

Ärende nr: 2023/2237

Datum: 2026-03-31

# Bilaga: Effektkomponent för spänningsreglering

Motivering och teknisk beskrivning

# 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 Ange version  
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](http://www.svk.se)

# Innehåll

1	Introduktion.....	5
1.1	Transmissionsnätets behov av spänningsreglering .....	5
1.2	Framåtblickande kostnader för spänningsreglering.....	7
1.2.1	Definitioner.....	8
2	Avgiftsdel .....	10
2.1	Nätkundens påverkan på de framåtblickande kostnaderna för spänningsreglering .....	10
2.2	Utformning av avgiftsdel i effektkomponenten för spänningsreglering ....	11
2.3	Övriga överväganden .....	12
2.3.1	Enkelhet framför korrekthet.....	12
2.3.2	Tidsdifferentiering .....	12
2.3.3	Avräkning av medeleffekt .....	12
2.3.4	Ingen geografisk differentiering .....	13
3	Ersättningsdel.....	14
3.1	Nätkundens påverkan på de framåtblickande kostnaderna.....	14
3.2	Utformning av ersättningsdel för effektkomponenten för spänningsreglering .....	15
3.2.1	Avräkningsperioder och faktureringsperiod .....	15
3.2.2	Spänningsreglerande utbyte av reaktiv effekt (Typ 1) .....	16
3.2.3	Icke-spänningsreglerande utbyte av reaktiv effekt (Typ 2).....	18
3.2.4	Sammanfattning av beräkningssteg.....	20
3.2.5	Övriga krav för rätt till ersättning .....	21
3.2.6	Hantering av icke-önskvärt beteende och undantag från gällande krav i anslutningsavtal.....	22
3.3	Övriga överväganden .....	22
3.3.1	Ersättning baserad på förmåga till utbyte av reaktiv effekt .....	22
3.3.2	Ersättning baserad på utbyte av aktiv effekt .....	23
3.3.3	Ersättning baserad på spänningsreglerstyrka.....	24
3.3.4	Frivillighet vid deltagande i ersättningsdel för effektkomponenten för spänningsreglering .....	24
4	Ersättning- och avgiftsnivåer .....	26

4.1	Exempel på uträknad effektkomponent för spänningsreglering .....	27
4.1.1	Radiellt anslutet distributionsnät (endast uttag) .....	28
4.1.2	Direktanslutet kärnkraftverk .....	28
4.1.3	Direktanslutet vattenkraftverk.....	30
4.1.4	Radiellt anslutet distributionsnät med produktion .....	32

# 1 Introduktion

I denna bilaga beskrivs den delkomponent av effekttariffen som syftar till att täcka framåtblickande kostnader kopplade till behovet av spänningsreglering. Denna delkomponenten benämns härnäst som "Effektkomponenten för spänningsreglering".

Effektkomponenten i sig är indelad i två delar:

- En **avgiftsdel** som syftar till att ge kostnadstäckning för de framåtblickande kostnader och det behov av spänningsreglering som anslutna kunder ger upphov till genom sitt nätnyttjande. Avgiften tas ut per abonnemangspunkt och är baserad på nyttjad medeleffekt (SEK/MW).
- En **ersättningsdel** som syftar till att ge ersättning till de kunder som bidrar med spänningsreglering och därmed minskar de framåtblickande kostnaderna för spänningsreglering. Ersättningen ges per abonnemangspunkten och baseras på storleken på det spänningsreglerande utbytet av reaktiv effekt (SEK/Mvar). Ersättningsdelen är frivillig.

I avsnitt 1.1 presenteras en bakgrund kring kraftsystemets behov av spänningsreglering. I avsnitt 1.2 ges en beskrivning av vad som driver de framåtblickande kostnaderna för spänningsreglering. I avsnitt 2 respektive avsnitt 3 presenteras förslagen till avgiftsdelen respektive ersättningsdelen till effektkomponenten för spänningsreglering. I avsnitt 4 presenteras hur avgift- och ersättningsnivåer tas fram samt ges exempel på hur de effektkomponenten kommer att påverka olika typer av kunder.

## 1.1 Transmissionsnätets behov av spänningsreglering

Spänningarna i transmissionsnätet regleras huvudsakligen genom styrning av reaktiv effekt vilket brukar benämnas som *spänningsreglering*. Spänningsreglering används dels för att bibehålla spänningar i transmissionsnätet inom nominella gränser vid normal drift, dels för att stabilisera systemets spänningar vid händelse av störningar. En tillräcklig spänningsreglerande förmåga är avgörande för ett stabilt och driftsäkert överföringssystem. Eftersom överföring av reaktiv effekt genom transmissionsnätet leder till betydande reaktiva förluster och

spänningsfall, måste behovet av spänningsreglering och reaktiv effekt tillgodoses lokalt eller regionalt, där behoven faktiskt uppstår.

Transmissionsnätets behov av spänningsreglering uppstår i huvudsak till följd av nätkunders inmatning och uttag av *aktiv* effekt. Dessa flöden skapar belastningar i nätet som påverkar spänningsnivåerna och därmed ökar behovet av spänningsreglering. Spänningsreglering är även viktig för systemets förmåga att hantera störningar, exempelvis vid bortfall av produktion, större laster eller överföringsförmåga.

Nätkunders utbyte av *reaktiv* effekt bidrar normalt inte till ett ökat behov av spänningsreglering, givet vissa förutsättningar. I de fall kundens reaktiva effektutbyte är spänningsreglerande bidrar det istället till att minska behovet av ytterligare spänningsreglering. Det är denna typ av utbyte som föreslås ges en ersättning via effektkomponenten för spänningsreglering. Om en nätkund däremot saknar ett spänningsreglerande utbyte av reaktiv effekt regleras i stället detta utbyte till låga nivåer, antingen genom anslutningsavtal eller annan typ av reglering. Därmed blir påverkan från dessa nätkunders utbyte av reaktiv effekt på det övergripande behovet av spänningsreglering försumbar. Eftersom denna påverkan är så pass liten kommer den inte inkluderas som en del i effektkomponenten.

Spänningsreglerande resurser omfattar bland annat av kopplade statiska komponenter som shuntkondensatorer och shuntreaktorer. Dessa används främst för att stötta systemet med reaktiv effekt över längre tidshorisonter och kan styras både manuellt och genom automatik. Statiskt spänningsreglerande resurser är förhållandevis billiga och behovet av dessa dimensioneras i regel i samband med nätutbyggnad av transmissionsnätet. Kostnaderna för dessa inkluderas därför istället som en del i övriga tariffkomponenter. Dynamiskt spänningsreglerande resurser består av komponenter som steglöst och automatiskt kan anpassa sitt utbyte av reaktiv effekt utifrån aktuell spänningsnivå vid en definierad reglerpunkt. De dynamiskt spänningsreglerande resurserna är särskilt viktiga för att snabbt kunna stabilisera spänningarna vid exempelvis störningar i systemet och det är dessa som effektkomponenten syftar att ge kostnadstäckning för.

En stor del av transmissionsnätets behov av spänningsreglering tillgodoses i dag av produktionsanläggningar som använder reglerläge för automatisk spänningsreglering. Denna förmåga är dock inte tillräcklig för att täcka hela transmissionsnätets behov och det finns områden i transmissionsnätet där kompletterande spänningsreglerande resurser behöver installeras. I samband med nuvarande tarifföversynen så

identifierades ett behov att specifikt avräkna de framåtblickande kostnader som är kopplade till behovet av spänningsreglering.

## 1.2 Framåtblickande kostnader för spänningsreglering

Effektkomponenten för spänningsreglering är avsedd att täcka framåtblickande kostnader för att upprätthålla spänningar och spänningsstabilitet i transmissionsnätet. Kostnaderna utgörs främst av anskaffning av dynamiskt spänningsreglerande resurser, såsom STATCOM-anläggningar<sup>1</sup>.

Behovet av spänningsreglering ökar generellt vid en ökad elektrifiering av samhället. Ett ökat utbyte av aktiv effekt ökar lastflödena i systemet, vilket i sin tur driver ett ökat behov av spänningsreglering. Svenska kraftnät följer löpande utvecklingen av detta behov och vid identifierade eller förväntade brister krävs åtgärder för att säkra behovet av spänningsreglering. Detta sker främst genom inköp och installation av egna dynamiskt spänningsreglerande resurser, såsom STATCOM<sup>2</sup>-anläggningar, synkronkompensatorer eller HVDC-VSC-länkar (exempelvis likt Sydvästlänken) i de fall behovet av dynamisk spänningsreglering sammanfaller med behov av ökad överföringskapacitet.

Behovet av spänningsreglering kan minskas genom att nätkunder bidrar med spänningsreglerande förmåga till transmissionsnätet. I dagsläget bidrar redan många nätkunder, främst direktanslutna produktionsanläggningar, med spänningsreglering till överföringssystemet. Utan detta bidrag hade Svenska kraftnät behövt installera en omfattande mängd egna spänningsreglerande resurser, vilket hade medfört avsevärt högre kostnader för driften av transmissionsnätet. Effektkomponenten för spänningsreglering syftar därför även till att ge incitament till de aktörer som bidrar med spänningsreglering och därmed minskar Svenska kraftnäts framåtblickande kostnader. Detta föreslås ske via komponentens ersättningsdel och baseras på avräkning från nätkundens spänningsreglerande utbyte av reaktiv effekt.

