

Ärende nr: Svk 2023/2237

Datum: 2026-02-19

Översyn av transmissionsnätstariffen

Förslag till förändringar i modellen för transmissionsnätstariffen

Svenska kraftnät

Svenska kraftnät är systemansvarig myndighet, med uppgift att på ett affärsmässigt sätt förvalta, driva och utveckla ett kostnadseffektivt, driftsäkert och miljöanpassat kraftöverföringssystem. Det omfattar ledningar för 400 kV och 220 kV med stationer och utlandsförbindelser. Svenska kraftnät utvecklar transmissionsnätet och elmarknaden för att möta samhällets behov av en säker, hållbar och ekonomisk elförsörjning. Därmed har Svenska kraftnät också en viktig roll i klimatomställningen.

Version 1
Org. nr 202 100-4284

Svenska kraftnät
Box 1200
172 24 Sundbyberg
Sturegatan 1

Tel: 010-475 80 00
Fax: 010-475 89 50
www.svk.se

Innehåll

1	Bakgrund	5
1.1	Nuvarande tariffmodell	5
1.1.1	Nuvarande energiavgift	5
1.1.2	Nuvarande effektagift	6
1.1.3	Nuvarande tariffreducering	6
1.2	Ei:s föreskrifter	7
1.3	Disposition	7
2	Förslag till kundspecifik avgift	8
2.1	Avgiftsgrundande kostnader	8
2.2	Utformning av avgiften	8
2.3	Beräkning av avgiftsnivån	8
2.4	Implementering	9
2.5	Motiv	9
3	Förslag till energiavgift	10
3.1	Avgiftsgrundande kostnader	10
3.2	Utformning av avgiften	10
3.3	Beräkning av avgiftsnivån	11
3.4	Implementering	12
3.5	Motiv	12
4	Förslag till effektagift	14
4.1	Effektkomponent för nätutbyggnad	14
4.1.1	Avgiftsgrundande kostnader	14
4.1.2	Utformning av avgiften	14
4.1.3	Beräkning av avgiftsnivån	15
4.1.4	Implementering	16
4.1.5	Motiv	16
4.2	Effektkomponent för spänningsreglering	17
4.2.1	Avgifts- och ersättningsgrundande kostnader	18
4.2.2	Utformning av avgiftdelen	18
4.2.3	Utformning av ersättningsdelen	19

4.2.4	Beräkning av avgifts- och ersättningsnivå	20
4.2.5	Implementering	20
4.2.6	Motiv för avgiftsdel.....	21
4.2.7	Motiv för ersättningsdel	22
5	Förslag till fast avgift.....	23
5.1	Avgiftsgrundande kostnader.....	23
5.2	Utformning av avgiften	23
5.2.1	Årlig avgift	23
5.2.2	Avgift för tillfälliga abonnemang.....	24
5.2.3	Överskridandavgift	24
5.3	Beräkning av avgiftsnivån	25
5.3.1	Årlig avgift	25
5.3.2	Tillfälliga abonnemang	26
5.3.3	Överskridandavgift	26
5.4	Implementering	26
5.5	Motiv	27
5.5.1	Årlig avgift	27
5.5.2	Tillfälliga abonnemang	28
5.5.3	Överskridandavgift	29
6	Konsekvensanalys.....	30
7	Förslag summaabonnemang	35
7.1	Kriterier för summaabonnemang	36

1 Bakgrund

Den 1 juli 2022 beslutade Energimarknadsinspektionen (Ei) om nya föreskrifter¹ för utformning av nättariffer. Föreskrifterna ska tillämpas senast den 1 januari 2027. Mot denna bakgrund och med hänsyn till det ökade behovet av flexibilitet och korrekta prissignaler som omställningen av energisystemet medför så har Svenska kraftnät genomfört en översyn av dagens utformning av transmissionsnätstariffen.

Svenska kraftnäts arbete med att ta fram den nya tariffmodellen har utgått från gällande EU regler² och Ei:s föreskrifter. I översynen har även synpunkter inhämtats från en referensgrupp med deltagare som representerar olika typer av transmissionsnät kunder³. Svenska kraftnät har slutligen remitterat förslaget till ny tariffmodell till alla transmissionsnät kunder. På svk.se återfinns en sammanställning av remissvaren och Svenska kraftnäts ställningstaganden.

1.1 Nuvarande tariffmodell

Villkoren för nyttjande av transmissionsnätet regleras i Nyttjandeavtalet som varje år ingås mellan Svenska kraftnät och de parter som har anläggningar anslutna till transmissionsnätet. Avtalet innehåller tariffbestämmelser och de villkor som styr nätkundens och Svenska kraftnäts åtaganden gentemot varandra.

Dagens transmissionsnätstariff består av två delar, en energiavgift och en effektagift. I de följande avsnitten beskrivs kort hur dessa avgifter är utformade samt hur den nuvarande tariffreduceringen hanteras.

1.1.1 Nuvarande energiavgift

Energiavgiften finansierar Svenska kraftnäts inköp av el för att täcka de förluster som uppstår vid överföring på transmissionsnätet. Avgiftens storlek beror på var i transmissionsnätet inmatning respektive uttag sker. För varje abonnemangspunkt beräknas en marginalförlustkoefficient som

¹ EIFS 2022:1 Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd för utformning av nättariffer för ett effektivt utnyttjande av elnätet

² Artikel 18, Elmarknadsförordningen (Europaparlamentets och Rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el)

³ Anteckningar från referensgruppens möten finns på svk.se, [länk här](#)

ska återspegla hur nätförlusterna i transmissionsnätet påverkas av energiutbytet i just den punkten.

Energiavgiften i en abonnemangspunkt bestäms som produkten av aktuell marginalförlustkoefficient och förlustelpriset. Förlustelpriset utgörs av det elpris som Svenska kraftnät får betala för att köpa el för att täcka de nätförluster som uppstår i respektive elområde. Beroende på om nätkundens inmatning/uttag minskar eller ökar nätförlusterna i nätet sker en kreditering respektive debitering av energiavgiften.

1.1.2 Nuvarande effektagift

Effektagiften ska täcka kostnader för drift, underhåll, avskrivningar och kapitalkostnader för transmissionsnätet. Avgiften är geografiskt differentierad och debiteras baserat på nätkundens abonnerade effekt för inmatning och uttag i respektive abonnemangspunkt. Nätkunder som vill nyttja transmissionsnätet tecknar ett årligt abonnemang. Därutöver kan kunderna ansöka om tillfälligt abonnemang om det har ett behov av att öka inmatningen eller uttaget under en begränsad period. En överskridandeavgift debiteras om nätkunden överskrider sitt abonnemang.

1.1.3 Nuvarande tariffreducering

Dagens effektagift⁴ är reducerad med ca 80 procent som en följd av de senaste årens stora inflöde av flaskhalsinkomster⁵. För att kunna återgå till en tariffnivå som ger full kostnadstäckning utan alltför stora höjningar från ett år till ett annat planerar Svenska kraftnät att 2027 börja höja transmissionsnätstariffen. Under förutsättning att Ei godkänner att Svenska kraftnät använder flaskhalsinkomster för att reducera nättariffen även i framtiden kommer höjningen ske stegvis under ett antal år.

Genom att Svenska kraftnät enligt ovan planerar att fortsätta reducera transmissionsnätstariffen 2027 så kommer dagens reduktion av effektagiften behöva omfördelas mellan de nya tariffkomponenterna.

⁴ Prislista 2026 för Transmissionsnätet

⁵ Flaskhalsinkomster uppstår när det finns prisskillnader mellan elområden, vilket uppkommer när det inte finns tillräckligt mycket överföringskapacitet mellan områdena. Svenska kraftnät använder flaskhalsinkomsterna i första hand till att förbättra stamnätet och därigenom öka överföringskapaciteten. Hur Svenska kraftnät får använda flaskhalsinkomster regleras i EU:s elmarknadsförordning. För närmare beskrivning, se [länk](https://svk.se) till svk.se.

Svenska kraftnät har tidigare även reducerat energiavgiften under enstaka år, men då detta kan beslutas från ett år till ett annat utan någon stegvis övergång behandlas en eventuell reduktion av energiavgiften inte i denna promemoria.

1.2 Ei:s föreskrifter

Ei:s föreskrifter styr hur Svenska kraftnät får utforma tariffen. Enligt Ei:s föreskrifter EIFS 2022:1 2 kap. 1§ ska nätbolagen dela in verksamhetens kostnader i fyra kategorier; kortsiktiga rörliga kostnader, kundspecifika kostnader, framåtblickande kostnader och residualkostnader.

Enligt 2 kap. 6§ ska ovan nämnda kostnader fördelas mellan inmatning- och uttagsabonnemang på ett sätt som reflekterar de kostnader nätkoncessionshavaren har för inmatning- och uttagsabonnemang.

I 3 kap. 1§ beskrivs vidare att nättariffen ska bestå av fyra komponenter för att täcka ovan nämnda kostnader vilket är en energiavgift, en kundspecifik avgift, en effektagift och en fast avgift.

Ei kan enligt 4 kap. 1§ ge dispens från föreskrifterna om det finns särskilda skäl och om det kan ske utan att syftet med föreskrifterna åsidosätts.

