samtliga hushållskategorier har ökat successivt fram till år 2020 och därefter minskat något. Gällande utvecklingen av elnätsprisernas viktade medelvärde, det vill säga där företagen med flera kunder får större betydelse, har elnätspriserna också ökat successivt, men efter år 2019 minskat något. Detta indikerar att elnätsföretagen med större marknadsandel har sänkt sina elnätspriser från och med 2019 och att kunderna totalt fått lägre elnätstariffer från och med 2019. Kategorin med den största ökningen av elnätspriset från 2012 till 2021 är *Lägenhet* som ökat med nästan 32 procent, följt av *Villa utan elvärme* som haft en ökning på cirka 28 procent. För kategorierna *Villa med elvärme* och *Större hushåll* har elnätspriserna ökat med cirka 22 respektive 23 procent.

De orsaker som företagen angett till ökningen av elnätspriserna har varit investeringar för att höja leveranssäkerheten, ökade kostnader för drift och underhåll samt ökade kostnader till överliggande och angränsande nät.

I Tabell 12 nedan visas utvecklingen av elnätstarifferna de (lägsta, medel och högsta totala) samt differensen mellan högsta och lägsta värdet för typkunden lägenhet 16A, 2 000 kWh/år för åren 2012–2021.

Tabell 12. Utveckling av lägsta, medel och högsta totala elnätstarifferna i respektive års prisnivå för typkunder lägenhet 16A, 2 000 kWh/år för åren 2012–2021

Elnätstariff	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Lägsta	728	748	768	788	829	849	889	929	940	885
Medel	1 232	1 282	1 334	1 361	1 416	1 477	1 523	1 591	1 613	1 624
Högsta	2 554	2 681	3 648	3 648	3 652	3 652	3 652	3 685	3 648	3 648
<i>Differens²¹¹</i>	<i>1 826</i>	<i>1 933</i>	<i>2 880</i>	<i>2 860</i>	<i>2 823</i>	<i>2 803</i>	<i>2 763</i>	<i>2 756</i>	<i>2 708</i>	<i>2 763</i>

Källa: Ei.

I Tabell 13 nedan visas utvecklingen av elnätstarifferna (lägsta, medel och högsta totala) samt differensen mellan högsta och lägsta värdet för typkunden med villa 20A, 20 000 kWh/år för åren 2012–2021.

Tabell 13. Utveckling av lägsta, medel och högsta totala elnätstarifferna i respektive års prisnivå för typkunden villa 20A, 20 000 kWh/ år för åren 2012-2021

Elnätstariff	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Lägsta	3 468	3 686	3 728	3 799	3 794	3 867	4 092	4 279	4 238	4 293
Medel	5 718	5 892	5 997	6 101	6 267	6 494	6 726	6 962	7 053	7 012
Högsta	8 962	9 597	9 597	9 696	10 389	11 211	11 825	11 854	11 878	12 856
<i>Differens²¹²</i>	<i>5 494</i>	<i>5 911</i>	<i>5 869</i>	<i>5 897</i>	<i>6 595</i>	<i>7 344</i>	<i>7 733</i>	<i>7 575</i>	<i>7 640</i>	<i>8 563</i>

Källa: Ei.

I Tabell 14 nedan visas utvecklingen av elnätstarifferna (lägsta, medel och högsta totala) samt differensen mellan högsta och lägsta värdet för säkringskunden med 35A, 30 000 kWh/år för åren 2012–2021.

Tabell 14. Utveckling av lägsta, medel och högsta totala elnätstarifferna i respektive års prisnivå för typkunden 35A, 30 000 kWh/år för åren 2012-2021

Elnätstariff	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Lägsta	5 594	5 964	5 964	6 380	6 693	6 817	6 800	7 056	7 052	7 185
Medel	9 505	9 812	9 971	10 114	10 426	10 788	11 203	11 634	11 787	11 736
Högsta	14 114	15 502	15 502	16 464	17 193	18 740	19 609	20 418	20 414	20 414
<i>Differens²¹³</i>	<i>8 520</i>	<i>9 538</i>	<i>9 538</i>	<i>10 084</i>	<i>10 501</i>	<i>11 923</i>	<i>12 809</i>	<i>13 362</i>	<i>13 362</i>	<i>13 229</i>

Källa: Ei.

Figur 27 nedan visar utvecklingen av differensen mellan typkunders högsta och lägsta elnätstariff mellan åren 2012–2021. Typkunderna som visas i figuren är lägenhet 16A, 2 000 kWh/år, villa 16A, 5 000 kWh/år, villa 20A, 20 000 kWh/år och 35A, 30 000 kWh/år. Utvecklingen av differensen av högsta och lägsta

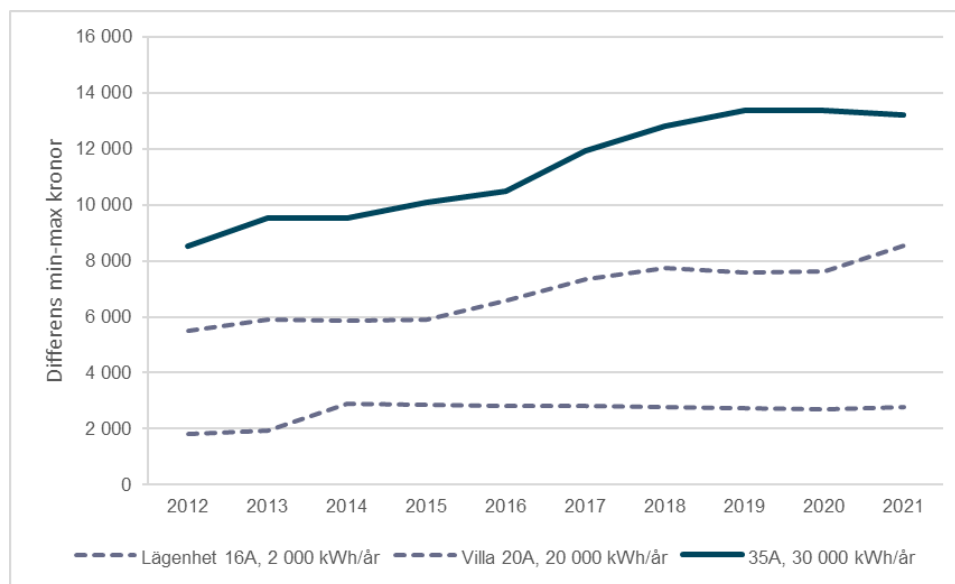
²¹¹ Differens mellan högsta och lägsta elnätstariff.

²¹² Differens mellan högsta och lägsta elnätstariff.

²¹³ Differens mellan högsta och lägsta elnätstariff.

elnätstarifferna ger en indikation om utvecklingen av spridningen på nivån av hushållens elnätstariffer.

Figur 27. Differens mellan högsta och lägsta elnätstarifferna för olika typkunder för åren 2012–2021

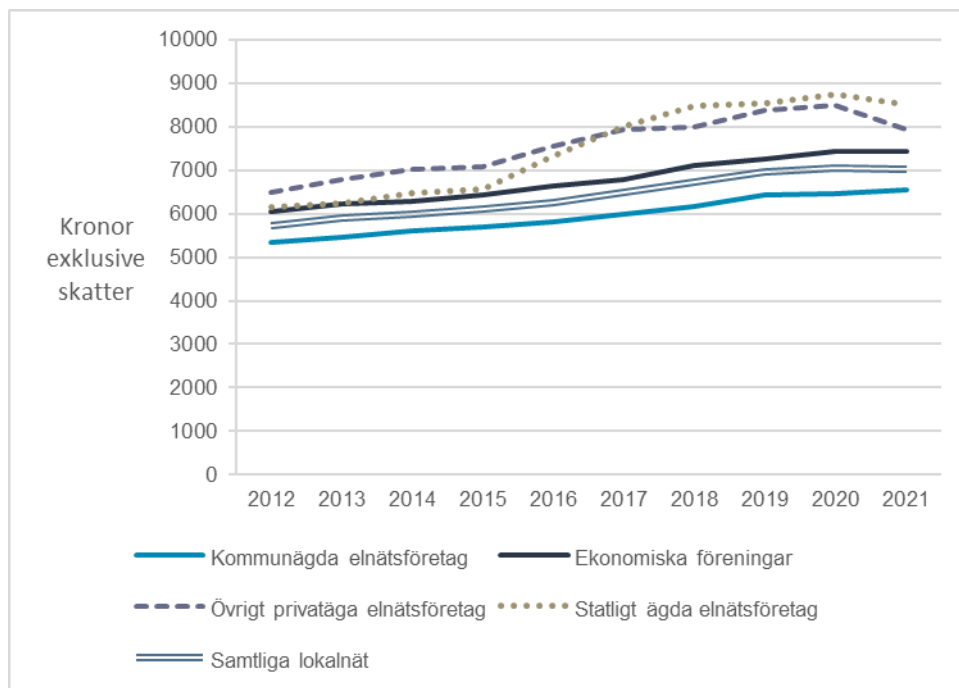


Källa: Ei.

Figur 27 visar att skillnaderna mellan typkunders lägsta och högsta elnätstariffer varierat under åren men att skillnaderna totalt sett ökat från 2012–2021 för samtliga typkunder. För typkunden 35A, 30 000 kWh/år har skillnaden mellan högsta och lägsta elnätstariff ökat från en differens på 8 520 till 13 229 kronor per år, vilket motsvarar en ökning med 36 procent. För typkunden villa 20A, 20 000 kWh/år har det skett en ökning av skillnaden mellan högsta och lägsta elnätstariff från 5 494 kronor per år till 8 563 kronor per år, vilket motsvarar en ökning med 36 procent. Lägst ökning av differensen har skett för typkunden lägenhet 16A, 2 000 kWh/år där skillnaden mellan högsta och lägsta elnätstariff ökat från 1 826 till 2 763 kronor per år, vilket motsvarar en ökning med 34 procent. För typkunden lägenhet 16A, 2 000 kWh/år har dock utvecklingen sedan 2014 varit svagt nedåtgående.

Figur 28 nedan visar utvecklingen av elnätstariffen för typkunder villa 20A, 20 000 kWh/år, fördelat på ägandestruktur såsom ekonomiska föreningar, kommunägda, statligt ägda och privatägda företag för åren 2012–2021.

Figur 28. Utveckling av elnätstariffen för typkunder Villa 20A, 20 000 kWh/år, fördelade på olika ägandeformer under åren 2012–2021



Källa: Ei.

Figur 28 visar att den ägandeform som under senare år har högst elnätstariff för typkunden villa 20A, 20 000 kWh/år är de statligt ägda elnätsföretagen följt av de privatägda elnätsföretagen och ekonomiska föreningarna. Ägandeformen med lägsta nivå på elnätstariffen är de kommunägda elnätsföretagen. Figuren visar även att utvecklingen av elnätstariffen totalt sett för samtliga lokalnät ökat successivt mellan 2012–2021 från 5 718 till 7 012 kronor per år. Störst ökning av elnätstariffen under hela perioden 2012–2021 har skett i de statligt ägda elnätsföretagen där den ökat med 2 381 kronor. Även de övriga ägandeformerna har i genomsnitt ökat sina elnätstariffer relativt mycket under perioden. Under de senaste åren har dock elnätstariffen i genomsnitt minskat för åtminstone vissa av ägandeformerna.

6 Gasnätsföretagen och ekonomisk utveckling för perioden 2015–2020

Som vi har beskrivit i avsnitt 1.2.2 är det gasnätet i Stockholmsområdet och det västsvenska gasnätet som omfattas av naturgaslagens bestämmelser. Vi kommer därför i detta kapitel att presentera dessa gasnätsföretag och deras ekonomiska utveckling samt de investeringar i gasnäten som skett under perioden 2015–2020.

6.1 Skyldighet att lämna in årsrapporter

Sedan avregleringen av den svenska gasmarknaden 2005 ska gasnätsföretagen redovisa sin naturgasverksamhet genom en årsrapport som ska lämnas till Ei senast sju månader efter räkenskapsårets utgång. Årsrapporten ska innehålla en ekonomisk särredovisning av naturgasverksamheten samt innehålla en särskild rapport med tekniska uppgifter. Årsrapporten bygger i huvudsak på samma principer som gäller för aktiebolag vid upprättande av årsredovisning enligt årsredovisningslagen (1995:1554). Företagens styrelse ska skriva under årsrapporten och den ekonomiska särredovisningen ska granskas av en revisor.

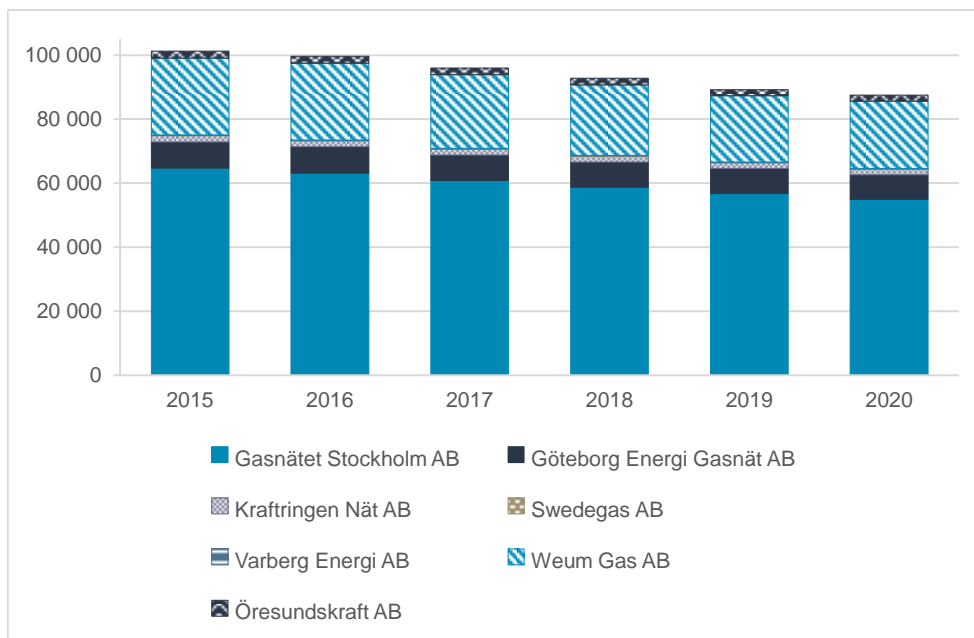
Ett gasnätsföretag kan ha olika typer av naturgasverksamheter såsom transmissionsnäts-, distributionsnäts-, lagrings- och förgasningsverksamhet. Enligt 3 kap. 3 § naturgaslagen ska verksamheter som rör överföring av naturgas ekonomiskt redovisas var för sig och skilt från annan verksamhet. Därmed ska överföring på transmissionsledningar respektive distributionsledningar redovisas var för sig. Vidare ska, enligt 4 kap. 3 § naturgaslagen, verksamhet som rör lagring av naturgas och drift av en förgasningsanläggning redovisas var för sig och skilt från annan verksamhet. Den aktuella paragrafen avser båda formerna av lagring, det vill säga i lagringsanläggning respektive i rörledning, som transmissionsledning. Den som innehar lagringsanläggning och transmissionsledning måste alltså redovisa lagring och överföring var för sig.

6.2 Gasnätsföretagen och deras ägandeformer

I det västsvenska naturgassystemet bedriver Swedegas AB både transmissionsnäts- och lagringsverksamhet. Distributionsnätsverksamheten i samma naturgassystem bedrivs av fem gasnätsföretag (Göteborg Energi Gasnät AB, Krafringen Nät AB, Varberg Energi AB, Weum Gas AB och Öresundskraft AB). Gasnätet i Stockholmsområdet ägs och drivs av Gasnätet Stockholm AB som bedriver både distributionsnäts- och förgasningsverksamhet. Av dessa sju gasnätsföretag är fyra kommunägda och tre privatägda. Denna fördelning har inte ändrats under perioden.

Figur 29 visar utvecklingen av antalet uttagspunkter under åren 2015–2020 för gasnätsföretag som bedriver transmissions- respektive distributionsnätsverksamhet.

