

# Kapacitetsutmaningen i elnäten

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

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

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

**Energimarknaderna behöver spelregler – vi ser till att de följs.**

Energimarknadsinspektionen

Box 155, 631 03 Eskilstuna

Energimarknadsinspektionen R2020:06

Författare: Elon Axberg, Tobias Alkefjärd, Pia Grahn, Charlotta Jigvall, Jonatan Karlsson, Therése Karlsson, Semira Pandur, Jerker Sidén, Claes Vendel Nylander och Carl Johan Wallnerström

Copyright: Energimarknadsinspektionen

Rapporten är tillgänglig på [www.ei.se](http://www.ei.se)

# Förord

Energiomställning, urbanisering och en åldrande nätinфраstruktur har lett till en ansträngd kapacitetssituation i delar av Sveriges elnät. I flera regioner måste nätföretag därför neka anslutning av nya förbrukare eller effekthöjning hos befintliga förbrukare med motiveringen att det saknas kapacitet i elnätet. Detta hämmar både tillväxt och omvandling till ett mer hållbart samhälle.

I oktober 2019 fick Energimarknadsinspektionen (Ei) i uppdrag av regeringen att analysera kapacitetsbristen i elnäten ur flera perspektiv.

Ei har undersökt omfattningen av kapacitetsbrist i elnäten, utrett om regelverket avseende ansvar och roller behöver förtydligas samt analyserat möjliga lösningar kopplade till de problem som identifierats.

I den här rapporten presenterar vi en handlingsplan med de åtgärder som vi anser är viktiga för att avhjälpa kapacitetsbristen i elnäten på kort och lång sikt.

Eskilstuna, september 2020



Anne Vadasz Nilsson  
Generaldirektör



Elon Axberg  
Projektledare

# Innehåll

<b>Sammanfattning</b> .....	<b>3</b>
<b>Författningsförslag</b> .....	<b>14</b>
<b>1 Inledning</b> .....	<b>17</b>
1.1 Bakgrund.....	17
1.2 Uppdraget.....	17
1.3 Avgränsningar.....	18
1.4 Metod och genomförande.....	19
1.5 Samråd.....	19
1.6 Rapportstruktur.....	19
<b>2 Bakgrund</b> .....	<b>21</b>
2.1 Sveriges elnät.....	21
2.2 Nätkapacitetsbrist.....	22
2.3 Hjälper planerade nätinvesteringar?.....	26
2.4 Planerade investeringar och andra åtgärder avhjälper kapacitetsbrist i elnätet.....	27
<b>3 Ansvar och roller kopplade till kapacitetsbristen i elnäten</b> .....	<b>37</b>
3.1 Ansvaret för nätets utbyggnad och dess effektiva drift är tydligt.....	38
3.2 Ansvaret för driftsäkerheten i det svenska elnätet.....	42
3.3 Nätutvecklingsplaner.....	50
3.4 Nätkoncessionshavarens ansvar för anslutning av nya kunder vid kapacitetsbrist.....	55
3.5 Nätkoncessionshavarens ansvar för befintliga kunder.....	65
<b>4 Kostnadseffektiv driftsäkerhet</b> .....	<b>69</b>
4.1 Leveranssäkerheten på systemnivå.....	70
4.2 Utvecklingsområden för planering och drift.....	80
4.3 Distributionsnätets lokala driftsäkerhetsarbete.....	85
<b>5 Kapacitetstilldelning på utlandsförbindelser</b> .....	<b>97</b>
5.1 Kapaciteten på utlandsförbindelserna ska upprätthållas.....	97
5.2 Bakgrund.....	98
5.3 Rättsanalys av elmarknadsförordningen.....	99
<b>6 Utformning av flexibilitetsmarknader</b> .....	<b>101</b>
6.1 Löpande tillsynsarbete för att säkerställa välfungerande flexibilitetsmarknader.....	101
6.2 Nätföretags uppdrag och behov av flexibilitetstjänster.....	103
6.3 Nya flexibilitetstjänster enligt EU-regelverken.....	104
6.4 Samordning mellan nätföretag på olika nätnivåer.....	109
6.5 Val vid utformning av flexibilitetsmarknader.....	114
<b>7 Kontraktering och användning av nätkapacitetsreserv</b> .....	<b>117</b>
7.1 Bakgrund till nätkapacitetsreserv.....	117
7.2 Kontraktering av nätkapacitetsreserv.....	118
7.3 Användning av nätkapacitetsreserv.....	119
<b>8 Anslutningsprocessen vid kapacitetsbrist</b> .....	<b>128</b>

8.1	Nätföretagens anslutningsprocess går att utveckla inom ramen för det nuvarande regelverket .....	129
8.2	Rättsligt ramverk.....	129
8.3	Teoretiskt ramverk.....	130
8.4	Köhantering .....	132
<b>9</b>	<b>Effektiv prissättning kan motverka luftbokningar i nätet.....</b>	<b>137</b>
9.1	Teoretisk utgångspunkt för effektiv prissättning.....	138
9.2	Inget krav på nyttjandeavtal föreslås .....	139
9.3	Fortsatt utredning av villkorade nyttjandeavtal.....	142
<b>10</b>	<b>Handlingsplan för att lösa kapacitetsutmaningen i elnäten.....</b>	<b>150</b>
<b>11</b>	<b>Konsekvensutredning avseende förslagen .....</b>	<b>153</b>
11.1	Problem- och målformulering.....	153
11.2	Samråd.....	154
11.3	Branschbeskrivning .....	154
11.4	Elmarknadens struktur .....	157
11.5	Nollalternativet .....	159
11.6	Förslag 1 - Förtydligad anslutningsplikt vid kapacitetsbrist .....	160
11.7	Förslag 2 – Ökad föreskriftsrätt för Ei avseende undantag från 24-timmarskravet .....	166
11.8	Miljömässiga konsekvenser av förslagen .....	169
<b>12</b>	<b>Ikraftträdande och övergångsbestämmelser .....</b>	<b>173</b>
<b>13</b>	<b>Författningskommentarer .....</b>	<b>174</b>
<b>14</b>	<b>Referenser.....</b>	<b>176</b>
	<b>Bilaga 1 Pilotstudier av flexibilitetsmarknader i Europa .....</b>	<b>183</b>

# Sammanfattning

Energimarknadsinspektionen (Ei) fick den 24 oktober 2019 i uppdrag av regeringen att analysera kapacitetsbristen i elnäten.

Under arbetet har vi analyserat omfattningen av problemet och landat i ett antal rekommendationer och förslag som sammanställts i en handlingsplan. Utöver de föreslagna författningarna och rekommendationerna gör vi bedömningen att det är mycket viktigt att genomföra de av Ei tidigare föreslagna författningarna som presenterades i rapporten Ren energi inom EU (Ei R2020:02). Dessa EU-regler bidrar till att klargöra ansvarsförhållandet bland marknadens aktörer för att avhjälpa problem kopplade till kapacitetsbrist. De främjar också användningen av flexibilitetsresurser i elsystemet. Även EU:s tredje inre marknadspaket och de metoder som löpande beslutas med stöd av detta, bidrar till att utveckla dessa frågor. Slutligen anser Ei att vissa av de förslag som framförts av Nätkoncessionsutredningen (SOU 2019:30) också bidrar till att komma till rätta med de problem som uppstått.

## Handlingsplan för att lösa kapacitetsutmaningen

I tabell 1 presenterar Ei en översiktlig handlingsplan för att lösa kapacitetsutmaningen i elnäten. Åtgärderna i handlingsplanen är både åtgärder som föreslås inom ramen för det här uppdraget samt tidigare föreslagna åtgärder som är viktiga ur ett kapacitetsbristperspektiv, framförallt som en följd av implementeringen av ny EU lagstiftning som presenterades i rapporten Ren energi inom EU (Ei R2020:02).

Tabell 1. Handlingsplan för att lösa kapacitetsutmaningen.

Handlingsplan	Åtgärder	Förslag
<b>Förbättrad planering och koordinering i samband med nätutveckling</b>	<p>Nätutvecklingsplanerna ställer krav på bättre samordning mellan nätföretagen vad det gäller nätutveckling</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Aggregering av planer för underliggande nät är viktig input för nätutvecklingsplanerna på högre spänningsnivåer</li> </ul> <p>Samrådsprocessen mellan nätföretag och berörda systemanvändare i samband med framtagande av nätutvecklingsplaner bör preciseras i kommande föreskrifter</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Kommuner och regioner bör vara proaktiva i processen för att tillgodose deras framtida behov</li> </ul> <p>Nätutvecklingsplanerna ska innehålla information om flaskhalsarna i elnätet</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- en redogörelse för projekt som innefattar nätutbyggnad för att åtgärda elnätets nuvarande flaskhalsar</li> <li>- uppgifter om kommande flaskhalsar vilket är viktig information för aktörer som erbjuder flexibilitetstjänster</li> </ul>	<p>Lagförslag att TSO:er samt <u>alla</u> DSO:er ska ta fram nätutvecklingsplaner som ska lämnas in till Ei (Ei R2020:02)</p> <p>Lagförslag att Ei ges bemyndigande att meddela föreskrifter om hur nätutvecklingsplanen ska tas fram (Ei R2020:02)</p> <p>Lagförslag att Ei ges bemyndigande att meddela föreskrifter om innehållet i nätutvecklingsplanen (Ei R2020:02)</p>
<b>Förbättrade anslutningsprocesser</b>	<p>Förtydligad anslutningsplikt vid kapacitetsbrist</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Ledig kapacitet ska beräknas utifrån nätets fysiska belastning med och utan den nya anslutningen, inklusive sammanlagringseffekter</li> <li>- Som särskilda skäl får inte åberopas kapacitetsbrist som kan åtgärdas med andra samhällsekonomiskt motiverade åtgärder än utbyggnad av nätet</li> <li>- Nätföretagens köhantering bör utvecklas inom ramen för det nuvarande regelverket. De anslutningar som ryms inom befintlig kapacitet ska anslutas.</li> </ul> <p>Elnätsföretagen ska redogöra för vilka åtgärder som skulle krävas för att förstärka nätet i de fall företaget har nekat en anslutning och uppgett bristande kapacitet som anledning</p> <p>Lokal produktion kan avhjälpa kapacitetsbristen. En anläggning för produktion av förnybar energi som producerar el (&lt;43,5 kW) har rätt att bli ansluten om inte nätkoncessionshavaren har avslagit ansökan inom en månad efter det att anmälan har kommit in till nätkoncessionshavaren</p> <p>Lättnader i anslutningsplikt och koncessionsplikt för "interna nät", till exempel ledningar inom vindkraftsparker, vilket ökar resurseffektiviteten i tillståndshandlingen</p>	<p>Rekommendation i denna rapport</p> <p>Nytt lagförslag i denna rapport</p> <p>Rekommendation i denna rapport</p> <p>Implementering av elmarknadsdirektivet enligt lagförslag i rapport Ei R2020:02</p> <p>Implementering av förnybartdirektivet enligt lagförslag i rapport Ei R2020:02</p> <p>Förslag i Nätkoncessionsutredningen (SOU 2019:30)</p>

<b>En mer kostnadseffektiv driftsäkerhet</b>	Regeringen bör ge Svenska kraftnät ett uppdrag att utvärdera och utveckla arbetet med nätplanering, driftplanering och den dagliga driften med syftet att frigöra mer överföringskapacitet till marknaden samt möjliggöra nyanslutningar	Förslag i denna rapport
	Nätkoncession för transmissionsnät får endast meddelas om anläggningen är samhällsekonomiskt lönsam vilket kommer bidra till att motverka kapacitetsbrist över tid genom att de mest lönsamma projekten prioriteras	Lagförslag i Ei R2018:06
	<p>Krav på stora marginaler kan leda till att en anslutning nekas, försenas eller att den blir dyrare än den enskilda kundens betalningsvilja</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Förslag om utökad föreskriftsrätt för Ei avseende undantag från funktionskravet i ellagen om att ett avbrott inte får överstiga 24 timmar.</li> </ul>	Lagförslag i denna rapport
	<p>Ei ser över föreskrifterna om det utökade funktionskravet – "effekttrappan"</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Ei överväger att förtydliga funktionskravet när det kommer till gränspunkter, så att fokus är på hur länge slutkunderna i det underliggande nätet är bortkopplade inte på avbrottets längd i den enskilda gränspunkten</li> <li>- Ei utreder möjligheten till undantag från dessa funktionskrav, exempelvis i de fall kund och nätföretag gjort en frivillig överenskommelse</li> </ul>	Ei:s pågående föreskriftsarbete EIFS 2013:1
<b>Ökad användning av flexibilitetstjänster för ett mer effektivt nätutnyttjande</b>	Balanserade incitament för att använda flexibilitetstjänster och nät	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Användningen av flexibilitetstjänster för att förbättra effektiviteten i nätverksamheten ska kunna påverka intäktsramen för nätföretaget</li> <li>- Att effektiviseringskravet som finns i den nuvarande elnätregleringen ska omfatta samtliga kostnader som elnätsföretaget har, det vill säga både kapitalkostnader och löpande kostnader</li> </ul>	<p>Implementering av elmarknadsdirektivet enligt lagförslag i rapport Ei R2020:02</p> <p>Ei:s lagförslag (Ei PM 2020:01)</p>
	Utvecklingen av flexibilitetsmarknader	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ei ska varje år följa utvecklingen av marknadsbaserade mekanismer för omdirigering för att hantera överbelastning</li> <li>- Ei ska godkänna standardiserade specifikationer av flexibilitetstjänster och marknadsprodukter</li> <li>- Ei ska verka för nationellt integrerade flexibilitetsmarknader</li> </ul>
<b>Effektiv prissättning för att motverka luftbokningar i nätet</b>	Kostnadsriktiga överföringstariffer som reflekterar trängsel i nätet med hög geografisk och tidsmässig upplösning	Ei:s förslag om lokaliseringssignaler i elnätstariffen (PM2020:03)
	Ei kommer fortsätta att analysera och utvärdera om villkorade nyttjandeavtal för att hantera kapacitetsbrist i elnäten utgör en tariff eller köp av flexibilitetstjänst	Förslag i denna rapport



## **Planerade nätinvesteringar och andra åtgärder avhjälp kapacitetsbrist i elnäten**

Ei:s kartläggning visar att Svenska kraftnät planerar att göra mycket omfattande investeringar i transmissionsnätet. De investeringar som planeras under 2020–2040 ligger på nästan samma nivå som under 1950-80-talens stora utbyggnad. Även lokal- och regionnäten planerar för stora investeringar. Stockholm och Uppsala bedöms dock ha nätkapacitetsbrist i närtid och Malmö och Västerås kan få nätkapacitetsbrist om förfrågningar om nya etableringar övergår till skarpa bokningar i hög utsträckning. Även i norra Sverige finns nätkapacitetsutmaningar bland annat kopplat till biltestverksamhet i Arjeplog och Arvidsjaur, där cirka en tredjedel av alla testade bilar är laddbara.