1.3 Disposition

I avsnitt 2–5 nedan återfinns en beskrivning av de olika tariffkomponenterna som Svenska kraftnät föreslår ska ingå i den nya transmissionsnätstariffen. För varje tariffkomponent framgår vilka kostnader som ska ligga till grund för avgiften/ersättningen samt hur avgiften/ersättningen kommer utformas och beräknas. I beskrivningen ingår även tidplan för införandet av respektive komponent, hur reduktionen av dagens effektagift kommer hanteras vid övergången till den nya tariffmodellen och motiven till Svenska kraftnäts olika vägval. I avsnitt 6 återfinns slutligen en övergripande konsekvensanalys av den förslagna tariffmodellen med avseende på Svenska kraftnäts nätkunder.

I samband med översynen av den nya tariffmodellen har Svenska kraftnät också sett över utformningen av dagens summaabonnemang. I avsnitt 7 ges en beskrivning av summaabonnemang och Svenska kraftnäts förslag till kriterier för att få teckna summaabonnemang.

2 Förslag till kundspecifik avgift

Enligt Ei:s föreskrifter EIFS 2022:1 3 kap 4§ ska den kundspecifika avgiften baseras på de kundspecifika kostnaderna och bestämmas till ett fast belopp per kund. De kostnader som utgörs av kundspecifika kostnader är enligt 2 kap 3§ kostnader för mätning, beräkning, rapportering och fakturering, relaterad administration, och kundspecifika avgifter till ett annat ledningsnät. Avgiften ska vidare reflektera de kostnader nätföretaget har för kunden och avgiften ska fördelas med lika belopp för kunder med motsvarande kostnader.

2.1 Avgiftsgrundande kostnader

Den kundspecifika avgiften ska täcka Svenska kraftnäts kostnader för mätare, kostnader för IT-system för mätvärdesinsamling och avräkning samt kostnader för personal som arbetar med mätning, avräkning, avtalshantering, fakturering och relaterad administration.

2.2 Utformning av avgiften

Den kundspecifika avgiften debiteras som en fast månadsavgift per abonnemangspunkt⁶. Avgiften är utformad för att återspegla de kundspecifika kostnader som respektive nätkund ger upphov till för att på så sätt göra tariffen mer kostnadsriktig. Avgiften är densamma för alla abonnemangspunkter.

2.3 Beräkning av avgiftsnivån

Nivån på avgiften beräknas utifrån Svenska kraftnäts genomsnittliga årliga kundspecifika kostnader under de föregående tre åren. I det fall som en ny kostnad tillkommer inkluderas denna kostnad i form av en prognos från det år som kostnaden beräknas uppstå. De genomsnittliga årliga kundspecifika kostnaderna delas med det totala antalet

⁶ Abonnemangspunkt motsvarar det som i Nyttjandeavtalet tidigare har benämnts anslutningspunkt.

abonnemangspunkter och därefter med tolv för att erhålla den fasta månadsavgiften per abonnemangspunkt.

2.4 Implementering

Den kundspecifika avgiften införs i sin helhet fr.o.m. den 1 januari 2027. Ingen tariffreducering utgår för denna komponent.

2.5 Motiv

Den kundspecifika avgiften utgör en mycket liten del av Svenska kraftnäts kostnader. Svenska kraftnät har trots detta valt att inte begära dispens från föreskrifterna utan föreslår att införa en kundspecifik avgift i transmissionsnätstariffen i enlighet med önskemål från referensgruppen. Svenska kraftnät bedömer att detta inte kommer att medföra någon större merkostnad samtidigt som det bidrar till en ökad transparens.

Då antalet abonnemangspunkter är det som främst driver de kundspecifika kostnaderna har Svenska kraftnät valt att debitera den kundspecifika avgiften baserat på antalet abonnemangspunkter.

Svenska kraftnät har svårt att definiera kundkategorier som blir kostnadsriktiga då antalet abonnemangspunkter skiljer sig mycket åt mellan nätkunderna. För att göra transmissionsnätstariffen så kostnadsriktig som möjligt har Svenska kraftnät därför valt att göra den kundspecifika avgiften specifik för varje enskild kund baserat på kundens antal abonnemangspunkter.

Genom att den kundspecifika avgiften endast utgör en mycket liten del av transmissionsnätstariffen behövs inget stegvis införande. Då det inte finns någon koppling mellan den kundspecifika avgiften och inflödet av flaskhalsinkomster sker heller ingen reduktion av denna tariffkomponent.

3 Förslag till energiavgift

Enligt Ei:s föreskrifter EIFS 2022:1 3 kap 3§ ska energiavgiften motsvara de kortsiktiga rörliga kostnaderna. De kostnader som utgörs av kortsiktiga rörliga kostnader är enligt 2 kap 2 § kostnader för nätförluster, andra kostnader som påverkas av kundens användning av elnätet på kort sikt, och energiavgifter till ett annat ledningsnät. Avgiften ska tas ut per kilowattimme och får tidsdifferentieras.

3.1 Avgiftsgrundande kostnader

Energiavgiften ska täcka Svenska kraftnäts kostnader för inköp av el för de nätförluster som uppstår vid överföring på transmissionsnätet.

3.2 Utformning av avgiften

Energiavgiften debiteras/krediteras som en rörlig avgift per MWh. Den är utformad för att återspegla den kortsiktiga marginalkostnaden för att nyttja transmissionsnätet och syftar till att ge nätkunden en prissignal om vad det kostar att mata in respektive ta ut ytterligare en MWh. Energiavgiften utgörs av produkten av marginalförlustkoefficienten, förlustelpriset och fördelningsfaktorn i den aktuella abonnemangspunkten⁷.

Marginalförlustkoefficienten motsvarar den ökning eller minskning av nätförlusterna i transmissionsnätet som en marginell förändring av energikutbytet i en abonnemangspunkt ger upphov till vid normala driftförhållanden. Förlustelpriset återspeglar det elpris som Svenska kraftnät får betala för inköp av el för att täcka de nätförluster som uppstår i respektive elområde. Fördelningsfaktorn motsvarar slutligen förhållandet mellan kostnaden att upphandla nätförlusterna i det elområde som de uppstår respektive kostnaden att upphandla nätförlusterna i det elområde som abonnemangspunkten är belägen. Då alla dessa faktorer skiljer sig åt beroende på lokalisering av abonnemangspunkten skiljer sig också

⁷ Formel för energiavgiften: $(PMTU_e + r) * M * F$

$PMTU_e + r$ = Priset på elbörsens dagenförehandel per marknadstidsenhet (MTU) i respektive elområde + Svenska kraftnäts riskpåslag

M = Marginalförlustkoefficient för respektive abonnemangspunkt

F = Fördelningsfaktor för respektive abonnemangspunkt

avgiften per MWh åt mellan olika abonnemangspunkter samt mellan inmatning och uttag.

Energiavgiften debiteras respektive krediteras baserat på nätkundens inmatade respektive uttagna energi. Om nätkundens inmatning/uttag ökar nätförlusterna sker en debitering och om nätkundens inmatning/uttag minskar nätförlusterna sker en kreditering av energiavgiften.

3.3 Beräkning av avgiftsnivån

Marginalförlustkoefficienten för varje abonnemangspunkt beräknas med hjälp av simuleringar i systemet PSS/E⁸. Dessa nätberäkningar visar hur mycket transmissionsnätets totala nätförluster påverkas när ytterligare en MWh matas in respektive tas ut i varje abonnemangspunkt. Om de totala nätförlusterna i transmissionsnätet ökar vid inmatning och minskar vid uttag så är marginalförlustkoefficienten positiv. När det omvända förhållandet råder är marginalförlustkoefficienten negativ. Marginalförlustkoefficienten beräknas som ett medelvärde av resultatet från de senaste årens simuleringar. Beräkningarna uppdateras årligen.

För att täcka de nätförluster som uppstår på transmissionsnätet köper Svenska kraftnät el på elbörsens dagenföremarknad. Förlustelpriset beräknas därmed som priset på dagenföremarknaden per femton minuter (kvart) i respektive elområde plus ett riskpåslag för tillhörande obalanskostnad. Riskpåslaget motsvarar Svenska kraftnäts merkostnad för den balanskraft som uppstår vid inköp av el för att täcka nätförlusterna och utgör ett medelvärde av de senaste årens obalansrisk.

Fördelningsfaktorn beräknas genom att för varje abonnemangspunkt ta fram en marginalförlustkoefficient för respektive elområde. Därefter multipliceras marginalförlustkoefficienten för respektive elområde med det genomsnittliga elpriset under de senaste åren i motsvarande elområde. De beräknade värdena för de olika elområdena summeras sedan för respektive abonnemangspunkt. På så sätt erhålls kostnaden per MWh för att upphandla nätförlusterna i det elområde som de uppstår. På motsvarande sätt beräknas sedan värdet av den gällande marginalförlustkoefficienten i respektive abonnemangspunkt multiplicerat med det genomsnittliga elpriset under de senaste åren i det elområde som abonnemangspunkten är belägen. Därigenom erhålls kostnaden per

⁸ PSS/E = Power System Simulator for Engineering, ett beräkningsprogram som används för statiska lastflödes- och felströmsberäkningar, dynamiska simuleringar mm.