---

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> **STATCOM**: En kraftelektronikbaserad enhet som nyttjas för dynamisk reglering av spänning.

## 1.2.1 Definitioner

I följande avsnitt presenteras ett antal av de definitioner och begrepp som används inom effektkomponenten för spänningsreglering.

**Abonnemangspunkt:** Den punkt i vilken nätkunden tecknar ett uttags- och ett inmatningsabonnemang och där utbytet av effekt avräknas.

**Avräkningsperiod:** Den tidsperiod som används för att beräkna medelvärdet för utbytet av reaktiv effekt, vilket ligger till grund för beräkningen av eventuell ersättning. En avräkningsperiod motsvarar en kvart (15 minuter).

**Faktureringsperiod:** Den tidsperiod under vilken samtliga avräkningsperioder summeras innan de faktureras/debiteras till kunden. Fakturering sker månadsvis.

**Reaktivt effektutbyte nära noll ( $Q_{lim}$ ):** Ett reaktivt effektutbyte som, under en avräkningsperiod, ligger inom ett intervall nära noll. Ett reaktivt effektutbyte nära noll föreslås vara generellt  $\pm 30$  Mvar för nätkunder som ansluter till nät på 400 kV och  $\pm 15$  Mvar för nätkunder som ansluter till nät på 220 kV. De exakta gränserna för varje abonnemangspunkt bestäms i en bilaga till Nyttjandeavtalet.

**Spänningsreglerande utbyte av reaktiv effekt – Typ 1:** Beskrivs utförligt i avsnitt 3.2.2. Avser ett reaktivt effektutbyte som bedöms som spänningsreglerande och som normalt berättigar till ersättning under en avräkningsperiod. Benämns som "Typ 1".

**Icke-spänningsreglerande utbyte av reaktiv effekt – Typ 2:** Beskrivs utförligt i avsnitt 3.2.3. Avser ett reaktivt effektutbyte som inte bedöms som spänningsreglerande och som normalt medför ett avdrag under en avräkningsperiod. Undantag förekommer och specificeras i detalj i avsnitt 3.2.3. Benämns som "Typ 2".

**UQ-diagram:** Ett diagram som används för att beräkna huruvida utbytet av reaktiv effekt kommer att ge ersättning eller ej. Baseras på medelvärdet av reaktiv effekt och spänning under en avräkningsperiod.

**Kapacitivt utbyte av reaktiv effekt:** När en nätkund matar in reaktiv effekt till transmissionsnätet kallas detta för ett kapacitivt utbyte av reaktiv effekt. Inmatning av reaktiv effekt höjer spänningen i abonnemangspunkten.

**Induktivt utbyte av reaktiv effekt:** När en nätkund tar ut reaktiv effekt från transmissionsnätet kallas detta för ett induktivt utbyte av reaktiv effekt. Uttag av reaktiv effekt sänker spänningen i abonnemangspunkten.

**Regressionsfönster:** En serie mätdata som samlats in var tredje sekund under två timmar. Den används för att kategorisera om det reaktiva effektutbytet under den analyserade avräkningsperioden (som motsvarar de sista 15 minuterna av regressionsfönstret) är spänningsreglerande eller icke-spänningsreglerande.

**Driftspänningsintervall:** För varje abonnemangspunkt kommer det att finnas ett driftspänningsintervall vilket ett intervall som spänningen vid normal drift styrs mot för att säkerställa en säker drift av systemet. Driftspänningsintervallet används även för att avgöra ersättning/avdrag för ett visst utbyte av reaktiv effekt under en avräkningsperiod. På 400 kV-nätet föreslås driftspänningsintervallet ligga mellan 404 – 416 kV, med ett fåtal undantag. För 220 kV nätet, som i större utsträckning är en äldre del av transmissionsnätet, varierar driftspänningsintervallet i större utsträckning beroende på lokala spänningsbegränsningar i installerade komponenter. De exakta gränserna för varje abonnemangspunkt bestäms i en bilaga till Nyttjandeavtalet.

## 2 Avgiftsdelen

I detta avsnitt beskrivs avgiftsdelen i effektkomponenten för spänningsreglering. Avsnitt 2.1 ger en översikt över hur nätkunders utbyte av aktiv effekt påverkar Svenska kraftnäts framåtblickande kostnader och behovet av spänningsreglering. Avsnitt 2.2 presenterar det tekniska förslaget för hur avgiftsdelen ska avräknas, och i avsnitt 2.3 redogörs kortfattat de överväganden som Svenska kraftnät beaktat vid utformningen av tariffkomponenten.

### 2.1 Nätkunders påverkan på de framåtblickande kostnaderna för spänningsreglering

Behovet av spänningsreglering drivs i huvudsak av nätkunders inmatning och uttag av aktiv effekt samt de lastflöden detta skapar i överföringssystemet. Nätkunders utbyte av reaktiv effekt bidrar normalt inte till ett ökat behov av spänningsreglering. I de fall kundens reaktiva effektutbyte är spänningsreglerande bidrar utbytet till att minska behovet av ytterligare spänningsreglering, vilket är den typ av utbyte som föreslås ges en ersättning. Om en nätkund saknar ett spänningsreglerande utbyte av reaktiv effekt regleras i stället detta utbyte till låga nivåer, antingen genom anslutningsavtal eller annan typ av reglering. Därmed blir påverkan från dessa nätkunders utbyte av reaktiv effekt på det övergripande behovet av spänningsreglering försumbar.

Att utvärdera *hur* enskilda nätkunders in- och utmatning av aktiv effekt påverkar behovet av spänningsreglering är dock utmanande. Överföringssystemet är ett dynamiskt och komplext system och behovet av spänningsreglering varierar över tid och mellan olika geografiska områden. Generellt ökar behovet av spänningsreglering vid högre nivåer av inmatning eller uttag av aktiv effekt. Samtidigt kan framåtblickande kostnaderna för spänningsreglering även uppstå vid lägre nivåer av aktiv effekt. Det är till exempel inte ovanligt att det spänningsreglerande bidraget från kraftsystemet minskar vid situationer med låg last eller låg överföring. Sådana situationer kan inträffa när elpriserna är låga och efterfrågan är låg, vilket ofta sammanfaller med en lägre andel infasad vatten- eller kärnkraft, resurser som vanligtvis bidrar med god spänningsreglerande förmåga. Detta kan i sin tur leda till ett ökat behov av kompletterande spänningsreglerande resurser i överföringssystemet.

Kraftsystemets behov av spänningsreglering påverkas även av variationer i den överförda aktiva effekten samt av det grundläggande behov av spänningsreglering som krävs för att systemet ska kunna hantera felfall och störningar. Behovet varierar geografiskt och är generellt större i områden där spänningsreglerande resurser saknas. Det är dock inte självklart att en ökad inmatning eller ökat uttag av aktiv effekt i närheten av sådana områden alltid påverkar behovet av spänningsreglering i samma riktning. Även om variationer i aktiv effekt generellt bidrar till ett ökat behov av spänningsreglering så sammanlagras ofta olika nätkunders utbyte av aktiv effekt vilket gör att avmätning av exempelvis variationen av utbytet (t.ex. genom avräkning på den aktiva effektens varians/standardavvikelse eller liknande) kan ge en missvisande bild av vad som faktiskt driver de framåtblickande kostnaderna i denna del. Därtill finns en trend mot allt mer varierande lastflöden i överföringssystemet. En geografisk region kan under ett marknadsutfall helt sakna behov av spänningsreglering, medan samma område vid ett annat tillfälle kan ha ett betydande behov.

En annan drivkraft bakom behovet av spänningsreglering är kravet på att hantera de spänningsfall som uppstår vid överföring av aktiv effekt över långa elektriska avstånd. I överföringssystemet sker denna kompensation främst genom statisk reaktiv effektkompensering, som tillhandahålls av exempelvis kopplade shuntreaktorer och shuntkondensatorer. Dessa komponenter är förhållandevis billiga att installera och underhålla i jämförelse med dynamiskt spänningsreglerande utrustning och kommer ingå som en del i abonnemangsavgiften.

## **2.2 Utformning av avgiftsdel i effektkomponenten för spänningsreglering**

Avgiftsdelen i effektkomponenten för spänningsreglering debiteras som en fast avgift per MW. Den är i första hand utformad för att göra tariffen mer kostnadsreflektiv och innehåller inga prissignaler. 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.

## 2.3 Övriga överväganden

I följande avsnitt diskuteras de överväganden som Svenska kraftnät beaktat vid utformningen av avgiftsdelen i effektkomponenten för spänningsreglering.

### 2.3.1 Enkelhet framför korrekthet

Svenska kraftnät bedömer att avgiftsdelen till effektkomponenten för spänningsreglering i teorin skulle kunna utformas mer avancerat för att uppnå en något högre grad av kostnadsriktighet och ekonomisk effektivitet. En mer komplex utformning hade dock medfört en ökad risk för felaktiga prissignaler samt gjort det svårare för nätkunder att tolka och agera på dessa signaler. Detta skulle i sin tur kunna minska komponentens effektivitet. Med hänsyn till den komplexa bedömningen av hur nätkunders utbyten av aktiv effekt påverkar och ökar behovet av spänningsreglering föreslås därför en enklare och mer lättförståelig utformning av den aktiva effektkomponenten.