Förutsatt att nätutbyggnaden sker enligt plan kommer nätkapacitetsbristen att vara avhjälp på nationell nivå till 2030, även om utmaningar kan kvarstå i vissa regioner. På grund av att nätutbyggnad är en lång process, där hinder och förseningar kan uppkomma både i planerings- och provdriftsfas samt i samband med olika tillståndprocesser, innebär varje moment i tidsplanen en viss osäkerhet. Det finns också osäkerheter kring vilka behov som kommer att finnas i framtiden. Dessa osäkerheter beror bland annat på teknikutvecklingen, digitaliseringen, urbaniseringen och elektrifieringen av samhället. Nätkapacitetsbristen har medfört att andra lösningar än nätutbyggnad har fått en mer framträdande roll och de utmaningar som uppstått aktualiserar behovet av att utveckla en mer flexibel och rationell användning av elnätet.

## **Ansvar och roller kopplade till kapacitetsbristen i elnäten**

Ei har utrett de berörda aktörernas ansvar och roller kopplat till problem med kapacitetsbrist i elnäten samt om det finns behov att tydliggöra nätkoncessionshavares ansvar gentemot befintliga kunder.

### **Regelverket är tydligt avseende nätföretagens ansvar för nätutbyggnad och dess effektiva drift**

Nätkapacitetsbrist är en relativt ny företeelse i Sverige och de regelverk som reglerar nätföretagens ansvarsförhållanden har inte prövats eller utvärderats i någon större utsträckning. Utöver det svenska regelverket finns det EU-förordningar som följer av det tredje inre marknadspaketet för el och naturgas. Dessutom finns ett nytt elmarknadsdirektiv<sup>1</sup> som en del av EU:s Ren energi-paket. Det framgår tydligt av ellagen och av elmarknadsdirektivet att nätkoncessionshavare på alla nätnivåer, det vill säga region- och lokalnät (systemansvariga för distributionssystem, DSO<sup>2</sup>) och transmissionsnätetsföretag (systemansvariga för överföringssystem, TSO) har ett systemansvar. Det innebär en skyldighet att vid behov bygga ut sina nät och att säkerställa att systemet har en förmåga att distribuera el till kunder både på kort och lång sikt. Ei rekommenderar att systemansvaret i ellagen (1997:857) förtydligas i linje med det förslag som presenterats i rapporten Ei R2020:02. Förslaget innebär att en DSO har

---

<sup>1</sup> Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2019/944 av den 5 juni 2019 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om ändring av direktiv 2012/27/EU.

<sup>2</sup> Förkortningen DSO kommer av engelskans Distribution System Operator och TSO Transmission System Operator.

distributionsskyldighet, vilket omfattar en effektiv systemdrift och inte endast nätutbyggnad och underhåll av nätet.

Ren energi-paketet och EU-förordningarna som följer av det tredje inre marknadspaketet har förtydligat ansvarsförhållandena mellan nätföretag på olika nätnivåer och betydande nätanvändare i olika systemdrifttillstånd. Regelverken syftar till att säkerställa att omfattande störningar och sammanbrott i elsystemet undviks samt till att möjliggöra en effektiv och snabb återuppbyggnad av elsystemet i händelse av en stor störning. Ei ser därför inte något behov av att lämna ytterligare förslag i denna del. Det kvarstår dock en del arbete med att implementera metoder för systemdrifttillstånden i Sverige samt att ta fram en systemskyddsplan, återuppbyggnadsplan och provningsplan. Vi menar därför att det är centralt att aktörerna hittar bra former för ett kontinuerligt samarbete i frågan om fördelning av ansvar för åtgärder inom de olika systemdrifttillstånden. Ansvaret för varje nätföretag att koordinera nätutvecklingen med andra aktörer har också tydliggjorts i elmarknadsdirektivet genom bland annat krav på nätutvecklingsplaner.

### **Nätutvecklingsplaner kan bidra till att förebygga nätkapacitetsbrist**

Enligt Ei:s förslag i rapporten Ei R2020:02 om införlivande av elmarknadsdirektivets bestämmelser ska alla DSO:er i framtiden upprätta nätutvecklingsplaner som ska lämnas in till Ei. Om förslaget genomförs innebär detta bland annat att det för en DSO, i högre utsträckning än i dag, kommer att ställas krav på att samordna nätutbyggnad med andra nätföretag och med Svenska kraftnät. I framtiden kommer därför nätutvecklingen på alla nätnivåer att genomsyras av en större helhetssyn. Detta förutsätter att alla DSO:er omfattas av skyldigheten att upprätta nätutvecklingsplaner. Nätföretagen behöver också samråda om de scenarier som ligger till grund för prognoser för ökad förbrukning, produktion med mera. DSO:ernas nätutvecklingsplaner ska enligt direktivet inte bara omfatta prognoser för investeringar i infrastruktur, utan de ska även skapa transparens avseende nätföretagens framtida behov av flexibilitetsjänster och efterfrågefleksibilitet. I samma rapport föreslår Ei även att det införs en bestämmelse om att TSO:er ska vara skyldiga att upprätta nätutvecklingsplaner som sedan ska skickas in till Ei.

### **Förtydligad anslutningsplikt vid kapacitetsbrist**

Det framgår tydligt av nuvarande regelverk att en nätkoncessionshavare får neka anslutningar till nya kunder och utökning av abonnemang till befintliga kunder vid kapacitetsbrist. Regelverket är däremot inte lika tydligt hur nätkoncessionshavaren ska beräkna ledig kapacitet. Utifrån förarbeten bedömer vi att beräkningen ska utgå från den fysiska belastningen i nätet, inklusive sammanlagringseffekter, utan den begärda anslutningen och med den begärda anslutningen. För att nätföretagen inte ska kunna åberopa kapacitetsbrist utan att först ha övervägt andra möjligheter än att bygga ut nätet föreslår Ei att det ska införas en ny bestämmelse i ellagen som innebär att nätkoncessionshavaren inte får åberopa kapacitetsbrist om kapacitetsbristen kan åtgärdas med andra samhällsekonomiskt motiverade åtgärder än utbyggnad av nätet.

Ei bedömer att den som har nätkoncession för område respektive nätkoncession för linje har lika långtgående anslutningsskyldigheter. Ei anser dock att vissa

ledningarna bör undantas från anslutningsskyldigheten och delar därför Nätkoncessionsutredningens bedömning och förslag om att undanta vissa ledningar från koncessionsplikten, liksom att vissa ledningar bör undantas från anslutningsplikt.

### **En nätkoncessionshavare har ansvar att leverera el till sina befintliga kunder utan undantag**

Det finns inget i den nuvarande lagstiftningen som ger en nätkoncessionshavare rätt att ensidigt sänka den avtalade effekten med hänvisning till kapacitetsbrist eller att den lokala kapacitetssituationen försämrats. En nätkoncessionshavare har således ett absolut ansvar att leverera el till sina befintliga kunder.

### **Effektiv marknadsutformning för att hantera kapacitetsbristen i elnäten**

Ei ska analysera och utvärdera om, och i så fall hur, ett antal åtgärder kan användas för att motverka kapacitetsbristen i elnäten. Åtgärderna handlar bland annat om möjligheten att reducera överföringskapaciteten på utlandsförbindelser, flexibilitetsmarknadernas utformning, samt kontraktering och användning av nätkapacitetsreserv. Ei har analyserat åtgärdernas potential samt hur de förhåller sig till den europeiska elmarknad som stakas ut i Ren energi-paketet och de EU-förordningar som följer av det tredje inre marknadspaketet.

### **Överföringskapaciteten på utlandsförbindelser ska upprätthållas**

Utlandsförbindelserna är viktiga hörnstenar för att integrera elmarknaderna inom EU. Kommissionen har därför utarbetat miniminivåer för tillgänglig kapacitet för handel mellan elområden. Elmarknadsförordningen<sup>3</sup> är tydlig med att en TSO ska tilldela marknaden minst 70 procent av överföringskapaciteten på alla sammanlänkningslinjer, vilka också innefattar utlandsförbindelser. Sverige kan därför inte införa nationella bestämmelser som tillåter att den tilldelade överföringskapaciteten är lägre än 70 procent.

I enlighet med elmarknadsförordningen har Ei dock beviljat ett undantag för Svenska kraftnät från 70 procent-regeln. Undantaget gäller fem utlandsförbindelser och är tidsbegränsat till ett år, det vill säga från 1 januari till 31 december 2020. Möjligheten till undantag gäller endast vid tillfällen då Svenska kraftnät bedömer att begränsning av den tillgängliggjorda kapaciteten är nödvändig för att upprätthålla driftsäkerheten.

### **Flexibilitetsmarknader bör vara på nationell nivå**

Enligt de EU-förordningar som följer av det tredje inre marknadspaketet ska den befintliga elinfrastrukturen användas effektivt. Det ska göras genom effektiva prissignaler i form av elpriser som speglar strukturella flaskhalsar i elsystemet och natttariffer som bland annat reflekterar situationer med knapphet i elnätet. Ren energi-paketet visar vägen mot en framtid där nätföretagens återstående behov kan lösas genom en marknadsbaserad anskaffning av flexibla resurser när det är mer kostnadseffektivt jämfört med att bygga ut nätet. Det nya elmarknadsdirektivet ställer också krav på samarbete mellan nätföretag på olika

---

<sup>3</sup> Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el.

nätnivåer för att öka effektiviteten i användningen av de flexibla resurserna. Ei bedömer därför att flexibilitetsmarknaderna bör organiseras på en nationell nivå snarare än på lokal nivå.

Genom ett löpande tillsynsarbete kan Ei säkerställa att flexibilitetsmarknaderna uppfyller de övergripande kriterierna gällande marknadsbaserad anskaffning, transparens, icke-diskriminering och objektivitet samt de allmänna principerna för elmarknadens funktion som anges i artikel 3 i elmarknadsförordningen. Utformningen av en välfungerande flexibilitetsmarknad ska ske så att konkurrens kan ske på lika villkor mellan efterfrågeflexibilitet, produktion och energilagring. Ei bedömer att flexibilitets tjänster som används för omdirigering endast bör få en marknadsbaserad ersättning för de kilowattimmar som handlas i enlighet med en energy only-marknad, och inte för den kapacitet i kilowatt som en aktör kan hålla tillgänglig. Samtidigt är Ei medveten om att flexibilitetsmarknaden är omogen och att det finns ett antal hinder som måste rivas för att den ska utvecklas till en välfungerande marknad. Ei avser också ha fortsatta diskussioner om bland annat flexibilitetsmarknadernas utformning inom ramen för dialogforumet EFFEKT-dialogen (en dialog om EfterfrågeFlexibilitet och Elnätens Kapacitetsbrist), vilket är ett forum som Ei har initierat.

### **Kontraktering och användning av nätkapacitetsreserv**

Ei har analyserat nätföretagens möjlighet att kontraktera och använda kapacitetstjänster som är nödvändiga för driften av nätet. Med kapacitetstjänst avses att deltagande elproducenter och förbrukare får ersättning för att hålla kapacitet tillgänglig för nätdriftsändamål till skillnad från en energy only-marknad, där betalning sker för den energi som handlas. Inför den nuvarande reglerperioden 2020–2023 förtydligade Ei genom föreskrift hur nätkapacitetsreserver ska hanteras i intäktsramsregleringen. Förtydligandet skedde mot bakgrund av att det uppstått "akut" kapacitetsbrist i flera nätområden.