MWh för att upphandla alla nätförlusterna i det elområde som abonnemangspunkten är belägen. Fördelningsfaktorn räknas därefter fram genom att dela kostnaden för att upphandla nätförlusterna i det elområde som de uppstår med kostnaden för att upphandla nätförlusterna i det elområde som abonnemangspunkten är belägen. Fördelningsfaktorn uppdateras årligen.

Slutligen multipliceras värdet av marginalförlustkoefficienten, förlustelpriset och fördelningsfaktorn i respektive abonnemangspunkt. Marginalförlustkoefficienten och fördelningsfaktorn beräknas i förväg och fastställs i den årliga prislistan medan förlustelpriset bestäms i samband med den dagliga börshandeln.

3.4 Implementering

Den nya energiavgiften införs fr.o.m. den 1 januari 2027. Införandet kommer ske stegvis genom att den höjning respektive sänkning av energiavgiften som fördelningsfaktorn medför halveras för 2027 och begränsas till maximalt tio procent. Målsättningen är att fördelningsfaktorn ska vara fullt ut implementerad fr.o.m. 1 januari 2028.

3.5 Motiv

Med hänsyn till att energiavgiften i transmissionsnätstariffen redan idag är i linje med Ei:s föreskrifter föreslår Svenska kraftnät att behålla dagens utformning och som komplement införa en fördelningsfaktor.

I enlighet med Ei:s föreskrifter och tillhörande vägledning⁹ kommer energiavgiften även i den nya tariffmodellen debiteras/krediteras baserat på marginalförluster. Med hänsyn till referensgruppens önskemål om enkelhet och förutsägbarhet kommer marginalförlustkoefficienten också fortsättningsvis utgöra en årlig koefficient som fastställs i förväg.

Svenska kraftnät föreslår även att bibehålla det rörliga förlustelpriset i energiavgiften. Genom att energiavgiften utgör en relativt stor del av transmissionsnätstariffen bör den ge så korrekta prissignaler som möjligt. Tillsammans med marginalförlustkoefficienten ger det rörliga förlustelpriset information till nätkunden om vad det kostar att överföra

⁹ Från Ei:s vägledning: "Med kortsiktiga marginalkostnader menas den kortsiktiga kostnaden för att överföra en enhet till i ledningarna. Det innebär att det inte är ett genomsnitt av vad varje överförd enhet kostat, utan vad sista enheten kostar att överföra".

ytterligare en MWh vid en given tidpunkt. Det möjliggör för nätkunden att anpassa sin inmatning respektive uttag baserat på denna information och på så sätt fatta samhällsekonomiskt lönsamma beslut. Det i sin tur skapar förutsättningar för ett mer effektivt nyttjande av transmissionsnätet. Merparten av regionnätbolagen har övergått till att vidareföra Svenska kraftnäts rörliga förlustelpris till sina kunder och inmatningskunderna ser positivt eller har inga större invändningar mot det rörliga förlustelpriset. Baserat på ovan bedömer Svenska kraftnät att nyttan av den tidsdifferentiering som det rörliga förlustelpriset utgör överstiger den ökade komplexitet som detta medför.

Genom att införa en fördelningsfaktor blir energiavgiften mer kostnadsreflektiv då energiavgiften därmed kommer ta hänsyn till i vilket elområde nätförlusterna har uppstått och prisskillnaden mellan de olika elområdena. Att detta reflekteras i energiavgiften blir allt viktigare med hänsyn till de senaste årens ökade prisskillnaderna mellan elområdena. Svenska kraftnät har valt en förenklad modell med en fördelningsfaktor istället för att införa fyra marginalförlustkoefficienter i varje abonnemangspunkt med hänsyn till referensgruppens önskemål om enkelhet och förutsägbarhet. Fördelningsfaktorn införs därtill stegvis för att undvika alltför stora förändringar från ett år till ett annat.

4 Förslag till effektagift

Enligt Ei:s föreskrifter EIFS 2022:1 3 kap 5§ ska effektagiften baseras på de framåtblickande kostnaderna. De kostnader som motsvaras av framåtblickande kostnader är enligt 2 kap. 4 § kostnader som krävs i nätverksamheten för att bidra till ett effektivt nätutnyttjande på lång sikt och effektagifter till ett annat ledningsnät. Effektagiften ska tas ut baserat på kundens användning av elnätet och den sammanlagda belastningen på elnätet. Avgiften ska tidsdifferentieras.

Svenska kraftnäts effektagift består av två delkomponenter, en effektkomponent för nätutbyggnad och en effektkomponent för spänningsreglering.

4.1 Effektkomponent för nätutbyggnad

För att uppfylla Ei:s föreskrifter och skapa incitament för nätkunderna att vid behov flytta sin användning till tidpunkter när transmissionsnätet är mindre belastat avser Svenska kraftnät att införa en effektkomponent för nätutbyggnad.

4.1.1 Avgiftsgrundande kostnader

Effektkomponenten för nätutbyggnad ska täcka Svenska kraftnäts framåtblickande kostnader för att bygga ut transmissionsnätet för att hantera de överlaster som ökad inmatning respektive uttag ger upphov till.

4.1.2 Utformning av avgiften

Effektagiften debiteras som en fast avgift per MW. Den tas ut under höglastperioden 1 december–31 mars mellan klockan 07:00–10:59 och kl.16:00–19:59 alla veckodagar. Avgiften är utformad för att återspegla den långsiktiga marginalkostnaden för att nyttja transmissionsnätet. Den syftar till att ge en prissignal om hur kundens användning av nätet här och nu påverkar de framtida kostnaderna för nätutbyggnad. Avgiften skiljer sig åt mellan olika abonnemangspunkter såväl som mellan inmatning och uttag. I de abonnemangspunkter där en ökad inmatning eller ett ökat uttag inte medför någon överlast är effektagiften lika med noll.

Avgiften debiteras baserat på medelvärdet av de tre timmar med högst inmatad respektive uttagen effekt under en kalendermånad. De tre timmar som ingår i beräkningen av medelvärdet ska infalla under

höglastperioden och vara fördelade över olika dygn. I det fall som elpriset på elbörsens dagenföremarknad under en kvart understiger eller är lika med noll kr per MWh i ett elområde undantas hela den timme, då kvarten infaller, från beräkningen av effektagiften för abonnemangspunkter belägna i detta elområde.

Utifrån att flera remissinstanser har framfört att det vore önskvärt att inte ha samma höglastperiod för inmatning som för uttag avser Svenska kraftnät att framgent se över möjligheten att flytta höglastperioden för inmatning till sommarperioden.

4.1.3 Beräkning av avgiftsnivån

Beräkningen av nivån på effektagiften utgår från resultaten av flödesanalyser utförda i elmarknadssimuleringsverktyget EMPS med tillhörande Samnett-modell¹⁰. Simuleringarna som utförts omfattar 35 historiska väderår. Flödesanalyserna utgår från ett intakt nät och baseras på antagen produktion, förbrukning och nättopologi för det kommande året. Hänsyn tas inte till behov av nätutbyggnad på grund av N-1 kriteriet, spänningskollaps, pendlingar etc. då dimensionering av kraftsystemet utifrån dessa aspekter utgår från den avtalade effekten i anslutningsavtalen och inte utifrån nätkundens användning av nätet här och nu.

Den framåtblickande kostnaden för att hantera en överlast på en ledning beräknas uppgå till schablonkostnaden för att bygga en ny ledning, i dagens standardutförande, med motsvarande sträckning som den befintliga ledningen.

För varje abonnemangspunkt beräknas storleken på de överlaster som 100 MW ytterligare inmatning respektive uttag i den givna abonnemangspunkten ger upphov till på de ledningar som Svenska kraftnät planerar att förstärka enligt gällande nätutvecklingsplan¹¹. Storleken på 100 MW är satt utifrån en bedömning av beräkningsverktygets förutsättningar och ska inte återspegla storleksökningen i sig utan endast den påverkan som erhålls från en viss abonnemangspunkt relativt en annan. För varje ledning som blir

¹⁰EMPS är en elmarknadsmodell som har en detaljerad beskrivning av vattenkraften i Norden. Modellen används med tillägget Samnett som använder en flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetodik vilket är den metodik som används på marknaden. Samnett and Samlast - SINTEF

¹¹ Svenska kraftnäts tioåriga nätutvecklingsplan som publiceras vartannat år.

överlastad beräknas hur stor andel av denna överlast som kan hänföras till inmatning respektive uttag i den givna abonnemangspunkten. Den framräknade andelen multipliceras sedan med den framåtblickande kostnaden för respektive ledning. Dessa värden summeras därefter för alla berörda ledningar för att få den totala summan av framåtblickande kostnader som kan hänföras till inmatning respektive uttag i den givna abonnemangspunkten. Slutligen räknas den totala framåtblickande kostnaden om till en månadsavgift per MW för inmatning respektive uttag i den givna abonnemangspunkten vilket motsvarar avgiftsnivån för effektagiften. Beräkningarna uppdateras varje år.