### 2.3.2 Tidsdifferentiering

Delkomponenten för spänningsreglering tidsdifferentieras inte. Detta beror på att de framåtblickande kostnaderna även kan uppstå vid lägre nivåer av inmatad eller uttagen aktiv effekt, vilket tidigare beskrivits.

### 2.3.3 Avräkning av medeleffekt

Svenska kraftnät anser att det enklaste och mest ändamålsenliga sättet att avräkna tariffkomponenten är att basera den på nätkundens medeleffekt. Som diskuterats i avsnitt 2.1 finns ett generellt högre behov av spänningsreglering vid höga effekter i systemet, men det finns även områden och situationer där de framåtblickande kostnaderna drivs vid lägre nivåer av inmatad och uttagen aktiv effekt. Spänningsreglering behövs även för att hantera felfall, som exempelvis bortfall av produktion eller last. Eftersom medeleffekten från en nätkund generellt är i proportion med dess storlek, ger en avräkning på medeleffekt en relativt god kostnadsbas kring vad som driver behovet.

Variationer i den aktiva effekten skulle kunna användas, men eftersom variationerna ofta sammanlagras mellan olika nätkunder, bedöms medeleffekten som ett bättre måttvärde för vad som driver behovet av spänningsreglering.

#### **2.3.4 Ingen geografisk differentiering**

Svenska kraftnät har övervägt för- och nackdelar med att införa även en geografisk differentiering i denna del av effekttariffen, då behovet av spänningsreglering till viss del påverkas av var i systemet den aktiva effekten matas in och tas ut.

Ett exempel är de ökade spänningsfallen som uppstår vid överföring av aktiv effekt över längre elektriska avstånd. Vilket tidigare diskuterats så kan dessa spänningsfall i stor utsträckning hanteras genom statisk reaktiv effektkompensering, vilket inte omfattas av denna effektkomponent. Dessutom finns ett konstant behov av spänningsreglering för att hantera störningar i systemet, exempelvis vid bortfall av produktionskapacitet eller större laster. Detta behov påverkas endast marginellt av den geografiska placeringen av inmatning och uttag av aktiv effekt.

Mot bakgrund av detta har Svenska kraftnät valt att inte föreslå någon geografisk differentiering eller lokaliseringssignal. Huvudskälet är den komplexitet som uppstår vid utvärdering av hur geografiska faktorer påverkar behovet av spänningsreglering i överföringssystemet. En lokaliseringssignal skulle teoretiskt kunna förbättra kostnadsriktigheten och ekonomiska effektivitet marginellt, men detta skulle ske på bekostnad av tariffens enkelhet.

## 3 Ersättningsdel

I detta avsnitt beskrivs den frivilliga ersättningsdelen inom effektkomponenten för spänningsreglering. Syftet med denna del är att ge ersättning till aktörer som bidrar till att minska transmissionsnätets framåtblickande kostnader för spänningsreglering. En sådan ersättningskomponent för spänningsreglering förväntas skapa en mer kostnadsreflektiv tariff, där nätkunder som aktivt bidrar till att reducera systemets driftkostnader även får en lägre transmissionsnätstariff.

I avsnitt 3.1 ges en översikt över hur nätkunders utbyte av reaktiv effekt påverkar de framåtblickande kostnaderna och behovet av spänningsreglering. I avsnitt 3.2 presenteras det tekniska förslaget för hur effektkomponenten ska avräknas, och i avsnitt 3.3 redogörs kortfattat de överväganden som Svenska kraftnät har beaktat vid utformningen.

### 3.1 Nätkunders påverkan på de framåtblickande kostnaderna

Nätkunder som kan bidra med ett spänningsreglerande utbyte av reaktiv effekt i abonnemangspunkten minskar Svenska kraftnäts behov av att installera ytterligare spänningsreglering i området. Med spänningsreglerande utbyte innebär här att nätkunden motverkar spänningsändringar genom att reglera den reaktiva effekten.

Det räcker dock inte att enbart mäta nätkundens utbyte av reaktiv effekt, det är också nödvändigt att analysera hur detta utbyte varierar som en funktion av spänningsändringar. Detta gör det möjligt att särskilja det utbyte av reaktiv effekt som faktiskt bidrar till spänningsreglering (och därmed minskar de framåtblickande kostnaderna) från det som inte har en spänningsreglerande effekt (och som därmed ej minskar de framåtblickande kostnaderna).

Vidare är det viktigt att avräkna det *faktiska* utbytet av reaktiv effekt och inte endast basera ersättningen utifrån storleken av inmatningsabonnemanget. För vissa anslutningar, såsom direktansluten produktion, är förmågan till spänningsreglering ofta direkt proportionell mot abonnemangets storlek. Samtidigt kan mycket av den direktanslutna produktionen vara avställd under långa perioder, vilket gör att en ersättning baserad enbart på abonnemangets storlek blir missvisande.

För andra anslutningar, exempelvis där produktion ansluter under distributionsnät, påverkas förmågan till spänningsreglering även av andra aspekter än abonnemangets storlek. Detta inkluderar hur distributionsnätsägaren styr sina komponenter, som exempelvis transformatorers lindningskopplare eller shuntkopplade reaktiva resurser.

## **3.2 Utformning av ersättningsdel för effektkomponenten för spänningsreglering**

Ersättningskomponenten är en *frivillig* del av effektkomponenten för spänningsreglering. Nätkunder som saknar förmåga att bidra med ett spänningsreglerande utbyte av reaktiv effekt mot stamnätet kan välja att avstå medverkan, men går då också miste om möjligheten till ersättning för sitt utbyte av reaktiv effekt. Ingen förkvalificering krävs för att delta i den reaktiva effektkomponenten, men eftersom medverkan kan leda både till ersättning och avdrag rekommenderar Svenska kraftnät att nätkunden först undersöker vilken reaktiv förmåga som finns tillgänglig för den aktuella anslutningen. Medverkande i den reaktiva effekttariffen regleras via tecknande av det årliga Nyttjandeavtalet.

Det kommer även finnas en möjlighet för nätkunder att i förväg kunna avbryta den frivilliga medverkan i ersättningsdelen under ett kalenderår om det skulle visa sig att förutsättningarna för att bidra med spänningsreglering förändras. Även denna hantering föreslås regleras inom Nyttjandeavtalet.

Ersättningen utgår som en fast ersättning per Mvar och 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 utbyttet av reaktiv effekt antingen är spänningsreglerande eller på annat sätt är gynnsamt för transmissionsnätet.

### **3.2.1 Avräkningsperioder och faktureringsperiod**

Ersättningsdelen i effektkomponenten för spänningsreglering beräknas varje avräkningsperiod, vilket motsvarande 15 minuter. Ersättningen för samtliga avräkningsperioder under en faktureringsperiod summeras sedan tillsammans med övriga tariffkomponenter och faktureras sedan till nätkunden. För varje avräkningsperiod kategoriseras det uppmätta

reaktiva effektutbytet i abonnemangspunkten i två olika typer, vilket avgör om nätkunden får ersättning eller ett avdrag. Vid vissa typer av utbyten av reaktivt effektutbyte samt driftsituationer så ges varken ersättning eller avdrag för den aktuella avräkningsperioden.

I avsnitt 3.2.2 ges en övergripande beskrivning av vad som Svenska kraftnät definierar som ett spänningsreglerande (Typ 1) utbyte av reaktiv effekt och i avsnitt 3.2.3 vad som definieras som ett icke-spänningsreglerande (Typ 2) utbyte av reaktiv effekt.

### **3.2.2 Spänningsreglerande utbyte av reaktiv effekt (Typ 1)**

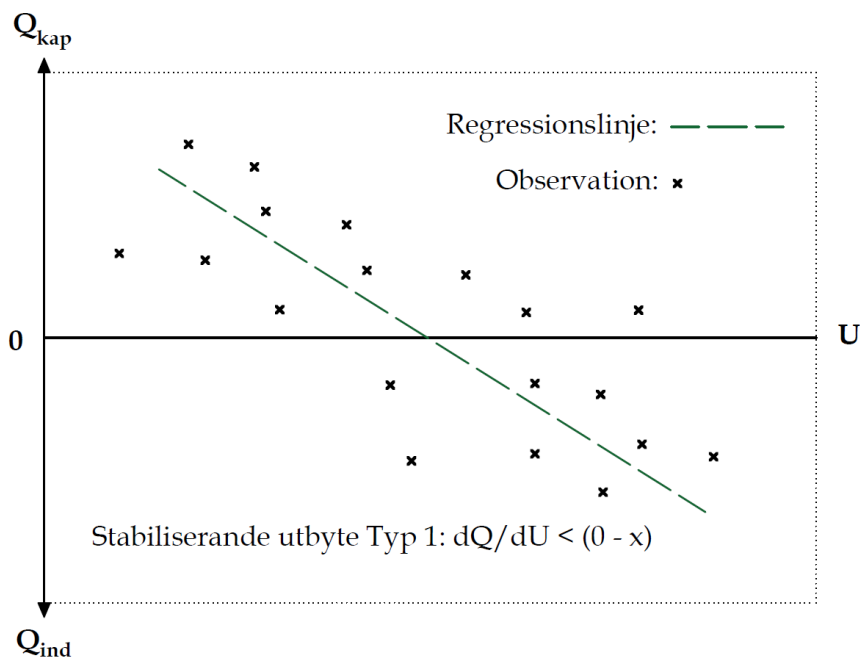
En nätkund som har ett spänningsreglerande utbyte av reaktiv effekt får i regel ersättning för sitt utbyte av reaktiv effekt i abonnemangspunkten. Ett utbyte som kategoriseras som spänningsreglerande (Typ 1) ska normalt ske i enlighet med följande principer:

- att det vid stigande spänning i abonnemangspunkten sker ett ökat uttag, alternativt en minskad inmatning av reaktiv effekt, samt att
- det vid sjunkande spänning i abonnemangspunkten sker ett minskat uttag, alternativt en ökad inmatning av reaktiv effekt.