Ei bedömer att nätföretagen får kontraktera kapacitetstjänster och skriva hur långa kontrakt med tillhandahållare av nätkapacitetsreserver som de vill. Det innebär dock ingen garanti att de får ta med hela kostnaden för en nätkapacitetsreserv i intäktsramen. För att få ersättning måste de efter varje tillsynsperiod visa hur de har använt och beräknat dessa kostnader.

Ei har analyserat om den svenska tillämpningen av nätkapacitetsreserv är en kapacitetsmekanism. En kapacitetsmekanism får enligt bestämmelserna i elmarknadsförordningen under vissa omständigheter användas för att hantera resurstillräcklighetsproblem på som lägst elområdesnivå. Ei bedömer att den svenska tillämpningen av nätkapacitetsreserver inte omfattas av bestämmelserna om kapacitetsmekanismer i elmarknadsförordningen.

En nätkapacitetsreserv kan komma att träffas av bestämmelserna i elmarknadsförordningen om elområdesindelningen ändras i samband med en elområdesöversyn. Bedömningen av om en nätkapacitetsreserv utgör en kapacitetsmekanism enligt elmarknadsförordningen kan därför skifta över tid.

## **Nya bestämmelser inom ramen för vårt tillsynsarbete för när nätkapacitetsreserven får aktiveras och villkor för de resurser som deltar**

Den nationella tillämpningen av nätkapacitetsreserver kan ha en negativ påverkan på marknadens effektivitet om den snedvrider konkurrensen på grossistmarknaden för el eller på flexibilitetsmarknader. Användningen av nätkapacitetsreserver kan också påverka nätföretagens behov av att anskaffa flexibilitetsjänster. Detta innebär att nätkapacitetsreserver bör användas restriktivt. Ei bedömer dock att det gällande regelverket är ändamålsenligt eftersom det endast tillåter finansiering genom intäktsramen för de fall kapacitetstjänsten inte kan tillhandahållas genom ökat abonnemang från överliggande nät.

Även om en nätkapacitetsreserv är tillfällig kan den påverka marknadens effektivitet negativt. En resurs som ingår i en nätkapacitetsreserv kan påverka pris och handelsflöden på elgrossistmarknaden för el, vilket minskar lönsamheten för flexibilitetsresurser på marknaden. Detta motiverar att nätföretagen ställer fler villkor för de resurser som ingår i reserven och för när nätkapacitetsreserven får aktiveras jämfört med i dag. Ei bedömer att detta kan åstadkommas inom ramen för de nya tillsynsverktyg som följer av Ren energi-paketet.

## **Anslutningsprocessen vid kapacitetsbrist**

Ei har analyserat hur förfrågningar om nyanslutningar av förbrukning och produktion ska hanteras vid nätkapacitetsproblem och om det kan finnas skäl att införa någon form av prioritetsordning vid anslutning av olika typer av anläggningar och funktioner. Ei har också utvärderat nyttjandeavtal samt villkorade nyttjandeavtal och hur de skulle kunna bidra till att avhjälpa kapacitetsbrist i elnäten.

## **Nätföretagens anslutningsprocess går att utveckla inom ramen för det nuvarande regelverket**

Prissättningen av överföring och anslutning är av stor betydelse för behovet av att hantera en begränsad överföringskapacitet genom köbildning. Det nuvarande regelverket för anslutning är flexibelt och Ei bedömer att nätföretagens anslutningsprocess kan utvecklas inom ramen för det nuvarande regelverket. Köhantering sköts i dagsläget enligt principen "först till kvarn får först mala", vilket har utvecklats till branschpraxis. Detta faktum utesluter inte att ellagen tillåter att andra principer som exempelvis tar hänsyn till sammanlagringseffekter kan användas. Ei har till exempel i ett tillsynsbeslut gjort bedömningen att anslutningar som ryms inom befintlig kapacitet ska gå före andra anslutningar (Dnr 2017-102734). Ei bedömer att det inte är ändamålsenligt att inrätta en centraliserad funktion för att prioritera anslutningar vid kapacitetsbrist.

Ei bedömer att nätutvecklingsplanerna kommer att spela en viktig roll för att förbättra planeringen av anslutningar. Kommuner, regioner och stat liksom andra aktörer bör ha ett stort intresse av att delta proaktivt i samrådsprocessen i samband med att nätföretagen tar fram nätutvecklingsplaner. Genom att nätföretagen får information om planerade anslutningar tidigt ökar möjligheten för dem att planera för ökade uttag eller inmatning, vilket i sin tur minskar risken för att bristsituationer uppstår. Med en ökad framförhållning bör också risken minska för

att samhällsnyttiga projekt trängs undan av andra mindre samhällsnyttiga verksamheter.

### **Effektiv prissättning kan motverka luftbokningar i nätet**

I flera fall har nätföretagen hanterat osäkerhet om de befintliga kundernas framtida överföringsbehov och vilket ansvar som följer av olika avtal genom att ha stora marginaler i nätplaneringen, vilket ibland kallas för luftbokningar. Dessa marginaler kan i sin tur leda till att nya kunder nekas anslutning med hänvisning till kapacitetsbrist i elnätet trots att det faktiskt kan finnas utrymme baserat på den aktuella belastningen.

Ett sätt att minska osäkerheten samtidigt som nätet används mer effektivt är att tillämpa kostnadsriktiga överföringstariffer, med hög tidsmässig och geografisk upplösning. Ei arbetar med att ta fram föreskrifter för överföringstariffens utformning. Elmarknadsdirektivet och elmarknadsförordningen förordar att kvarstående utmaningar ska hanteras genom marknadsbaserad anskaffning av flexibilitetstjänster.

Två ytterligare sätt att minska osäkerheten samtidigt som nätet används mer effektivt, och därmed kunna ansluta fler kunder, kan vara att genom avtal tydliggöra kundernas rätt att nyttja nätet samt tillämpa någon form av flexibla eller villkorade nyttjandeavtal. Det råder en viss osäkerhet inom elnätsbranschen om dessa typer av avtal är förenliga med det svenska regelverket och därför används avtalsformerna i begränsad utsträckning. Ei har också övervägt att komma med författningsförslag om krav på nyttjandeavtal samt ökade möjligheter att ingå villkorade avtal. Vi gör dock bedömningen att det finns för många osäkerheter för att i dagsläget kunna göra en fullgod analys av förslagen. Bland osäkerheterna kan nämnas Ei:s pågående tariffprojekt för en effektiv tariffutformning och utvecklingen av flexibilitetsmarknader, som ännu är i sin linda. Effektiviteten i ett eventuellt förslag om ökade möjligheter att ingå villkorade avtal för att avhjälpa lokala flaskhalsar är också starkt avhängigt att Ei:s förslag om nättariffer med möjlighet till lokaliseringssignaler blir verklighet (Ei, PM2020:03). Då flexibilitetsmarknader fortfarande är relativt omogna är det svårt att i det här skedet utvärdera hur krav på nyttjandeavtal samt ökade möjligheter att ingå villkorade avtal kommer att påverka flexibilitetsmarknadernas utveckling. Dessa osäkerheter utgör skäl för att utvärdera nyttjandeavtal och villkorade avtal i särskild ordning.

### **Kostnadseffektiv driftsäkerhet**

Ei har analyserat om Svenska kraftnäts planering och drift av transmissionsnätet genom det så kallade N-1-kriteriet kan uppnås på ett mer kostnadseffektivt sätt för ett bättre utnyttjande av elnätet, utan att leveranssäkerheten påverkas negativt. Driftsäkerhet i transmissionsnätet är ett mycket komplext område med flera aktörer inblandade och det finns ett antal frågeställningar som behöver utredas vidare. Ei har också utvärderat om det är motiverat att införa undantag från ett funktionskrav i ellagen som påverkar arbetet med driftsäkerhet i distributionsnäten (lokal- och regionnät), så att även dessa elnät kan utnyttjas mer effektivt så att fler kunder kan ansluta sig till nätet.

## **Nytt regeringsuppdrag om utvärdering och utveckling av kostnadseffektiv driftsäkerhet**

Regeringen bör ge Svenska kraftnät ett uppdrag med fokus på metoder och arbetsprocesser för att bestämma säkerhetsmarginaler i normal drift (N-1) och övriga systemdrifttillstånd. N-1 är lagstadgat på en övergripande nivå, men det finns många frihetsgrader avseende dess tillämpning. Syftet med uppdraget är att utvärdera och utveckla arbetet med nätplanering, driftplanering och den dagliga driften så att mer överföringskapacitet kan frigöras. Särskilt viktigt är att utreda om och hur probabilistiska metoder samt ökad observerbarhet och styrbarhet kan användas vid tillämpningen av N-1. Resultaten av uppdraget kommer att vara viktiga för alla nätföretag. För att underlätta utvecklingen av nya samverkansformer där det sker kunskaps- och datautbyte är det därför viktigt att Svenska kraftnät inom uppdraget samverkar med nätföretag och betydande nätanvändare inom observerbarhetsområdet, andra TSO:er inom det regionala samordningscentrumet, myndigheter och övriga relevanta intressenter. En transparent process skapar förutsägbarhet för aktörer och möjliggör att resultatet kan utvärderas i efterhand vilket underlättar för den fortsatta utvecklingen av metoder och arbetsprocesser.

N-1-kriteriet innebär förenklat att överföringssystemet ska klara av att stanna i normal drift även vid en oförutsedd händelse såsom produktions- eller ledningsbortfall. Det finns dock många möjliga handlingsalternativ vad gäller kriteriets tillämpning. Uppdraget till Svenska kraftnät bör därför omfatta en analys av om arbetet och metoderna kopplat till N-1 kan bli bättre och om de bör och kan kompletteras, till exempel med fler probabilistiska analyser jämfört med i dag, för att göra arbetet med att upprätthålla driftsäkerheten mer kostnadseffektivt. Då N-1-kriteriet endast handlar om driftsäkerheten i normal drift, bör uppdraget också inkludera analyser av andra systemdrifttillstånd. Svenska kraftnät bör också utvärdera hur ökad observerbarhet och styrbarhet kan användas vid tillämpningen av N-1 samt vid andra driftsäkerhetsanalyser. Det är viktigt att uppdraget resulterar i nya analyser och bedömningar i en svensk kontext där dessa är baserade på internationell forskning men även praktiska erfarenheter inom området.

## **Samhällsekonomiska analyser utgör viktiga beslutsunderlag för den långsiktiga nätutvecklingen**

Ei:s tidigare förslag om att en nätkoncession för transmissionsnät endast får meddelas om anläggningen är samhällsekonomiskt lönsam bör genomföras (Ei, R2018:06). Det underlag som krävs i samband med en koncessionsansökan bör rimligen bidra till att Svenska kraftnät utvecklar sina metoder så att samtliga för samhället relevanta nyttor och kostnader av ett projekt kvantifieras och värderas. Metoden bör exempelvis säkerställa att den inkluderar ledningens eller åtgärdens bidrag till att N-1 kan uppnås på ett kostnadseffektivt sätt. Detta säkerställer också att det sker en samverkan mellan de som arbetar med nätplanering, driftplanering samt med driftsäkerheten i realtid.

## **Förslag om utökad föreskriftsrätt för Ei avseende undantag från 24-timmarskravet**

Funktionskrav i ellagen och i föreskrifter har en stor påverkan på distributionsnätens nätverksamhet. Skarpa funktionskrav kan leda till att en anslutning nekas,

försenas eller att den blir dyrare än den enskilda kundens betalningsvilja. Ei har redan mandat att meddela föreskrifter om funktionskrav och bedriver sedan början av 2019 ett internt projekt för att utvärdera nuvarande funktionskrav med målet att göra dessa mer flexibla och ändamålsenliga. Vi föreslår att nuvarande bemyndigande ska utvidgas så att vi kan nyansera funktionskravet om att ett avbrott i princip aldrig får att överstiga 24 timmar.



# Författningsförslag

## Förslag till lag om ändring i ellagen (1997:857)

Härigenom föreskrivs i fråga om ellagen (1997:857) att 3 kap. 6, 7 och 9 a § ska ha följande lydelse.

### *Nuvarande lydelse*

### *Föreslagen lydelse*

#### **3 kap.**

#### **6 §**

Den som har nätkoncession för linje är, om det inte finns särskilda skäl, skyldig att på skäliga villkor ansluta en elektrisk anläggning till ledningen.

Tvister om koncessionshavarens skyldigheter enligt första stycket prövas av nätmyndigheten. Beslut i ett sådant ärende skall fattas inom två månader från det att ansökan kommit in till nätmyndigheten. Om myndigheten behöver ytterligare tid för att avgöra ärendet får nätmyndigheten förlänga tiden med två månader eller, om sökanden medger det, med den ytterligare tid som kan behövas för att ärendet skall kunna avgöras.

Nätmyndighetens beslut enligt andra stycket gäller omedelbart.

En tvist om villkoren för anslutning prövas inte, om det visas att ansökan om prövning kommit in till nätmyndigheten senare än två år efter det att nätkoncessionshavaren sänt ett skriftligt ställningstagande till berörd part under dennes senaste kända adress. Lag (2005:404).