I det fall som en ökad inmatning eller ökat uttag i en abonnemangspunkt bidrar till att minska överlasten på en ledning inkluderas detta som en minuspost vid summeringen av de framåtblickande kostnaderna. Radiella ledningar ingår inte i beräkningen eftersom dessa endast nyttjas av enstaka kunder och Svenska kraftnät inte kommer att bygga ut en radiell ledning utan att detta bekostas av den berörda nätkunden genom en anslutningsavgift. De framåtblickande kostnaderna för att hantera överlaster på ledningar som går mellan elområden är också exkluderade då dessa kostnader täcks av flaskhalsinkomster. Svenska kraftnät kommer att sätta en undre gräns för när en effektagift kommer att tas ut utifrån att nyttan ska överstiga kostnaden.

4.1.4 Implementering

Effektkomponenten för nätutbyggnad införs i sin helhet fr.o.m. den 1 januari 2027. Ingen tariffreducering utgår för denna komponent.

4.1.5 Motiv

Avseende vägvalet om effektagiften ska tas ut baserat på en fördefinierad höglastperiod (Time of use) eller utifrån de dimensionerande timmarna har Svenska kraftnät valt att utgå från Time of use. Time of use återspeglar bättre grunden för hur Svenska kraftnät fattar beslut om att bygga nya ledningar i det maskade nätet genom att dessa beslut baseras på risken för återkommande överlaster och inte på överlaster som uppstår under enstaka timmar. Avgiften blir också mer förutsägbar och enklare för nätkunderna att förstå och vidareföra till underliggande nät.

Genom att höglastperioden har fördefinierats utifrån de timmar då både lasten och flödet i transmissionsnätet är högt bedöms styrsignalerna i effektagiften till stor del sammanfalla med elpriset på elbörsens dagenföremarknad. Därigenom minskas risken för att slutkunden nås av motstridiga styrsignaler. För att skapa förutsättningar för nätkunden att

flytta sin inmatning/uttag i enlighet med syftet med effektagiften har Svenska kraftnät valt att endast inkludera de timmar när nätet bedöms vara som mest belastat. Ingen effektagift utgår därför tidigt på morgonen, mitt på dagen eller under senare kväll.

Utifrån önskemål från majoriteten av referensgruppen och med hänsyn till regionnätbolagens möjligheter att vidareföra effektagiften har Svenska kraftnät valt att debitera effektagiften baserat på timvärden. Svenska kraftnäts val av antal mätvärden som ska ligga till grund för effektagiften utgör en avvägning mellan flera faktorer. Vid för få antal mätvärden kan inmatning/uttag under en enskild timme leda till orimliga kostnader. Det medför också en risk för att en nätkund som nyttjar en hög effekt redan tidigt i månaden inte har något incitament att hålla ned effekten under resten av månaden. Om antalet mätvärden är för stort trubbas istället styrsignalen av. Svenska kraftnät har utifrån ovanstående valt att föreslå att effektagiften ska baseras på medelvärdet av tre timmar.

För att undvika att ta ut en effektagift när det inte råder höglast i transmissionsnätet utgår ingen effektagift när elpriset är lägre än eller lika med noll kr per MWh i ett elområde. Prisenivån noll kr är vald utifrån att det vid negativa elpriser sällan råder överlast i transmissionsnätet under vinterperioden. Det är därtill inte heller önskvärt sett till elmarknadens funktion att ge incitament till nätkunderna att hålla ned sin förbrukning vid negativa elpriser.

Svenska kraftnät har valt att koppla effektagiften till den 10-åriga nätutvecklingsplanen för att öka transparensen och förutsägbarheten samt säkerställa att en effektagift endast tas ut när det finns en framåtblickande kostnad som förväntas uppstå i närtid.

Genom att effektagiften för nätutbyggnad utgör en mindre del av transmissionsnätstariffen bedömer Svenska kraftnät att det inte behövs något stegvis införande. Då det inte finns någon tydlig koppling mellan effektagiften och inflödet av flaskhalsinkomster sker heller ingen reducering av denna avgift.

4.2 Effektkomponent för spänningsreglering

Svenska kraftnät avser att införa en effektkomponent för spänningsreglering för att skapa ekonomiska incitament som främjar ett effektivt nyttjande och tillhandahållande av spänningsreglerande resurser. Syftet med komponenten är att stärka transmissionsnätets förmåga att

reglera spänningen på ett kostnadseffektivt sätt, samtidigt som den bidrar till en kostnadsreflektiv fördelning av de kostnader som uppstår till följd av behovet av spänningsreglering.

Eftersom transmissionsnätets framåtblickande kostnader delvis drivs av ett ökat behov av spänningsreglering, föreslås komponenten inkluderas som en delkomponent i effektagiften. Dessa kostnader lämpar sig dessutom väl för avräkning som är baserad på nätkundens faktiska effektutbyte, vilket är en förutsättning för att komponenten ska kunna ingå som en del i effektagiften.

Effektkomponenten för spänningsreglering består av två delar: en avgiftsdelen och en ersättningsdel.

4.2.1 Avgifts- och ersättningsgrundande kostnader

Avgiftsdelen i effektkomponenten för spänningsreglering är avsedd att täcka framåtblickande kostnader för att upprätthålla spänningar och spänningsstabilitet i transmissionsnätet. Kostnaderna utgörs av anskaffning av spänningsreglerande resurser, såsom STATCOM-anläggningar¹².

Behovet av sådana investeringar kan samtidigt minskas om nätkunder bidrar med spänningsreglerande förmåga, exempelvis genom generatorer som använder läge för automatisk spänningsreglering. Ersättningsdelen i effektkomponenten syftar därför till att kompensera de nätkunder vars utbyte av reaktiv effekt bidrar till att reducera de framåtblickande kostnaderna för spänningsreglering.

4.2.2 Utformning av avgiftsdelen

Avgiftsdelen i effektkomponenten för spänningsreglering debiteras som en fast avgift per MW. Den är i första hand utformad för att göra tariffen mer kostnadsreflektiv. Avgiften per MW är densamma i alla abonnemangspunkter samt för inmatning och uttag. Avgiften debiteras baserat på månadsmedelvärdet av utbytt aktiv effekt per kvart för inmatning respektive uttag.

¹² Notera att även kopplade statiska reaktiva resurser som shuntkondensatorer och shuntreaktorer normalt används för att reglera spänningen, men att dessa ej ingår som en framåtblickande kostnad i effektkomponenten för spänningsreglering.

4.2.3 Utformning av ersättningsdelen

Ersättningsdelen i effektkomponenten för spänningsreglering är frivillig och kan sökas av nätkunder med förmåga till spänningsreglering. Deltagandet i ersättningsdelen regleras årsvis genom tecknande av Nyttjandeavtalet.

Ersättningen utgår som en fast ersättning per Mvar. Den är utformad för att ge prissignaler till nätkunderna om nyttan av att tillhandahålla spänningsreglering. Ersättningen per Mvar är densamma i alla abonnemangspunkter samt för inmatning och uttag. Ersättningen krediteras baserat på månadsmedelvärdet av utbytt reaktiv effekt per kvart. Ersättningen utgår endast för de kvartar som utbytet av reaktiv effekt antingen är spänningsreglerande eller på annat sätt gynnsamt för transmissionsnätet.

För att avgöra om en nätkunds utbyte av reaktiv effekt är spänningsreglerande och därmed bidrar till att minska de framåtblickande kostnaderna måste utbytet först kategoriseras för varje avräkningsperiod.

Svenska kraftnät genomför denna kategorisering automatisk genom en regressionsanalys av högupplösta mätvärden för reaktiv effekt och spänning, både under den aktuella avräkningsperioden och under ett regressionsfönster som omfattar totalt två timmar. Den aktuella avräkningsperioden utgör de sista 15 minuter av detta fönster. Resultatet används för att klassificera varje avräkningsperiod som antingen spänningsreglerande eller icke-spänningsreglerande.

Utöver kategoriseringen beräknas även medelvärdet av spänningen och det reaktiva effektutbytet under avräkningsperioden för att utvärdera om utbytet faktiskt är gynnsamt och därmed bidrar till att minska de framåtblickande kostnaderna. Om utbytet kategoriseras som gynnsamt för kraftsystemet ges en ersättning till nätkunden medan om det är icke-gynnsamt så görs ett avdrag från ersättningen. Under vissa specifika driftförhållanden ges varken ersättning eller avdrag. Om avdraget överstiger ersättningen för en månad kommer nätkunden debiteras mellanskillnaden. Nätkunden bör således utvärdera sin förmåga till spänningsreglering i respektive abonnemangspunkt för att avgöra vilka anslutningar som förväntas ge en ersättning innan ansökan om medverkan i ersättningsdelen tecknas.

För att en nätkund ska vara berättigad till ersättning för spänningsreglerande utbyte ska minst 15 procent av alla avräkningsperioder inom en kalendermånad klassificeras som spänningsreglerande.

4.2.4 Beräkning av avgifts- och ersättningsnivå

Svenska kraftnät beräknar avgifts- och ersättningsnivåer i denna delkomponent utifrån en uppskattning av hur en nätkunds utbyte av aktiv och reaktiv effekt påverkar systemets framtidsblickande kostnader för spänningsreglering.