Figur 29. Antal uttagspunkter för gasnätsföretag som bedriver transmissions- och distributionsnätsverksamhet under åren 2015–2020

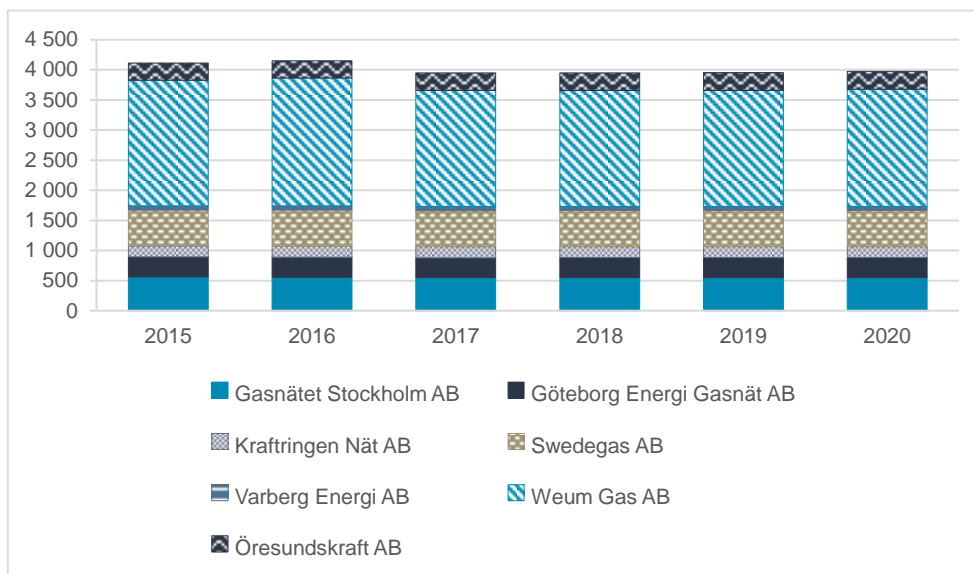


Källa: Ei.

Det totala antalet uttagspunkter har successivt minskat år för år, en minskning på omkring 3 procent per år under perioden. Transmissionsnätet som Swedegas AB driver består av endast ett fåtal uttagspunkter, vilket i huvudsak är de anslutningar som finns till distributionsnäten. Under perioden har dessa ökat från 8 till 9 uttagspunkter.

Figur 30 visar utvecklingen av ledningslängd i kilometer under åren 2015–2020 för gasnätsföretag som bedriver transmissions- respektive distributionsnätsverksamhet.

Figur 30. Ledningslängd i kilometer för gasnätsföretag som bedriver transmissions- och distributionsnätverksamhet under åren 2015–2020

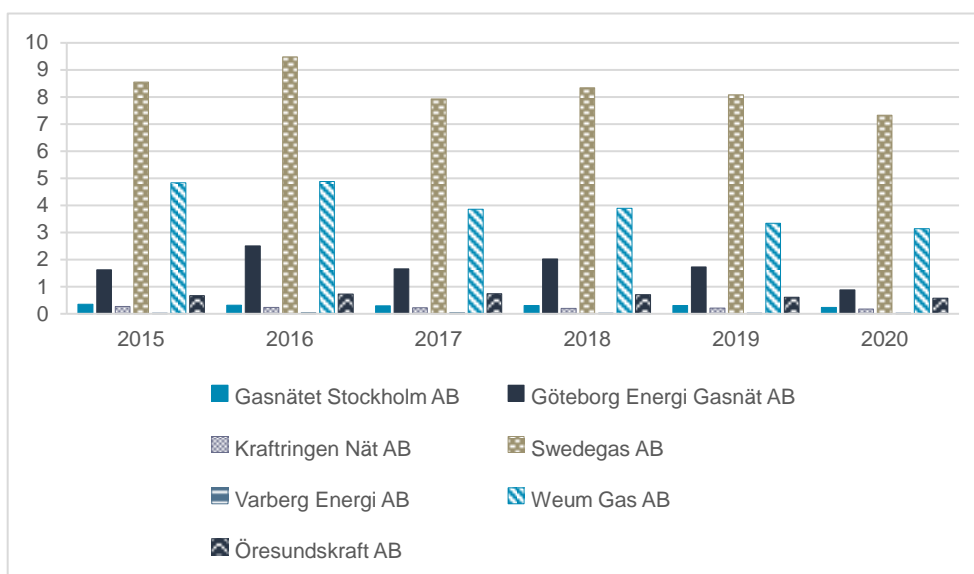


Källa: Ei.

Ledningslängden har minskat något under perioden men legat ändå relativt konstant omkring 4 000 kilometer.

I Figur 31 visar vi utvecklingen av överförd energimängd i terawattimmar under åren 2015–2020 för gasnätsföretag som har transmissions- och distributionsnätverksamhet samt ger tillträde till förgasningsanläggning.

Figur 31. Överförd energimängd i terawattimme under åren 2015–2020 för gasnätsföretag som har transmissions- och distributionsnätverksamhet samt förgasningsverksamhet



Källa: Ei.

Utvecklingen på total nivå bland distributionsnäten visar att överföringen har varierat under perioden men tendensen är att den minskar över tid. För

transmissionsnätet (Swedegas AB) redovisas i Figur 31 dess totala överförda energimängd, vilket omfattar både ett fåtal direktanslutna större förbrukare samt distributionsnätsägarna. Överföringen till direktanslutna slutkunder på transmissionsnätet har däremot ökat de senaste två åren (2019 och 2020). I sammanhanget är det viktigt att beakta att mängden överförd gas också har ett visst samband med till exempel hur årets väder är, speciellt hur mild eller kall vintern är.

Andelen biogas som överförs och används i gasnätet har ökat kraftigt på senare tid, vilket framför allt beror på ökad import från Danmark. I Tabell 15 redovisas andelen biogas i västsvenska naturgassystemet från år 2016²¹⁴ till kvartal tre 2021, uppdelat på transmissionsnätet respektive hela gasnätet (transmissions- och distributionsnäten).

Tabell 15. Utveckling av andel biogas i det västsvenska naturgassystemet från 2016 till kvartal 3 för 2021, redovisat i procent

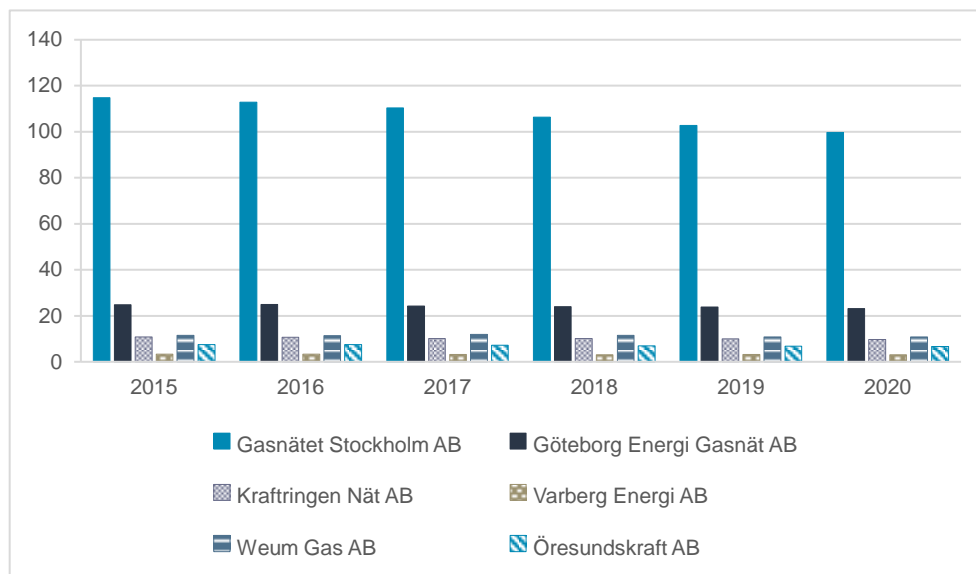
Uppdelat på	2016	2017	2018	2019	2020	Kvartal 1–3 för 2021
Transmissionsnät	3,6	10,4	20,2	23,4	25,4	31,1
Transmissions- och distributionsnät	8,0	15,4	23,5	26,2	29,0	34,0

Källa: Swedegas webbsida

Figur 32 visar kundtätheten (antal uttagspunkter/ledningslängd i kilometer) under åren 2015–2020 för gasnätsföretag som bedriver distributionsnätsverksamhet. Swedegas AB, som bedriver transmissionsnätsverksamhet, är exkluderade eftersom de endast har ett fåtal uttagspunkter men överför en stor del av gasen till distributionsnäten.

²¹⁴ 2015 års värden är inte inkluderade på grund av att uppgifter saknas.

Figur 32. Kundtätet, mätt genom antal uttagpunkter dividerat med ledningslängd i kilometer, för gasnätsföretag som bedriver distributionsnätverksamhet under åren 2015–2020



Källa: Ei.

Antalet uttagpunkter per ledningslängd i kilometer var under 2020 i genomsnitt 22 och kundtäteten har totalt sett minskat med ungefär en enhet per år från 2015. Minskningen beror på att antalet uttagpunkter har minskat mer än vad ledningslängden har gjort.

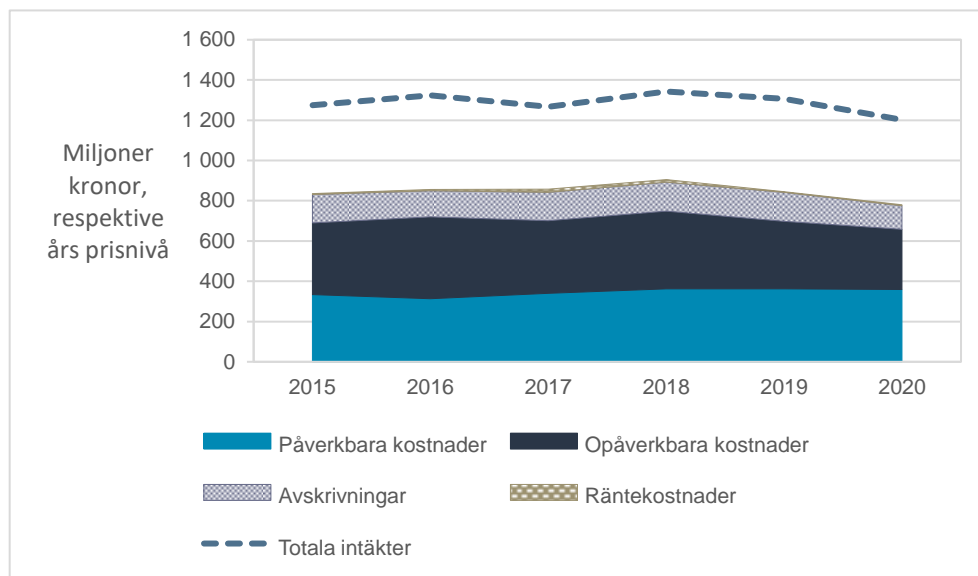
Vidare visar Figur 32 att Varberg Energi AB har det mest glesa nätet (en kundtätet på cirka 3) medan Gasnätet Stockholm AB har det tätaste gasnätet (en kundtätet på cirka 100).

6.3 Utveckling av gasnätsföretagens kostnader och intäkter

Ei:s beslut om intäktsram styr nivån på de intäkter som gasnätsföretagen kan ta ut från sina kunder. Intäktsramen ska täcka företagets kostnader och ge en rimlig avkastning på investerat kapital. Med kostnader avses kapitalkostnader och löpande kostnader (påverkbara och opåverkbara). Regleringen med intäktsramar ska samtidigt säkerställa att de gasnätsavgifter som kunderna får betala är skäliga. Mot denna bakgrund är det relevant att analysera den utveckling av gasnätsföretagens intäkter och kostnader som de redovisar i sina årsrapporter. I detta avsnitt analyserar vi utvecklingen under perioden 2015–2020.

I Figur 33 redovisar vi den årliga utvecklingen av gasnätsföretagens aggregerade intäkter, påverkbara kostnader, opåverkbara kostnader, räntekostnader och avskrivningar under åren 2015–2020. Uppgifterna är redovisade i respektive års prisnivå och ingen reducering av påverkbara kostnader har gjorts med effektiviseringskrav.

Figur 33. Utvecklingen av gasnätsföretagens totala intäkter, påverkbara kostnader, opåverkbara kostnader, räntekostnader och avskrivningar per år under åren 2015–2020

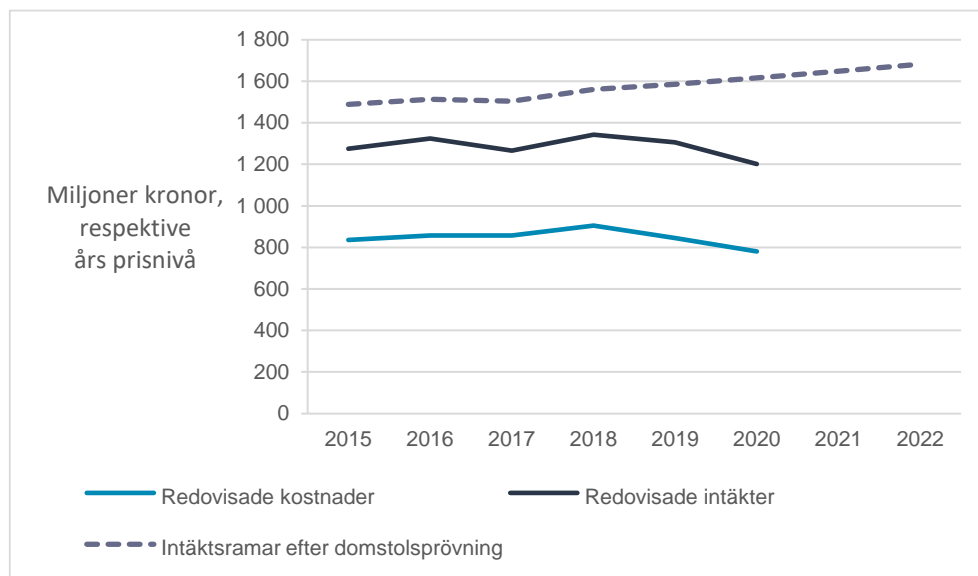


Källa: Ei.

Ovanstående Figur 33 visar att de totala kostnaderna och intäkterna har varierat under åren 2015–2018, även om de har minskat under de två senaste åren. Vi kan också från figuren se att räntekostnaderna utgör en mycket liten del av kostnaderna.

I Figur 34 nedan jämför vi på total nivå gasnätsföretagens poster som presenterats i ovanstående Figur 33 med beslutade årliga intäktsramar efter domstolsprövning. Kostnader och intäkter från årsrapporterna redovisas under åren 2015–2020 medan de årliga intäktsramarna redovisas för åren 2015–2022. Notera dock att intäktsramarna för åren 2019–2022 inte är uppdaterade ännu med faktiskt utfall för exempelvis opåverkbara kostnader och investeringar, vilket kommer att ske efter periodens slut. Därutöver är de årliga intäktsramarna för 2019–2022 schablonindexerade från 2017 till respektive års prisnivå med en antagen årlig inflation om 2 procent.

Figur 34. Jämförelse mellan årliga intäktsramar efter domstolsprövning under åren 2015–2022 med totala redovisade kostnader och intäkter under åren 2015–2020



Källa: Ei.

På total nivå har gasnätsföretagens redovisade intäkter för samtliga år under mätperioden överstigit kostnaderna. Att de totala intäkterna överstigit kostnaderna under hela perioden visar att förutsättningarna torde vara uppfyllda för att företagen ska överleva på lång sikt.

Utnyttjandegraden, det vill säga andel totala intäkter i förhållande till intäktsramarna, har under åren 2015–2019 legat relativt konstant omkring 85 procent. För 2020 var dock utnyttjandegraden lägre, omkring 74 procent.

6.4 Nyckeltal

I detta avsnitt har vi analyserat nyckeltalen för gasnätsföretagen under åren 2015–2020 och delat upp dem per företagsnivå²¹⁵. Beräkningarna av nyckeltalen har vi gjort utifrån respektive företags samlade redovisade värden i årsrapporterna. Nyckeltalen som vi presenterar är soliditet, skuldsättningsgrad, vinstmarginal, nettomarginal, avkastning på eget kapital och avkastning på totalt kapital. Vi har valt dessa då det ger en bra och bred överblick av den ekonomiska utvecklingen såsom finansiell styrka, förmåga att täcka kostnader och lönsamhet. En mer ingående beskrivning av nyckeltalen och hur vi har beräknat dessa presenterar vi i *Bilaga 1* till den här rapporten.

I Tabell 16 visas en sammanfattning av nyckeltalen för samtliga gasnätsföretag avseende perioden 2015–2020.

²¹⁵ Vi har i beräkningarna av nyckeltalen helt valt exkludera Krafringen Nät AB då deras värden sticker ut och det är osäkert om värdena är helt tillförlitliga under samtliga år.

Tabell 16. Sammanfattning av nyckeltalen för samtliga gasnätsföretag för perioden 2015–2020

Beräknade sammanvägda nyckeltal för samtliga gasnätsföretag	2015	2016	2017	2018	2019 ²¹⁶	2020
Soliditet²¹⁷ (%)	73	70	67	70	66	64
Skuldsättningsgrad (gångar)	0,37	0,43	0,48	0,44	0,50	0,57
Vinstmarginal (%)	36	37	35	37	37	37
Nettomarginal (%)	35	36	34	36	37	37
Avkastning på eget kapital (%)	12	13	14	18	17	17
Avkastning på totalt kapital²¹⁸ (%)	9	10	10	13	12	11

Källa: Ei.