Den som har nätkoncession för linje är, om det inte finns särskilda skäl, skyldig att på skäliga villkor ansluta en elektrisk anläggning till ledningen. *Kapacitetsbrist som kan åtgärdas med andra samhällsekonomiskt motiverade åtgärder än utbyggnad av nätet utgör inte sådana särskilda skäl.*

Tvister om koncessionshavarens skyldigheter enligt första stycket prövas av nätmyndigheten. Beslut i ett sådant ärende skall fattas inom två månader från det att ansökan kommit in till nätmyndigheten. Om myndigheten behöver ytterligare tid för att avgöra ärendet får nätmyndigheten förlänga tiden med två månader eller, om sökanden medger det, med den ytterligare tid som kan behövas för att ärendet skall kunna avgöras.

Nätmyndighetens beslut enligt andra stycket gäller omedelbart.

En tvist om villkoren för anslutning prövas inte, om det visas att ansökan om prövning kommit in till nätmyndigheten senare än två år efter det att nätkoncessionshavaren sänt ett skriftligt ställningstagande till berörd part under dennes senaste kända adress. Lag (2005:404).

7 §

Den som har nätkoncession för område är, om det inte finns särskilda skäl, skyldig att på skäliga villkor ansluta en elektrisk anläggning inom området till ledningsnätet.

Tvister om koncessionshavarens skyldigheter enligt första stycket prövas av nätmyndigheten. Beslut i ett sådant ärende skall fattas inom två månader från det att ansökan kommit in till nätmyndigheten. Om myndigheten behöver ytterligare tid för att avgöra ärendet får nätmyndigheten förlänga tiden med två månader eller, om sökanden medger det, med den ytterligare tid som kan behövas för att ärendet skall kunna avgöras.

Nätmyndighetens beslut enligt andra stycket gäller omedelbart.

En tvist om villkoren för anslutning prövas inte, om det visas att ansökan om prövning kommit in till nätmyndigheten senare än två år efter det att nätkoncessionshavaren sänt ett skriftligt ställningstagande till berörd part under dennes senaste kända adress. Lag (2005:404).

Den som har nätkoncession för område är, om det inte finns särskilda skäl, skyldig att på skäliga villkor ansluta en elektrisk anläggning inom området till ledningsnätet.

*Kapacitetsbrist som kan åtgärdas med andra samhällsekonomiskt motiverade åtgärder än utbyggnad av nätet utgör inte sådana särskilda skäl.*

Tvister om koncessionshavarens skyldigheter enligt första stycket prövas av nätmyndigheten. Beslut i ett sådant ärende skall fattas inom två månader från det att ansökan kommit in till nätmyndigheten. Om myndigheten behöver ytterligare tid för att avgöra ärendet får nätmyndigheten förlänga tiden med två månader eller, om sökanden medger det, med den ytterligare tid som kan behövas för att ärendet skall kunna avgöras.

Nätmyndighetens beslut enligt andra stycket gäller omedelbart.

En tvist om villkoren för anslutning prövas inte, om det visas att ansökan om prövning kommit in till nätmyndigheten senare än två år efter det att nätkoncessionshavaren sänt ett skriftligt ställningstagande till berörd part under dennes senaste kända adress. Lag (2005:404).

*Nuvarande lydelse*

*Föreslagen lydelse*

### **3 kap.**

#### **9 a §**

Om inte strängare krav följer av 9 § andra och tredje styckena eller av föreskrifter som meddelats med stöd av 9 § fjärde stycket, skall en nätkoncessionshavare se till att avbrott i överföringen av el till en elanvändare aldrig överstiger tjugofyra timmar.

Första stycket gäller inte om koncessionshavaren visar att avbrottet beror på ett hinder utanför koncessionshavarens kontroll som koncessionshavaren inte skäligen kunde förväntas ha räknat med och vars följder koncessionshavaren inte heller skäligen kunde ha undvikit eller övervunnit. Lag (2005:1110).

Om inte strängare krav följer av 9 § andra och tredje styckena eller av föreskrifter som meddelats med stöd av 9 § fjärde stycket, *ska* en nätkoncessionshavare se till att avbrott i överföringen av el till en elanvändare aldrig överstiger tjugofyra timmar.

*Första stycket gäller inte om föreskrifter som meddelats med stöd av 9 § fjärde stycket tillåter att avbrott i överföringen överstiger tjugofyra timmar eller om koncessionshavaren visar att avbrottet beror på ett hinder utanför koncessionshavarens kontroll som koncessionshavaren inte skäligen kunde förväntas ha räknat med och vars följder koncessionshavaren inte heller skäligen kunde ha undvikit eller övervunnit. Lag (2005:1110).*

### **Ikraftträdande**

Denna lag träder i kraft den 1 januari 2023.

# 1 Inledning

## 1.1 Bakgrund

Elenergibehovet och elektrifieringen ökar både globalt och inom Sverige. Pådrivande faktorer är urbanisering, befolkningstillväxt med ökat bostadsbyggande, automatisering och elektrifiering av industrier. I transportsektorn finns också ett ökat elbehov för att fossilfria transporter ska vara möjliga. En digitaliserad värld innebär att fler och fler områden blir beroende av en säker tillgång på el. Samhällets allt mer ökande beroende av el ställer därmed höga krav på ett leveranssäkert elsystem med få elavbrott och hög elkvalitet.

Nya behov aktualiserar frågan om elnätens kapacitetsbrist. Den senaste tiden har samhällets ökade efterfrågan på el lokalt medfört att nätkapacitetsbrist uppstått i Sveriges tillväxtregioner. Stockholm, Uppsala, Västerås och Malmö pekas ut som städer med stora behov av förstärkt nätkapacitet och förnyelse av äldre elinfrastruktur. På utbudssidan har energiomställningen även medfört att andelen förnybara energikällor har ökat. Förnybara energikällor som sol och vind är väderberoende och ansluts ofta på lägre spänningsnivåer jämfört med traditionella energikällor vilket skapar nya, och mer oförutsägbara, flöden i elsystemet. En av utmaningarna med energiomställningen är att med olika flexibilitetsresurser på produktions- och användarsidan samt energilagring hitta sätt att omvandla nyckfull produktion från väderberoende energikällor till en jämn distribution och transmission.

Nätkapacitetsbrist är en relativt ny företeelse i Sverige och det regelverk som reglerar ansvarsförhållandet mellan nätföretag på olika spänningsnivåer (DSO och TSO<sup>4</sup>) och betydande nätanvändare för att lösa problem vid nätkapacitetsbrist har inte prövats eller utvärderats i någon större utsträckning. Dessutom har vi ett nytt EU-regelverk att förhålla oss till i form av Ren energi-paketet och nya EU-förordningar som följer av det tredje inre marknadspaketet, varav flera ännu är i implementeringsstadiet. Ren energi-paketet visar bland annat vägen mot en framtid där nätföretagens behov för att lösa problem kopplade till kapacitetsbrist i större utsträckning ska lösas genom handel på en marknadsplats i stället för att bygga ut nätet. Detta väcker en rad frågor om hur flexibilitetsmarknaderna bör vara organiserade samt hur samarbetet mellan DSO och TSO ska se ut.

## 1.2 Uppdraget

Mot bakgrund av att nätkapacitetsbrist har aktualiserats fick Energimarknadsinspektionen (Ei) den 24 oktober 2019 i uppdrag av regeringen att analysera kapacitetsbristen i elnäten närmare. På ett övergripande plan syftar uppdraget till att undersöka omfattningen av kapacitetsbrist i elnäten, utreda hur

---

<sup>4</sup> Där DSO är systemansvarig för distributionssystemet och TSO är systemansvarig för överföringssystemet.

problematiken sett ut över tid samt analysera möjliga lösningar kopplade till de problem som identifieras inom uppdraget.

I uppdraget ingår att utreda berörda aktörers ansvar och roller kopplat till problem med kapacitetsbrist i elnäten samt om det finns behov att genomföra förändringar i det gällande regelverket eller andra åtgärder för att tydliggöra nätkoncessionshavares ansvar gentemot befintliga kunder. I uppdraget ingår också att

- kartlägga i vilken omfattning planerade nätinvesteringar avhjälper kapacitetsbrister i elnäten
- kartlägga i vilken omfattning produktionsreserver, åtgärder på förbrukarsidan eller andra åtgärder får användas för att mildra effekterna av nätkapacitetsbrist, inklusive förutsättningarna för elnätsföretag att kontraktera kapacitet för en längre tid än en tillsynsperiod
- undersöka hur ett system av så kallade flexibilitetsmarknader på lokal, regional och nationell nivå kan utformas på ett effektivt sätt
- bedöma i vilken mån åtgärder kan och får vidtas i kapacitetstilldelningen på utlandsförbindelser och vilken påverkan de skulle kunna ha på lokal nätkapacitet
- analysera hur förfrågningar om nyanslutningar av förbrukning ska hanteras vid nätkapacitetsproblem och om det kan finnas skäl att införa någon form av prioritetsordning för olika typer av anläggningar och funktioner
- analysera om planering och drift av stamnätet genom det så kallade N-1-kriteriet kan uppnås på ett mer effektivt sätt för ett bättre utnyttjande av elnätet, utan att leveranssäkerheten påverkas negativt
- analysera om det är samhällsekonomiskt effektivt att använda åtgärderna enligt ovan, hur de påverkar svensk konkurrenskraft och hur det i så fall påverkar elmarknadens funktionssätt samt om åtgärderna är förenliga med EU-rätten
- bedöma hur föreslagna åtgärder bidrar till minskade utsläpp av växthusgaser.

### 1.3 Avgränsningar

Parallellt med Ei:s uppdrag har länsstyrelserna i Stockholms, Skånes, Uppsalas och Västra Götalands län fått i uppdrag av regeringen att analysera förutsättningarna för en trygg elförsörjning utifrån ett mer regionalt perspektiv. Uppdraget redovisades den 7 september 2020. Länsstyrelsernas uppdrag har en tydlig inriktning mot de "mjukare" delarna av elförsörjningen, det vill säga det som handlar om planering, samverkan mellan till exempel kommuner, regioner, myndigheter och företag, institutionella hinder och politiska målsättningar. Länsstyrelsernas uppdrag kompletterar därmed Ei:s uppdrag som snarare handlar om lagstadgade krav på delar som rör ansvar och roller vid problem kopplade till nätkapacitetsbrist, samordning, nätplanering, hantering av befintlig överföringskapacitet, marknadsdesign etcetera.

En marknad förutsätter minst en köpare och en säljare. Det här uppdraget fokuserar bland annat på att utveckla ett antal marknadsprinciper som underlättar för potentiella flexibilitetsleverantörer att delta på en flexibilitetsmarknad. För att skapa en efterfrågan på flexibilitetstjänster anger elmarknadsdirektivet att en medlemsstat ska tillhandahålla incitament för DSO och TSO att upphandla flexibilitetstjänster för att förbättra effektiviteten i driften och utvecklingen av deras nät. Ei har inom det här uppdraget inte analyserat om nationella bestämmelser ger en DSO och TSO ändamålsenliga incitament att köpa flexibilitetstjänster som ett alternativ till traditionell nätutbyggnad, utöver vårt tidigare lagda förslag i promemorian *Ökade incitament för kostnadseffektiva lösningar i elnätsverksamhet – Förslag till lagändring* (Ei, PM2020:01).

## 1.4 Metod och genomförande

Förslag och bedömningar som presenteras i denna rapport har grundats på en genomgång av det gällande regelverket i Sverige och EU samt en teknisk och ekonomisk analys av hur problem med nätkapacitetsbrist kan avhjälpas utifrån teori och praktik. Ei har också anlitat två konsultfirmor för att analysera olika perspektiv av kapacitetsbrist. Thema Consulting AS har analyserat hur förfrågningar om nyanslutningar av förbrukning hanteras vid nätkapacitetsproblem i ett antal europeiska länder, och om det kan finnas skäl att införa någon form av prioriteringsordning för olika typer av anläggningar och funktioner. Sweco AB har kartlagt i vilken omfattning planerade nätinvesteringar avhjälpas problem med kapacitetsbrist i elnäten.

## 1.5 Samråd

Ei har under utredningen samarbetat med länsstyrelserna i Stockholm, Skåne, Uppsala och Västra Götaland. Utöver regelbundna avstämningar genomförde vi den 3 mars 2020 ett gemensamt heldagsseminarium med fokus på hur vi kan trygga den framtida elförsörjningen.

Ei har under projektets gång även haft en dialog och kunskapsutbyte med Svenska kraftnät, Energiföretagen Sverige och Energimyndigheten. Ei har också genomfört fyra seminarier på temat ansvar och roller, effektiv utformning av flexibilitetsmarknader samt elförsörjning i normal drift och i kris och krigstillstånd. Seminarserien avslutades den 2 juni med ett resultatseminarium med syftet att samla in synpunkter på våra preliminära förslag, med efterföljande möjlighet att lämna skriftliga svar via mejl eller webbenkät. Seminarierna har sammanlagt lockat över 500 personer från både bransch, myndigheter, nya innovativa företag och akademi, samt renderat ett 30-tal skrivna inlagor. Vi har även haft en projektsida på [www.ei.se](http://www.ei.se) där aktörerna har kunnat följa vårt arbete.