Matematiskt kan ett reaktivt effektutbyte av Typ 1 definieras som ett utbyte där lutningen  $dQ/dU$  är tillräckligt negativ, det vill säga  $dQ/dU < -X \text{ Mvar/kV}$  (se Figur 1). Denna lutningen beräknas med hjälp av en regressionslinje framställd via linjär regressionsanalys på insamlade mätvärden för spänning och reaktiv effekt inom ett visst regressionsfönster. Gränsvärdet  $X$  föreslås vara 1 Mvar/kV.

Svenska kraftnät avser använda ett regressionsfönster som består av insamlade mätvärden från *de senaste två timmarna*, där den aktuella avräkningsperioden motsvarar de senaste 15 minuterna av regressionsfönstret. Regressionsfönstret består alltså av 1) mätvärden från den aktuella avräkningsperioden samt 2) från tidigare insamlade mätvärden motsvarande totalt 1 timme och 45 minuter.

Inom regressionsfönstret samlas mätvärden för spänning och reaktiv effekt in var tredje sekund, vilket innebär att totalt 2400 mätvärden används vid varje regressionsanalys. Ett större regressionsfönster än avräkningsperioden är nödvändigt för att kunna filtrera bort mätbrus och mätfel samt för att säkerställa att spänningsvariationerna är tillräckligt stora för att avgöra om utbytet av reaktiv effekt är spänningsreglerande. Vid varje ny avräkningsperiod samlas 300 nya mätvärden in, samtidigt som de äldsta 300 mätvärdena tas bort från regressionsfönstret, vilket gör att regressionsfönstret rör sig framåt över tiden.



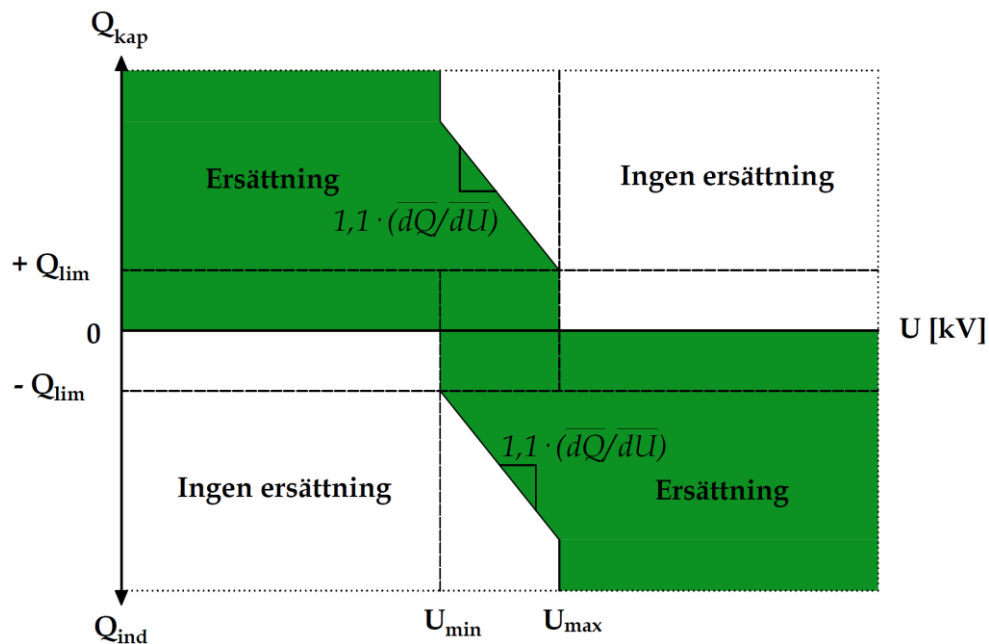
Figur 1. En avräkningsperiod klassas som Typ 1 om förhållandet mellan reaktiv effekt och spänning i abonnemangspunkten har en tillräcklig negativ lutning. Regressionslinjens lutning beräknas med linjär regression på insamlade mätvärden (observationer) för spänning och reaktiv effekt under ett regressionsfönster.

Efter att en avräkningsperiod har definierats som Typ 1 baseras eventuell ersättning på det uppmätta medelvärdet av den reaktiva effekten som nätkunden har utbytt i abonnemangspunkten.

Figur 2 visar ett så kallad UQ-diagram för de olika typerna av reaktiv effektutbyte och driftsituationer som leder till ersättning samt ingen ersättning för ett spänningsreglerande utbyte av reaktiv effekt. Gröna områden visar ersättningsgrundande utbyte av reaktiv effekt medan vita områden indikerar ett utbyte och driftsituationer som inte ger någon ersättning till kunden.  $U_{\min}$  respektive  $U_{\max}$  representerar den nedre respektive övre gränsen för driftspänningsintervallet.  $Q_{\lim}$  föreslås vara 30 Mvar för nätkunder som ansluter till 400 kV-nivån och 15 Mvar för nätkunder som ansluter till 220 kV-nivån.

Storleken på det ersättningsberättigade området påverkas även av nätkundens spänningsreglerstyrka. Lutningen  $\overline{dQ/dU}$  beräknas utifrån den genomsnittliga spänningsreglerstyrkan för de avräkningsperioder som under en faktureringsperiod klassificerats som Typ 1. Lutningen multipliceras sedan med en faktor på 1,1. Begränsningen av det ersättningsberättigade området inom intervallet  $U_{\min}$  till  $U_{\max}$  görs för att undvika incitament för nätkunder att medvetet styra utbytet på ett sätt som maximerar ersättningen men som inte är till nytta för kraftsystemet.

## Spänningsreglerande utbyte: Typ 1



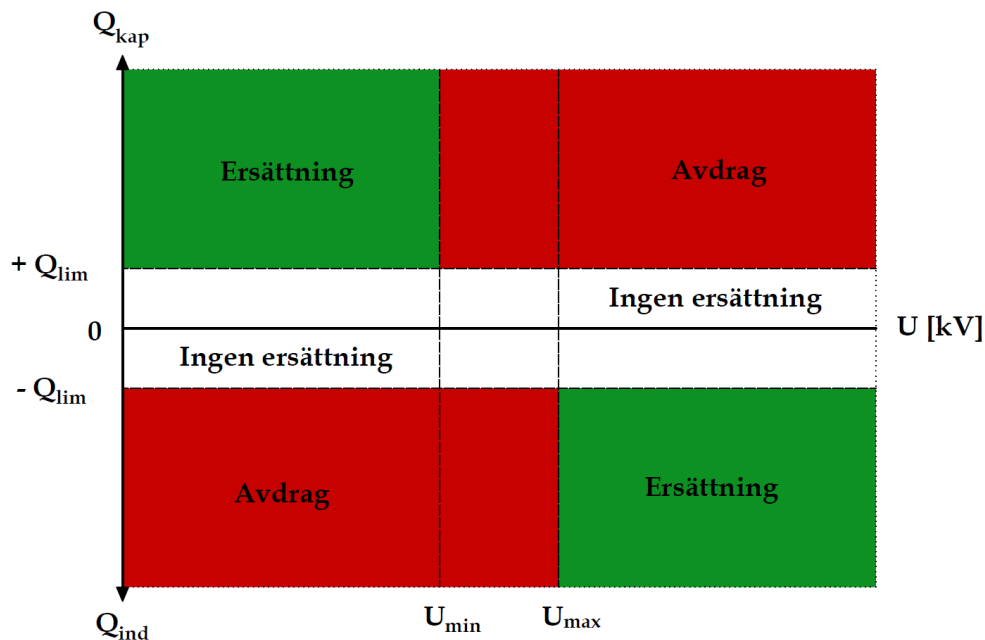
Figur 2. UQ-diagram som visualiserar kombinationer mellan spänning och reaktiv effekt för ett spänningsreglerande (Typ 1) utbyte av reaktiv effekt som resulterar i ersättning respektive ingen ersättning. Gröna områden indikerar kombinationer mellan spänning och utbyte av reaktiv effekt som är ersättningsgrundande medan vita områden indikerar utbyten som inte resulterar i ersättning till kunden.

### 3.2.3 Icke-spänningsreglerande utbyte av reaktiv effekt (Typ 2)

En avräkningsperiod som kategoriseras som *icke-spänningsreglerande* leder, med vissa undantag, till ett avdrag från ersättningen. Matematiskt definieras ett reaktivt effektutbyte av Typ 2 som ett utbyte där lutningen  $dQ/dU \geq -X \text{ Mvar/kV}$ . Detta innebär i praktiken att allt utbyte som inte uppfyller kriterierna för spänningsreglerande utbyte (Typ 1) per automatik klassas som icke-spänningsreglerande (Typ 2).

Figur 3 visar ett UQ-diagram för de olika typerna av reaktivt effektutbyte och driftsituationer som leder till ersättning, avdrag eller ingen för ett icke-spänningsreglerande utbyte av reaktiv effekt. Gröna områden visar ersättningsgrundande utbyte, röda områden visar avdragsgrundande utbyte, vita områden representerar driftfall där inget ekonomiskt utfall sker för kunden.