Avgiftsnivån utgår från en uppskattning av hur stora Svenska kraftnäts framtidsblickande kostnader hade varit för att tillhandahålla en tillräcklig mängd spänningsreglering i transmissionsnätet, under antagandet att anslutna nätkunder inte bidrar med någon spänningsreglering. Dessa kostnader omfattar investeringar, drift och underhåll av spänningsreglerande resurser, vilket i dagsläget främst utgörs av så kallade STATCOMs. Den totala uppskattade kostnaden delas därefter upp på samtliga nätkunder som utbyter aktiv effekt mot transmissionsnätet utifrån deras aktiva medeleffekt.

Om behovet av spänningsreglering i transmissionsnätet är konstant, används således hela avgiftdelen enbart för att täcka ersättningen till de nätkunder som redan i dagsläget bidrar med spänningsreglering. Om den aktiva medeleffekten i systemet ökar kommer det medföra att Svenska kraftnäts avgiftsintäkter ökar, men också att behovet av spänningsreglering ökar. De högre avgiftsintäkterna möjliggör att Svenska kraftnät kan vidta investeringar i ytterligare spänningsreglerande förmåga, alternativt kommer ersättningen öka till de nätkunder som har kapacitet att bidra med mer spänningsreglering till systemet.

På liknande sätt beräknas ersättningsnivån utifrån den uppskattade alternativkostnaden för Svenska kraftnät att själva investera i spänningsreglerande utrustning. Svenska kraftnäts egna resurser har dock flera fördelar som nätkunder inte kan erbjuda i samma utsträckning. Detta gäller främst möjligheten att styra när anläggningen är i drift eller under revision, men även kontrollen över exempelvis anläggningarnas spänningsreglerstyrka. Svenska kraftnät gör bedömningen att ersättningen därför bör viktas med en faktor på 0,85 för nätkunders utbyte av reaktiv effekt, jämfört med spänningsreglerande resurser som ägs av Svenska kraftnät.

4.2.5 Implementering

Effektkomponenten för spänningsreglering införs i sin helhet fr.o.m. 1 januari 2028. Ingen tariffreducering utgår för denna komponent.

4.2.6 Motiv för avgiftsdel

Syftet med avgiftsdelen är att skapa en mer kostnadsreflektiv tariff där aktörer som driver ett ökat behov av spänningsreglering erhåller en högre effektagift. Avgiften möjliggör samtidigt kostnadstäckning för de framtida investeringar som krävs för att upprätthålla tillräcklig spänningsreglerande förmåga i transmissionsnätet, samt för att finansiera ersättningen till de nätkunder som bidrar med spänningsreglerande förmåga.

Avgiften baseras på nätkundens utbyte av aktiv effekt, eftersom det är detta utbyte som ger upphov till behovet av spänningsreglering i transmissionsnätet. Variationer i aktiv effekt påverkar lastflödena vilket orsakar spänningsvariationer som måste kunna hanteras. Spänningsreglering är även nödvändig vid störningar i systemet, exempelvis vid bortfall av aktiv effekt från generatorer eller större laster.

Nätkunders utbyte av reaktiv effekt bidrar normalt inte till ett ökat behov av spänningsreglering. Tvärtom kan ett spänningsreglerande utbyte av reaktiv effekt bidra till att minska behovet, ett bidrag som föreslås ersättas genom effektkomponentens ersättningsdel. För nätkunder som inte bidrar med ett spänningsreglerande utbyte av reaktiv effekt begränsas istället utbytet till låga nivåer, exempelvis genom anslutningsavtal eller annan reglering. Därmed blir påverkan från dessa kunders reaktiva effekt på det övergripande behovet av spänningsregleringen försumbar.

Avgiftsdelen baseras på nätkundens utbyte av aktiv medeleffekt, eftersom behovet av spänningsreglering generellt är större vid höga effektlöden. Det finns dock situationer där även lägre nivåer av inmatad och uttagen aktiv effekt kan ge upphov till ett behov av spänningsreglering, vilket motiverar att avräkningen inte enbart baseras på effekttoppar.

Ingen tids- eller geografisk differentiering föreslås i denna del. Eftersom behovet av spänningsreglering kan uppstå även vid låga effektlöden, är en tidsdifferentiering av avgiften olämplig. Geografisk differentiering riskerar samtidigt att ge felaktiga lokaliseringssignaler och skulle öka tariffkomponentens komplexitet.

Genom att effektagiften för spänningsreglering utgör en relativt liten del av transmissionsnätstariffen krävs inget stegvis införande. Med hänsyn till att avgiften är kopplad till den ersättning som ges till de nätkunder som bidrar med spänningsreglering så ser Svenska kraftnät också att det är fördelaktigt att denna avgift införs i sin helhet. Då det inte finns någon

tydlig koppling mellan effektagiften för spänningsreglering och inflödet av flaskhalsinkomster sker ingen reducering av avgiften.

4.2.7 Motiv för ersättningsdel

Syftet med ersättningsdelen i effektkomponenten för spänningsreglering är dels att skapa en mer kostnadsreflektiv tariffstruktur, där nätkunder som aktivt bidrar till att minska behovet av spänningsreglering erhåller en ersättning för den nytta som detta medför. Ersättningsdelen syftar även till att ge tydliga prissignaler till de nätkunder som har möjlighet att bidra med spänningsreglering på ett kostnadseffektivt sätt, för att skapa incitament till att denna förmåga faktiskt används. Därmed bidrar ersättningsdelen även till att stärka transmissionsnätets förmåga att reglera spänningen på ett kostnadseffektivt sätt.

Den relativt komplexa utformningen av ersättningsdelen är nödvändig för att på ett tillförlitligt sätt kunna bedöma om nätkunders utbyte av reaktiv effekt faktiskt är till nytta för transmissionsnätet och bidrar till att reducera de framåtblickande kostnaderna för systemet.

Med hänsyn till denna komplexitet ges nätkunder en möjlighet att *frivilligt* välja om de vill omfattas av ersättningsdelen. Kunder som saknar tekniska förutsättningar att bidra med spänningsreglering, eller som har svårigheter i att utvärdera ersättningsens storlek och vidareförmedla denna till slutkunder, kan därmed välja att avstå.

5 Förslag till fast avgift

Enligt Ei:s föreskrifter EIFS 2022:1 3 kap 2 § ska den fasta avgiften baseras på de residuala kostnaderna och fördelas utifrån kundens abonnerade effekt eller motsvarande. De kostnader som utgörs av residualkostnader är, enligt EIFS 2022:01 2 kap. 5§, övriga kostnader i verksamheten. Avgiften ska fördelas i intervall som beror på storleken på abonnemanget. Nätkoncessionshavaren får trots det som sägs i första stycket tillämpa en annan fördelning av de residuala kostnaderna om fördelningen kan antas leda till ett mer effektivt nyttjande av elnätet.

5.1 Avgiftsgrundande kostnader

Den fasta avgiften ska täcka Svenska kraftnäts kostnader som inte fullt ut täcks av de övriga tariffkomponenterna eller av flaskhalsinkomster. Dessa kostnader utgörs främst av kostnader för avskrivningar, underhåll, stödtjänster och personal.

Den fasta avgiften utgörs av en geografiskt differentierad del och en kostnadstäckande del. Den geografiskt differentierade delen ska täcka kostnaderna för avskrivningar och underhåll medan den kostnadstäckande delen ska täcka den resterande delen av de residuala kostnaderna. Överskridandeavgiften ska täcka kostnaden för att använda överbelastningsresursen¹³.

5.2 Utformning av avgiften

5.2.1 Årlig avgift

Nätkunder som vill nyttja transmissionsnätet tecknar via Nyttjandeavtalet ett årligt abonnemang för inmatning och/eller uttag av effekt. Det årliga abonnemanget får inte understiga den avtalade effekten i anslutningsavtalet.

Den årliga fasta avgiften debiteras som en fast avgift per MW. Den geografiskt differentierade delen är utformad för att återspegla hur stor del av transmissionsnätet en kund tar i anspråk genom sin abonnerade effekt för inmatning respektive uttag i en abonnemangspunkt. Den

¹³ [Överbelastningshantering](#) | Svenska kraftnät

kostnadstäckande delen är utformad för att ge Svenska kraftnät kostnadstäckning samtidigt som den i så liten grad som möjligt ska påverka nätkundernas beteende. Dessa två delar utgör tillsammans den fasta avgiften. Avgiften per MW skiljer sig åt mellan olika abonnemangspunkter och mellan inmatning och uttag. Den årliga avgiften debiteras baserat på nätkundens årliga abonnemang för inmatad respektive uttagen effekt.

Utifrån önskemål från flera remissinstanser avser Svenska kraftnät att införa en särskild kundkategori för energilager i den fasta avgiften till 2028. Svenska kraftnät kommer under det kommande året utreda hur denna kundkategori kan utformas på bästa sätt.

5.2.2 Avgift för tillfälliga abonnemang

Utöver det årliga abonnemanget kan en nätkund vid behov ansöka om ett tillfälligt abonnemang. Svenska kraftnät beviljar ansökan om tillfälligt abonnemang i mån av ledig kapacitet. Det tillfälliga abonnemanget avser inmatning eller uttag utöver det årliga abonnemanget och tecknas för en period om sju dygn.