## 1.6 Rapportstruktur

Rapporten har följande upplägg. Kapitel 2 innehåller en bakgrund till den uppkomna situationen samt en kartläggning av i vilken omfattning planerade investeringar avhjälpas kapacitetsbrister i elnäten. I kapitel 3 fokuserar vi på att reda ut ansvar och roller kopplade till kapacitetsbrist i elnäten. I kapitel 4 analyserar vi om arbetet med att upprätthålla driftsäkerheten på distributions- och transmissionsnätet kan göras mer kostnadseffektivt än i dag. Kapitel 5 innehåller

en rättsanalys av i vilken mån åtgärder kan och får vidtas i kapacitetstilldelningen på utlandsförbindelser och vilken påverkan de skulle kunna ha på lokal nätkapacitet. Kapitel 6 innehåller en analys av hur framtidens flexibilitetsmarknader på lokal, regional och nationell nivå bör vara utformade. I kapitel 7 analyserar vi vilka möjligheter DSO och TSO har att kontraktera och använda en nätkapacitetsreserv. Kapitel 8 innehåller en analys av anslutningsprocessen i Sverige och ett antal europeiska länder med fokus på köhantering vid kapacitetsbrist. I kapitel 9 utvärderar vi olika verktyg som DSO och TSO kan använda för att hantera osäkerheter om framtida överföringsbehov. Rapporten kokar ner i en handlingsplan som består av åtgärder vi ser är viktiga för att avhjälpa kapacitetsbristen i elnäten på kort och lång sikt. Handlingsplanen presenteras i kapitel 10. Kapitel 11 innehåller en konsekvensutredning av våra författningsförslag. Kapitel 12–13 rymmer ikraftträdande och övergångsbestämmelser samt författningskommentarer.

Slutligen finns det i Bilaga 1 en presentation av ett antal pilotförsök med flexibilitetsmarknader i Europa.

## 2 Bakgrund

Energiomställning, urbanisering och en åldrande nätinфраstruktur har lett till en ansträngd kapacitetssituation i flera delar av Sveriges elnät, vilket hämmar både tillväxt och omvandling till ett mer hållbart samhälle. I det här kapitlet inleder vi med att beskriva hur Sveriges elnät är uppbyggt och ger en bakgrund till den uppkomna situationen. Sedan följer en analys av omfattningen av kapacitetsbrist i elnäten, hur problematiken har sett ut över tid samt en kartläggning av i vilken omfattning planerade investeringar avhjälper kapacitetsbrister i elnäten.

### 2.1 Sveriges elnät

Elnätet i Sverige är indelat i tre nivåer: transmissionsnät, regionnät och lokalnät. Transmissions- och regionnät drivs med stöd av nätkoncession för linje, medan lokalnäten huvudsakligen drivs med stöd av nätkoncessioner för område.

Transmissionsnät är ett tekniskt och driftmässigt sammanhängande ledningsnät som har en spänning om 220 kV eller mer, sträcker sig över flera regioner i Sverige och länkar samman det nationella elnätet med elnät i andra länder, 1 kap. 4 a § 1 ellagen (1997:857). Det svenska transmissionsnätet har spänningsnivåer mellan 220 och 400 kV och täcker i princip hela Sverige.

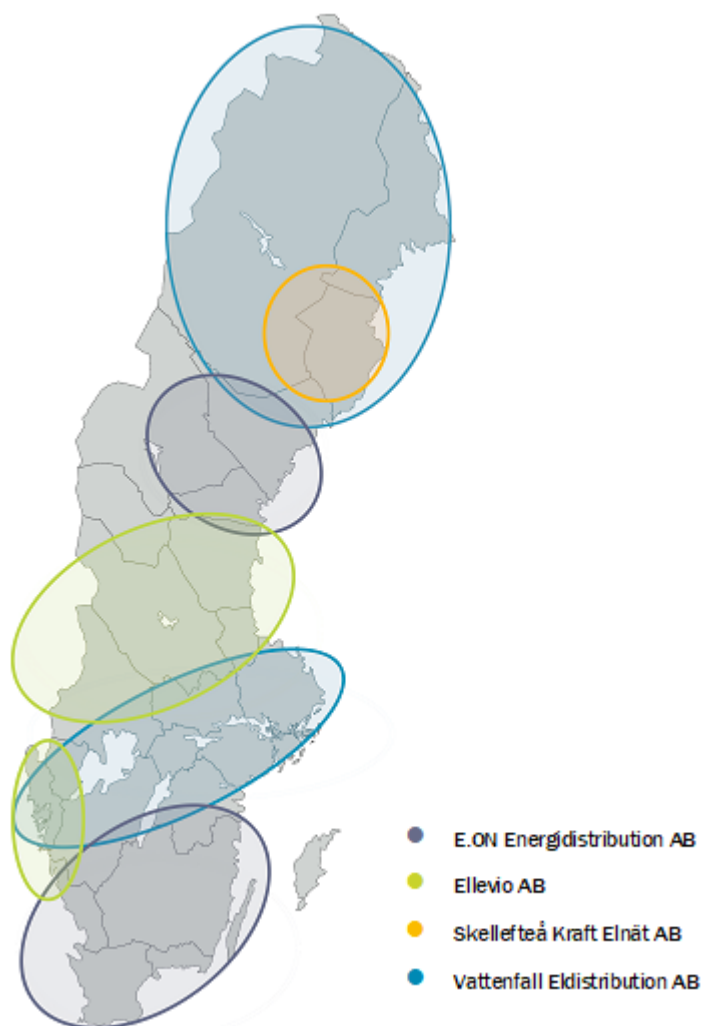
Transmissionsnätet ägs av staten och det är Affärsverket svenska kraftnät (Svenska kraftnät) som förvaltar, driver och utvecklar det svenska transmissionsnätet. Transmissionsnätet transporterar el från de stora kraftverken till de regionala elnäten (på de regionala och lokala näten är det sedan de övriga nätföretagen som ansvarar för transporten) och även till och från utlandsförbindelserna. Svenska kraftnät ansvarar också för att på ett övergripande plan upprätthålla driftsäkerheten i det svenska elnätet. Svenska kraftnät är systemansvarig myndighet i Sverige i enlighet med 8 kap. ellagen och ska se till att det alltid är balans mellan förbrukning och produktion i Sverige. Som systemansvarig myndighet har Svenska kraftnät det övergripande ansvaret för att elsystemets delar samverkar på ett driftsäkert sätt och det ansvaret beskrivs närmare i kapitel 3. Elsystemet omfattar hela det nationella elsystemet det vill säga transmissionsnätet, regionnäten och lokalnäten samt anläggningar för produktion eller elförbrukning som är anslutna till näten.

Med regionledning avses en ledning som omfattas av nätkoncession för linje och inte ingår i ett transmissionsnät, 1 kap. 4 a § 2 ellagen. Regionnäten ansluter till transmissionsnätet och har vanligen spänningsnivåer på mellan 30 och 130 kV. Regionnätens övergripande funktion är att överföra och transformera el till och från transmissionsnätet, till och mellan lokalnät och ett antal större industrier samt att ta emot och transportera el från de elproduktionsanläggningar som är anslutna till regionnätet. Regionnätet ägs till största delen av de tre företagen Ellevio AB, Eon Energidistribution AB och Vattenfall Eldistribution AB. Förutom renodlade anslutningsledningar till större förbrukare och elproducenter ingår regionledningar ofta i ett tekniskt och driftmässigt sammanhängande ledningsnät,



se Figur 1 för en schematisk bild över hur regionnätledningarna i Sverige är fördelade per nätföretag<sup>5</sup>.

**Figur 1. Schematisk bild över hur regionnätledningarna i Sverige är fördelade per de fyra största regionnätföretagen.**



Källa: Ei.

Lokalnäten ansluter till regionnäten i en eller flera gränspunkter och transporterar el till hushåll och andra slutkunder. Spänningen i de lokala näten ligger vanligen på 10 eller 20 kV, även om högre spänningsnivåer förekommer. Dessa nät matar i sin tur lågspänningsnäten på 0,4 kV. Valet av spänningsnivå på respektive nätnivå är baserad på kapacitet och avstånd. Lokalnäten ägs av cirka 160 företag av varierande storlek och ägandeformer.

## 2.2 Nätkapacitetsbrist

Det svenska elnätet började byggas ut tidigt jämfört med andra länder. Redan i slutet av 1930-talet samkördes kraftverk i hela landet. Under 1950- till 1980-talet genomfördes en omfattande utbyggnad av de svenska transmissions- och

<sup>5</sup> Bilden visar de fyra största regionnätföretagen.

regionnäten (Heden, 2012). Under 1990- och 2000-talen sågs en betydande minskning i investeringstakten som sedan dess hållit sig på en relativt jämn nivå (se avsnitt 2.4). Detta har sammanfallit med att den totala elanvändningen har legat relativt konstant på omkring 140 TWh per år sedan början av 1990-talet, trots betydande befolkningstillväxt (Energimyndigheten, ET 2020:1). På grund av denna utveckling bedömer vi att stora delar av dagens elnät ursprungligen är dimensionerade med utgångspunkt i bedömningar om befolkningstillväxt och industriutveckling som gjordes för nästan femtio år sedan. Under årtiondena därefter har utbyggnaden varit långsammare.

De senaste åren har det skett ett antal förändringar som kan förväntas medföra både ett ökat kapacitetsbehov och större krav på överföringskapacitet i transmissionsnätet. Vi ser en fortsatt ökad befolkning koncentrerad till storstäder, ökade behov inom industri och transport samt nya elintensiva etableringar som skapar en ökad efterfrågan på el. Energiomställningen mot förnybar energi är här en viktig drivkraft som bland annat kommer till uttryck i klimatlagen (2017:720). På produktionssidan ser vi samtidigt ett mer distribuerat mönster med ökad etablering av väderberoende elproduktion såsom sol- och vindkraft på lägre spänningsnivåer och minskad lokal planerbar produktion från exempelvis kraftvärme. En del av dessa förändringar har redan resulterat i ökade kapacitetsbehov medan ytterligare utmaningar kan väntas i framtiden.

### **Fortsatt urbanisering och förändrade kapacitetsbehov**

Den totala elförbrukningen har hållit sig förhållandevis konstant sedan 1990-talet trots en betydande befolkningsökning.<sup>6</sup> Enligt Energimyndighetens bedömning förväntas befolkningstillväxten de närmaste tio åren inte heller medföra betydande ökning av elanvändningen från bostäder nationellt. Tvärtom kan effektivare elanvändning och en utveckling där direktverkande el ersätts med värmepumpar och el-oberoende värmekällor till och med medföra en minskad elanvändning nationellt (Energimyndigheten, ET 2020:1). Befolkningsökningen sker dock främst i storstadsområden (Boverket, 2019), vilket innebär att det ökade elbehovet koncentreras till dessa områden vilket i sin tur ställer högre krav på överföringskapacitet. Som framgår av avsnitt 2.4 finns redan kapacitetsutmaningar i flera städer. Om kapacitet inte kan tillföras till lokalnätet på grund av till exempel begränsningar i överliggande nät, lokal produktion eller andra flexibilitetsresurser så kan det leda till att byggnation av bostadsområden inte kommer till stånd i städer som annars kunde växa (Tillväxtverket, 2020).

Även om vi bortser från hur elanvändningen förväntas utvecklas framöver kan ökad andel variabel elproduktion och ändrade förbrukningsmönster, från nya och befintliga elkunder, leda till kapacitetsutmaningar (NEPP, 2019). En sådan utmaning är att topparna på effektkurvan<sup>7</sup> kan bli högre. Att dessa toppar ökar är problematiskt då de ursprungliga elnäten är dimensionerade efter vissa kapacitetsbehov och det kan därmed bidra till en ökad nätkapacitetsbrist.

---

<sup>6</sup> Bearbetning utifrån SCB:s befolkningsdata (SCB, 2020).

<sup>7</sup> Effektkurva är en representation av hur elanvändningen i en eller flera kundanläggning fördelar sig timvis över till exempel ett dygn.

## Nya elbehov på grund av elektrifiering och digitalisering

Industrier med stora elbehov riskerar att inte kunna etableras och befintliga verksamheter kan förhindras att expandera på grund av att det saknas kapacitet i elnäten. Det finns redan exempel på regionala effekter då industrier har valt andra etableringsorter på grund av bland annat kapacitetsbrist i elnätet (Andersson, 2018). På längre sikt förväntas dessutom en elektrifiering av vissa industrier (Tillväxtverket, 2020; Sweco, 2020b). För att detta ska kunna genomföras krävs ökad eltillförsel vilket inte är möjligt om det saknas nätkapacitet, lokal produktion eller flexibilitetsresurser. Inom näringslivet finns en oro om att kapacitetsbrist blir en verksamhetshämmande faktor inom kort tid (Energiföretagen Sverige, 2019). I vilken omfattning kapacitetsbrist blir en avgörande begränsning beror dock på hur elanvändningen utvecklas. Enligt Energimyndighetens prognos kan följderna av covid-19 förväntas orsaka en minskad elanvändning inom industrin de närmaste åren (Energimyndigheten, ER 2020:21).