För samtliga nyckeltal har vi med en beskrivning och jämförelse med en större population som har en relativt snarlik riskprofil och verksamhet som svenska gasnätsföretag. Som jämförelse har vi valt att utgå från SCB:s branschstatistik²¹⁹ och 2019 års värden för medianen, lägsta fjärdedelen (nedre kvartilen) och högsta fjärdedelen (övre kvartilen) för svenska el-, gas- och värmeverk (SNI-kod 35). Jämförelsen kan ge en indikation om gasnätsföretagens relativa ekonomiska utveckling även om jämförelsen är förhållandevis förenklad.

6.4.1 Soliditet

Soliditet är ett mått på företagets finansiella styrka och visar hur stor del av tillgångarna som finansieras med företagets egna kapital. En mer allmän beskrivning av soliditet är att den mäter ett företags betalningsförmåga på lång sikt. Vad som är en rimlig nivå på soliditeten varierar dock mellan olika branscher och företag beroende på exempelvis affärsrisk, ett företags finansiella riskexponering och hur kapitalkrävande affärsverksamheten är. Generellt sett anses dock en soliditet under 20 procent som lågt och en låg soliditet indikerar att ett företag har en låg finansiell styrka.

I Figur 35 visar vi utvecklingen av soliditeten för gasnätsföretagen under åren 2015–2020. Figuren visar att soliditeten, totalt sett, i princip har minskat successivt under perioden från 73 till 64 procent. Vidare kan vi från figuren se att Öresundskraft AB sticker ut då de genomgående har haft den högsta soliditeten på omkring 93–94 procent.

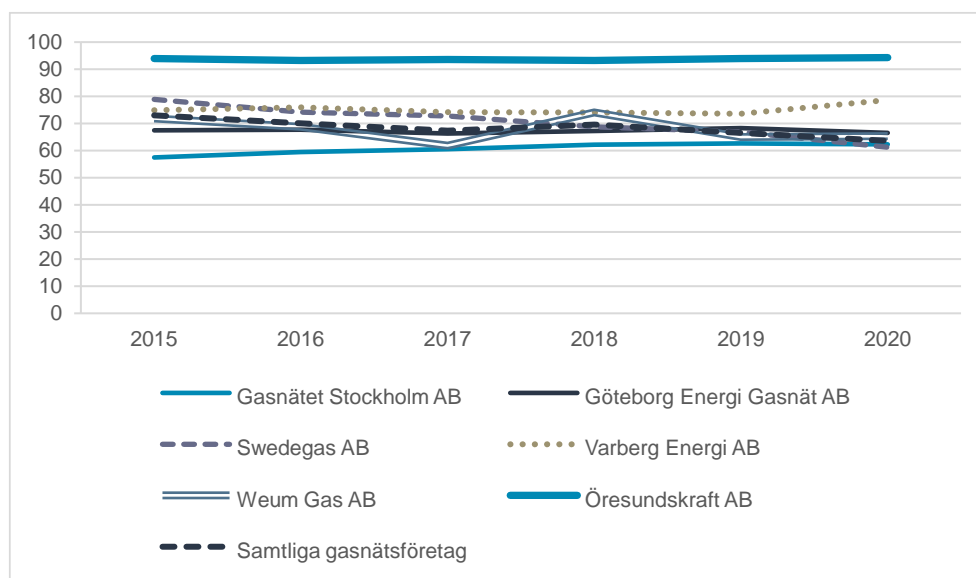
²¹⁶ Bolagsskatten ändrades från 22 till 21,4 procent för räkenskapsår som inleds från den 1 januari 2019.

²¹⁷ Exklusive immateriella tillgångar.

²¹⁸ Exklusive immateriella tillgångar.

²¹⁹ [Länk till SCB:s branschstatistik.](#)

Figur 35. Gasnätsföretagens soliditet i procent under åren 2015–2020



Källa: Ei.

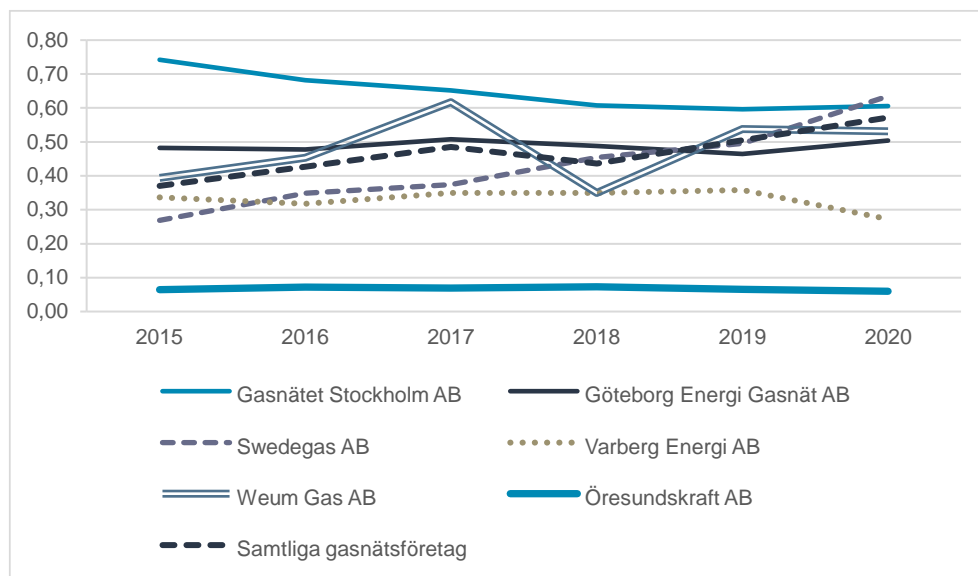
I SCB:s branschstatistik ser vi att svenska företag verksamma inom sektorn el-, gas- och värmeverk under 2019 i genomsnitt (median) haft en soliditet på omkring 35 procent. Nedre kvartil var cirka 14 procent och övre kvartil var cirka 62 procent. Jämförelsen visar att majoriteten av gasnätsföretagen uppvisar en mycket god soliditet, även om den totalt sett har minskat något på senare tid. Detta indikerar på en hög finansiell styrka, god betalningsförmåga på lång sikt och tyder även på en god lönsamhet.

6.4.2 Skuldsättningsgrad

Skuldsättningsgraden är nära besläktat med soliditeten, men mäter hur stora företagets totala skulder är i förhållande till eget kapital och anger företagets finansiella styrka. Ifall ett företag har en skuldsättningsgrad över 1 gånger betyder det att skulderna är större än det egna kapitalet och vice versa ifall en skuldsättningsgrad är under 1 gånger. Vad som är en rimlig skuldsättningsgrad varierar mellan olika branscher och företag, men generellt sett är en skuldsättningsgrad under 2 gånger att föredra.

I Figur 36 visar vi utvecklingen av skuldsättningsgraden (i gånger) för gasnätsföretagen under åren 2015–2020. Totalt sett har skuldsättningsgraden i princip ökat successivt under perioden då den gått från 0,37 till 0,57. Det är dock rätt stora skillnader mellan de olika gasnätsföretagen.

Figur 36. Gasnätsföretagens skuldsättningsgrad i gånger under åren 2015–2020



Källa: Ei.

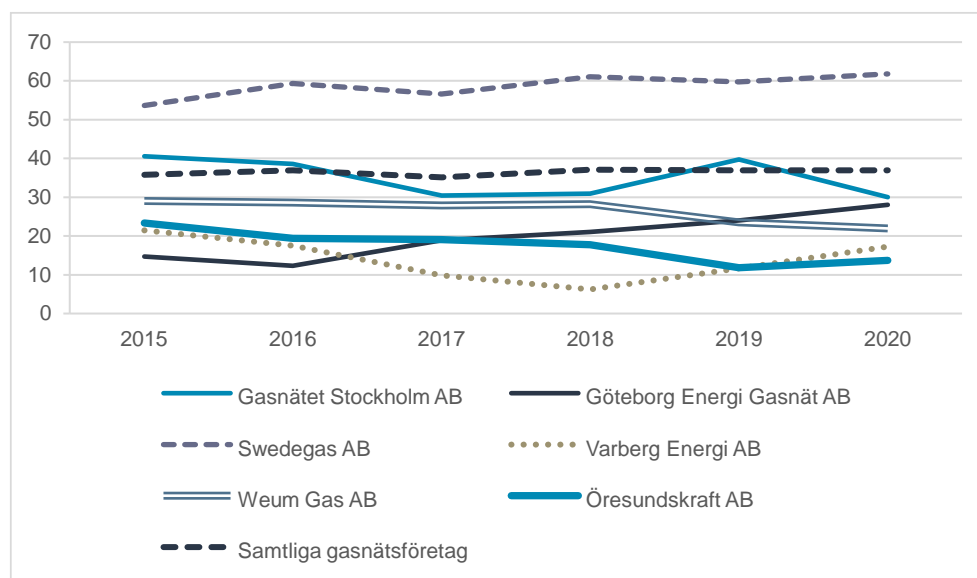
I SCB:s branschstatistik ser vi att svenska företag verksamma inom sektorn el-, gas- och värmeverk under 2019 i genomsnitt (median) haft en skuldsättningsgrad på omkring 1,5 gånger. Nedre kvartil var cirka 0,5 och övre kvartil var strax under 4. Jämförelsen visar att majoriteten av gasnätsföretagen uppvisar en låg skuldsättningsgrad, även om den ökat på senare tid. Detta tyder på att gasnätsföretagen i högre grad är finansierade av eget kapital i stället för med skulder vid jämförelse med den genomsnittliga branschstatistiken.

6.4.3 Vinstmarginal

Nyckeltalet vinstmarginal visar hur mycket som blir kvar av företagets varje omsatta krona för att täcka räntekostnader och åstadkomma en vinst. Nyckeltalet ger en indikation på hur effektivt ett företag är resultatmässigt, men visar inte hur effektivt kapitalet utnyttjas.

I Figur 37 visar vi utvecklingen av vinstmarginalen (i procent) för gasnätsföretagen under åren 2015–2020. Figuren visar att vinstmarginalen för gasnätsföretagen, totalt sett, har varit stabil under perioden och legat omkring 35–37 procent. Det är dock rätt stora skillnader mellan gasnätsföretagen och även mellan åren.

Figur 37. Gasnätsföretagens vinstmarginal i procent under åren 2015–2020



Källa: Ei.

I SCB:s branschstatistik ser vi att svenska företag verksamma inom sektorn el-, gas- och värmeverk under 2019 i genomsnitt (median) haft en vinstmarginal²²⁰ på omkring 11,9 procent. Nedre kvartil var cirka 0,3 procent och övre kvartil var cirka 29,5 procent. Jämförelsen visar att majoriteten av gasnätsföretagen uppvisar en god vinstmarginal och att lönsamheten på aggregerad nivå under perioden varit relativt oförändrad.

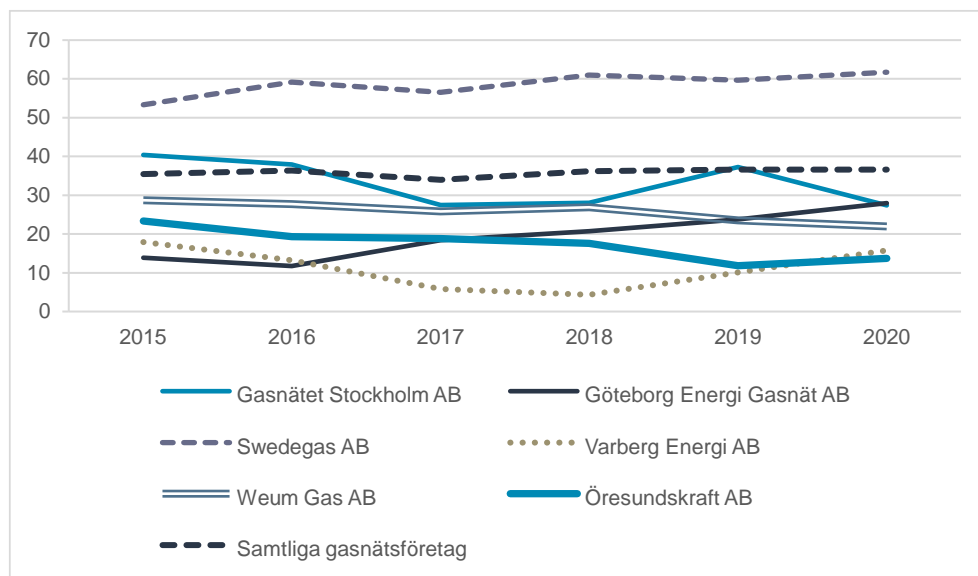
6.4.4 Nettomarginal

Nettomarginal är ett nyckeltal som visar hur stor del av företagets varje omsatta krona som blir över efter att alla företagets kostnader, utom bolagsskatten, har dragits av.

I Figur 38 visar vi utvecklingen av nettomarginalen (i procent) för gasnätsföretagen under åren 2015–2020. Figuren visar att nettomarginalen för gasnätsföretagen, totalt sett, har varit stabil under åren och legat omkring 35–37 procent. Skillnaderna mellan gasnätsföretagen och mellan åren är dock ganska stora.

²²⁰ Benämnd som vinstprocent i SCB:s branschstatistik.

Figur 38. Gasnätsföretagens nettomarginal i procent under åren 2015–2020



Källa: Ei.

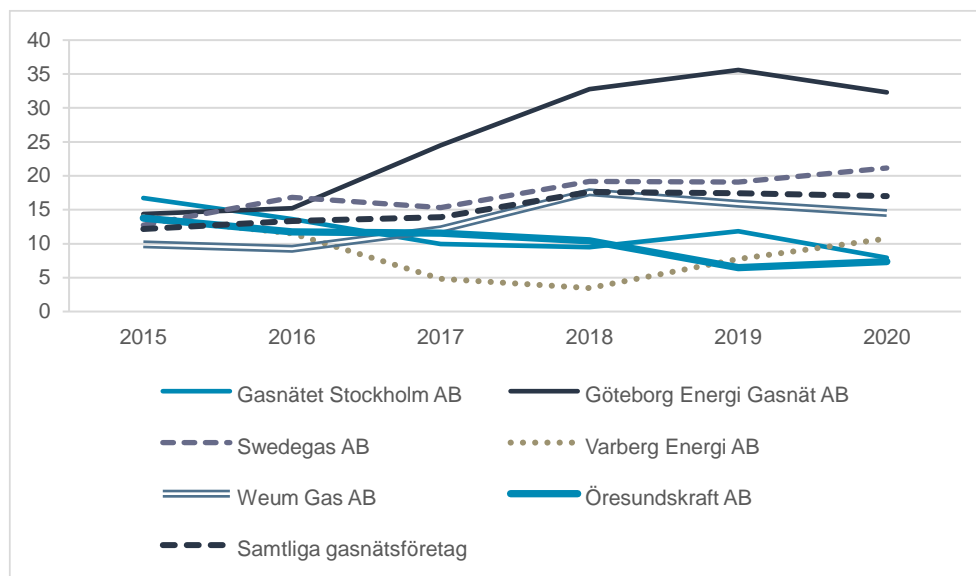
I SCB:s branschstatistik ser vi att svenska företag verksamma inom sektorn el-, gas- och värmeverk under 2019 i genomsnitt (median) haft en nettomarginal på omkring 6,3 procent. Nedre kvartil var cirka -0,8 procent och övre kvartil var cirka 23,1 procent. Jämförelsen visar att majoriteten av gasnätsföretagen uppvisar en god vinstmarginal och att lönsamheten på aggregerad nivå under perioden varit relativt oförändrad.

6.4.5 Avkastning på eget kapital

Avkastning på eget kapital mäter hur mycket avkastning ett företag genererar sett till ägarnas satsade kapital. Nyckeltalet presenteras i procent och är ett lönsamhetsmått som används för att mäta om ett företags vinst är tillfredsställande sett till kapitalet. Om resultatet visar på 10 procent eller under kan avkastningen på eget kapital anses vara svag.

I Figur 39 visar vi utvecklingen av avkastningen på eget kapital (i procent) för gasnätsföretagen under åren 2015–2020. Avkastningen på eget kapital har, totalt sett för gasnätsföretagen, ökat från omkring 12–14 procent (2015–2017) till 17–18 procent (2018–2020). Utvecklingen för Göteborg Energi Gasnät AB har varit en bidragande faktor till detta.

Figur 39. Gasnätsföretagens avkastning på eget kapital i procent under åren 2015–2020



Källa: Ei.