### Icke-spänningsreglerande utbyte: Typ 2



Figur 3. UQ-diagram som visualiserar kombinationer mellan spänning och reaktiv effekt för ett icke-spänningsreglerande (Typ 2) utbyte av reaktiv effekt som resulterar i ersättning/avdrag. Gröna områden indikerar kombinationer mellan spänning och utbyte av reaktiv effekt som är ersättningsgrundande, röda områden indikerar avdragsgrundande utbyte, medan vita områden indikerar utbyten som inte resulterar i ersättning till kunden.

Endast under vissa specifika driftsituationer kan en nätkund få ersättning för ett reaktivt effektutbyte som klassificeras som icke-spänningsreglerande (Typ 2). Detta undantag gäller i följande fall:

- Vid spänningar i abonnemangspunkten som understiger  $U_{\min}$  av driftspänningsintervallet, samtidigt som nettoutbytet av reaktiv effekt i abonnemangspunkten är av kapacitiv karaktär (inmatning av reaktiv effekt). Medelvärdet på det reaktiva effektutbytet är samtidigt större än  $+Q_{\lim}$  Mvar.
- Vid spänningar i abonnemangspunkten som överstiger  $U_{\max}$  av driftspänningsintervallet, samtidigt som nettoutbytet av reaktiv effekt i abonnemangspunkten är av induktiv karaktär (uttag av reaktiv effekt). Medelvärdet på det reaktiva effektutbytet är samtidigt mindre än  $-Q_{\lim}$  Mvar.

I dessa situationer är det gynnsamt för systemet att få stöttning av reaktiv effekt, även om utbytet inte är att betrakta som spänningsreglerande.

Ett utbyte som varken ger ersättning eller avdrag karaktäriseras av att utbytet av reaktiv effekt sker enligt följande princip:

- Ett icke-spänningsreglerande utbyte av reaktiv effekt, men där det maximala reaktiva effektutbytet under avräkningsperioden understiger det som definieras som av ett reaktivt nollutbyte ( $\pm Q_{lim}$  Mvar, se definition i avsnitt 1.2.1).

I dessa fall anses det reaktiva effektutbytet ej nämnvärt påverka systemet, varför ingen ekonomisk kompensation eller avdrag tillämpas.

### 3.2.4 Sammanfattning av beräkningssteg

Nedan beskrivs de steg som används för att kategorisera reaktivt effektutbyte som Typ 1 eller Typ 2, samt för att beräkna den totala ersättningen eller avdraget under en given avräkningsperiod.

1. **Datainsamling:** För varje avräkningsperiod  $i$  (15 minuter) samlas mätvärden för spänning och reaktiv effekt in var tredje (3e) sekund. Om inga bortfall av mätvärden sker motsvarar således varje avräkningsperiod av normalt totalt 300 mätvärden. Utöver detta samlas mätdata in över ett regressionsfönster som sträcker sig över två timmar. Den aktuella avräkningsperioden utgör de sista 15 minuterna av detta fönster.
2. **Typklassificering:** De insamlade mätvärdena från regressionsfönstret används för att utföra en linjär regressionsanalys mellan reaktiv effekt ( $Q$ ) och spänning ( $U$ ). Lutningen på den resulterande regressionslinjen ( $dQ/dU$ ) avgör typklassningen:
  - i.  $dQ/dU < (-1)$ : → **Typ 1**
  - ii.  $dQ/dU \geq (-1)$ : → **Typ 2**
3. **Bestämning av ersättning/avdrag:** För den aktuella avräkningsperioden beräknas medelvärden för spänningen ( $\bar{U}$ ) respektive utbytt reaktiv effekt ( $\bar{Q}$ ) i abonnemangspunkten. Dessa medelvärden används för att avgöra driftpunktens position i UQ-diagrammen (se Figur 2 och Figur 3) och huruvida perioden ska resultera i ersättning, avdrag, eller ingen påverkan.
4. **Summering över faktureringsperiod:** Under en faktureringsperiod (en månad) beräknas sedan medelvärdet av den reaktiva effekten för de avräkningsperioder som ger ersättning respektive ett avdrag. Vid medelvärdesberäkningen används absolutbeloppet av den utbytta reaktiva effekten för varje avräkningsperiod. Differensen

mellan dessa multipliceras därefter med den fasta ersättningen vilket sedan krediteras till nätkunden.

Beräkningen av den totala ersättningen utförs helt automatiskt baserat på insamlade mätdata och nätkunden behöver inte vidta några åtgärder själv. Samtliga mätdata sparas, och den bakomliggande analysen kan göras tillgänglig vid behov, exempelvis vid en tvist kring klassificeringen av utbytet.

### **3.2.5 Övriga krav för rätt till ersättning**

För att en nätkund ska vara berättigad till ersättning för spänningsreglerande utbyte under en faktureringsperiod ska minst 15 procent av avräkningsperioderna inom faktureringsperioden klassificeras som Typ 1. Om andelen avräkningsperiod som kategoriseras som spänningsreglerande understiger 15 procent så kommer dessa avräkningsperioder istället att klassificeras som Typ 2.

Denna begränsning införs för att motverka att nätkunder som saknar faktisk förmåga att bidra till spänningsreglering, men som normalt har ett mycket begränsat utbyte av reaktiv effekt och därmed aldrig riskerar avdrag, tecknar frivillig medverkan i ersättningsdelen. Det bör noteras att den regressionsanalys som används för klassificering av reaktivt effektutbyte i vissa fall kan medföra felaktiga klassificeringar. Exempelvis kan en avräkningsperiod klassificeras som Typ 1 trots att nätkunden inte haft ett spänningsreglerande utbyte. Sådana felklassificeringar uppstår typiskt vid avräkningsperioder med i stort sett oförändrad spänning, där mätbrus i större utsträckning påverkar analysresultatet.

Begränsningen motiveras även utifrån nätkundens påverkan på Svenska kraftnäts framåtblickande kostnader för spänningsreglering. En nätkund som endast bidrar med spänningsreglering under mycket begränsade tider tillför visserligen en viss nytta till systemet, men tillgängligheten är så låg att nyttan inte bedöms leda till minskade framåtblickande kostnader för spänningsreglering. Detta eftersom Svenska kraftnät vid alla tider måste säkerställa att en tillräcklig mängd spänningsreglerande resurser finns för att uppfylla systemets behov.

Felaktigheter i regressionsanalysen kan även leda till att nätkunder vars utbyte huvudsakligen är spänningsreglerande felaktigt får vissa avräkningsperioder klassificerade som icke-spänningsreglerande. För att undvika att nätkunder får ett avdrag för dessa typer av felaktigheter gäller därför följande: om andelen avräkningsperioder som klassificeras som Typ 1 för en nätkund överstiger 85 procent under en

faktureringsperiod, görs inget avdrag för de avräkningsperioder som under samma period klassificeras som Typ 2. Avräkningsperioder som klassificeras som Typ 2 och som är ersättningsberättigade ger dock fortfarande ersättning.

### **3.2.6 Hantering av icke-önskvärt beteende och undantag från gällande krav i anslutningsavtal**

Det finns en risk att aktörer medvetet styr sina anläggningar på ett sätt som maximerar ersättningen, men som inte är till nytta för, eller i vissa fall till och med skadligt för, överföringssystemets funktion.

För att säkerställa Transmissionsnätets driftsäkerhet vid ett deltagande i ersättningsdelen för effektkomponenten för spänningsreglering krävs det således att det finns ett upprättat Anslutningsavtal som reglerar utbytet av spänning och reaktiv effekt mellan Anslutande part och Transmissionsnätet. Om Anslutningsavtal saknas ska Anslutande part ha möjlighet att teckna ett sådant. Om ett Anslutningsavtal finns, men där det reaktiva effektutbytet är begränsat och försvårar en medverkan i ersättningsdelen för effektkomponenten för spänningsreglering så ska Anslutande part ha möjlighet att teckna ett nytt mer ändamålsenligt Anslutningsavtal.

Svenska kraftnät förbehåller sig rätten att omedelbart avsluta den frivilliga medverkan i ersättningsmodellen för den reaktiva effektkomponenten, om den anslutande parten styr det reaktiva effektutbytet på ett sätt som Svenska kraftnät bedömer som destabiliserande för transmissionsnätet.

## **3.3 Övriga överväganden**

I det här avsnittet diskuteras de överväganden som Svenska kraftnät har beaktat vid utformningen av ersättningsdelen för effektkomponenten för spänningsreglering. Svenska kraftnäts val att utforma effektkomponenten genom att mäta och kategorisera det faktiska reaktiva effektutbytet grundar sig i flera tekniska och praktiska skäl. Nedan presenteras kortfattat alternativa utformningar som övervägs, samt varför dessa inte bedömts vara lämpliga.

### **3.3.1 Ersättning baserad på förmåga till utbyte av reaktiv effekt**

En alternativ modell vore att basera ersättningen helt (eller delvis) på nätkundens teoretiska förmåga till utbyte av reaktiv effekt, snarare än på faktiskt uppmätt utbyte. Detta skulle innebära att kunder med stor teknisk

kapacitet för reaktiv effekt kunde få ersättning även när denna kapacitet inte används under normala driftförhållanden.