Digitaliseringen av samhället har medfört ett stort intresse för att etablera nya energikrävande serverhallar och Sverige är ett attraktivt land för dessa etableringar. Serverhallar är mycket elintensiva verksamheter vars behov varierar men där ett enskilt etableringsbehov kan motsvara behovet för en mellanstor svensk stad. Intresset är störst i norra och mellersta Sverige. Kapacitetsbristen begränsar eller försvårar etableringen av serverhallar. Så är särskilt fallet för serverhallar där serverkapacitet hyrs ut till många aktörer (Sweco, 2019a). Dessa verksamheter etablerar sig gärna i storstadsregioner på grund av närheten till kunder. Kapacitetsbristen i många storstadsregioner begränsar därför förutsättningarna för etablering av dessa verksamheter.

Även fordons- och transportsektorn står inför en omfattande elektrifiering. Vilka konsekvenser som kan väntas i form av överföringsbehov beror dels på hur snabbt och i vilken omfattning elektrifiering sker, dels på användningsmönstren och i vilken mån laddning kan ske på ett flexibelt sätt. Det finns betydande osäkerhet i hur snabbt denna utveckling kan komma att ske och vilka krav som därmed kommer att ställas på elnätet. Däremot förutsätter en snabb övergång till eldrivna transportmedel att det finns tillgång till el för laddning av fordon. Från nätföretagens sida ses på längre sikt betydande utmaningar kopplade till kapacitet när transportsektorn elektrifieras (Sweco, 2020a).

## Ändrad produktionsmix

Utöver ökade behov från elanvändare har också elproduktionen tagit en delvis ny form. Etableringen av vindkraft har ökat kraftigt under senare år (Energimyndigheten, ET 2020:1). Landbaserad vindkraft är främst lokaliserad i norra Sverige men under senare år har även intresset för havsbaserad vindkraft i söder ökat kraftigt (Svenska Kraftnät, 2019a). Svenska kraftnät har för närvarande ansökningar om anslutning av vindkraft för perioden fram till 2029 på storleksordningen 46 000 MW vilket är fem gånger så mycket som den installerade effekten i all svensk kärnkraft och cirka 70 procent mer än landets maximala kapacitetsbehov. Utöver detta tillkommer de vindkraftsetableringar som ansluter till region- och lokalnät och som inte resulterar i en direkt ansökan för anslutning till transmissionsnätet. I vilken omfattning ansökta abonnemang motsvarar den verkliga etableringsnivån är dock osäkert enligt Svenska kraftnät eftersom det sannolikt inte kommer vara lönsamt för vindkraftsföretagen att genomföra alla

dessa anslutningar (Svenska Kraftnät, 2019a). Det är alltså osäkert hur stor andel av dessa ansökningar som verkligen kommer att resultera i en inmatning. Ansökningar om ökat effektuttag från transmissionsnätet ligger för närvarande på storleksordningen 8 000 MW (Svenska Kraftnät, 2019a).

Samtidigt med denna utveckling har förutsättningarna förändrats för lokal elproduktion från kraftvärmeverk som tidigare bidragit till en betydande del av den lokala effektbalansen i storstäderna. Under 2019 gjordes lagändringar (lag (2019:491) om ändring i lagen (1994:1776) om skatt på energi) som innebar slopade undantag vid beskattning av fossila bränslen vid kraftvärmeproduktion. I april 2020 infördes även nya skatteregler för avfallsförbränning (lag (2019:1274) om skatt på avfall som ska förbrännas). Förbränningsskatteutredningen som tillsattes att utreda förutsättningarna den nya förbränningsskatten gjorde bedömningen att en skatt skulle medföra minskad lönsamhet för förbränningsanläggningarna (SOU 2017:83). Med minskad lönsamhet kan det bli mindre intressant att göra investeringar i nya kraftvärmearläggningar eller reinvesteringar i befintliga anläggningar med nedläggning som följd. Bortfall av lokal produktion medför i sin tur att det ställs högre krav på transmission av el från andra delar av nätet.

### **Svårigheter med att planera sig i balans med nätkapacitet**

Svenska kraftnät planerar och bygger ut transmissionsnätet. Vartannat år upprättar Svenska kraftnät en systemutvecklingsplan för de kommande tio åren utifrån egna bedömningar och analyser. Samtidigt planerar region- och lokalnätägare sina egna nät utifrån de behov och förutsättningar som de bedömer att de har. Dessa planer kan vara förankrade med berörda kommuner och regioner men det finns inget krav på att så sker och samhällsplanering kan ske inom kommun och region utan dialog med berörda nätföretag kring förutsättningarna för elförsörjning. Dessutom finns ingen samlad överblick över utvecklingen på region- och lokalnätetsnivå. Eftersom det saknas strukturer för samordning finns risk att elanvändare, samhällsplanerare och nätföretag inte får kännedom om vilka begränsningar som finns i elnätet. Av samma skäl finns också risken att planerare i överliggande elnät inte får tillräckliga signaler om vilka uttags- eller inmatningsbehov som kan förväntas från region- respektive lokalnät.

Det svenska elnätet står inför förändrade förutsättningar och delvis andra behov än som varit fallet tidigare. Nya omständigheter kräver ett flexibelt elnät som klarar att möta de nya utmaningar som samhället ställs inför. Det är en förhållandevis snabb förändring som kräver lösningar i närtid. Det traditionella sättet att möta ett ökat kapacitetsbehov är att bygga ut elnätet. Nätutbyggnad tar dock tid. En regionnätledning tar cirka 3–5 år att färdigställa medan en transmissionsnätledning tar 10–15 år. De långa färdigställandetiderna har flera orsaker men kan till stor del härledas till långa och omfattande tillståndsprocesser i flera instanser och som ofta innefattar ett stort antal intressenter. De långa tidshorisonterna och den omständigheten att utvecklingen kan vara svår att förutse medför särskilda svårigheter vid planering av systemförstärkningar. För att möta dessa utmaningar krävs rätt planering i rätt tid för att tillräckliga systemförstärkningar ska kunna komma till stånd.

Nuvarande system är inte tillräckligt väl anpassat för snabba förändringar. Det svenska elnätet har inte ställts inför kapacitetsutmaningar av den här omfattningen

tidigare. För att möta dessa utmaningar krävs bättre förutsättningar för samarbete och planering vid nätutbyggnad. Det finns också ett behov av att olika aktörers ansvar och roller förtydligas. För att lösa problemen på kort sikt och för att skapa bestående förmåga att möta framtidens behov behöver nätinvesteringar kompletteras med andra åtgärder så som flexibilitetsresurser i form av efterfrågefleksibilitet, flexibel produktion och lagring.

## 2.3 Hjälper planerade nätinvesteringar?

Enligt uppdraget ska Ei kartlägga i vilken omfattning planerade nätinvesteringar avhjälper kapacitetsbrister i elnäten. Steg ett i analysen är att identifiera områden där kapacitetsbrist antingen har uppstått, eller förväntas uppstå. Detta förutsätter att man gör antaganden om hur kapacitetsbehovet utvecklar sig i förhållande till den befintliga nät- och produktionskapaciteten. Steg två är att samla information om vilka investeringar som planeras att genomföras och utifrån detta göra bedömningar om hur de avhjälper områden med kapacitetsbrist. Prognoserna för kapacitetsbehovet och planerade investeringar är behäftade med ganska mycket osäkerhet. Transmission-, region- och lokalnätägare gör sina egna analyser utifrån egna behov. Varje aktör planerar sitt eget nät utifrån egna analyser och antaganden vilka inte nödvändigtvis överensstämmer med andra aktörers bedömningar. Någon gemensam och sammanhållen bild finns därför i normalfallet inte. Av dessa skäl råder det betydande osäkerhet vid en bedömning av hur stora kapacitetsutmaningarna i elnätet är i olika områden i landet. Eftersom osäkerheten ökar med planeringshorisonten avgränsar vi kartläggningen till att omfatta tidsperioden fram till och med 2030.

Förändrade förutsättningar för inmatning och uttag ställer högre krav på transmissionsnätet och det är i första hand där kapacitetsproblemen visar sig. Här krävs också omfattande planering och lång framförhållning innan en nätförstärkning kan tas i kommersiell drift. Därför blir frågan om i vilken omfattning planerade nätinvesteringar avhjälper kapacitetsbristen i stor utsträckning en fråga om utvecklingen av transmissionsnätet och dess förhållande till regionala och lokala överföringsbehov. Svenska kraftnät utfärdar vartannat år en tioårig systemutvecklingsplan som innehåller en beskrivning av väsentliga investeringsprojekt i transmissionsnätet, deras syfte och förväntad effekt. I nuläget finns inte något krav på att ta fram motsvarande systemutvecklingsplaner på region- eller lokalnivå. Däremot ställs sådana krav i det nya elmarknadsdirektivet (se avsnitt 3.3 nedan). Det finns dock redan i dag krav på nätföretag på region- och lokalnätnivå att ta fram investeringsplaner på en aggregerad nivå, i syfte att fastställa intäktsramar<sup>8</sup>. Investeringsplanerna innehåller däremot inte sådana detaljerade uppgifter att det går att dra några slutsatser om i vilken mån investeringarna är kapacitetshöjande eller exakt var olika förstärkningar är lokaliserade i nätet.

I avsnitten nedan beskrivs först vilka övergripande investeringar som planeras i elnätet där förnyelse och förstärkning av åldrande elnät är en viktig del av lösningen. Därefter beskrivs på ett övergripande plan Svenska kraftnäts nätinvesteringar för att hantera nätkapacitetsutmaningen. Slutligen redogörs mer

---

<sup>8</sup> Energimarknadsinspektionens föreskrifter om insamling av uppgifter för att bestämma intäktsramens storlek för elnätsföretag (EIFS 2019:1).

detaljerat hur planerade investeringar bidrar till att avhjälpa kapacitetsbrist i elnätet för de geografiska områden där kapacitetsbrist har identifierats. Analysen utgår från en kartläggning som Sweco har gjort på uppdrag av Ei. Kartläggningen består av en litteraturstudie kompletterat med ett antal intervjuer med företrädare för Svenska kraftnät och de mest påverkade regionnätsföretagen. Hela rapporten, hädanefter benämnd "Swecos rapport (2020)" finns tillgänglig på Ei:s webbplats.

## 2.4 Planerade investeringar och andra åtgärder avhjälper kapacitetsbrist i elnätet

**Bedömning:** Ei:s kartläggning visar att Svenska kraftnät planerar att göra mycket omfattande investeringar i transmissionsnätet. De investeringar som planeras under 2020–2040 ligger på nästan samma nivå som under 1950-80-talens stora utbyggnad. Även lokal- och regionnäten planerar för stora investeringar vilket framförallt förklaras av löpande förnyelse och bibehållen eller ökad driftsäkerhet i elnäten samt kapacitetsförstärkningar. Stockholm och Uppsala bedöms dock ha nätkapacitetsbrist i närtid. Malmö och Västerås kan få nätkapacitetsbrist om förfrågningar om nya etableringar övergår till skarpa bokningar i hög utsträckning. Även i norra Sverige finns nätkapacitetsutmaningar bland annat kopplat till biltestverksamhet i Arjeplog och Arvidsjaur, där cirka en tredjedel av alla testade bilar är laddbara. Förutsatt att nätutbyggnaden sker enligt plan kommer nätkapacitetsbristen att vara avhjälpt på nationell nivå till 2030, även om utmaningar kan kvarstå i vissa regioner.

Nätkapacitetsbristen har medfört att andra lösningar än nätutbyggnad har fått en mer framträdande roll och de utmaningar som uppstått aktualiserar behovet av att utveckla en mer flexibel och rationell användning av elnätet.

### Allmän förnyelse och förstärkning av åldrande elnät är en viktig lösning

I Tabell 2 redovisas några översiktliga indikatorer i närtid över det svenska elnätet såsom genomsnittlig anläggningsålder och kapitalbas vid ingången av 2019 samt planerade investeringsnivåer under de kommande åren 2020–2023<sup>9</sup>. Indikatorerna kan med grund i den genomsnittliga viktade avskrivningstiden i regleringen ställas i relation till den anläggningsålder och investeringsnivå som följer av ett jämviktsläge<sup>10</sup>. Dessa värden redovisas även i Tabell 2.

<sup>9</sup> Dessa planerade investeringar låg till grund för besluten om intäktsramar för reglerperioden 2020–2023 och kommer att stämmas av mot verkligt utfall efter att perioden är slut.

<sup>10</sup> Vid antagande om att elnätsföretagen är vinstmaximerande strävar de efter att på lång sikt ha en ekonomisk livslängd på sina anläggningar som matchar regleringens. I förlängningen leder detta till ett jämviktsläge där kapitalbasen och anläggningsåldern i regleringen hålls konstanta över tid givet avskrivningstiden i regleringen och att företagets faktiska investeringar är lika med nödvändiga dito.

Tabell 2. Några indikatorer på svenska elnätet i närtid och vad som följer av ett jämviktsläge (siffrorna är ungefärliga och investeringar i kapital anges i svenska kronor och 2018 års prisnivå).