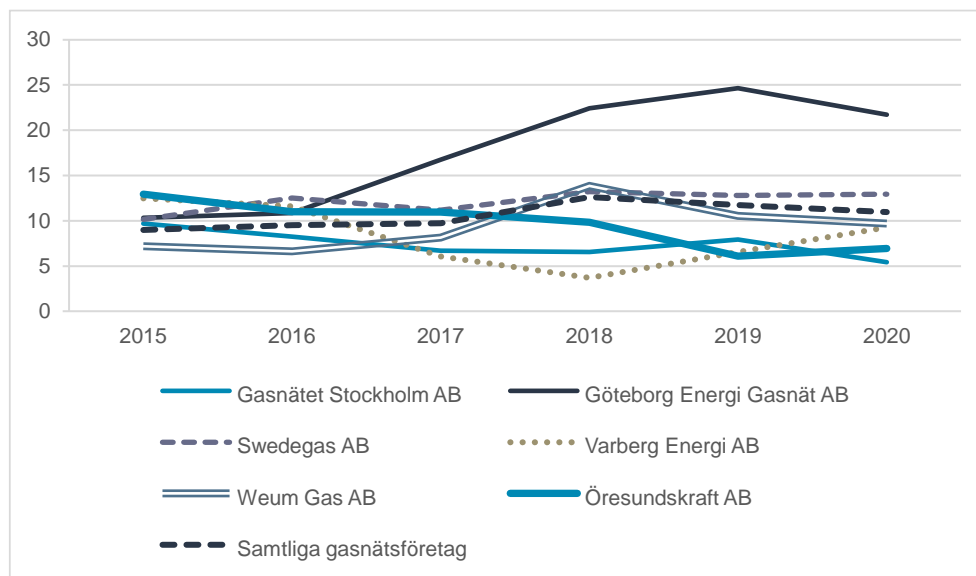
I SCB:s branschstatistik ser vi att svenska företag verksamma inom sektorn el-, gas- och värmeverk under 2019 i genomsnitt (median) har haft en avkastning på eget kapital på omkring 7 procent. Nedre kvartil var cirka -1 procent och övre kvartil var cirka 23 procent. Jämförelsen visar att majoriteten av gasnätsföretagen uppvisar något högre nivå på avkastningen på det egna kapitalet jämfört med den genomsnittliga branschstatistiken vilket indikerar större lönsamhet för gasnätsföretagen än branschens genomsnitt.

6.4.6 Avkastning på totalt kapital

Avkastning på totalt kapital är ett nyckeltal på hur lönsamt ett företag är i relation till dess totala kapital. Nyckeltalet mäter hur effektivt företaget utnyttjar sina tillgångar för att generera vinst, oberoende av hur kapitalet är finansierat.

I Figur 40 visar vi utvecklingen av avkastningen på totalt kapital (i procent) för gasnätsföretagen under åren 2015–2020. Figuren visar att avkastningen på totalt kapital, totalt sett för gasnätsföretagen, varit relativt stabil omkring 9–13 procent. Utvecklingen för Göteborg Energi Gasnät AB sticker ut då deras avkastning ökat från cirka 10 till drygt 20 procent.

Figur 40. Gasnätsföretagens avkastning på totalt kapital exklusive immateriella anläggningstillgångar i procent under åren 2015–2020



Källa: Ei.

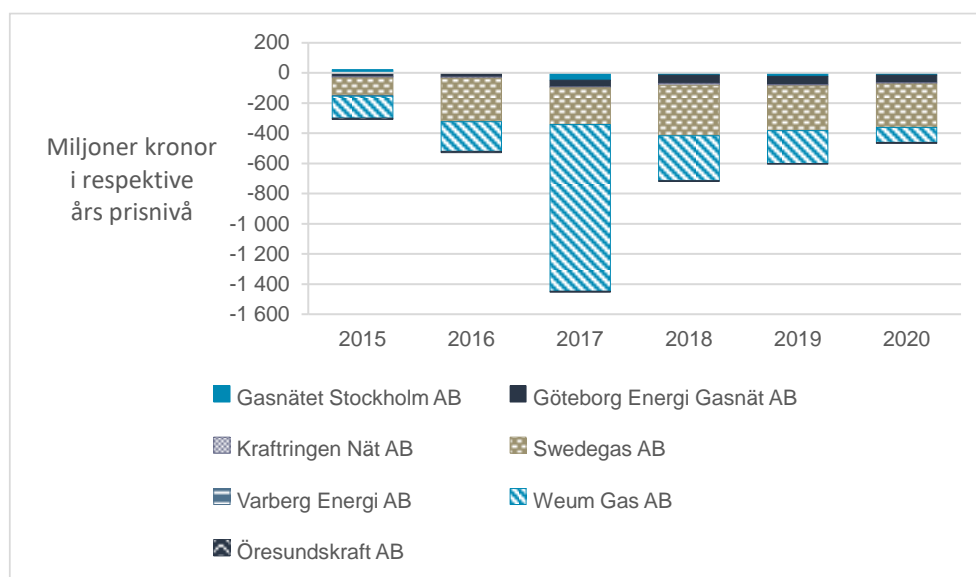
I SCB:s branschstatistik ser vi att svenska företag verksamma inom sektorn el-, gas- och värmeverk under 2019 i genomsnitt (median) har haft en avkastning på totalt kapital på strax över 3 procent. Nedre kvartil var cirka 0 procent och övre kvartil var cirka 8 procent. Jämförelsen visar att majoriteten av gasnätsföretagen uppvisar en god avkastning på totalt kapital.

6.5 Koncernbidrag och utdelningar

I Figur 41 visar vi utvecklingen av nettot från koncernbidrag²²¹ och utdelningar för gasnätsföretagen under åren 2015–2020. Negativa värden visar att företagen gett ut mer koncernbidrag och utdelning, än vad de har tagit emot.

²²¹ Nettot från lämnade och erhållna koncernbidrag.

Figur 41. Summan av gasnätsföretagens koncernbidrag (netto) och utdelningar under respektive år 2015–2020



Källa: Ei.

Figur 41 visar att de totala koncernbidragen och utdelningarna från gasnätsföretagen ökade fram till 2017 för att sedan minska till 2020. Den tillfälliga toppen under år 2017 kan främst relateras till en stor utdelning som dåvarande Eon Gas Sverige AB (numera Weum Gas AB) gjorde på 950 miljoner kronor. Utdelningen kan härledas till en omstrukturering och avyttring av företagets dåvarande affärsområden.

Under perioden 2015–2020 uppgick de årliga koncernbidragen och utdelningarna från gasnätsföretagen i genomsnitt, i löpande priser, till omkring 676 miljoner kronor. Denna nivå motsvarar i genomsnitt cirka 44 procent av de årliga intäktsramarna under samma period. Om vi exkluderar år 2017, med anledning av Eon Gas Sverige AB:s (numera Weum Gas AB) tillfälliga stora utdelning, motsvarar det i stället 34 procent av de årliga intäktsramarna i genomsnitt.

6.6 Investeringar i gasnäten

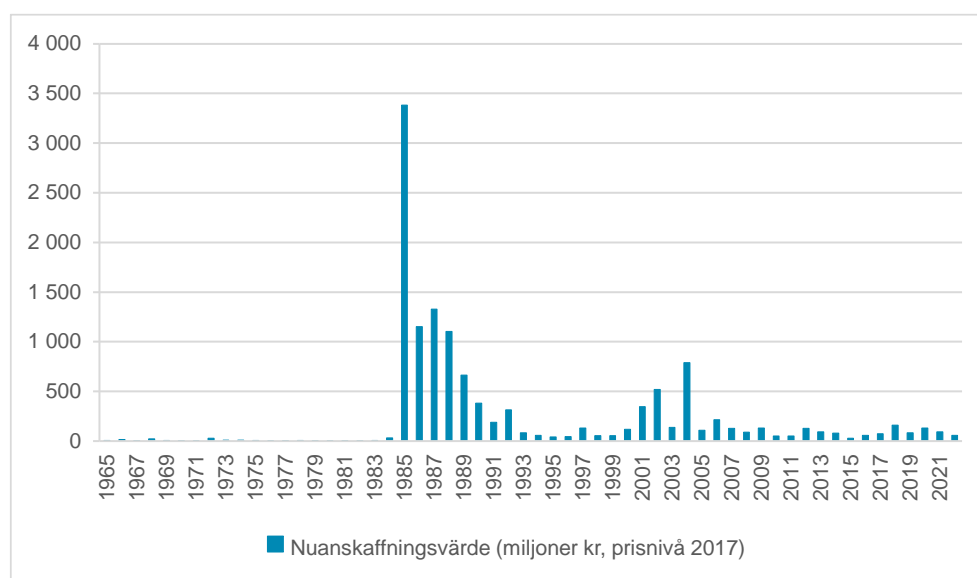
De svenska gasnäten påverkas inte i lika hög grad av samhällsutvecklingen som elnäten. Det beror bland annat på att gasnäten i Sverige har en mindre roll i samhället än vad gasen har i många andra länder i Europa. Energiomställningen som för med sig exempelvis ett ökat elbehov och ökad grad av variabel elproduktion gör emellertid att gasen kan komma att spela en viktig roll. Några

exempel är Power-to-gas²²², sektorkoppling²²³, ökad andel biogas, vätgasexpansion och att kunna bidra som ett stöd till kapacitetsutmaningen i elnätet.

6.6.1 Anläggningar i drift idag i de svenska gasnäten

Som en inledning till analysen om investeringar i gasnäten är det viktigt att först analysera och beskriva vilka anläggningar som är i drift i näten idag. I Figur 42 och Figur 43 presenteras därför vilka år som västsvenska gasnätet respektive gasnätet i Stockholmsområdet ursprungligen driftsatt sina anläggningar fram till och med utgången av år 2017. I figurerna redovisar vi även de investeringar som gasnätsföretagen planerar att genomföra under respektive år 2018–2022.

Figur 42. Anläggningar i västsvenska gasnätet per den 31 december 2017, fördelade utifrån de år som de ursprungligen har driftsatts, samt planerade investeringar under 2018–2022



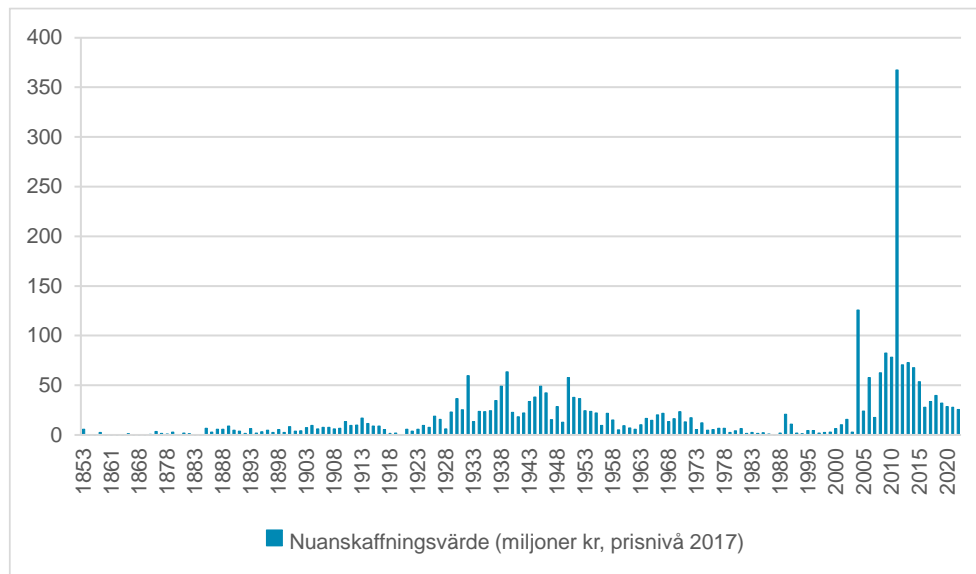
Källa: Ei.

Som framgår av Figur 42 introducerades gas i Sverige i större skala år 1985, genom en utbyggnad av det danska gassystemet till det västsvenska gasnätet.

²²² Power-to-Gas är en teknik där överskott från vindkraft kan tas tillvara och lagras som gas.

²²³ Sektorkoppling är ett övergripande begrepp som innefattar olika former av att knyta samman olika energisektorer, såsom gas-, el- och fjärrvärmesystem. Med sektorkoppling kan exempelvis integrationen av förnybar energi i systemet förenklas.

Figur 43. Anläggningar i gasnätet i Stockholmsområdet per den 31 december 2017, fördelade utifrån de år som de ursprungligen har driftsatts, samt planerade investeringar under 2018–2022



Källa: Ei.

Gasnätet i Stockholmsområdet togs ursprungligen i drift under 1850-talet. I Figur 43 framträder en större investering i gasnätet år 2011, vilket beror på att fordonsgasnätet anslöts och anläggningar driftsattes för byte från naftabaserad gas till naturgas.

Den genomsnittliga kapitalviktade anläggningsåldern var vid utgången av år 2017 cirka 25 år för västsvenska gasnätet och cirka 46 år för gasnätet i Stockholmsområdet.

6.6.2 Investeringstakt och planerade investeringar

Gasnätsföretagen får kostnadstäckning för sina investeringar utifrån den avskrivningstid som finns i regleringen. I ett scenario där gasnätsföretagen antas vilja maximera sin vinst kommer företagen att sträva mot att den långsiktiga ekonomiska livslängden på anläggningarna sammanfaller med den avskrivningstid som finns i regleringen. Utifrån den genomsnittliga avskrivningstiden på cirka 84 år borde reinvesteringarna vara ungefär 1,19 procent²²⁴ i genomsnitt. Procentsatsen avser årliga investeringsnivåer som minst behöver genomföras för att anläggningarnas genomsnittliga ålder ska hållas konstant.

Värdet av den ingående kapitalbasen för det västsvenska gasnätet respektive gasnätet i Stockholmsområdet var vid utgången av år 2017 cirka 12 289 respektive 2 715 miljoner kronor²²⁵. De årliga reinvesteringarna bör således i genomsnitt vara

²²⁴ $(1/84) \cdot 100 \approx 1,19$ procent.

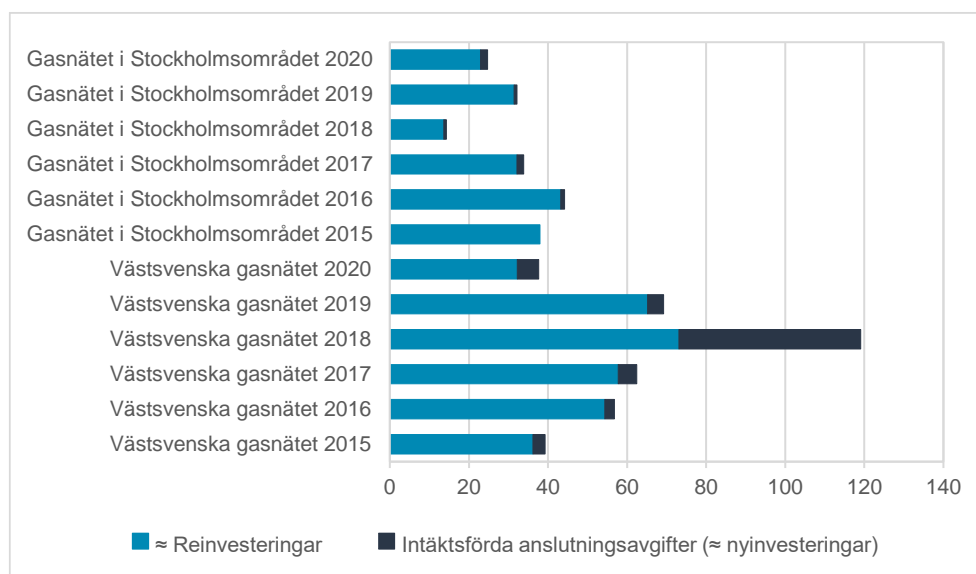
²²⁵ 2017 års prisnivå.

åtminstone omkring 146 miljoner kronor respektive 32 miljarder kronor. Till detta kan behov av nyinvesteringar läggas.

Under åren 2018–2022 planerar gasnätsföretagen verksamma inom västsvenska gasnätsystemet att investera i genomsnitt totalt omkring 105 miljoner kronor per år²²⁶. Denna nivå är cirka 28 procent lägre än miniminivån för att enbart hålla åldern på anläggningsmassan konstant. Under motsvarande period planerar gasnätsföretaget som driver gasnätet i Stockholmsområdet att investera strax under 31 miljoner kronor per år i genomsnitt. Denna nivå är ungefär vad som krävs för enbart vidmakthålla åldersstrukturen i gasnätet.

Precis som på elnätsidan är det förhållandevis svårt att exakt härleda hur utvecklingen har varit för gasnätsföretagens re- och nyinvesteringar. Det beror dels på begränsad datatillgång, dels på att en investering i sig ofta kan anses både vara en re- och en nyinvestering. Från de årsrapporter som gasnätsföretagen årligen redovisar till Ei kan vi dock få en grov fingervisning om detta. I Figur 44 redovisar vi därför ett estimat²²⁷ av ny- och reinvesteringar i västsvenska gasnätet och gasnätet i Stockholmsområdet under åren 2015–2020.

Figur 44. Faktiska investeringar i gasnäten under åren 2015–2020 i prisnivå 2020 inklusive en grov uppskattad fördelning av re- och nyinvesteringar



Källa: Ei.

Liksom elnätsföretag har gasnätsföretag i flera fall historiskt periodiserat sina intäkter från anslutningsavgifter och intäktsför dessa successivt under en period

²²⁶ 2017 års prisnivå.