Denna modell bedöms dock som olämplig av flera skäl. En anledning är att en sådan utformning kan ge vissa aktörer incitament att ansätta en svag spänningsreglerstyrka, vilket skulle minska nyttan av det spänningsreglerande utbytet. En annan anledning är att en nätkund med hög kapacitet men begränsad faktisk användning (t.ex. en produktionsanläggning som under långa perioder är ur drift på grund av låga elpriser eller underhåll) då skulle kunna erhålla överkompensation samtidigt som behovet av spänningsreglering kvarstår i närområdet.

Problematiken ovan blir särskilt svår att hantera för produktion som ligger lokaliserad under distributionsnät. Svenska kraftnät saknar egen debiteringsmätning på distributionsnäten vilket hade varit nödvändigt för att kunna avgöra när dessa anläggningar är i drift och faktiskt bidrar med spänningsreglering.

En anläggning med stor förmåga till utbyte av reaktiv effekt behöver heller inte nödvändigtvis bidra med god förmåga till spänningsreglering till transmissionsnätet. Exempelvis kan det finnas goda möjligheter till utbyte av reaktiv effekt för större anläggningar som är anslutna långt ner i distributionsnäten, men där det elektriska avståndet till transmissionsnätet gör att den nytta dessa bidrar med blir kraftigt reducerad. En ersättning som i dessa fall ger ersättning helt eller delvis utifrån förmåga till utbyte av reaktiv effekt riskerar således ge felaktiga prissignaler.

Slutligen bör det noteras att anläggningar som har förmåga till stort utbyte av reaktiv effekt generellt även har en starkare spänningsreglerstyrka. En nätkund som har en hög spänningsreglerstyrka kommer generellt att erhålla ett större reaktivt effektutbyte, vilket i sin tur resulterar i en större ersättning<sup>3</sup>.

### **3.3.2 Ersättning baserad på utbyte av aktiv effekt**

Eftersom förmågan till spänningsreglering ofta är starkt korrelerad med nätkundens inmatning av aktiv effekt, har även detta övervägts som grund för ersättning. För produktionsanläggningar som är direktanslutna till transmissionsnätet är en sådan modell relativt enkel att använda. Dock

---

<sup>3</sup> En hög spänningsreglerstyrka innebär att mer reaktiv effekt utbyts mot transmissionsnätet vid variationer av spänningen i anslutningspunkten, vilket ökar ersättningen och därmed indirekt premierar nätkunder med större förmågor till utbyte av reaktiv effekt.

komplieras utformningen för distributionsnät med produktion, särskilt för abonnemangspunkter med såväl underliggande produktion som laster.

Debiteringsmätningen som används för transmissionsnätstariffen baseras på mätning i abonnemangspunkten mellan transmissionsnätet och distributionsnätet, vilket gör det omöjligt för Svenska kraftnät att utvärdera hur mycket effekt som underliggande produktion på distributionsnät faktiskt bidrar med. En annan problematik för just distributionsnät är att även koordineringen av distributionsnätets styrbara komponenter (som shuntkopplade reaktorer/kondensatorer) och lindningskopplade transformatorer behöver koordineras för att den spänningsreglerande förmågan ska kunna nå till transmissionsnätet. Att således endast utvärdera storleken på den aktiva effekten ger ingen information huruvida det reaktiva effektutbytet från dessa aktörer faktiskt bidrar till spänningsregleringen eller ej.

### **3.3.3 Ersättning baserad på spänningsreglerstyrka**

En annan möjlighet är att utforma ersättningen med utgångspunkt i spänningsreglerstyrka (mätt i form av lutningen på regressionskurvan mellan utbytt reaktiv effekt ( $Q$ ) och spänning ( $U$ )).

Även om spänningsreglerstyrka ofta samvarierar med god förmåga till reaktivt effektutbyte finns det viktiga begränsningar.

Spänningsreglerstyrkan påverkas av flera faktorer, exempelvis det elektriska avståndet mellan den spänningsreglerande komponenten och transmissionsnätet, samt reglerparametrar för reglersystemet. Det finns alltså aktörer som kan ha väldigt begränsad förmåga till utbyte av reaktiv effekt, men som ändå kan uppvisa hög spänningsreglerstyrka i abonnemangspunkten. En modell baserad på spänningsreglerstyrka riskerar därmed att överkompensera aktörer vars faktiska bidrag till systemet är begränsat.

Genom att istället utgå från det faktiska utbytet av reaktiv effekt skapas ett incitament där aktörer med stark spänningsreglerstyrka indirekt belönas. Dessa aktörer kommer, till följd av deras starka spänningsreglerstyrka, att uppvisa en större variation i sitt utbyte av reaktiv effekt vid spänningsförändringar, vilket ger en högre ersättning inom ramen för den föreslagna modellen.

### **3.3.4 Frivillighet vid deltagande i ersättningsdel för effektkomponenten för spänningsreglering**

Ersättningsdelen för effektkomponenten för spänningsreglering har en komplex utformning, särskilt vad gäller utvärderingens storlek och hur

ersättningen bör vidarefaktureras till underliggande kunder. Mot denna bakgrund ges nätkunder möjlighet att frivilligt välja om de vill delta och omfattas av komponenten. Nätkunder som bedömer att det finns svårigheter i att beräkna ersättningen eller fördela den vidare till sina slutkunder kan därmed välja att avstå medverkan.

## 4 Ersättning- och avgiftsnivåer

Svenska kraftnät beräknar ersättnings- och avgiftsdelen i denna delkomponent utifrån en uppskattning av de ökade eller minskade framåtblickande kostnader som en nätkunds utbyte av aktiv och reaktiv effekt medför till systemet.

Avgiftsnivån baseras på en uppskattning av hur stora Svenska kraftnäts framåtblickande 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 kostnadsbasen 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 avgiftsdelen 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 genomföra investeringar i ytterligare spänningsreglerande förmåga, alternativt öka ersättningen till de nätkunder som har kapacitet att bidra med mer spänningsreglering till systemet.

Svenska kraftnät värderar i dagsläget avgiftsdelen för effektkomponenten för spänningsreglering till 1150 kr/MW, baserat på ett månadsvist medelvärde för aktiv effekt. Den totala avgiftsdelen uppskattas till drygt 444 miljoner kronor per år för samtliga nätkunder.

På liknande sätt baseras ersättningen på den uppskattade alternativkostnaden för att Svenska kraftnät själva skulle behöva investera i motsvarande spänningsreglerande utrustning. Svenska kraftnäts egna spänningsreglerande resurser har dock flera fördelar som nätkunder inte kan bidra med i samma utsträckning. Svenska kraftnät kan exempelvis planera när en anläggning bäst kan tas ur drift för underhåll, med minsta möjliga påverkan på driften i systemet. Dessutom kan spänningsregleringen och styrningen av den reaktiva effekten ske mer

detaljerat, där exempelvis spänningsregleringens styrka kan anpassas efter lokala behov. Mot bakgrund av dessa skillnader värderas det spänningsreglerande bidraget från nätkunder lägre, eftersom det inte är fullt jämförbart med den nytta som en integrerad nätkomponent i Svenska kraftnäts egen regi kan tillföra. Svenska kraftnät gör bedömningen att ersättningen därför bör viktas med en faktor på 0,85<sup>4</sup> för nätkunders utbyte av reaktiv effekt, jämfört med spänningsreglerande resurser som ägs av Svenska kraftnät.

Värdet på ersättningsdelen för effektkomponenten för spänningsreglering har av Svenska kraftnäts uppskattats till 47 000 kr per Mvar, baserat på ett månadsvist medelvärde för det reaktiva effektutbytet. Svenska kraftnät uppskattar den totala ersättningsdelen till 444 miljoner totalt per år till nätkunder med förmåga att bidra med spänningsreglering.

## 4.1 Exempel på uträknad effektkomponent för spänningsreglering

Beräkningsexemplen nedan har utförts på uppmätta utbyten av aktiv och reaktiv effekt från ett antal olika typiska nätkunder med olika karaktäristik. De analyserade nätkunderna utgörs av:

- 1) ett radiellt anslutet distributionsnät med endast ett uttagsabonnemang,
- 2) ett direktanslutet kärnkraftverk,
- 3) ett direktanslutet vattenkraftverk, samt
- 4) ett radiellt anslutet distributionsnät med större andel produktion.

Beräkningsexemplen nedan har utförts på insamlade mätdata under en månads tid.  $U_{\min} = 404$  kV och  $U_{\max} = 416$  kV antas för samtliga anslutningar förutom för det radiellt anslutna distributionsnätet med produktion. Då spänningarna för den stationen på grund av lokala

---

<sup>4</sup> Faktorn baseras på en uppskattning kring hur brist på tillgänglighet från spänningsreglerande resurser som innehas av olika nätkunder påverkar Svenska kraftnäts framåtblickande kostnader för spänningsreglering. De flesta anläggningar som ägs av nätkunder och som idag är med och bidrar med spänningsreglering har perioder som de är ur drift och därmed ej bidrar med spänningsreglering. Svenska kraftnät måste dock alltid säkerställa att tillräcklig mängd spänningsreglerande resurser finns att tillgå och detta påverkar även behoven av investeringar i spänningsreglerande resurser som ägs av Svenska kraftnät. För att ta höjd av denna påverkan på nyttan från spänningsreglering från nätkunder föreslås en justeringsfaktor på 0,9. Faktorn justeras sedan med ytterligare 0,05 för att även beakta andra fördelar som fås när spänningsreglerande resurser ägs och drivs av Svenska kraftnät, som exempelvis möjlighet att själva kunna justera spänningsreglerstyrka samt stigtider. Detta resulterar i en viktningsfaktor på 0,85.

förutsättningar varierar i en större utsträckning så används ett större driftspänningsintervall på  $U_{\min} = 400$  kV och  $U_{\max} = 416$  kV.