Typ av elnät	Genomsnittlig viktad anläggningsålder i regleringen vid Ingången av 2019	Kapitalbas, nu-anskaffningsvärde utan åldersjustering i regleringen, vid Ingången av 2019	Totalt planerade ny- och re-investeringar under åren 2020–2023 i regleringen	Genomsnittlig viktad ekonomisk avskrivningstid i regleringen	Genomsnittlig anläggningsålder i jämvikt	Re-investeringar <sup>11</sup> i jämvikt under en fyraårsperiod
Transmissionsnät	34 år	69 mdkr	5,3 mdkr	52 år	26 år	5,3 mdkr
Lokal- och regionnät	28 år	460 mdkr	56,2 mdkr	45 år	22 år	40,9 mdkr

Källa: Ei.

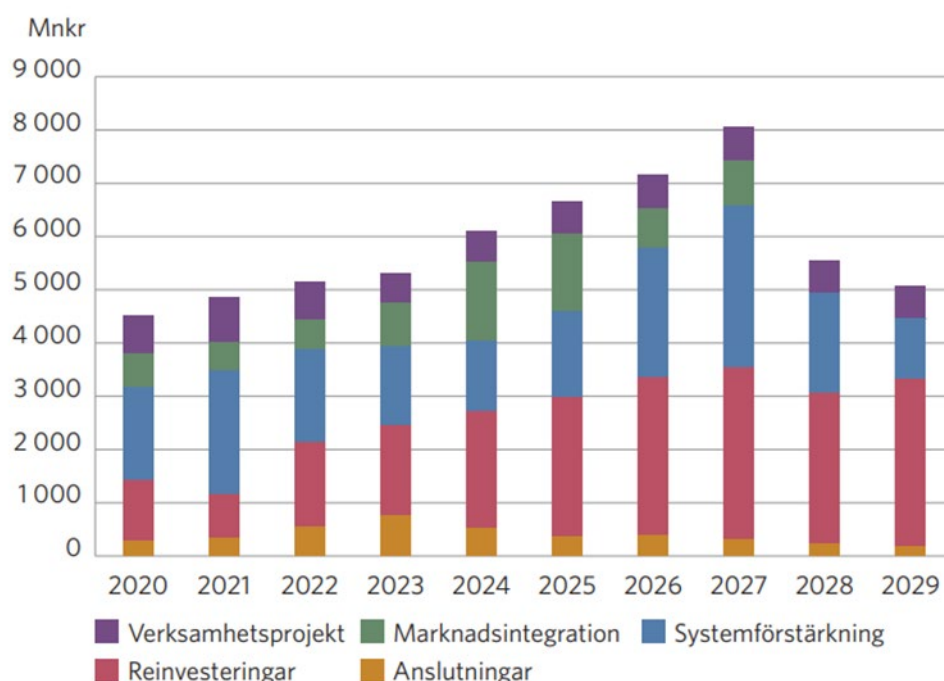
Åldrande nät kan också vara en delförklaring till nätkapacitetsfrågan. Av Tabell 2 kan vi utläsa att den genomsnittliga åldern på företagens anläggningar vid ingången av 2019 är äldre än vad som följer av ett jämviktsläge vilket indikerar att företagen totalt sett ligger efter med reinvesteringar. Vi har alltså en situation där anläggningarna är förhållandevis gamla samtidigt som nätkapaciteten i vissa delar av landet är nådd.

För transmissionsnätet bedöms de planerade investeringarna under åren 2020–2023 vara ungefär på den nivå som krävs för att löpande förnya elnäten med bibehållen genomsnittsålder. Utöver planerade investeringar som redovisats till Ei har Svenska kraftnät i sin systemutvecklingsplan 2020–2029 redovisat prognostiserade investeringar på i genomsnitt 5,8 miljarder kronor per år under åren 2020–2029. Dessa nivåer är klart högre än de uppgifter som redovisats till grund för besluten om intäktsramar för reglerperioden 2020–2023. En förklaring till de kraftigt ökade investeringsnivåerna beror sannolikt på att planen publicerades mer än ett halvår efter de uppgifter som lämnades till Ei till grund för intäktsramsbeslutet för reglerperioden 2020–2023 och att nätkapacitetsfrågan under denna tid har aktualiserats ytterligare. I Figur 2 redovisas Svenska kraftnäts planerade investeringar mellan 2020–2029 uppdelade per dess huvudsakliga drivkraft, där merparten utgörs av reinvesteringar och systemförstärkning.

<sup>11</sup> Om reinvesteringarna är lägre än detta kan det på sikt innebära att elnätens befintliga åldersstruktur inte upprätthålls och att näten därför över tid konstant blir äldre såvida det inte investeras i teknologi som har andra karakteristika än den som ersätts. Till dessa reinvesteringar ska läggas behov av nyinvesteringar för att ansluta nya kunder, öka/bibehålla driftsäkerhet i elnäten, kapacitetsförstärkning, teknikutveckling mm. Teknikutveckling kan dock också minska behovet av investeringar.

Figur 2. Investeringsnivåer 2020–2029 fördelat på huvudsakliga drivkrafter för nätinvesteringar.

### Investeringar per drivkraft



Källa: Svenska Kraftnät, 2019a.

Svenska kraftnät har även inom ramen för Drifrådet<sup>12</sup> redovisat prognostiserade investeringar i transmissionsnätet fram till och med år 2040. När prognostiserade investeringsnivåer under åren 2020–2040 ställs i relation till de investeringar som genomförts under de senaste 80 åren, uttryckt i kilometer ledning per år, ges en tydlig bild av omfattningen av de planerade investeringar för de kommande 20 åren, se Tabell 3. Tabellen visar bland annat att Svenska kraftnät under de kommande 20 åren planerar att investera cirka 7 gånger mer per år än vad de gjorde i genomsnitt under åren 1950–2020. De planerade investeringsnivåerna motsvarar därmed nästan samma genomsnittliga nivåer per år som under 1950- till 1980-talens första stora utbyggnad av transmissionsnätet.

Tabell 3. Investeringar i transmissionsnät sedan 1940, varav 2020–2040 är en prognos.

Årtionden	1940	1950	1960	1970	1980	1990	2000	2010	2020–2040
Kilometer ledning per år	150	370	380	240	220	30	20	40	Mer än 240

Källa: Svenska kraftnät, 2019a. Egen bearbetning av Ei.

Relationen mellan nätkapacitet och investeringar i transmissionsnätet är emellertid inte alltid linjär utan sker stegvis. Kapacitetsökningen för individuella investeringsprojekt är på grund av tilltagande skalavkastning<sup>13</sup> inte heller alltid linjär med investeringsutgiften. I flera fall kan det även krävas mindre

<sup>12</sup> Drifrådet är ett informations- och samrådsorgan för systemdriftfrågor som Svenska kraftnät organiserar och består av representanter från elbranschen.

<sup>13</sup> Om kapacitetsökningen blir större än ökningen av produktionsfaktorer (exempelvis arbete eller kapital) så talar man om tilltagande skalavkastning.



kompletterande nätförstärkningar i region- och lokalnäten för att kunna tillgodogöra sig den ökade överföringskapacitet som följer av nätförstärkningar i transmissionsnätet.

Baserat på data som nätföretagen rapporterat in till Ei planerar även lokal- och regionnäten för stora investeringar. Dessa investeringar förklaras framförallt av löpande förnyelse, ökad/bibehållen driftsäkerhet i elnäten, kapacitetsförstärkningar, följdverkningar och ombyggnation av regionnätets anslutningar gentemot transmissionsnätet samt elmätarbyten till följd av nya funktionskrav för elmätare<sup>14</sup>.

### **Svenska kraftnäts övergripande nätinvesteringar för att hantera nätkapacitetsutmaningen**

Svenska kraftnät anger att det finns goda möjligheter att ansluta ny produktion och förbrukning i stora delar av landet där endast lokala åtgärder kopplat till själva anslutningen behövs. Svenska kraftnät medger dock att det finns utmaningar på kort sikt för att möta behovet av kapacitet, speciellt i Stockholmsregionen, Uppsala, Malmö och Mälardalen (Svenska Kraftnät, 2019a). För att hantera den uppkomna nätkapacitetsutmaningen genomför därför Svenska kraftnät en rad åtgärder, både på kort och lång sikt, vilka beskrivs nedan.

Den största samlade åtgärden är projektet NordSyd som är samlingsnamnet för ett antal åtgärder som ska förnya och förstärka överföringskapaciteten mellan elområdena SE2 och SE3. Projektet har en tidshorisont på 20 år och är Svenska kraftnäts största investeringsprojekt hittills med en beräknad kostnad på drygt 50 miljarder kronor. Projektet förväntas leda till ett mer flexibelt och robust transmissionsnät med ökad överföringsförmåga från norr till söder.

Överföringskapaciteten mellan SE2 och SE3 utgörs för närvarande av åtta 400 kV-ledningar och tre 220 kV-ledningar. NordSyd omfattar samtliga 220 kV-ledningar och de tre äldsta av de åtta 400 kV-ledningarna. På längre sikt ska ett antal 220 kV-ledningar bytas mot 400 kV-ledningar och området ska även förstärkas med nya 400 kV-ledningar samt cirka 35 nya nätstationer. Svenska kraftnät kommer också genomföra ett antal kortsiktiga åtgärder för att möta behovet i Mellansverige, bland annat användning av högttemperaturlina, shuntkompensering och kapacitetshöjande åtgärder i ett antal stationer. NordSyd förväntas öka kapaciteten från dagens 7 300 MW till mer än 10 000 MW när samtliga åtgärder är genomförda (Svenska Kraftnät, 2019a).

Svenska kraftnät arbetar även med gränsöverskridande utbyggnadsprojekt som kommer att förstärka kapaciteten, bland annat en ny anslutning mellan norra Sverige och Finland samt en anslutning till Tyskland (Svenska Kraftnät, 2019a).

### **Områden med kapacitetsbrist**

Sedan kapacitetsutmaningen började uppmärksammas för ett par år sedan har ett antal områden med kapacitetsbrist utkristalliserats. Sweco har på Ei:s uppdrag kartlagt hur kapacitetssituationen ser ut i dag (2020), 2025 och 2030 samt hur planerade investeringar förväntas avhjälpa kapacitetsbristen. Figur 3 illustrerar tio områden där varje område har kategoriserats som rött, gult eller grönt. En

---

<sup>14</sup> Elmätare med de nya funktionskraven ska vara på plats senast den 1 januari 2025. Cirka 20 procent av lokal- och regionnätets investeringar under åren 2020–2023 kan hänföras till nya elmätare.

situation bedöms som "röd" om nätet inte klarar av att överföra dagens- eller framtidens överföringsbehov baserat på de skarpa bokningar som ligger. Om det framtida behovet är mindre skarpt, såsom förfrågningar, klassas situationen som "gul". Detta innebär att det finns risk för att kapacitetsbrist uppstår om förfrågningarna skulle bli skarpa bokningar. Om nätkapaciteten bedöms klara det förväntade behovet är situationen "grön". De antaganden som ligger till grund för bedömningen utgår från information som finns tillgänglig i dag. Hur situationen faktiskt blir beror på hur behoven utvecklar sig. Bedömningen utgår också från att planerade investeringar kommer till stånd enligt tidplan, vilket förutsätter att projekt inte försenas genom exempelvis förlängda tillstånds- och överklagandeprocesser.

Figur 3. Swecos bedömning av kapacitetssituationen i dag (år 2020), 2025 och 2030.

Område	Situation 2020	Situation 2025	Situation 2030
Stockholm	● Röd	● Röd	● Gul
Uppsala	● Röd	● Röd	● Gul
Malmö	● Gul	● Gul	● Grön
Västerås	● Gul	● Gul	● Grön
Luleå	● Grön	● Gul	● Gul
Skellefteå	● Grön	● Grön	● Gul
Östersund	● Grön	● Grön	● Grön
Gotland	● Grön	● Grön	● Gul
Västkusten	● Grön	● Gul	● Gul
Södermanland/Östergötland	● Grön	● Grön	● Gul

Källa: Swecos rapport (2020).

De områden som är mest drabbade av kapacitetsbrist är storstadsregioner i mellersta och södra Sverige. Ett grundläggande problem är att transmissionsnätet har en bristande förmåga att överföra el från norra Sverige där den mesta av elen produceras. NordSyd-projektet förväntas bli avgörande för att avhjälpa den kapacitetsbrist som finns i Mälardalen/Östra Svealand och avlasta situationen i Stockholm, Uppsala och Västerås.

I Stockholm, Uppsala och Malmö är situationen redan sådan att lokala åtgärder har behövt vidtas för att hantera kapacitetsbristen på kort sikt. I Stockholm och Malmö har avtal slutits med lokala kraftvärmeproducenter för att säkra en nätkapacitetsreserv i form av en produktionsgaranti. I Uppsala har man valt bort nätkapacitetsreserver för att i stället lösa situationen med kortsiktiga abonnemang mot det överliggande transmissionsnätet och ett fördjupat samarbete mellan kommunerna, länsstyrelsen, Region Uppsala och nätföretag.