²²⁷ Estimaten grundas på följande. De totala investeringarna är summan av bokförda inköp (årsrapportskod NO1201) och omklassificeringar (årsrapportskod NO1401), medan intäktsförda anslutningsavgifter (årsrapportskod RR7102) antas motsvara nyinvesteringar. Reinvesteringar är summan av bokförda inköp och omklassificeringar subtraherat med intäktsförda anslutningsavgifter.

om vanligen cirka 40 år. Detta innebär att de redovisade nyinvesteringarna här troligen är något underskattade och i sin tur att reinvesteringarna kan vara något överskattade. Om vi bortser från detta ser vi i figuren att reinvesteringarna har varierat mellan åren. Reinvesteringarna i västsvenska gasnätet bedöms i genomsnitt ha legat under den nivå som krävs för att enbart vidmakthålla anläggningsåldern i nätet medan reinvesteringarna i gasnätet i Stockholmsområdet legat ungefär på miniminivån. Intäktsförda anslutningsavgifter har totalt sett varit mer stabila genom åren, bortsett från år 2018 då en tillfällig ökning skedde främst beroende på anslutning av större biogasanläggningar i västsvenska gasnätet.

7 Utvecklingen av gasnätstariffer för perioden 2015–2020

Regler om nättariffer för distribution av naturgas finns i naturgaslagen. I 6 kap. 2 § naturgaslagen anges att "Avgifter och övriga villkor för överföring och lagring av naturgas samt för tillträde till en förgasningsanläggning ska vara skäliga, objektiva och icke-diskriminerande." Vid utformande av avgifter för överföring av naturgas ska företagen särskilt beakta antalet anslutna kunder, kundernas geografiska läge, mängden överförd energi, abonnemangskostnader för överliggande ledningar, leveranssäkerhet och ledningarnas tryck.²²⁸ Ei:s tillsyn av de metoder som ligger till grund för utformningen av tariffer syftar till att säkerställa att de enligt kraven i naturgaslagen är objektiva och icke-diskriminerande.

Ei samlar inte in uppgifter om gasnätstarifferna så som myndigheten gör med elnätstarifferna. Statens energimyndighet är dock ansvarig för den officiella energistatistiken i Sverige och genomför med hjälp av SCB årligen en undersökning för att följa prisutvecklingen på naturgasområdet. Det görs via en enkätundersökning riktad till ägare av naturgasnät, som lämnar information om vilka genomsnittliga nättariffer som tillämpats per halvår för ett antal olika förbrukarkategorier för hushålls- och industrikunder.²²⁹

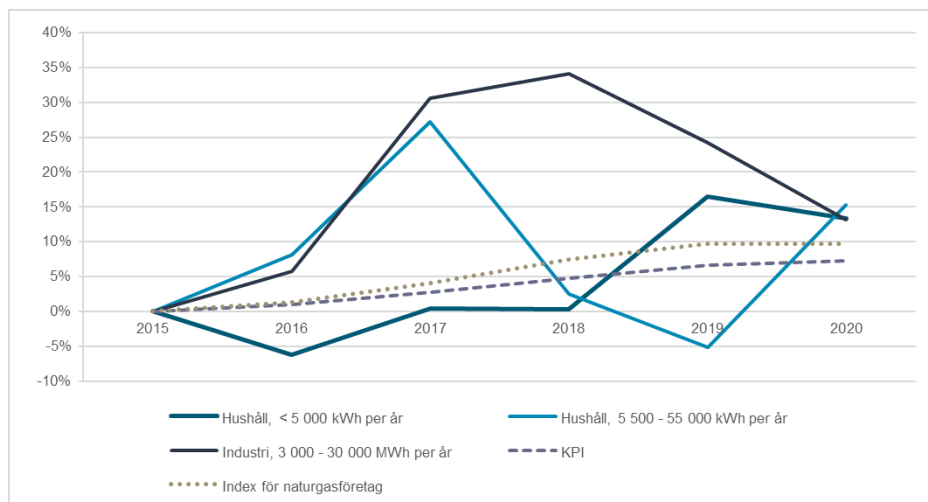
I Figur 45 visas den aggregerade procentuella utvecklingen av gasnätstarifferna mellan 2015 och 2020.²³⁰ Tre olika typkunder jämförs med utvecklingen av KPI och det index som används vid prisuppräknings i gasnätregleringen ("anläggningsindex"). Alla tre typkundernas tariffer har totalt under perioden ökat med 13–15 procent, vilket är mer än de båda prisindexen. Däremot ser variationen ut att vara desto större både mellan åren och mellan de olika typkunderna under perioden.

²²⁸ 6 kap. 3 § naturgaslagen.

²²⁹ Stora metodförändringar har gjorts mellan 2019 och 2020, vilket betyder att jämförelser mellan dessa år ska utföras med stor försiktighet, enligt SCB:s kvalitetsdeklaration och dokumentation.

²³⁰ Eftersom det ofta är relativt stora skillnader mellan första och andra halvårets tariffer i SCB:s undersökning, så används här ett genomsnitt av dessa. Eftersom inga uppgifter finns tillgängliga om de olika typkundernas antal, så är detta ett oviktat genomsnitt.

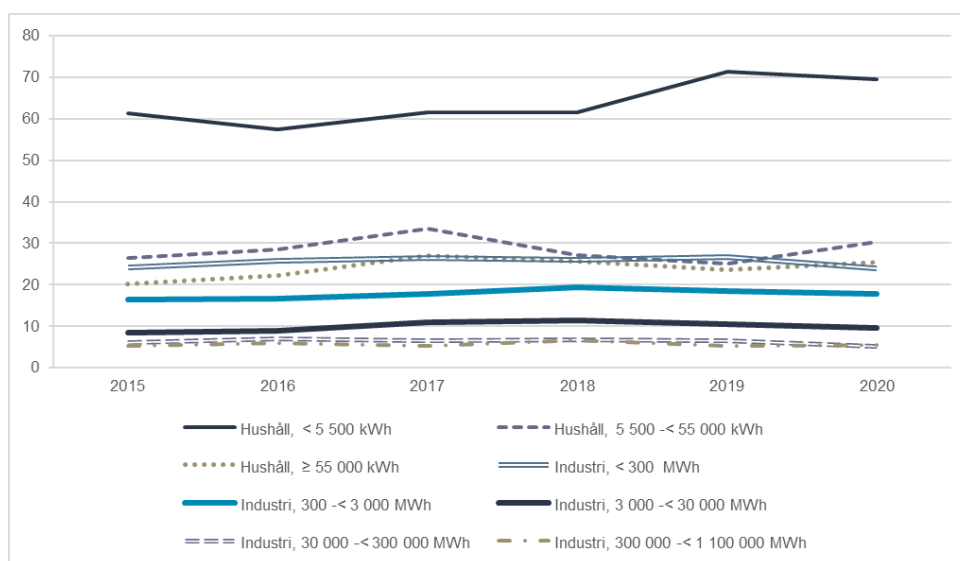
Figur 45. Aggregerad procentuell utveckling av gasnätstarifferna jämfört med utveckling av konsumentprisindex och anläggningsindex för perioden 2015–2020, exklusive skatter



Källa: SCB.

I Figur 46 presenteras utvecklingen av gasnätstarifferna i öre per kWh, i stället för den aggregerade procentuella utvecklingen. Även där syns variationen mellan åren men också att prisnivån över tid inte utvecklats i någon tydlig riktning. Möjligen kan man se en uppgång under de senaste 1–2 åren för hushållskunderna, medan industrikunderna fått något lägre tariffer. Där syns också att skillnaden mellan olika typkunder är större än på elnätmarknaden (se Figur 26). De största industrikunderna betalar en avsevärt lägre tariff för distributionen av gas per kWh, 10 gånger mindre, än de minsta hushållskunderna. De minsta hushållskunderna, det vill säga de som förbrukar mindre än 5 500 kWh per år, är så kallade *gasspiskunder*, medan de hushåll som förbrukar mer även har uppvärmning av sin bostad.

Figur 46. Utveckling av gasnätstariffer i öre/kWh, exklusive skatter. Löpande prisnivå. Typkundernas volymer avser årsförbrukning



Källa: SCB.

8 Sammanfattande kommentarer om den ekonomiska utvecklingen för el- och gasnätsverksamhet

I det här kapitlet sammanfattar vi de analyser som vi har genomfört i kapitel 3.3–7 om den ekonomiska utvecklingen för el- och gasnätsverksamhet sedan införandet av förhandsregleringen. Vi har också lagt in en del kommentarer utöver vad vi tidigare har lyft fram i dessa kapitel. Sammanfattningen delas upp för el- respektive gasnät, var för sig.

Inledningsvis vill vi klargöra skillnaden mellan uppgifter från regleringen respektive bokföringen. Regleringen av nätföretagen sker genom Ei:s beslut om intäktsram vilka styr el- och gasnätsföretagens nivå av bokförda kostnader och intäkter. Intäktsramen ska täcka skäliga kostnader för att bedriva nätverksamheten och ge en rimlig avkastning på det kapital som krävs för att bedriva verksamheten. De kostnader som beräknas i regleringen motsvarar inte nödvändigtvis de kostnader som företagen redovisar i sin bokföring genom exempelvis årsrapporter. I sammanhanget vill vi också föra fram att vi avser att löpande utvärdera och utveckla de analyser vi har tagit fram inom detta område.

8.1 Ekonomisk utvecklingen för elnätsverksamhet under perioden 2012–2020

Sedan införandet av förhandsreglering för elnätsverksamhet den 1 januari 2012 har det skett en successiv utveckling av metoder och regler till grund för Ei:s beslut om intäktsram. En regelbunden utveckling är nödvändig för att möta förändrade krav på elnätsinfrastrukturen och erfarenheter av hur väl företagen svarar på incitamenten i regleringen. Besluten om intäktsramar har också återkommande varit föremål för domstolsprocesser vilket påverkat såväl regelverk och metoder som beloppsmässiga utfall. Domstolsprocesserna har framför allt handlat om nivån på kalkylräntan. I Tabell 17 redovisar vi den skillnaden i intäktsramar som utvecklingen av regleringen och domstolsprocesserna har resulterat i för lokal- och regionnätsföretagens intäktsramar. Tabellen visar vilka intäktsramar lokal- och regionnätsföretagen har ansökt om, Ei:s beslutade intäktsramar och de intäktsramar som Ei har fastställt efter prövning i domstol. Vid jämförelser mellan de olika perioderna är det viktigt att notera att beloppen för perioderna är redovisade i olika års prisnivåer.

Tabell 17. Aggregerade intäktsramar för lokal- och regionnätstföretag avseende tillsynsperioderna 2012–2015, 2016–2019 och 2020–2023

Tillsynsperiod och prisnivå som belopp redovisas i	Elnätstföretagens ansökta belopp om Intäktsram	Ei:s beslutade intäktsramar	Intäktsramar efter domstolsprövning
2012–2015 (prinsnivå 2010)	183 miljarder kronor	160 miljarder kronor ²³¹	196 miljarder kronor ²³²
2016–2019 (prinsnivå 2014)	176 miljarder kronor	164 miljarder kronor ²³³	173 miljarder kronor ²³⁴
2020–2023 (prinsnivå 2018)	Ej aktuellt ²³⁵	168 miljarder kronor	Ej möjligt att just nu ange ett belopp ²³⁶

Källa: Ei.

Utöver intäktsramar för perioden 2020–2023 vill vi också föra fram att riksdagen i slutet av april 2021, genom regeringens initiativ, antog en ny lag om särskilt investeringsutrymme för elnätstverksamhet. Lagen syftar till att skapa särskilda drivkrafter för elnätstföretag att göra investeringar som ökar kapaciteten i elnätet. Företagen ges därmed en möjlighet att, under förutsättning att de uppfyller vissa kriterier, maximalt kunna utöka sina intäktsramar under en kommande tolvårsperiod (2020–2031) motsvarande cirka 32 miljarder kronor²³⁷.

Förändringar i vår omvärld såsom energiomställningen, fortsatt urbanisering och digitalisering med mera visar att Sveriges åldrande elnät löpande behöver förnyas och utvecklas. Svenska kraftnät planerar för mycket stora investeringar framöver, uppemot en tredubbling jämfört med historiska nivåer. Lokal- och regionnätstföretagen planerar också för rätt stora investeringar, där mycket av investeringarna under nuvarande tillsynsperiod (2020–2023) går till nya elmätare på grund av nya funktionskrav på mätare. Vi kan också se i våra data från regleringen att det är förhållandevis stora skillnader mellan elnätstföretagen när det gäller nivån på de planerade investeringarna. Nätkapacitetsbristen som råder i delar av Sveriges elnät kan vara en faktor och denna situation har också medfört att andra lösningar än nätutbyggnad har fått en mer framträdande roll. De utmaningar som uppstått aktualiserar behovet av att utveckla en mer flexibel och

²³¹ Ei medgav i domstolsprocessen att den beslutade övergångsmetoden ändrades i några delar vilket resulterade i att intäktsramarna ökade från cirka 150 till 160 miljarder kronor.

²³² Av ökningen på cirka 46 miljarder kronor (160 till 196) hänförs cirka 15 miljarder kronor till att domstolen ökade kalkylräntan från 5,2 till 6,5 procent och resterande 31 miljarder kronor berodde på att domstolen klargjorde att Ei inte skulle använda övergångsmetoden.

²³³ Ei medgav i domstolsprocessen att kalkylräntan ändrades från 4,53 till 4,56 procent vilket resulterade i att intäktsramarna ökade från 163 till 164 miljarder kronor.

²³⁴ På företagens ansökan om korrigering av kapitalbas omprövade Ei ett antal intäktsramar under tillsynsperioden 2016–2019. Omprövningarna ledde till att intäktsramarna ökade från 172 till 173 miljarder kronor.

²³⁵ Från och med tillsynsperioden 2020–2023 ansöker inte elnätstföretagen om belopp, alla företag får den intäktsram som Ei:s beräkning medger och Ei justerar beräkningen efter perioden utifrån de faktiska förutsättningarna.

²³⁶ Det går inte att ange en intäktsram efter domstolens prövning då domstolsprocesser pågår.

²³⁷ Redovisat här i 2018 års prisnivå.

rationell användning av elnätet. Nätinvesteringar behöver därför kompletteras med andra åtgärder såsom flexibilitetsresurser i form av efterfrågefleksibilitet, flexibel produktion och lagring.

I detta sammanhang vill vi också föra fram elmarknadsdirektivets bestämmelser²³⁸ om nätutvecklingsplaner. Enligt Ei:s förslag i rapporten [Ren energi inom EU – Ett genomförande av fem rättsakter](#)²³⁹ om införlivande av elmarknadsdirektivets bestämmelser ska alla DSO:er²⁴⁰ i framtiden upprätta nätutvecklingsplaner som ska lämnas in till Ei. Om förslaget genomförs innebär detta bland annat att det för ett nätföretag, i högre utsträckning än i dag, kommer att ställas krav på att samordna nätutbyggnad med andra nätföretag och med Svenska kraftnät. Nätföretagen behöver också samråda om de scenarier som ligger till grund för prognoser för ökad förbrukning, produktion med mera. I framtiden kommer därför nätutvecklingen på alla nätnivåer att genomsyras av en större helhetssyn. Nätföretagens nätutvecklingsplaner ska enligt direktivet inte bara omfatta prognoser för investeringar i infrastruktur, utan de ska även skapa transparens avseende nätföretagens framtida behov av flexibilitetstjänster och efterfrågefleksibilitet. Ei:s bedömning som presenteras i rapporten [Kapacitetsutmaningen i elnäten](#)²⁴¹ är att nätutvecklingsplaner och den samordning som måste ske för att ta fram dessa kommer att leda till bättre prognoser avseende nätens utveckling vilket i sin tur kommer att öka möjligheterna att förebygga nätkapacitetsbrist. De nämnda rapporterna från Ei bereds just nu på Regeringskansliet.

Även om det skett en successiv utveckling av metoder och regler till grund för Ei:s beslut om intäktsramar kan vi under perioden 2012–2020 se att vinstnivåerna har ökat markant och att kassaflödet ut ur företagen har varit omfattande. Under de senaste åren har däremot vinstnivåerna minskat. Det finns dock skillnader mellan olika företag och ägarformer.

Vår analys av elnätsföretagens produktivitet utveckling visade på en relativt låg utveckling under perioden 2012–2017. Vi ser därför ett behov av att införa starkare incitament än i dagens reglering för att företagen aktivt ska arbeta med produktivitetsförbättringar. Att tillämpa effektiviseringskravet på de totala kostnaderna, i stället för bara de påverkbara, är en del av detta, vilket utvecklas i avsnitt 9.4. Att göra större skillnad i det effektiviseringskrav som vi ställer på

²³⁸ Artikel 32 och Artikel 32.3.

²³⁹ Ei R2020:02.

²⁴⁰ Förkortningen DSO kommer av engelskans Distribution System Operator. På svenska motsvarande lokal- och regionnätstföretag.