Avgiften för tillfälliga abonnemang är utformad på samma sätt som den årliga fasta avgiften. Avgiften debiteras baserat på det tillfälliga abonnemanget för inmatad respektive uttagen effekt.

5.2.3 Överskridandavgift

Om en nätkund överskrider sitt årliga abonnemang utan att ha fått ett tillfälligt abonnemang beviljat debiteras nätkunden en överskridandavgift. Ingen överskridandavgift tas ut under perioden från det att nätkunden ansöker om ett tillfälligt abonnemang till dess att Svenska kraftnät avslår eller godkänner ansökan. Nätkunden behöver inte heller betala överskridandavgift om överskridandet beror på omfördelningar som skett på grund av fel eller driftomläggningar på transmissionsnätet eller vid antaget reglerbud. I dessa fall kommer dock Svenska kraftnät att fr.o.m. 2028 ställa krav på nätkunden att skicka in en dispensansökan senast 24 timmar efter det att överskridandet har skett för att undantas avgiften.

Överskridandavgiften debiteras som en fast avgift per MW. Den är utformad för att återspegla kostnaden för att hantera en störning i transmissionsnätet. Avgiften är densamma i alla abonnemangspunkter samt för inmatning och uttag. Under de första fyra kvartarna av ett överskridande reduceras avgiften med 50 procent. Avgiften debiteras

baserat på storleken på överskridandet per kvart för inmatad respektive uttagen effekt.

5.3 Beräkning av avgiftsnivån

Nedan redovisas hur avgiftsnivån för den fasta avgiften beräknas.

5.3.1 Årlig avgift

Beräkningen av avgiftsnivån för den geografiskt differentierade delen av den fasta avgiften utgår från samma underlag och elmarknadssimuleringar som effektkomponenten för nätutbyggnad.

För varje abonnemangspunkt beräknas hur flödet på transmissionsnätets olika ledningar påverkas av en ökad inmatning respektive uttag på 100 MW i den givna abonnemangspunkten. Förändringen i flödet på en ledning antas återspegla nyttjandet av ledningen. För de ledningar där flödet ökar multipliceras förändringen i flödet med den abonnerade effekten för inmatning respektive uttag i den givna abonnemangspunkten. Dessa värden sätts sedan i förhållande till motsvarande värden för övriga abonnemangspunkter för att räkna ut hur stor andel av kostnaden för varje ledning som bör hänföras till inmatning respektive uttag i den givna abonnemangspunkten. Den beräknade andelen för respektive ledning multipliceras därefter med ledningens nuanskaffningsvärde utifrån en schablonkostnad. De framräknade värdena summeras därpå för alla ledningar för att beräkna hur stor andel av kostnaden för transmissionsnätet som kan hänföras till inmatning respektive uttag i den givna abonnemangspunkten. Den beräknade andelen multipliceras sedan med Svenska kraftnäts prognostiserade årliga kostnader för avskrivningar och underhåll för transmissionsnätet minus tillhörande investeringsbidrag och flaskhalsinkomster. På så sätt erhålls den kostnad som ska täckas av den geografiskt differentierade delen av den årliga fasta avgiften för inmatning respektive uttag i den givna abonnemangspunkten. För att räkna fram den geografiskt differentierade delen av den årliga fasta avgiften per MW delas slutligen denna kostnad med den abonnerade effekten för inmatning respektive uttag i den givna abonnemangspunkten. Beräkningarna uppdateras varje år.

För att enskilda nätkunder inte ska behöva betala för samma ledning två gånger exkluderas radiella ledningar och ledningar som täcks med flaskhalsinkomster ur beräkningen. Även de flödesförändringar på en ledning som indirekt orsakas av ett förändrat handelsflöde och som medför en negativ påverkan för en enskild nätkund, exkluderas i

beräkningen. Detta sker genom att den flödesförändring som hänförs till en viss förändring i inmatning respektive uttag i en abonnemangspunkt kopplat till den berörda ledningen reduceras proportionellt mot förändringen i handelsflödet. Därigenom minimeras risken för att enskilda nätkunder får betala för kostnader som orsakas av kundkollektivet som helhet.

Avgiftsnivån för den kostnadstäckande delen i den fasta avgiften beräknas genom att dela Svenska kraftnäts prognostiserade kvarvarande residuala kostnader för det kommande året minus eventuellt överskott eller underskott från tidigare år med den prognostiserade summan av alla årliga inmatnings- och uttagsabonnemang. Därigenom erhålls en årsavgift per MW, vilket utgör avgiftsnivån för den kostnadstäckande delen av den fasta avgiften.

För att slutligen erhålla den årliga fasta avgiften summeras avgiften för den geografiskt differentierade delen och avgiften för den kostnadstäckande delen.

5.3.2 Tillfälliga abonnemang

Avgiftsnivån för tillfälliga abonnemang beräknas genom att dela den årliga fasta avgiften med 50.

5.3.3 Överskridandavgift

Avgiftsnivån för överskridandavgiften beräknas som den rörliga kostnaden för att använda överbelastningsresursen plus ett täckningsbidrag för den fasta kostnaden för att upphandla överbelastningsresursen.

5.4 Implementering

Den fasta avgiften införs fr.o.m. 1 januari 2027. Införandet kommer ske stegvis under ett antal år. Målsättningen är att den fasta avgiften ska vara fullt ut implementerad fr.o.m. 1 januari 2030.

Svenska kraftnät planerar att reducera den fasta avgiften för 2027 som en del av omfördelningen av dagens tariffreducering av effektagiften. Storleken på tariffreduceringen avgörs av hur mycket transmissionsnätstariffen kommer höjas år 2027.

5.5 Motiv

5.5.1 Årlig avgift

Genom att debitera den fasta avgiften baserat på nätkundens årliga abonnemang fördelas de residuala kostnaderna utifrån nätkundens abonnerade effekt i enlighet med Ei:s föreskrifter. Det medför också att den fasta avgiften får en mycket liten påverkan på kundens kortsiktiga nyttjande, då det årliga abonnemanget minst måste uppgå till den avtalade effekten i anslutningsavtalet, vilket även det är i linje med Ei:s föreskrifter.

Genom att nätkunden inte får abonnera på en lägre effekt än den avtalade effekten i anslutningsavtalet ges nätkunden incitament att sänka sin avtalade effekt i de fall kunden inte längre har behov av hela effekten. Därigenom kan effekt som idag inte nyttjas frigöras till andra nätkunder.

Då Svenska kraftnät inte har några typiska kundkategorier och den abonnerade effekten kan skilja sig mycket åt mellan olika nätkunder så är det svårt att dela in avgiften i lämpliga intervall. En indelning i för små intervall skapar ingen mervärde medan en indelning i för stora intervall riskerar att ge snedvridande incitament genom att det då blir fördelaktigt att abonnera på en så hög effekt som möjligt inom det tillåtna intervallet. Svenska kraftnät har därför valt att inte ha några intervall.

Den geografiskt differentierade delen i den fasta avgiften syftar till att fördela kostnaden för det befintliga nätet i form av avskrivningar och underhåll på ett mer rättvisande sätt och därigenom också ge långsiktiga lokaliseringssignaler. Detta är särskilt viktigt för transmissionsnätet på grund av nätets geografiska utsträckning och den snedfördelning som råder mellan förbrukning och produktion i olika delar av landet. Dessa förhållanden medför att kostnaden skiljer sig väsentligt åt beroende på var i transmissionsnätet en producent eller förbrukare väljer att ansluta sig. Kostnaderna blir högre om en förbrukare ansluter sig i södra Sverige där det råder brist på elproduktion än om en förbrukare ansluter sig i norra Sverige där det finns ett stort överskott av produktion, och vice versa. Om detta inte återspeglas i transmissionsnätstariffen kommer det inte finnas några ekonomiska incitament för en nätkund att välja en lokalisering som är fördelaktig sett till transmissionsnätets kostnader.

Kostnaderna för avskrivningar och underhåll påverkas inte av hur nätkunden använder transmissionsnätet här och nu. Nätkunden kan däremot påverka dessa kostnader i ett längre perspektiv då kostnaderna

främst drivs av storleken på den avtalade effekten i anslutningsavtalet och var i nätet en kund är ansluten. Genom att nätkunden får betala för hur stor del av transmissionsnätet denne tar i anspråk med sitt årliga abonnemang kommer den geografiskt differentierade delen i den fasta avgiften därigenom göra transmissionsnätstariffen mer kostnadsriktig. I och med att kostnaden för avskrivningar och underhåll såväl som den totala avtalade effekten förändras stegvis utan alltför stora förändringar från år till år kommer den geografiskt differentierade delen även ge nätkunderna långsiktiga lokaliseringssignaler.

Detta skapar förutsättningar för en mer kostnadseffektiv utbyggnad och därigenom också ett mer effektivt nyttjande av transmissionsnätet. Det i sin tur kommer leda till lägre kostnader för transmissionsnätet och därmed för kundkollektivet som helhet.