#### **4.1.1 Radiellt anslutet distributionsnät (endast uttag)**

Nedan presenteras den totala avgiften och ersättningen för ett exempel baserat på ett radiellt anslutet distributionsnät med ett rent uttagsabonnemang.

**Total avgift:** Under den analyserade månaden uppgick den aktiva medeleffekten till cirka 140 MW. Detta medför en total avgift om totalt 161 000 kronor per månad. Vid antagande om liknande utbyte resten av året motsvarar detta en årlig avgift på cirka 1,9 miljoner kronor.

**Ersättningsdel:** Eftersom ett distributionsnät som helt saknar inmatning inte förväntas kunna bidra med spänningsreglering, antas nätkunden inte delta i ersättningsdelen av effektkomponenten för spänningsreglering. Ingen ersättning utgår därför kunden i detta beräkningsexempel.

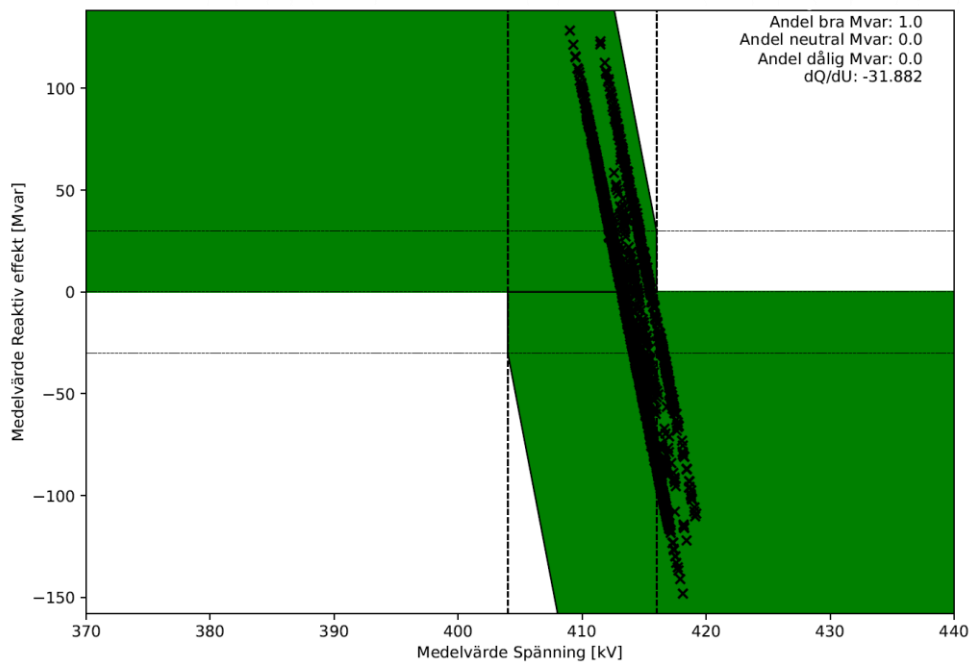
#### **4.1.2 Direktanslutet kärnkraftverk**

Nedan presenteras den totala avgift och ersättning för ett exempel från ett direktanslutet kärnkraftverk.

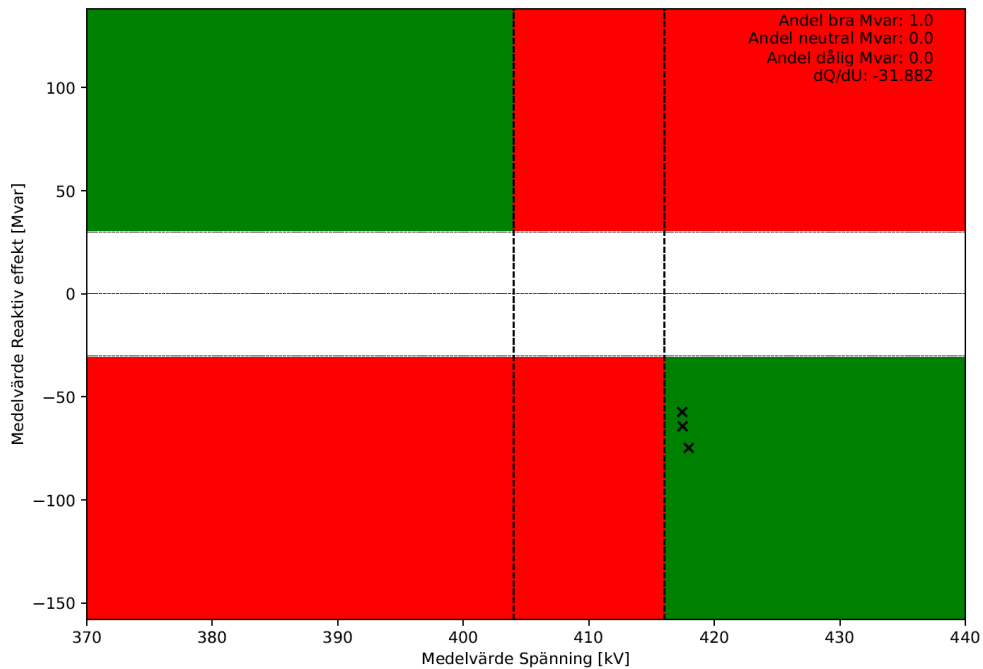
**Avgiftsdel:** Under den analyserade månaden uppgick den aktiva medeleffekten till cirka 1270 MW. Detta medför en total avgift om totalt 1 460 000 kronor per månad. Vid antagande om liknande utbyte resten av året motsvarar detta en årlig avgift på cirka 17,5 miljoner kronor.

**Ersättningsdel:** Det analyserade kärnkraftverket uppvisade ett totalt utbyte om 45 Mvar som var ersättningsberättigade samt 0 Mvar som medförde avdrag från ersättningen. Den totala ersättningen under månaden hade därmed uppgått till cirka 2,1 miljoner SEK. Förutsatt ett liknande utbyte under hela året motsvarar detta en årlig ersättning på omkring 25,4 miljoner kronor.

Figur 4 samt Figur 5 ger en översiktlig bild hur det reaktiva effektutbytet klassificerats under den analyserade månaden och där utbytet för respektive avräkningsperiod har klassificerats in som antingen Typ 1 eller Typ 2. Figurerna visar tydligt att det aktuella kärnkraftverket redan i dagsläget uppvisar en mycket god spänningsreglerande förmåga, då i princip samtliga avräkningsperioder klassificeras som Typ 1.



Figur 4. Avräkningsperioder som klassificerats enligt Typ 1 för ett direktanslutet kärnkraftverk under en månads tid.



Figur 5. Avräkningsperioder som klassificerats enligt Typ 2 för ett direktanslutet kärnkraftverk under en månads tid.

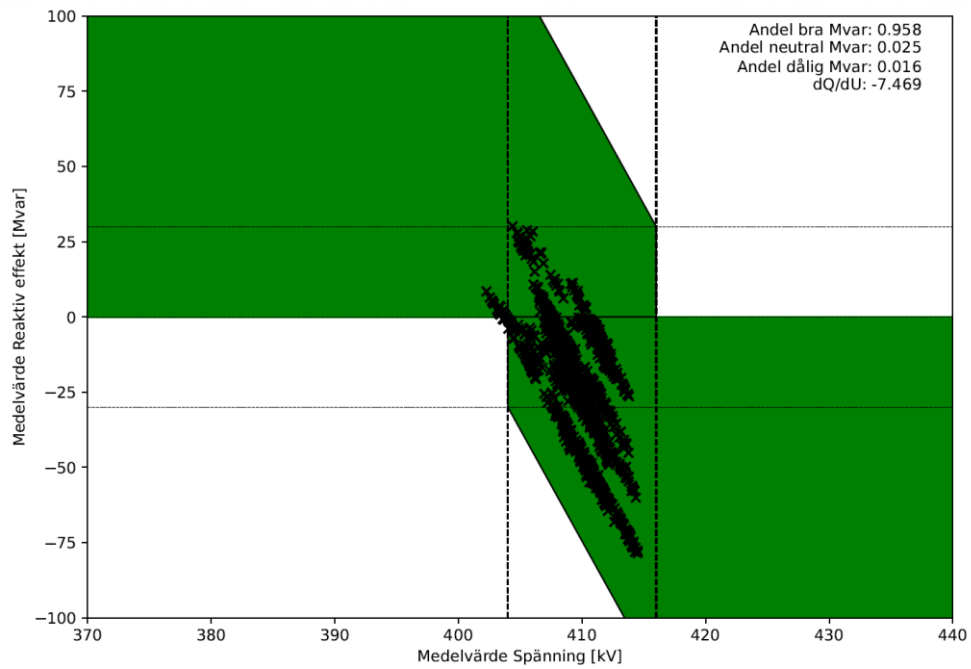
### 4.1.3 Direktanslutet vattenkraftverk

Nedan presenteras den totala avgift och ersättning för ett exempel från ett direktanslutet vattenkraftverk.