²⁴¹ Ei R2020:06.

företagen, beroende på hur effektiva de har varit, är en annan möjlighet för att förbättra incitamenten.

Vi kan också i våra analyser se att elnätstarifferna har ökat betydligt mer än den allmänna prisutvecklingen i samhället. Under de senaste två åren (2020–2021) kan vi dock på total nivå se att prisutvecklingen har stannat upp eller till och med minskat något. Det förekommer dock fortsatt stora skillnader mellan olika elnätsföretag och denna skillnad är vad vi kan se nu större än någonsin.

8.2 Ekonomisk utvecklingen för gasnätsverksamhet under perioden 2015–2020

Förhandsreglering av gasnätsverksamhet med intäktsramar infördes den 1 januari 2015. Under de snart sju åren och två tillsynsperioderna som gått sedan införandet kan vi konstatera att ingen successiv utveckling av regler och metoder förekommit så som har skett för elnätsverksamhet. Domstolsprocesser har emellertid ägt rum, vilket till viss del påverkat metoder och beloppsmässiga utfall. Domstolsprocesserna för gasnätsverksamhet har handlat om vilka avskrivningstider som ska tillämpas för vissa anläggningskategorier och nivån på kalkylräntan. I Tabell 18 redovisar vi den beloppsmässiga utvecklingen för gasnätsföretagens intäktsramar. Tabellen visar vilka intäktsramar gasnätsföretagen har ansökt om, Ei:s beslutade intäktsramar och de intäktsramar som Ei har fastställt efter prövning i domstol. Vid jämförelser mellan de olika perioderna, notera att beloppen för perioderna är redovisade i olika års prisnivåer.

Tabell 18. Aggregerade intäktsramar för gasnätsföretagen avseende tillsynsperioderna 2015–2018 och 2019–2022

Tillsynsperiod och prisnivå som belopp redovisas i	Gasnätsföretagens ansökta belopp om Intäktsram	Ei:s beslutade Intäktsramar	Intäktsramar efter domstolsprövning
2015–2018 (prisinivå 2013)	7,3 miljarder kronor	6,0 miljarder kronor	6,3 miljarder kronor
2019–2022 (prisinivå 2017)	6,4 miljarder kronor	5,9 miljarder kronor	6,1 miljarder kronor

Källa: Ei.

De svenska gasnäten påverkas inte i lika hög grad av samhällsutvecklingen som elnäten. Det beror bland annat på att gasnäten i Sverige har en mindre roll i samhället. Energiomställningen som för med sig exempelvis ett ökat elbehov och ökad grad av variabel elproduktion gör emellertid att gasen kan komma att spela en viktig roll och påverka gasnätsföretagens investeringsnivåer. Av gasnätsföretagens planerade investeringar under nuvarande tillsynsperiod 2019–2022 ser vi däremot ingen direkt påverkan av detta. De planerade investeringsnivåerna för gasnätsföretagen är antingen under eller precis på den

miniminivå som krävs för att enbart vidmakthålla åldersstrukturen på anläggningarna.

Utöver regleringen av gasnätsverksamhet behöver vi beakta att det finns skillnader mellan gasnätsverksamhet och elnätsverksamhet i Sverige. Gasnätsverksamhet är exempelvis beroende av ett fåtal kunder med alternativa försörjningsmöjligheter och det svenska gasnätets struktur skiljer sig mot de europeiska. Mot denna bakgrund kan det vara svårt att dra några direkta slutsatser om hur väl regleringen med intäktsramar har fungerat för gasnätsverksamhet. I våra analyser över den ekonomiska utvecklingen för gasnätsföretagen under perioden 2015–2020 kan vi se att företagens vinstnivåer och kassaflödet ut ur företagen legat på ungefär samma nivå under perioden. Utvecklingen av avkastningen på eget kapital sticker ut under perioden med en tydlig ökning från omkring 12–14 procent till 17–18 procent.

När det gäller utvecklingen av gasnätstarifferna har våra analyser visat att dessa har varierat under perioden men totalt sett ökat något mer än den allmänna prisutvecklingen i samhället. För gasnätstarifferna, till skillnad mot elnätstarifferna, är det större skillnad mellan vad olika typer av gasnätskunder betalar i utmatningstariff. Exempelvis betalar de största industrikunderna tio gånger mindre för överföringen av gas per kilowattimme än de minsta hushållskunderna.

9 Pågående utveckling av el- och gasnätsregleringen

Efter avregleringen av elmarknaden 1996 har flera olika metoder för att bedöma skäligheten i nätföretagens intäkter tillämpats. Utvecklingen av regleringen av elnätsmonopolen har drivits både av gjorda erfarenheter och det faktum att elmarknaden har utvecklats i stor omfattning. Det har skett förhållandevis stora förändringar i energisystemet de senaste 10 åren och förutsättningarna för elnätsverksamhet kommer troligtvis att förändras en del framöver. I det sammanhanget är det värt att poängtera att det är naturligt att en monopolreglering löpande behöver ändras. Den behöver både möta förändrade krav på elnätsinfrastrukturen från samhället och ta tillvara erfarenheter av hur väl företagen svarar på incitamenten i regleringen.

En av de stora utmaningarna med regleringen av de svenska el- och gasnäten är att den i mycket stor utsträckning har varit uppbyggd utifrån en förhållandevis svag ramlagstiftning där många specifika frågor överlämnats till att avgöras i domstolsprocesser. På senare tid har det dock skett en del förändringar genom att fler detaljer bestämts i författning. Dessa förändringar har huvudsakligen skett mot bakgrund av Ei:s förslag till regeringen. Såsom vi beskrivit i kapitel 3 i denna rapport har till exempel metod för fördelning av kapitalkostnader och avskrivningstider för elnätsverksamhet fastslagits i regelverket inför tillsynsperioden 2016–2019. Även metod för beräkning av kalkylräntan inklusive de flesta parametrar som ingår i beräkningen har fastslagits i regelverket inför tillsynsperioden 2020–2023. För gasnätsverksamhet regleras emellertid inte lika många detaljer i författning men även där har till exempel metod för fördelning av kapitalkostnader fastslagits i regelverket inför tillsynsperioden 2015–2018. Regelverket för el- och gasnätsregleringen har således generellt blivit mer detaljerat.

Regeringen gav den 17 december 2020 i uppdrag till Energimarknadsinspektionen (Ei) att se över regleringen av gasnätsföretagens intäkter²⁴². Av uppdraget framgick att reglerna i större omfattning borde harmonisera med motsvarande reglering av intäkter för elnätsverksamhet. I uppdraget ingick även att beakta att avkastningen på det kapital som används i verksamheten bör bestämmas med metoder som är allmänt vedertagna, transparenta för aktörerna och som tar nödvändig hänsyn till förhållandena på kapitalmarknaden samtidigt som gasnätskundernas intressen beaktas.

²⁴² Från överföring av naturgas, lagring av naturgas eller tillträde till en förgasningsanläggning.

Uppdraget skulle avrapporteras till regeringen den 13 april 2021. Ei begärde dock förlängd tid med hänvisning till att Förvaltningsrätten i Linköping i februari 2021, i mål gällande intäktsramsregleringen för elnät, fastställde att den så kallade intäktsramsförordningen strider mot såväl ellagen som tredje elmarknadsdirektivet²⁴³ (för mer information om domen se avsnitt 2.3.7.1). Detta sammantaget med att det då pågick en prövning i Europeiska unionens domstol (EU-domstolen) gällande elmarknadsdirektivet gjorde att Ei ansåg att det fanns en osäkerhet kring hur de nuvarande regelverken kan tillämpas. Regeringen beviljade förlängd tid för avrapporteringen till den 31 december 2021.

EU-domstolen meddelade dom i det nämnda målet i september 2021. Ei lämnade en skrivelse²⁴⁴ till regeringen den 7 december 2021 och angav i den följande: EU-domstolens dom innebär att det finns anledning att göra en översyn av samtliga nuvarande bestämmelser i gasnäts- och elnätsregleringen som omfattas av den exklusiva befogenheten som EU-domstolen anger att de nationella tillsynsmyndigheterna ska ha. Nuvarande förordningen (2014:35) om fastställande av intäktsram på naturgasområdet (intäktsramsförordningen) innehåller flertalet detaljerade bestämmelser och ett antal bemyndiganden till Ei om att få meddela föreskrifter i specifika frågor. Med anledning av det rådande rättsläget, anser Ei att det i nuläget inte är lämpligt att föreslå nya regler i lag eller förordning i intäktsramsregleringen för naturgas, inom den exklusiva befogenheten som EU-domstolen anger att de nationella tillsynsmyndigheterna ska ha.

Nedan redogör vi kort för innebörden i EU-domstolens dom samt vad domen innebär för utvecklingen av regleringen.

9.1 Oklara rättsliga förutsättningar för utveckling av regleringen

Den 2 september meddelade EU-domstolen dom i mål C-718/18 angående en talan om fördragsbrott som väckts av Europeiska kommissionen gentemot Förbundsrepubliken Tyskland. I domen fastställer EU-domstolen bland annat att den nationella tillsynsmyndigheten, enligt elmarknadsdirektivet och gasmarknadsdirektivet (2009/73/EG), har fått särskild befogenhet att fastställa eller godkänna åtminstone metoderna för att beräkna eller fastställa villkoren för anslutning och tillträde till nationella nät, inklusive tillämpliga tariffer, samt villkor för tillhandahållande av balanstjänster. Detta är befogenheter som direkt förbehålls de nationella tillsynsmyndigheterna. EU-domstolen anger också att tilldelningen till en annan myndighet av befogenheten att fastställa vilka omständigheter som är

²⁴³ Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/72/EG av den 13 juli 2009 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om upphävande av direktiv 2003/54/EG (tredje elmarknadsdirektivet).

²⁴⁴ Ärendenummer 2020-103976.

av vikt för fastställande av tariffer, såsom vinstmarginalen, inte är förenlig med dessa bestämmelser. Förutom den exklusiva befogenhet som EU-domstolen menar att de nationella tillsynsmyndigheterna ska ha så tydliggör domstolen också dessa myndigheters oberoende. EU-domstolen fastställer att det är nödvändigt att de nationella tillsynsmyndigheterna är fullständigt oberoende i förhållande till ekonomiska och offentliga aktörer, så att de beslut som fattas av de nationella tillsynsmyndigheterna verkligen är opartiska och icke-diskriminerande. Detta gäller oavsett om det rör sig om förvaltningsorgan eller politiska organ, och i det sistnämnda fallet både innehavare av den verkställande makten och lagstiftningsmakten.

Utfallet i målet har alltså inneburit väsentligt förändrade förutsättningar och med anledning av detta behöver en översyn av lagstiftningen genomföras avseende regleringarna för både el- och gasnätsverksamhet. Mot bakgrund av det rådande rättsläget är det ganska svårt att bedöma och förutse hur el- och gasnätsregleringen kommer att utvecklas i framtiden. Det finns dock skäl att anta att regelverket kommer att vara mindre detaljerat än det är idag. Utöver de ovan beskrivna förutsättningarna påverkar förstås även utvecklingen av EU-regler hur den svenska regleringen av el- och gasnätsverksamhet kommer att utvecklas i framtiden.

Vad gäller gasnätsregleringen kommer det troligen inte att ske några omfattande regelförändringar i en nära framtid. Ei avser emellertid att genomföra en mindre ändring i beräkningsföreskriften (EIFS 2014:6) avseende fastställandet av den ekonomiska livslängden för anläggningar som tagits i bruk före den 1 januari 2013. Ändringen innebär att den ekonomiska livslängden ska börja räknas från året efter att den togs i bruk i stället för som idag från samma år som den togs i bruk. Föreskriftsändringen syftar till att harmonisera med motsvarande föreskrift för elnätsverksamhet. Ei har även initierat ett projekt att se över hur kalkylräntan ska fastställas i kommande intäktsramsbeslut för gasnätsföretag avseende tillsynsperioden 2023–2026.

Inom elnätsregleringen pågår det för närvarande två projekt hos Ei. Projekten avser utveckling av incitament för flexibilitetstjänster som så småningom kommer att införas i elnätsregleringen och utveckling av de befintliga incitamenten i regleringen. Nedan beskriver vi lite kort bakgrunden till och innebörden av dessa projekt.

Utöver detta avser Ei att göra en översyn av modellen för fastställande av effektiviseringskrav för elnätsföretag vilket vi också beskriver nedan.

9.2 Incitament för flexibilitetstjänster

Under 2018 och 2019 beslutade EU att anta ett antal nya rättsakter som ofta benämns Ren energi-paketet. Syftet med de nya bestämmelserna är bland annat att öka flexibiliteten i elsystemet och frigöra dess potential samt underlätta för produktion och inköp av förnybar energi inom EU. Flexibilitet kan beskrivas som elsystemets förmåga att svara på förändringar som kan påverka effektbalansen samt inmatad och uttagen energi. Det är möjligheten att förändra användningen av elnätet jämfört med ett planerat tillstånd. En av rättsakterna är elmarknadsdirektivet ((EU) 2019/944) där artikel 32 handlar om användning av flexibilitetstjänster i distributionsnät.

Regeringen gav Ei i uppdrag att analysera vilka åtgärder som krävs för att genomföra elmarknadsdirektivet och Ei lämnade rapporten [Ren energi inom EU – Ett genomförande av fem rättsakter](#)²⁴⁵ i februari 2020. För att uppfylla artikel 32 i elmarknadsdirektivet föreslog Ei bland annat att användningen av flexibilitetstjänster, för att förbättra effektiviteten i nätverksamheten, skulle kunna påverka intäktsramen för nätföretaget. Ei gjorde bedömningen att det kunde behövas ytterligare bestämmelser, förutom de som redan finns, för att skapa starkare incitament för att välja flexibilitetstjänster före investeringar i elnätet när flexibilitetstjänster är det mest kostnadseffektiva alternativet. Ei föreslog även att efter bemyndigande ska myndigheten kunna meddela närmare föreskrifter om vad som avses med att flexibilitetstjänster förbättrar effektiviteten i nätverksamheten. När denna rapport skrivs har regeringen ännu inte lämnat någon proposition beträffande bestämmelserna.

Under våren 2021 påbörjade Ei en förstudie för att undersöka hur incitament för flexibilitetstjänster skulle kunna utformas i intäktsramsregleringen. Som ett bidrag till förstudien och Ei:s interna arbete upphandlades en konsultstudie, som syftade till att lämna förslag på hur incitament för flexibilitetstjänster skulle kunna utformas. Konsultstudien blev klar under hösten 2021 och resultatet av den presenteras i rapporten [Incitament för flexibilitetstjänster i intäktsramsregleringen - En rapport till Energimarknadsinspektionen](#). I arbetet framåt avser Ei att göra en egen bedömning av de förslag som presenteras i konsultstudien.

9.3 Utveckling av de befintliga incitamenten i elnätsregleringen

När Ei utredde ändringar av incitamenten inför tillsynsperioden 2020–2023 undersöktes även två alternativa indikatorer till medellastfaktorn för att värdera

²⁴⁵ Ei R2020:02.

hur jämn belastningen var. De två alternativa indikatorerna var utnyttjningsgrad²⁴⁶ och att vikta om lastfaktorn efter mängden energi per dygn. Ei kom fram till att fortsätta använda medellastfaktorn under 2020–2023 men att utreda vilken indikator för belastning som gav bäst måluppfyllnad på sikt. Ei:s utredning och slutsatser presenterades i promemorian [Uppdaterade incitament i regleringen av elnätsföretagens intäktsramar - Överväganden inför kommande översyn av Energimarknadsinspektionens föreskrifter](#)²⁴⁷. För att Ei ska få underlag för en eventuell ändring av belastningsincitamentet ska elnätsföretagen sedan den 1 oktober 2020 rapportera in utnyttjningsgraden till Ei.²⁴⁸

För närvarande pågår en översyn av de befintliga incitamenten för kvalitet och effektivt nätutnyttjande inför nästa tillsynsperiod som är 2024–2027. Översynen har kommit att framför allt fokusera på utvecklingen av belastningsincitamentet.