Med hänsyn till att de kvarvarande residuala kostnaderna utgör kostnader som nätkunderna inte kan påverka med sitt beteende kan dessa inte fördelas på ett kostnadsriktigt sätt. För att åstadkomma en så rimlig kostnadsfördelning som möjligt har Svenska kraftnät därför valt att den kostnadstäckande delen av den fasta avgiften per MW ska vara lika för alla abonnemangspunkter samt för inmatning och uttag. Svenska kraftnät följer dock Ei:s arbete gällande hur residuala kostnader ska fördelas mellan inmatnings- och uttagskunder och kan vid behov behöva justera denna kostnadsfördelning.

Svenska kraftnät föreslår att införa den fasta avgiften stegvis för att undvika alltför stora förändringar i tariffen från ett år till ett annat. Med hänsyn till att den fasta avgiften utgör den största delen av dagens effektagift kommer den fasta avgiften initialt också behöva reduceras¹⁴ om tariffen inte ska höjas väsentligt inför 2027.

5.5.2 Tillfälliga abonnemang

Genom att erbjuda tillfälliga abonnemang kan outnyttjad kapacitet tilldelas de nätkunder som efterfrågar detta vilket medför att transmissionsnätet kan nyttjas mer effektivt. Dagens hantering med en tidsupplösning på sju dygn fungerar relativt väl och Svenska kraftnät har därför valt att inte göra några större förändringar vid övergången till den nya tariffmodellen. Svenska kraftnät kommer att följa utvecklingen av efterfrågan på tillfälliga

¹⁴ All användning av flaskhalsinkomster för att reducera nättariffen behöver godkännas av Ei och beslutas av Svenska kraftnäts styrelse.

abonnemang och se över möjligheten att automatisera dagens process för att i framtiden vid behov kunna erbjuda tillfälliga abonnemang med kortare tidsupplösning.

Med hänsyn till att det årliga abonnemanget inte får understiga den avtalade effekten i anslutningsavtalet kommer det inte längre vara möjligt att optimera fördelningen mellan de olika abonnemangen utifrån ekonomisk lönsamhet. Det möjliggör en förenklad och mer kostnadsriktig prissättning av de tillfälliga abonnemangen. Genom att sätta avgiften för de tillfälliga abonnemangen till 1/50 av avgiften för de årliga abonnemangen blir priset per dygn ungefär detsamma. Den något högre kostnaden för de tillfälliga abonnemangen syftar till att återspegla den administration och det merarbete som dessa medför.

5.5.3 Överskridandavgift

Svenska kraftnät anser att det behövs en överskridandavgift även i den nya tariffmodellen och då särskilt med hänsyn till att marginalerna i transmissionsnätet minskar. Överskridandavgiften syftar till att ge nätkunderna incitament att inte överskrida sina abonnemang och avgiften bidrar därmed till att upprätthålla driftsäkerheten. Genom att överskridandavgiften baseras på kostnaden för att använda överbelastningsresursen återspeglar avgiften den merkostnad som det kan innebära för Svenska kraftnät om en nätkund överskrider sitt abonnemang.

För att tillgodose referensgruppens önskemål har Svenska kraftnät valt att ha kvar en så kallad vingelmån i form av en lägre avgift under den första perioden av överskridandet. Vingelmånen kortas dock ned från åtta till fyra kvarter för att stärka nätkundernas incitament att så snart som möjligt vidta lämpliga åtgärder med hänsyn till de minskade marginalerna i kraftsystemet.

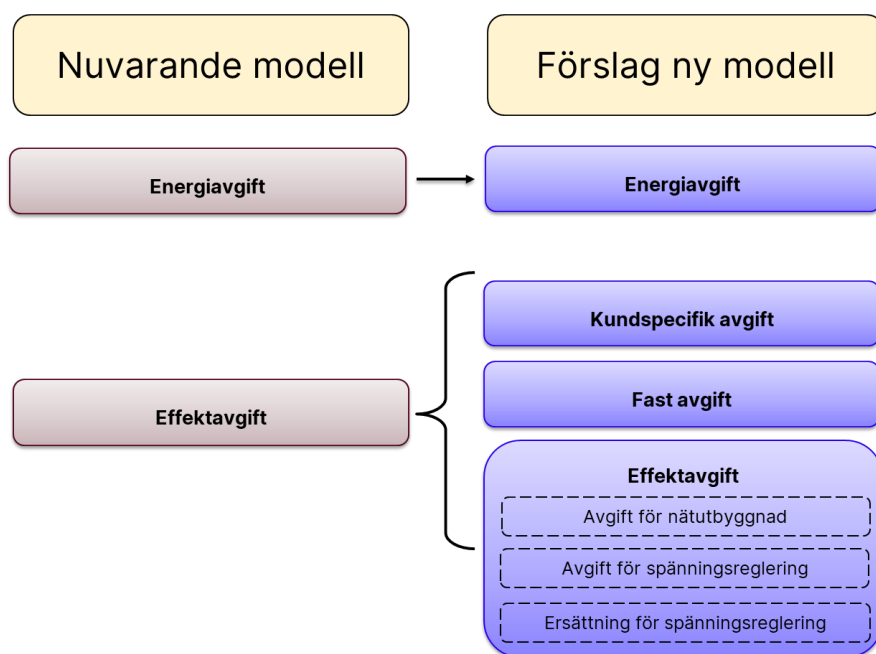
Genom att en nätkund inte behöver betala för överskridanden som sker i väntan på att Svenska kraftnät godkänner eller avslår en ansökan om tillfälliga abonnemang drabbas inte nätkunden ekonomiskt i de fall som Svenska kraftnät har långa svarstider.

Det nya kravet på att nätkunderna ska ansöka om dispens inom 24 timmar för att undantas överskridandavgiften införs för att minska Svenska kraftnäts administration och förenkla bedömningen av vilka kvarter som ska undantas. Genom att införandet inte sker förrän 2028 möjliggör det för nätkunderna att ta fram rutiner och verktyg för att kunna hantera en snävare tidsram.

6 Konsekvensanalys

De föreslagna förändringarna i den nya tariffmodellen syftar till att göra transmissionsnätstariffen mer kostnadsreflektiv, skapa korrekta prissignaler och möjliggöra en ökad flexibilitet. Svenska kraftnät bedömer att det i ett längre perspektiv kommer leda till ett effektivare nyttjande och utbyggnad av elnätet. Det i sin tur bidrar till att hålla ned den framtida kostnaden för transmissionsnätet och därmed kostnaden för kundkollektivet som helhet.

Utifrån ovanstående och med hänsyn till Ei:s föreskrifter är Svenska kraftnäts förslag till ny tariffmodell mer komplex än nuvarande modell. Hur den nya modellen förhåller sig till nuvarande modell framgår av figur 1.



Figur 1: Nuvarande modell och ny modell

Nedan ges en övergripande beskrivning av konsekvenserna av respektive tariffkomponent.

6.1 Kundenspecifik avgift

Konsekvenserna av införandet av den kunds specifika avgiften bedöms vara försumbara då den utgör en mycket liten del av kostnaden för transmissionsnätstariffen.

6.2 Energiavgift

Införandet av fördelningsfaktorn i energiavgiften medför att avgiften blir mer kostnadsreflektiv och ger korrektare styrsignaler. Därigenom skapar det förutsättningar för nätkunderna att fatta samhällsekonomiskt lönsamma beslut som leder till ett effektivare nyttjande av elnätet. Införandet av fördelningsfaktorn medför också att intäkterna från energiavgiften bättre återspeglar Svenska kraftnäts kostnader vilket minskar affärsverkets ekonomiska risk. Det i sin tur bidrar till en mer stabil tariff för transmissionsnätets kunder.

Utifrån 2026 års siffror beräknas fördelningsfaktorn leda till att energiavgiften ökar i norra Sverige medan den minskar i södra Sverige. Det omvända gäller för energiersättningen. Fördelningsfaktorn bedöms därmed resultera i en omfördelning av kostnaderna från uttagskunderna till inmatningskunderna. Det stegvisa införandet begränsar denna omfördelning och säkerställer att fördelningsfaktorns påverkan på energiavgiften inte överstiger tio procent.

6.3 Effektagift

6.3.1 Effektkomponent för nätutbyggnad

Effektagiften för nätutbyggnad skapar förutsättningar för att nyttja nätkundernas flexibilitet så att en utbyggnad av elnätet endast sker när detta är det mest kostnadseffektiva alternativet. Effektagiften beräknas utifrån 2026 års siffror utgöra en mycket liten del av transmissionsnätstariffen. Prissignalerna i effektagiften möjliggör dock att i framtiden vid behov kunna använda den flexibilitet som nätkunden kan erbjuda.

Genom att höglastperioden har fördefinierats utifrån de timmar då både lasten och flödet i transmissionsnätet är högt bedöms styrsignalerna i effektagiften till stor del sammanfalla med elpriset på elbörsens dagenföremarknad. Det förenklar för de nätkunder som har möjlighet att

agera på prissignalen och förstärker samtidigt de befintliga styrsignalerna på elmarknaden, vilket bidrar till att jämna ut elpriset.

Genom att effektagiften tas ut baserat på ett medelvärde av tre timmar så minskar risken för att en enskild timme får för stort genomslag. Kostnaden för effektagiften bedöms därmed inte kunna överstiga den vinst som en producent erhåller vid effektbrist eller andra tillfällen med höga elpriser. På så sätt förhindrar effektagiften inte heller producenterna från att producera när behovet av el är som störst.