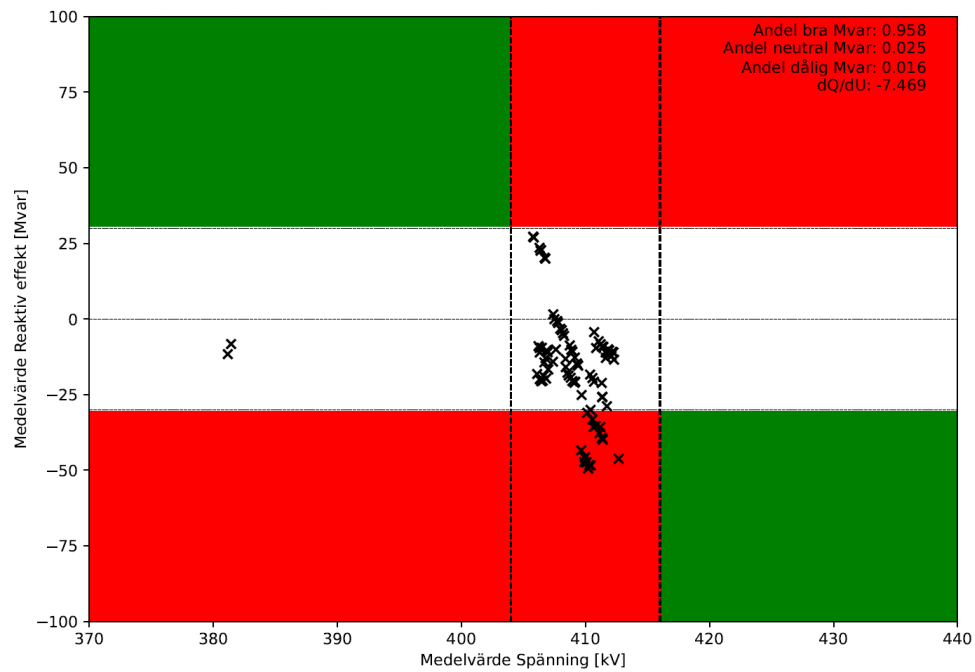
**Avgiftsdel:** Under den analyserade månaden uppgick den aktiva medeleffekten till cirka 230 MW. Detta medför en total avgift om totalt 180 000 kronor per månad. Vid antagande om liknande utbyte resten av året motsvarar detta en årlig avgift på cirka 2,2 miljoner kronor.

**Ersättningsdel:** Det analyserade vattenkraftverket uppvisade ett totalt utbyte om 15,7 Mvar som var ersättningsberättigade. Då andelen avräkningsperioder som kategoriserats som spänningsreglerande överstiger 85 % ges inget avdrag för någon av de avräkningsperioder som kategoriserats som Typ 2. Den totala ersättningen under månaden hade därmed uppgått till cirka 0,74 miljoner SEK. Förutsatt ett liknande utbyte under hela året motsvarar detta en årlig ersättning på omkring 8,9 miljoner kronor.

Figur 6 samt Figur 7 ger en översiktlig bild hur det reaktiva effektutbytet klassificerats under en månad och där utbytet för respektive avräkningsperiod har klassificerats in som antingen Typ 1 eller Typ 2. Figurerna visar tydligt hur det anslutna vattenkraftverket redan i dagsläget har en mycket god spänningsreglerande förmåga där en majoritet av avräkningsperioderna kategoriseras enligt Typ 1.



Figur 6. Avräkningsperioder som klassificerats enligt Typ 1 för ett direktanslutet vattenkraftverk under en månads tid.



Figur 7. Avräkningsperioder som klassificerats enligt Typ 2 för ett direktanslutet vattenkraftverk under en månads tid.

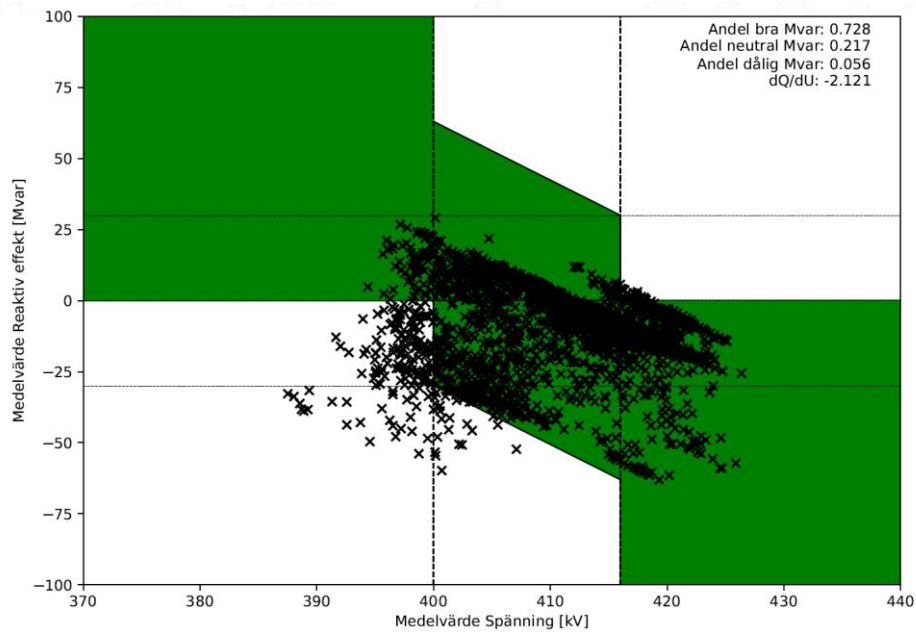
#### 4.1.4 Radiellt anslutet distributionsnät med produktion

Nedan presenteras den totala avgift och ersättning för ett exempel från ett radiellt anslutet distributionsnät med en större andel spänningsreglerande produktion.

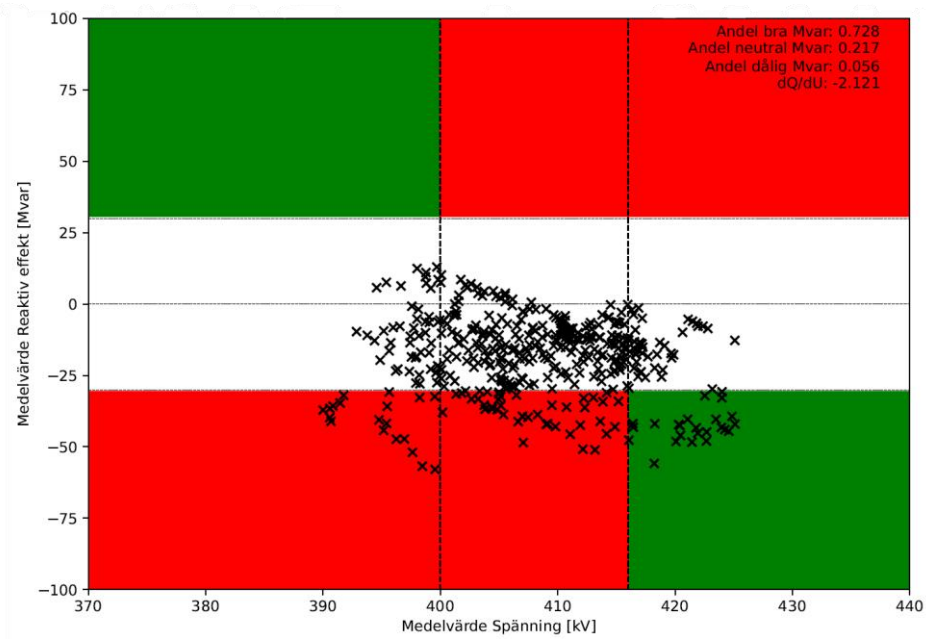
**Avgiftsdel:** Under den analyserade månaden uppgick den aktiva medeleffekten till cirka 103 MW. Detta medför en total avgift om totalt 118 000 kronor per månad. Vid antagande om liknande utbyte resten av året motsvarar detta en årlig avgift på cirka 1,4 miljoner kronor.

**Ersättningsdel:** Det analyserade distributionsnätet uppvisade ett totalt utbyte om 10,6 Mvar som var ersättningsberättigade samt 0,8 Mvar som medförde avdrag från ersättningen. Den totala ersättningen under månaden hade därmed uppgått till cirka 0,46 miljoner SEK. Förutsatt ett liknande utbyte under hela året motsvarar detta en årlig ersättning på omkring 5,5 miljoner kronor.

Figur 8 samt Figur 9 ger en översiktlig bild hur det reaktiva effektutbytet klassificerats under en månad och där utbytet för respektive avräkningsperiod har klassificerats in som antingen Typ 1 eller Typ 2. Figurerna visar att en majoritet av avräkningsperioderna kategoriseras enligt Typ 1, men även att spänningarna varierar kraftigt i abonnemangspunkten vilket ökar den utbytta reaktiva effekten. En viss andel av avräkningsperioderna kategoriseras enligt Typ 2 vilket motsvarar de drifttillfällen då den spänningsreglerande förmågan inte är tillräcklig för att kategoriseras enligt Typ 1.



Figur 8. Avräkningsperioder som klassificerats enligt Typ 1 för ett radiellt anslutet distributionsnät med produktion i spänningsreglering under en månads tid.



Figur 9. Avräkningsperioder som klassificerats enligt Typ 2 för ett radiellt anslutet distributionsnät med produktion i spänningsreglering under en månads tid.