9.4 Utveckling av modellen för fastställande av effektiviseringskrav för elnätsföretag

Elnätet står inför en rad olika utmaningar, där ett tydligt exempel är att det redan nu börjar bli brist på nätkapacitet på allt fler håll i landet. Befintlig överföringskapacitet skulle dock ofta kunna utnyttjas mer effektivt med olika typer av flexibilitetslösningar. Andra trender som kommer att påverka elnäten är den ökande andelen väderberoende variabel elproduktion (ofta småskalig och lokal), energilagring, nya smarta elnätstekniker, elektrifiering av transporter och industrier samt en ökad digitalisering. Många av dessa trender bidrar till att elens roll som energibärare blir allt viktigare. Detta skapar helt nya förutsättningar i elsystemet, såväl utmaningar som nya möjligheter att lösa problem. Av elmarknadsdirektivet framgår att nätföretagen ska verka för energieffektivisering och användning av flexibilitet för att undvika onödiga investeringar och för att kunna hantera nya produktions- och konsumtionsmönster, till exempel mer lokal förnybar produktion och elektrifiering av fordonsflottan i det egna nätet. Behovet av att ha en modern, teknikneutral och ändamålsenlig intäktsramsreglering blir således allt viktigare. Ei lämnade i februari 2020 ett förslag till lagändring som gör det möjligt att införa incitament för nätföretagen i regleringen som styr mot andra lösningar än traditionella nätinvesteringar när det är motiverat för att uppnå kostnadseffektivitet i nätverksamheten på sikt. Förändringen syftar till att ge nätföretagen incitament att effektivisera hela nätverksamhetens kostnadsmassa, både kapitalkostnader och löpande kostnader, oavsett valet av teknik Ei

²⁴⁶ Utnyttjningsgraden beräknas genom att dividera medelvärdet av samtliga dygnsmedeleffekter och medelvärdet av de fyra högsta dygnsmaxeffekterna (olika dygn) under ett kalenderår. För mer information om hur utnyttjningsgraden beräknas, se Handbok för rapportering av elnätsverksamhet – Årsrapport. Senaste upplagan finns alltid för nedladdning på Ei:s webbplats, www.ei.se.

²⁴⁷ Ei PM2018:01.

²⁴⁸ Ei:s föreskrifter om ändring i Ei:s föreskrifter och allmänna råd (EIFS 2012:4) om redovisning av nätverksamhet, EIFS 2020:2.

redovisade sitt förslag i promemorian [Ökade incitament för kostnadseffektiva lösningar i elnätsverksamhet](#)²⁴⁹.

Nuvarande osäkerhet kring de rättsliga förutsättningarna för regleringen innebär dock att möjligheterna för införande tills vidare är oklara. Inom nuvarande reglering finns det däremot utrymme att göra andra justeringar i den modell som används för att beräkna elnätsföretagens effektivitet. Eftersom nätföretagen har olika förutsättningar, beroende på bland annat geografiska och demografiska skillnader, så kan kostnaden för att bedriva verksamheten variera trots att näten har liknande kapacitet. Det är viktigt att effektiviseringskravet grundar sig på en så träffsäker modell som möjligt för att regleringen ska ge incitament till kostnadseffektiva nät och inte styra i en oönskad riktning. Därför finns det behov av att löpande utvärdera och utveckla denna modell framöver. Bland annat har Ei beställt en konsultstudie som ska vara färdig i början av 2022. Uppdraget är att se över vilka variabler som bör ingå i effektivitetsjämförelsen och med vilken metod de väljs ut. En så rättvisande modell som möjligt, som är förankrad såväl akademiskt som empiriskt, ger då även goda förutsättningar att på andra sätt eventuellt förstärka effektiviseringskravets betydelse i tillsynsperioden 2024–2027.

²⁴⁹ Ei PM2020:01.

Referenser

CEER, 2021. *Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2021*. Bryssel: CEER.

Dagens industri. Debattartikel 21 september 2021. Energimarknadsinspektionen och Svenska kraftnät.

https://paper.opoint.com/?id_site=87677&id_article=214278&code=188

Det tredje gasmarknadsdirektivet, 2009. *Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/73/EG, av den 13 juli 2009 om gemensamma regler för den inre marknaden för naturgas och om upphävande av direktiv*.

Ei, 2014:09. *Bättre och tydligare reglering av elnätsföretagens intäktsramar – Förslag till ändringar i förordningen om fastställande av intäktsram inför tillsynsperioden 2016–2019*, Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen EI R2014:09.

Ei, 2014:11. *Energimarknadsinspektionens föreskrifter om intäktsramar för naturgasföretag*. Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen EI R2014:11.

Ei, 2015. *Metodik för bestämning av effektiviseringskrav i intäktsramsregleringen för elnätsföretag*.

<https://ei.se/download/18.4306b017176842faf913b23/1610534033045/Metodik-for-bestamning-av-effektiviseringskrav-i-intaktsramsregleringen-for-elnatsforetag-REMISS.pdf> (Hämtat 2021-11-26).

Ei, PM 2010:11. *Normvärden för anläggningar med spänning upp till och med 24 kV*, Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen PM 2010:11.

Ei, PM 2010:12. *Normvärden för anläggningar med spänning över 24 kV*, Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen PM 2010:12.

Ei, PM 2010:13. *Kompletteringar av normvärdeslista för anläggningar med spänning upp till och med 24 kV*, Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen PM 2010:13.

Ei, PM 2011:02. *Slutliga normvärden för elnätsanläggningar i första tillsynsperioden 2012–2015*, Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen PM 2011:02.

Ei, PM 2011:07. *Kalkylränta i elnätsverksamhet*, Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen PM 2011:07.

Ei, PM 2018:01. *Uppdaterade incitament i regleringen av elnätsföretagens intäktsramar - överväganden inför kommande översyn av Energimarknadsinspektionens föreskrifter*, Ei PM2018:01.

Ei, R2009:09. *Förhandsreglering av elnätsavgifter – principiella val i viktiga frågor*, Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen EI R2009:09.

Ei, R2009:09. *Förhandsreglering av elnätsavgifter – principiella val i viktiga frågor*, Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen EI R2009:09.

Ei, R2010:07. *Värdering av elnätsföretagens kapitalbas i förhandsregleringen*, Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen EI R2010:07.

Ei, R2010:08. *Kvalitetsbedömning av elnät vid förhandsreglering*, Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen EI R2010:08.

Ei, R2010:11. *Förhandsregleringens krav på effektiviseringar – intäktsramen för löpande kostnader*, Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen EI R2010:11.

Ei, R2010:14. *Förhandsprövning av gastariffer (EI R2010:14)*. Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen EI R2010:14.

Ei, R2010:24. *Förhandsprövning av elnätstariffer - slutrapport inför första tillsynsperioden 2012–2015*, Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen EI R2010:24.

Ei, R2010:24. *Förhandsprövning av elnätstariffer – slutrapport inför första tillsynsperioden 2012–2015*, Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen EI R2010:24.

Ei, R2010:6. *Löpande kostnader i förhandsregleringen – grundprinciper vid beräkningen*, Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen EI R2010:6.

Ei, R2013:06. *Förslag till ändrat regelverk för bedömning av elnätsföretagens intäktsramar – författningsförslag inför andra tillsynsperioden 2016–2019*, Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen EI R2013:06

Ei, R2015:06. *Kvalitetsreglering av intäktsram för elnätsföretag. Reviderad metod inför tillsynsperioden 2016–2019*, Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen EI R2015:06.

Ei, R2015:07. *Incitament för effektivt utnyttjande av elnätet*, Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen EI R2015:07.

Ei, R2017:07. *Nya regler för elnätsföretagen inför perioden 2020–2023*, Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen EI R2017:07.

Ei, R2020:02. *Ren energi inom EU - Ett genomförande av fem rättsakter*, Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen EI R2020:02.

Ei, R2020:06. *Kapacitetsutmaningen i elnäten*, Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen EI R2020:06.

Ei, Ei PM2021:06. *Tillsyn avseende leveranssäkerheten i elnäten - Planlagd tillsyn avseende 2020 års avbrottsdata*, Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen Ei PM 2021:06.

Ei. Ei. Beslut och bilagor elnätsföretagens intäktsramar 2015–2018.
<https://ei.se/bransch/reglering-av-natverksamhet/reglering---elnatsverksamhet/elnatsforetagens-intaktsramar-2012-2015/beslut-och-bilagor-elnatsforetagens-intaktsramar--2012-2015> (Hämtat 2021-11-30).

Ei. Bilaga 8 Effektiviseringskrav för elnätsföretag – lokalnät – För tillsynsperioden 2020–2023.
<https://ei.se/download/18.765ba991784b13246f1d425/1619175052100/Bilaga-Effektiviseringskrav-C3-tillsynsperioden-2020-2023.pdf> (Hämta 2021-11-26).

Ei. Dokument - förhandsreglering av intäktsramar elnät för tillsynsperiod 2012–2015. <https://ei.se/bransch/rapportera-in-uppgifter-till-ei/forhandsreglering-natavgifter/dokument---forhandsreglering-av-intaktsramar-elnat-for-tillsynsperiod-2012-2015>. (Hämtat 2021-11-11).

Ei. Ei:s beslut och kammarrättens domar gasnätsföretagens 2015-2018
<https://www.ei.se/bransch/reglering-av-natverksamhet/reglering---naturgasverksamhet/gasnatsforetagens-intaktsramar-2015-2018/beslut-och-bilagor-gasnatsforetagens-intaktsramar-2015-2018?folder=19.47f1872e1784b0a89d01cab4&sv.url=12.5d6370d1784af9360f1d03b>
(Hämtat 2021-11-29).

Ei. Ei:s handbok för redovisning av intäktsram av naturgas.
<https://www.ei.se/download/18.5b0e2a2a176843ef8f59c571/1612275771089/Handboken-redovisning-int%C3%A4ktsram-naturgas.pdf> (Hämtat 2021-11-29).

Ei. Förslag Normvärdeslista 2020-2023.
<https://www.ei.se/download/18.4306b017176842faf913b34/1610534083348/Normvardeslista-elnat-2020-2023-Rapport.pdf> (Hämtat 2021-11-26).

Ei. Handbok för rapportering av uppgifter för avstämning av elnätsföretagens intäktsramar: Tillsynsperioden 2012–2015
<https://ei.se/download/18.4306b017176842faf913aa2/1610530622282/Handbok-f%C3%B6r-redovisning-av-int%C3%A4ktsram-vid-avst%C3%A4mningen-2016-v-1-1.pdf> (Hämtat 2021-11-26).

Ei. Kalkylränta avseende tillsynsperioden 2015–2018 gasnätsregleringen.
https://www.ei.se/download/18.47f1872e1784b0a89d01cc01/1619181927405/Bilaga_2_Kalkylranta_WACC_naturgasforetag_2015_2018.pdf (Hämtat 2021-11-26).

Ei. Kalkylränta avseende tillsynsperioden 2016–2019 elnätsregleringen.
<https://www.ei.se/download/18.21a2aa941784b0229b721dbc/1619175502976/Bilaga-6-Kalkylr%C3%A4nta-avseende-tillsynsperioden-2016-2019.pdf> (Hämtat 2021-11-29).

Ei. Kalkylränta avseende tillsynsperioden 2019–2022 elnätsregleringen
https://www.ei.se/download/18.765ba991784b13246f1e49e/1619181961563/Bilaga_4_Kalkylranta-for_tillsynsperioden_2019-2022.pdf (Hämtat 2021-11-29).

Ei. Normvärdeslista för elnätsanläggningar avseende tillsynsperioden 2016-2019.
<https://ei.se/download/18.4306b017176842faf913b25/1610534033168/PM-normvardeslista.pdf> (Hämtat 2021-11-26).

Ei. PM 2020:01. *Ökade incitament för kostnadseffektiva lösningar i elnätsverksamhet.*
Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen PM 2020:01
Ei. Samtliga beslut för gasnätsföretagen 2019-2022 och överklaganden på Ei:s webbsida
<https://www.ei.se/bransch/reglering-av-natverksamhet/reglering---naturgasverksamhet/gasnatsforetagens-intaktsramar-2019-2022/beslut-och-bilagor-gasnatsforetagens-intaktsramar-2019-2022?folder=19.765ba991784b13246f1e488&sv.url=12.5d6370d1784af9360f1d038>
(Hämtat 2021-11-29).

Ei. Statistik och Öppna data – Nätavgifter elnät. <https://ei.se/om-oss/statistik-och-oppna-data/natavgifter---elnet> (Hämtat 2021-11-17).

EIFS 2010:6, *Energimarknadsinspektionens föreskrifter om insamling av uppgifter för att bestämma intäktsramens storlek för elnätsföretag.*

EIFS 2011:1, *Energimarknadsinspektionens föreskrift om vad som avses med kvaliteten i nätkoncessionshavarens sätt att bedriva nätverksamhet.*

EIFS 2011:1, *Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om vad som avses med kvaliteten i nätkoncessionshavarens sätt att bedriva nätverksamheten vid fastställande av intäktsram.*

EIFS 2012:4. *Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om redovisning av nätverksamhet.*

EIFS 2014:5. *Energimarknadsinspektionens föreskrifter om naturgasföretagens förslag till intäktsram och insamling av uppgifter för att bestämma intäktsramens storlek.*

EIFS 2014:6. *Energimarknadsinspektionens föreskrifter om skäliga kostnader och en rimlig avkastning vid beräkning av intäktsram för naturgasföretag.*

EIFS 2015:1. *Energimarknadsinspektionens föreskrifter om insamling av uppgifter för att bestämma intäktsramens storlek för elnätsföretagen.*

EIFS 2015:2, *Energimarknadsinspektionens föreskrifter om beräkning av intäktsram för elnätsföretag.*

EIFS 2015:5, *Energimarknadsinspektionens föreskrifter om vad som avses med kvaliteten i nätkoncessionshavarens sätt att bedriva nätverksamheten vid fastställande av intäktsram.*

EIFS 2015:6. *Energimarknadsinspektionens föreskrifter om vad som avses med ett effektivt utnyttjande av elnätet vid fastställande av intäktsram.*

EIFS 2016:1. *Energimarknadsinspektionens föreskrifter om insamling av uppgifter för att bestämma intäktsramens storlek för elnätsföretagen.*

EIFS 2019:1. *Energimarknadsinspektionens föreskrifter om insamling av uppgifter för att bestämma intäktsramens storlek för elnätsföretagen.*

EIFS 2019:2. *Energimarknadsinspektionens föreskrifter om beräkning av intäktsram för elnätsföretag.*

EU:s energieffektiviseringsdirektiv, 2012. *Europaparlamentets och rådets direktiv 2012/27/EU av den 25 oktober 2012 om energieffektivitet, om ändring av direktiven 2009/125/EG och 2010/30/EU och om upphävande av direktiven 2004/8/EG och 2006/32/EG.*

Grontmij AB, 2015. *Uppdatering av Normvärdeslistan*, Stockholm: Grontmij AB.
<https://ei.se/download/18.4306b017176842faf913b26/1610534033190/Uppdatering-av-Normvardeslista-2016-2019-RAPPORT.pdf> (Hämtat 2021-11-26).

Intäktsram för Svenska kraftnät för år 2012, N2011/2591/E. Stockholm: Regeringen Näringsdepartementet.

Proposition 2008/09:14. *Förhandsprövning av nättariffer*. Näringsdepartementet.
<https://data.riksdagen.se/fil/F9C91DBC-E15C-4540-8545-416A2F6DC7F4>.

Proposition 2012/13:85. *Naturgasfrågor*. Näringsdepartementet.
<https://data.riksdagen.se/fil/A269D35F-5089-4A2C-92CE-5B4C33D7A932>.

Proposition 2013/14:85. *Elnätsföretagens intäktsramar*. Näringsdepartementet.
<https://data.riksdagen.se/fil/2E3E3310-02FF-441F-9D28-D461ED727332>

Proposition 2017/18:237. *Elmarknadsfrågor*. Miljö- och energidepartementet.

SCB Branschstatistik.

https://www.statistikdatabasen.scb.se/pxweb/sv/ssd/START_NV_NV0109_NV0109O/BNTT01/ (Hämtat 2021-11-29).

SCB. Byggekostnadsutvecklingen 1910-2020. Index. SCB. 2021.

<https://www.scb.se/hitta-statistik/statistik-efter-amne/priser-och-konsumtion/byggnadsprisindex-samt-faktorprisindex-for-byggnader/faktorprisindex-for-byggnader-fpi/pong/tabell-och-diagram/byggekostnadsutvecklingen/> (Hämtat 2021-11-30).

SCB. Konsumentprisindex (1980=100), fastställda tal. <https://www.scb.se/hitta-statistik/statistik-efter-amne/priser-och-konsumtion/konsumentprisindex/konsumentprisindex-kpi/pong/tabell-och-diagram/konsumentprisindex-kpi/kpi-faststallda-tal-1980100/>.

SMHI. Årets och årstidernas väder och vatten. SMHI. 2021.

<https://www.smhi.se/klimat/klimatet-da-och-nu/arets-vader?query=&searchSortField=relevance#> (Hämtat 2021-11-30)

SOU 2007:99, 2007. *Energinätsutredningens delbetänkande Förhandsprövning av nättariffer m.m.*, Stockholm: Statens Offentliga Utredningar.

Sweco, 2021. *Incitament för flexibilitetstjänster i intäktsramsregleringen - En rapport till Energimarknadsinspektionen*, Stockholm: Sweco.

Sweco, 2010. *Reglering av elnätsföretagens intäkter – Reglermässiga avskrivningstider*, Stockholm: Sweco

Swedegas webbsida. <https://www.swedegas.se/sv-SE/Gas/bio-gas/Gasbarometern>. (Hämtat 2021-11-30)

Tredje elmarknadsdirektivet, 2003. *Europaparlamentets och rådets direktiv 2003/54/EG om gemensamma regler för den inre marknaden av el och upphörande av direktiv 96/92/EG*.