Effektagiften bedöms i dagsläget inte kunna överstiga fem procent av den totala transmissionsnätstariffen för en enskild nätkund. Baserat på 2026 års siffror bedöms effektagiften vara 0 kr/kW i alla abonnemangspunkter, vilket baseras på att de framåtblickande kostnaderna som nätkunden kan påverka med sitt kortsiktiga nyttjande av transmissionsnätet blir försumbara.

6.3.2 Effektkomponent för spänningsreglering

Effektkomponenten för spänningsreglering är den enda komponenten som medför en tillkommande kostnad för kundkollektivet som helhet jämfört med dagens tariffmodell. Detta beror på införandet av den nya ersättningsdelen i effektkomponenten för spänningsreglering. I dagsläget erhåller de nätkunder som bidrar med spänningsreglering ingen ersättning utan dagens kostnad omfattar endast Svenska kraftnäts kostnader för spänningsreglerande utrustning. Genom att införa en ersättning för den spänningsreglering som nätkunderna tillhandahåller ökar därmed Svenska kraftnäts kostnader i det korta perspektivet. På längre sikt bedömer dock Svenska kraftnät att detta kommer medföra en kostnadsbesparing, då den nya ersättningen förväntas leda till att den spänningsreglering som tillhandahålls av nätkunderna kan öka med upp till 20 procent, jämfört med dagens nivå. Då behovet av spänningsreglering förväntas öka i framtiden och nätkunders bidrag bedöms vara det mest kostnadseffektiva alternativet att tillhandahålla denna förmåga, innebär detta att den totala kostnaden över tid beräknas minska.

Utöver detta medför ersättningen också att tariffen blir mer kostnadsreflektiv genom att de nätkunder som tillför en systemnytta också får en ersättning. På motsvarande sätt innebär avgiftsdelen i effektkomponenten för spänningsreglering att de nätkunder som driver kostnaden för spänningsreglering också får stå för den kostnaden.

Utifrån 2026 års siffror beräknas den totala ersättningen och därmed den tillkommande kostnaden för effektkomponenten för spänningsreglering

uppgå till ca 440 mnkr. Det motsvarar i genomsnitt ca fem procent av den totala transmissionsnätstariffen före tariffreducering.

För de nätkunder som erhåller en ersättning för spänningsreglering kan ersättningen utgöra en relativt stor andel av tariffen. Ersättningen varierar dock mellan olika nätkunder och beror i stor utsträckning på var nätkunden är ansluten och vilken typ av produktion det handlar om.

6.4 Fast avgift

Den fasta avgiften utgör den absolut största delen av transmissionsnätstariffen. Utformningen av den fasta avgiften möjliggör för Svenska kraftnät att med god precision kunna förutsäga avgiftsintäkterna. Det bidrar till att begränsa Svenska kraftnäts ekonomiska risk och skapar därmed förutsättningar för en så stabil tariff som möjligt för transmissionsnätets kunder.

Genom att det inte längre kommer vara möjligt att abonnera på en effekt som understiger den avtalade effekten i anslutningsavtalet beräknas kapacitet motsvarande ca 3 000 MW kunna frigöras. Detta under förutsättning att de nätkunder som idag abonnerar på en lägre effekt väljer att också sänka den avtalade effekten i anslutningsavtalet. Om dessa nätkunder istället väljer att höja sina abonnemang kommer det leda till att avgiftsnivån för den fasta avgiften sjunker med ca sex procent allt annat lika.

Den undre gränsen för det årliga abonnemanget medför även att det inte längre finns något ekonomiskt incitament att teckna summaabonnemang¹⁵ enbart med syfte att optimera storleken på abonnemangen. Därigenom kan kravet tas bort om att en nätkund ska ha nekats en höjning av abonnemanget i alla de ingående abonnemangspunkterna för att beviljas summaabonnemang. Nätkunderna ges därmed en utökad möjlighet att använda den flexibilitet som summaabonnemangen medger.

Den geografiskt differentierade delen i den fasta avgiften medför att transmissionsnätstariffen blir mer kostnadsriktig och skapar långsiktiga lokaliseringssignaler, vilket bidrar till en mer kostnadseffektiv utbyggnad av transmissionsnätet. Genom att beräkningen av den geografiskt differentierade delen exkluderar de kostnader som redan täcks av

¹⁵ Summaabonnemang beskrivs närmare i kapitel 8

flaskhalsinkomster undviks att nätkunderna nås av dubbla styrsignaler kopplat till nätkostnaden.

Utifrån 2026 års siffror beräknas den geografiska differentieringen i transmissionsnätstariffen minska i den nya tariffmodellen. Det innebär att tariffen sänks för de nätkunder som idag har de högsta geografiskt differentierade avgifterna d.v.s. inmatningskunder i norr och uttagskunder i söder. På motsvarande sätt höjs tariffen för inmatningskunder i söder och uttagskunder i norr som idag har de lägsta geografiskt differentierade avgifterna. Den relativt stora tariffhöjning som detta medför för berörda nätkunder begränsas genom det stegvisa införandet av den fasta avgiften.

Genom att den kostnadstäckande delen i den fasta avgiften per MW är lika för alla nätkunder medför det att tariffen sänks för alla uttagskunder och höjs för alla inmatningskunder utifrån 2026 års siffror.¹⁶ Denna relativt stora omfördelning av kostnader mellan de olika kundkollektiven begränsas även av det stegvisa införandet av den fasta avgiften.

¹⁶ I dagsläget betalar uttagskunder en högre avgift per MW än vad inmatningskunder betalar i den kostnadstäckande delen i den nuvarande effektavgiften

7 Förslag

summaabonnemang

Ett summaabonnemang innebär att nätkunden har ett inmatnings- eller uttagsabonnemang som omfattar flera abonnemangspunkter i samma geografiska område. Summaabonnemanget motsvarar summan av de ingående abonnemangspunkternas abonnerade effekt. Det innebär att en nätkund kan flytta effekt mellan de ingående punkterna utan kostnad så länge som summan av effekten inte överstiger summaabonnemanget.¹⁷

Nätkunden betalar som vanligt en årlig fast avgift för respektive abonnemangspunkt som ingår i summaabonnemanget. Tillfälliga abonnemang och överskridandavgift debiteras dock utifrån den totalt abonnerade effekten för summaabonnemanget.

I nuvarande Nyttjandeavtal kan nätkunden beviljas summaabonnemang på grund av transitering eller på grund av att Svenska kraftnät har nekat en höjning av abonnemanget i alla de enskilda abonnemangspunkterna som ingår i summaabonnemanget. I samband med översynen av den nya tariffmodellen har Svenska kraftnät sett över dessa kriterier.

Svenska kraftnät föreslår att möjligheten att få teckna summaabonnemang ska kvarstå eftersom konstruktionen främjar effektivt nätnyttjande och bidrar till ökad driftflexibilitet för regionnätsbolagen. Därtill underlättar det också abonnemangssättningen för regionnätsbolagen.

Att behålla summaabonnemangen innebär även fördelar för Svenska kraftnät eftersom det förenklar nätplaneringen som i allt större utsträckning sker på storregional nivå.

Svenska kraftnät har dock förtydligat kriterierna att få teckna summaabonnemang. Kriterierna har utarbetats med utgångspunkt från de kvalitativa principer som funnits i ett antal år kopplat till de

¹⁷ Abonnemangspunkterna inom summaabonnemanget kan även ha ett tak som anger vad inmatningen/uttaget maximalt får uppgå till i den enskilda abonnemangspunkten. Om en nätkund överskrider detta tak utgår en överskridandavgift på samma sätt som om nätkunden överskrider summaabonnemanget.

driftsäkerhetsbedömningar som görs vid prövning av summaabonnemang i nuvarande tariffstruktur.

Alla befintliga summaabonnemang kommer att upphöra per 31 december 2026 och de nätkunder som vill teckna ett nytt summaabonnemang behöver ansöka om detta inför 2027 när den nya tariffmodellen träder i kraft.

7.1 Kriterier för summaabonnemang

För att få teckna ett summaabonnemang omfattande två eller fler abonnemangspunkter, ska följande kriterier vara uppfyllda:

- (1) Abonnemangspunkterna ska ha skriftliga anslutningsavtal.
- (2) Abonnemangspunkterna ska befinna sig i samma elområde och inom ett begränsat geografiskt område.
Abonnemangspunkterna ska därutöver tillhöra samma nätkund.
- (3) Abonnemangspunkterna ska ha en likartad påverkan på begränsningselement i transmissionsnätet. Detta innebär att det är det summerade effektutbytet som är den dimensionerande tekniska storheten, snarare än effektutbytet i varje enskild abonnemangspunkt.
- (4) Vid intakt nätbild får det inte finnas några begränsningselement i de delar av transmissionsnätet som förbinder abonnemangspunkterna.
- (5) Abonnemangspunkterna ska vara elektriskt förbundna via regionledningar.

Ett tidsbegränsat undantag till punkt (5) kan medges om kriterierna (1)–(4) är uppfyllda och det finns särskilda skäl till detta.

Svenska kraftnät
Box 1200
172 24 Sundbyberg
Sturegatan 1

Tel: 010-475 80 00
Fax: 010-475 89 50
www.svk.se