Bilaga 1 Definitioner av nyckeltal, koncernbidrag, utdelningar och ägandeformer

Nyckeltal

För att kunna bedöma den ekonomiska situationen och utvecklingsmöjligheterna hos ett bolag används ofta nyckeltal som ett verktyg för att värdera, analysera och jämföra olika bolag. Genom att kombinera olika delar i årsredovisningen och ta fram nyckeltal går det att se utvecklingen i flera dimensioner vilket belyser den fullständiga ekonomiska utvecklingen bättre. Nyckeltalen kan användas externt av olika intressenter men även internt för att bedöma exempelvis effektivitet och lönsamhet inom verksamheten. Nedan beskrivs hur de nyckeltalen som vi presenterat i denna rapport definieras och beräknas samt hur dessa kan tolkas. Utöver detta redogörs det även för definitioner avseende koncernbidrag, utdelningar och de olika ägandeformer.

Soliditet

Nyckeltalet i sig är ett mått på företagets finansiella styrka och visar hur stor del av tillgångarna som finansieras med företagets egna kapital. En mer allmän beskrivning av soliditet är att den mäter ett företags betalningsförmåga på lång sikt.

Soliditeten²⁵⁰ definieras som justerat eget kapital i procent av balansomslutningen. Med justerat eget kapital avses eget kapital adderat med 78 procent av de obeskattade reserverna. De 22 procent²⁵¹ som avräknas avser den latent skatteskulden på de obeskattade reserverna. Beräkningen av soliditeten framgår av formeln nedan.

$$\text{Soliditet (\%)} = \frac{\text{Justerat eget kapital}}{\text{Balansomslutningen} - \text{immateriella anläggningstillgångar}} * 100$$

Om ett företags tillgångar ökar krävs en motsvarande ökning av balansräkningens skuldsida. Skuldsidan består av eget kapital och skulder. Om det egna kapitalet

²⁵⁰ Soliditeten är beräknad genom följande formel.

Summa eget kapital (BR72100), 0,78*Obeskattade reserver (BR72200) dividerat med Summa tillgångar (BR71000) exklusive immateriella anläggningstillgångar (BR71210) multiplicerat med 100.

²⁵¹ Bolagsskatten ändrades från 22 procent till 21,4 procent för räkenskapsår som inleds 1 januari 2019. Bolagsskattesatsen ändrades sedan till 20,6 procent från och med räkenskapsår som inleds 1 januari 2021.

ökar mer än skulderna förbättras soliditeten och det som blir avgörande för ökningen av eget kapital är företagets resultat. Ökningen av det egna kapitalet visar företagets självfinansiering medan ökningen av de totala tillgångarna visar företagets tillväxt. En försämrad soliditet är i normala fall synonymt med att resultatet varit otillräckligt i förhållande till företagets tillväxt. Företaget har således ökat skulderna för att finansiera tillväxten. Vid mycket hög tillväxt kan en tillfällig nedgång i soliditeten vara acceptabelt, då mycket hög tillväxt ofta kräver kapitalkrävande investeringar och att omsättningstillgångarna ökar med tillväxten. Det egna kapitalet kan förutom av resultatet påverkas av utdelningar, kapitaltillskott och realisationsvinster/förluster.

Ifall ett företag har en soliditet på 100 procent betyder det att företaget enbart är finansierat med eget kapital medan en soliditet på noll procent innebär att företaget inte har något eget kapital kvar, bara lånat kapital. Generellt anses en soliditet under 20 procent som lågt, vilket indikerar att ett företag har en svag finansiell styrka. Företaget har en begränsad förmåga att hantera förluster eftersom sådana ska täckas av det egna kapitalet. Låg soliditet innebär bl.a. att företaget får sämre villkor i form av högre ränta för att erhålla främmande kapital.

Ifall ett företag har över 25 - 30 procent anses soliditeten i allmänhet vara hög. Hög soliditet indikerar att ett företag har en stark finansiell styrka, god betalningsförmåga på lång sikt och tyder på en historiskt god lönsamhet. Vanliga börsnoterade företag brukar sällan ha en soliditet över 50 procent eftersom aktieägarna vill ha del av vinsterna genom utdelning på aktierna. En aktieutdelning minskar det fria egna kapitalet och kassan när utdelningarna betalas ut. Alltför hög soliditet är heller inte alltid bra då eget kapital är ett dyrt sätt att finansiera verksamheten, då ägarnas avkastningskrav tenderar att vara högre än räntan på exempelvis banklån.

Vad som är en rimlig nivå på soliditeten varierar dock mellan olika branscher och företag beroende på exempelvis affärsrisk, ett företags finansiella riskexponering och hur kapitalkrävande affärsverksamheten är. Låg affärsmässig och finansiell risk brukar innebära att företagen kan låna kapital till en förhållandevis låg kostnad och att det inte finns behov av en hög soliditet. Då elnätsbranschen i allmänhet präglas av en låg affärsmässig och finansiell risk innebär det generellt att det inte finns något behov av en hög soliditet. Ifall ett företags affärsverksamhet i högre utsträckning utförs av personella resurser brukar det ofta vara lättare att nå högre soliditet, då maskiner ofta är dyra och kapitalkrävande.

Skuldsättningsgrad

Skuldsättningsgraden²⁵² är nära besläktad med soliditeten, men mäter hur stora företagets totala skulder är i förhållande till eget kapital och anger företagets finansiella styrka. Med totala skulder avses summan av avsättningar, skulder samt latent skatteskuld på 22 procent²⁵³. Hur skuldsättningsgraden beräknas framgår av formeln nedan.

$$\text{Skuldsättningsgrad (ggr)} = \frac{\text{Totala skulder} - \text{Obeskattade reserver}}{\text{Justerat eget kapital (EK + 78\% av obeskattade reserver)}}$$

Ifall ett företag har en skuldsättningsgrad över 1,0 gånger (ggr) betyder det att skulderna är större än det egna kapitalet medan en skuldsättningsgrad under 1,0 betyder att skulderna är mindre än det egna kapitalet. Vad som är en rimlig skuldsättningsgrad varierar mellan olika branscher och företag, men generellt sett är en skuldsättningsgrad under 2,0 ggr att föredra.

Om ett företag har en hög skuldsättningsgrad innebär det att soliditeten är låg. Vidare innebär det att större delen av företagets finansiering då är finansierat av skulder i stället för med eget kapital. För att förbättra skuldsättningsgraden krävs det att skulderna minskar alternativt att det egna kapitalet ökar.

Vinstmarginal

Nyckeltalet vinstmarginal²⁵⁴ visar hur mycket som blir kvar av varje omsatt krona för att täcka räntekostnader och åstadkomma en vinst. Nyckeltalet ger en indikation på hur effektivt ett företag är resultatmässigt, men visar inte i vilken grad kapitalet utnyttjas effektivt. Hur vinstmarginalen beräknas framgår av formeln nedan.

$$\text{Vinstmarginal (\%)} = \frac{\text{Rörelseresultat} + \text{Finansiella intäkter}}{\text{Omsättning}} * 100$$

Ifall ett företags vinstmarginal ökar under en viss period ger det en indikation på att företaget blivit mer lönsamt eller effektivt, rent resultatmässigt. Det omvända

²⁵² Skuldsättningsgraden är beräknad genom följande formel.

Rörelseresultat (RR74000), Intäkter från andelar i koncernföretag (RR75110), Intäkter från andelar i intresseföretag (RR75120), Intäkter från övriga värdepapper och fordringar som är anläggningstillgångar (RR75130), Övriga ränteintäkter och liknande resultatposter (RR75140) dividerat med Nedskrivningar av finansiella anläggningstillgångar och kortfristiga placeringar (RR75145), Räntekostnader och liknande resultatposter (RR75150)

²⁵³ Bolagsskatten ändrades från 22 procent till 21,4 procent för räkenskapsår som inleds 1 januari 2019. Bolagsskattesatsen ändrades sedan till 20,6 procent från och med räkenskapsår som inleds 1 januari 2021.

²⁵⁴ Vinstmarginalen är beräknad genom följande formel.

Rörelseresultat (RR74000), Intäkter från andelar i koncernföretag (RR75110), Intäkter från andelar i intresseföretag (RR75120), Intäkter från övriga värdepapper och fordringar som är anläggningstillgångar (RR75130), Övriga ränteintäkter och liknande resultatposter (RR75140) dividerat med Nettoomsättning (RR7110) multiplicerat med 100.

förhållandet gäller givetvis om ett företags vinstmarginal minskat under en viss period.

Om ett företag vill öka sin vinstmarginal krävs det att intäkterna ökar och/eller att kostnaderna sänks.

Nettomarginal

Nettomarginal²⁵⁵ är ett nyckeltal som visar hur stor del av varje omsatt krona som blir över efter att alla företagets kostnader, utom bolagsskatten, har dragits av. Vidare visar nyckeltalet hur lönsamt eller effektivt ett företag varit totalt under en viss period rent resultatmässigt. Hur nettomarginalen beräknas framgår av formeln nedan.

$$\text{Nettomarginal (\%)} = \frac{\text{Resultat efter finansiella poster}}{\text{Omsättning}} * 100$$

Ifall ett företags nettomarginal ökar under en viss period ger det en indikation på att företaget blivit mer lönsamt eller effektivt rent resultatmässigt. Det omvända förhållandet gäller givetvis om ett företags nettomarginal minskat under en viss period.

Om ett företag vill öka sin nettomarginal krävs det att kostnaderna sänks och/eller att omsättningen minskar.

Avkastning på eget kapital

Avkastning på eget kapital²⁵⁶ mäter hur mycket avkastning ett bolag genererar sett till ägarnas satsade kapital. Nyckeltalet presenteras i procent och är ett lönsamhetsmått som används för att mäta om ett företags vinst är tillfredsställande i förhållande till kapitalet. Hur avkastning på eget kapital beräknas framgår av formeln nedan.²⁵⁷

$$\text{Avkastning på eget kapital (\%)} = \frac{\text{Resultat efter finansiella poster}}{\text{Justerat eget kapital (EK + 78\% av obeskattade reserver)}} * 100$$

²⁵⁵ Nettomarginalen är beräknad genom följande formel.

Resultat efter finansiella poster (RR76000) dividerat med Nettoomsättning (RR7110) multiplicerat med 100

²⁵⁶ Avkastning på eget kapital är beräknad genom följande formel.

Resultat efter finansiella poster (RR76000) dividerat med Summa eget kapital (BR72100), 0,78*Obeskattade reserver (BR72200) multiplicerat med 100.

²⁵⁷ Bolagsskatten ändrades från 22 procent till 21,4 procent för räkenskapsår som inleds 1 januari 2019. Bolagsskattesatsen ändrades sedan till 20,6 procent från och med räkenskapsår som inleds 1 januari 2021.

Om resultatet visar på 10 procent eller mindre kan avkastningen på eget kapital anses vara svag. Resultat på över 10 procent kan dock anses vara god avkastning på det egna kapitalet.

Företag kan förbättra avkastningen på eget kapital genom att minska det egna kapitalet i bolaget alternativt genom att förbättra resultatet och generera en högre vinst. Dock kan även ett företag förbättra nyckeltalet genom att öka lånen vilket dock kan ge en felaktig bild av företaget i detta nyckeltal.

Avkastning på totalt kapital

Avkastning på totalt kapital²⁵⁸ är ett nyckeltal på hur lönsamt ett företag är i relation till dess totala kapital. Nyckeltalet mäter hur effektivt företaget utnyttjar sina tillgångar för att generera vinst oberoende av hur kapitalet är finansierat. Ju högre avkastningen är, desto effektivare hanteras resurserna.

Avkastningen på totalt kapital definieras som rörelseresultatet plus finansiella intäkter i procent av balansomslutningen. Hur avkastningen på totalt kapital räknas framgår av formeln nedan.

$$\text{Avkastning på totalt kapital (\%)} = \frac{\text{Rörelseresultat} + \text{finansiella intäkter}}{\text{Balansomslutningen} - \text{immateriella anläggningstillgångar}} * 100$$

Avkastning på totalt kapital har vi beräknat genom att dividera företagets resultat efter finansiella intäkter med dess balansomslutning exklusive immateriella anläggningstillgångar. Immateriella anläggningstillgångar är exkluderade i beräkningen då det kan bli missvisande att inkludera dem. Immateriella anläggningstillgångar för nätföretag består huvudsakligen av goodwill och uppskrivna koncessioner samt monopolrättigheter, inte av fysiska nättillgångar. För att förränta dessa immateriella anläggningstillgångar så måste de andra, verkliga, tillgångarna definitionsmässigt generera en rejäl överavkastning. Ett tydligt exempel på väldigt stor ökning av immateriella anläggningstillgångar skedde när Fortum Eldistribution AB köptes 2015 och senare blev Ellevio AB.

Företag kan förbättra avkastningen på totalt kapital genom att minska balansomslutningen alternativt genom att förbättra resultatet och generera en högre vinst.

Koncernbidrag och utdelningar

Koncernbidrag är en överföring av inkomster mellan företag i en koncern. Syftet med koncernbidraget är att utjämna resultatet mellan företagen inom koncernen.

²⁵⁸ Avkastning på totalt kapital är beräknad genom följande formel. Resultat efter finansiella poster (RR76000) dividerat med Summa tillgångar (BR71000) exklusive immateriella anläggningstillgångar (BR71210).

Metoden används i många koncerner för att beskatta koncernens totala resultat om en del av bolagen inom koncernen går med vinst och en annan del av bolagen går med förlust. Utjämningsen sker genom överföringar mellan moderbolag och dotterbolag eller mellan dotterbolagen, och det mest vanliga är att överföringen sker vid bokslut.

Lämnade koncernbidrag är skattemässigt avdragsgilla för den som ger koncernbidraget och erhållna koncernbidrag är skattepliktiga för den som tar emot koncernbidraget. Skattemässigt finns inga begränsningar för storleken på koncernbidraget. Ett koncernbidrag från dotterbolag till moderbolag kan vara att likställa med en vinstutdelning och därmed tas upp bland finansiella intäkter.

Utdelning är delen av vinsten som ett företag väljer att ge tillbaka till aktieägarna. Företag som går med vinst kan antingen återinvestera hela vinsten i företaget eller betala ut vinsten till företagets aktieägare i form av en utdelning. Erbjuder inte företaget utdelning brukar investerarna vilja kompenseras med en hög aktietillväxt. En utdelning sker oftast kontant i en engångsbetalning eller regelbundna betalningar.

Ägandeformer

Företag drivs i olika ägandeformer beroende på förutsättningarna som finns för den verksamhet som ska bedrivas. Ägandeformer brukar vanligtvis delas upp i tre olika huvudformer, nämligen offentligt ägande av kommun eller stat, privat ägande och ekonomisk förening.

För att klassificeras som kommun- eller statligt ägda företag krävs det att minst 50 procent ägs av en offentlig organisation. Kommun- och statligt ägda företag styr sig själva, men staten eller kommunen som ägare kan på olika sätt kontrollera och styra företaget. Detta görs bland annat genom ägardirektiv och tillsättning av personer i styrelsen som verkar efter de mål som företaget och kommunen eller staten bestämmer. De kommun- eller statligt ägda företagen kan också delägas av flera kommuner eller stater/länder, vilket till exempel är ganska vanligt för företag inom energi, värme, infrastruktur eller försäkring eftersom det finns många fördelar med att samverka i dessa områden mellan kommunerna. Kommunerna delar då kostnaderna mellan varandra och kan samtidigt använda resurserna mer effektivt så att kommuninvånarna får en mer kostnadseffektiv samhällsservice. Utöver detta kan de offentligt ägda företagen använda sina eventuella ekonomiska överskott till kommun- eller statsbudgeten.

Privatägda företag ägs av privata aktörer, antingen direkt av privatpersoner eller indirekt via exempelvis banker och fonder. För privatägda företag är det vanligt att

finansieras genom intern finansiering med egna medel, krediter och lån eller riskkapital.

För en ekonomisk förening krävs minst tre medlemmar. Medlemmarna i föreningen betalar en medlemsinsats och får genom det rätt att vara med och besluta om grundläggande regler som ska gälla för föreningen. I föreningens stadgar kan begränsningar finnas om vem som får vara medlem som till exempel anställda, viss yrkesgrupp, konsumenter av speciell tjänst, eller bosatta inom ett visst område. Medlemmarna är inte ekonomiskt ansvariga för föreningen utan riskerar i princip bara medlemsinsatsen. En ekonomisk förening ska främja medlemmarnas ekonomiska intresse i form av till exempel en anställning, ett bättre pris eller sänkta kostnader. Föreningen kan också främja andra intressen än rent ekonomiska, så länge som det ekonomiska intresset är det dominerande. Analyserna för elnätsföretagen kommer att delas upp efter de olika ägandeformerna för att på så sätt kunna se om det eventuellt finns förklaringar och samband mellan de olika ägandeformerna.