I Stockholm, Uppsala och Malmö har det också tagits initiativ till att utveckla flexibilitetsmarknader. I Uppsala driver Vattenfall, Svenska kraftnät och Eon

pilotverksamhet genom det EU-finansierade projektet CoordiNet som består av en marknadsplats för flexibilitetsresurser. Förhoppningen är att marknadsplatsen ska avhjälpa kapacitetsbrist genom att minska efterfrågan på effekt från överliggande nät under årets toppplasttimmar och i framtiden utgöra en naturlig del av energisystemet. I Stockholm har Svenska kraftnät, Vattenfall och Ellevio gått samman i forskningsprojektet SthlmFlex som ska göra försök med en flexibilitetsmarknad efter de förutsättningar som finns i Stockholm. I Malmö driver Eon marknadsplatsen Switch som företaget på sikt hoppas ska kunna vara med och avhjälpa bristen på kapacitet i området. Vilken flexibilitet som dessa projekt kommer generera på lång sikt är dock fortfarande osäkert.

Utöver Stockholm, Uppsala och Malmö har ett antal områden identifierats där det idag finns tillräcklig effekt för det befintliga behovet men där det kan väntas att behovet kommer att öka i form av stora punktuttag i förhållande till den installerade kapaciteten. Dessa områden är Västerås, Göteborg/Västkusten, Luleå, Skellefteå, och Gotland. Områden där det finns signaler om framtida kapacitetsproblem men där förutsättningarna är goda är Östersund och Södermanland/Östergötland.

### **Stockholm**

I nuläget råder akut kapacitetsbrist i Stockholms regionnät och det finns inte förutsättningar att öka abonnemang mot transmissionsnätet trots förfrågningar. År 2016 var det totala kapacitetsbehovet i Storstockholm 3 900 MW. År 2030 bedömer Svenska kraftnät att det behovet kan ha ökat till 5 600 MW.

Bristande kapacitet i Stockholmsområdet har varit känt under en längre tid. Redan 2004–2008 genomfördes den utredning om kapacitetsläget i Stockholm som sedan blev projektet Stockholms Ström. Tillväxten i området har dock visat sig gå snabbare än vad som prognostiserats och redan nu står det klart att de investeringar som ingår i Stockholms Ström inte kommer vara tillräckliga för att möta kommande behov. Mot bakgrund av detta kompletteras Stockholms Ström med projektet Storstockholm Väst som innebär en uppgradering av 220 kV-ledningar till 400 kV-ledningar i västra delen av Stockholmsregionen.

Utmaningarna i Stockholm beror på att det är en snabbt växande region där befintlig infrastruktur dessutom behöver förnyas. Exempelvis förutsätter genomförandet av Förbifart Stockholm och omfattande utbyggnation av tunnelbanesystemet högt effektuttag, både under byggtiden och löpande när de är färdigställda.

Investeringarna i transmissionsnätet kring Stockholm är omfattande och kapaciteten kommer att öka stegvis till dess att pågående projekt är genomförda. Genomförandet av Stockholms Ström och Storstockholm Väst beräknas innebära en överföringskapacitet om 7 000 MW år 2030, vilket beräknas överstiga det prognostiserade behovet med 1 400 MW.

Under hösten 2019 tecknade Ellevio ett avtal med Stockholm Exergi om produktionsgaranti. Avtalet är giltigt i 12 år och garanterar en produktion på 320 MW som kan användas under ett antal timmar per år då effektläget är extra ansträngt. Ellevio har även slutit ett trepartsavtal med Vattenfall och Svenska kraftnät som gör att nätägarna utifrån lastprognoser kan samordna sina uttag från

det överliggande nätet vid kapacitetsbrist. Enligt Ellevio bedöms denna lösning vara tillräcklig för att täcka kapacitetsbehovet i deras regionnät till 2025 men sedan behövs ytterligare kapacitet. I väntan på att de planerade nätförstärkningarna i transmissionsnätet är på plats mellan 2025 och 2030 bedömer Ellevio att det finns en brist som kommer behöva lösas på annat sätt. Ellevio lyfter fram lokal flexibilitetsmarknad, tillfällig överbelastning av transmissionsnätsabonnemanget och flexibla avtal med nya kunder som möjliga lösningar.

Ellevio, Svenska kraftnät och Vattenfall har även nyligen lanserat ett forskningsprojekt, SthlmFlex, som syftar till att testa en flexibilitetsmarknad i Stockholm, med planerad start i november 2020 (Svenska kraftnät, 2020c).

### **Malmöområdet**

I Malmöområdet har Svenska kraftnät tidigare kunnat erbjuda tillfälliga abonnemang vid behov men sedan ett par år tillbaka finns inte längre kapacitet i transmissionsnätet för att kunna erbjuda detta. I dag finns ett behov på 750 MW och till 2024 förväntas behovet öka till 1 200 MW. När Öresundsverket lade ner elproduktionen 2017 minskade den lokala produktionskapaciteten med 400 MW.

Förstärkningar i transmissionsnätet beräknas öka den totala kapaciteten för regionen till 1 200 MW vid 2026–2027. Fram till dess vidtas ett antal kortsiktiga åtgärder. Svenska kraftnät arbetar även med dynamisk ledningskapacitet på 400 kV-ledningar för att nå en bättre utnyttjandegrad och möjliggöra en större överföring till regionnätet via befintligt nät. Dessutom finns ett avtal för att vid behov nyttja Heleneholmsverket till full effekt (cirka 100 MW) som en nätkapacitetsreserv.

På regionnivå pågår arbete med att spänningshöja och förstärka delar av nätet. Regionnätföretaget Eon är också med och driver Switch, en marknadsplats för flexibilitet i Malmöregionen, som företaget på sikt hoppas ska kunna vara med och avhjälpa bristen på kapacitet i området. Vilka konsekvenser som kan förväntas av projektet är dock fortfarande osäkert. Nätföretagen bedömer att vidtagna åtgärder är tillräckliga för att klara befintliga förfrågningar fram till 2030 och att det därefter finns förutsättningar för fler nyanslutningar.

### **Uppsala**

I Uppsala råder akut kapacitetsbrist. Dagens tillgängliga kapacitet är 290 MW medan dagens behov är 370 MW. Den kapacitet som saknas hanteras i dag genom alternativa lösningar. Uppsala är i en intensiv tillväxtfas och till år 2030 kan behovet ha ökat till 535 MW. I nuläget arbetar Svenska kraftnät med tillfälliga abonnemang som tecknas veckovis.

I huvudsak beror kapacitetsbristen på den begränsade överföringskapaciteten i transmissionsnätet mellan elområde SE2 och SE3. På kort sikt genomförs transmissionsnätsförstärkningar som frigör cirka 100 MW men Svenska kraftnät bedömer att problemet är avhjälpbart först 2030 när NordSyd-projektet har genomförts. Förstärkningar behöver också göras i regionnätet för att kunna möta industrins behov.

I Uppsala finns det EU-finansierade projektet CoordiNet som drivs av Vattenfall, Svenska kraftnät och Eon. Inom projektet drivs pilotverksamhet för en

marknadsplats för flexibilitetsresurser. Förhoppningen är att marknadsplatsen ska avhjälpa kapacitetsbrist genom att minska efterfrågan på effekt från överliggande nät under årets topplasttimmar och i framtiden utgöra en naturlig del av energisystemet.

### **Göteborg/Västkusten**

På Västkusten är det flera städer som växer men framförallt är det den förväntade elektrifieringen av industrin som utgör den stora utmaningen för elnätet. Industrin uppskattar i dagsläget att behovet i området kommer att öka med 100–1 000 MW. Industrins planer är generellt i ett tidigt stadium.

Två av Ringhals fyra reaktorer är under nedstängning vilket bland annat försvårar möjligheterna att hålla spänningsstabiliteten. Svenska kraftnät kommer redan i år att kompensera spänningsregleringsförmågan hos reaktorerna som stängs ner i Ringhals genom att installera kompenseringssteknik. Utöver det kommer reaktiv kompenserings tekniker installeras på fyra olika ställen under 2021.

Svenska kraftnät har flera projekt för att förstärka nätet på Västkusten och har också tidigare lagt planerna på att förnya en befintlig 400 kV-ledning mellan Göteborg och Malmö. De planerade åtgärderna bedöms dock inte vara tillräckliga för att möta det totala behov som kan uppkomma från industrin men planerna inom industrin är ännu i ett tidigt stadium vilket gör att det är osäkert vilka punktlaster som tillkommer.

### **Luleå**

I Luleåområdet är dagens uttagsbehov från transmissionsnätet 145 MW. Den verkliga förbrukningen är betydligt högre men täcks i stor utsträckning av lokal produktion. Till 2023–2025 förväntar Svenska kraftnät att behovet från transmissionsnätet har ökat till totalt 750 MW.

Det ökade behovet kommer från nya serverhallar och elektrifiering av industri. Den nya utlandsförbindelsen till Finland kan bidra till att öka kapaciteten till området med ett par hundra MW. För att fullt ut möta det framtida behovet behövs dock transmissionsnätstärkningar vilket det i nuläget saknas konkreta planer på att genomföra. Svenska kraftnät har dock identifierat att det behövs en ny systemutredning som syftar till att kartlägga hur effekt kan flyttas från väst till öst i området kring Luleå och Skellefteå.

### **Skellefteå**

För närvarande bedömer Svenska kraftnät att det finns tillräcklig kapacitet till Skellefteå men det finns inte utrymme för nya stora punktuttag. Enligt Svenska kraftnäts bedömning kommer behovet av uttag från transmissionsnätet att öka från dagens 160 till 600 MW under perioden fram till 2030. Ökningen beror både på kända etableringar men också förväntningar på ytterligare anslutningar. Nätet klarar de kända förfrågningarna men det saknas utrymme för nya större anslutningar utöver dessa. Skellefteå kommer dock också ingå i den systemutredning som ska genomföras för transmissionsnätet omkring Luleå.

### **Gotland**

Situationen på Gotland präglas bland annat av att det saknas kapacitet för att ansluta ny produktion och därmed svårigheter att utnyttja den stora potential för

vindkraft som finns på ön. Energimyndigheten har ett långsiktigt regeringsuppdrag att verka för att Gotland ska vara ett pilotområde i omställningen till ett hållbart energisystem (Regeringsbeslut M2018/01642/Ee, 2018). Inom ramen för uppdraget upprättades 2019 en färdplan för att genomföra omställningen. Färdplanen innehåller såväl konkreta åtgärder som förslag på hur uppdraget kan fortsätta att bedrivas. Enligt färdplanen ska arbetet med genomförandet och den fortsatta utvecklingen redovisas vartannat år. Den första uppföljningen av pilotverksamheten har alltså inte färdigställts ännu och det är därmed för tidigt att dra några slutsatser sig om vilken påverkan färdplanen får på kapacitetsfrågan.

På Gotland finns i dag tillräcklig kapacitet för att tillgodose uttagsbehovet men på längre sikt kan finnas utmaningar vad gäller att tillgodose efterfrågan från industrin. På ön finns också potential för inmatning av vindkraft som överstiger vad nätet klarar av. Matning sker till och från ön genom en HVDC-förbindelse bestående av två HVDC-stationer som är förbundna med varandra via två HVDC-kablar. På grund av driftsäkerhetsskäl och för att skydda anläggningarna är HVDC-förbindelsens överföringskapacitet i normalfallet cirka 260 MW för export respektive import. I dag är maxuttaget på ön cirka 180 MW och den installerade produktionskapaciteten, som främst består i vindkraft, är 170 MW. Regionen har identifierat en potential att bygga ut vindkraften till upp till 1 000 MW. Gotlands elnäts prognoser utgår från att 500 MW vindkraft kommer att installeras under den närmaste 20-årsperioden.

Gotlands elnät planerar att förstärka regionnätet till den södra delen av ön, som är det mest fördelaktiga området för etablering av vindkraft. Arbetet planeras påbörjas inom några år och ökar möjligheten till mer produktion. Möjligheten att överföra produktionen till fastlandet är också begränsat av den befintliga HVDC-förbindelsen, viken inte kan hantera den vindkraftsetablering som prognosticerats.

På uttagssidan finns planer på elektrifiering av Cementas verksamhet på öns östra sida vilken kan resultera i att uttagsbehovet ökar med 260 MW. En så stor ökning kan inte hanteras av befintligt fördelningsnät på ön och inte heller av den befintliga förbindelsen till fastlandet (Sweco, 2020b).

Svenska kraftnät har tidigare undersökt behovet av en ny elförbindelse till Gotland men avfärdade planerna 2017 då den samhällsekonomiska analysen inte gav stöd för projektet, givet de antaganden som gjordes om framtiden (Svenska kraftnät, 2017). På bara ett par år har dock situationen förändrats avsevärt. Svenska kraftnät har i sitt regleringsbrev för 2020 bland annat fått i uppdrag att göra en särskild bedömning om Gotland har en trygg elförsörjning på kort och lång sikt. Svenska kraftnäts preliminära bedömning är nu att det behövs ytterligare en länk till fastlandet för att kunna möta elbehoven på sikt. Som grund för slutsatsen anges särskilt Cementas planer att elektrifiera verksamheten till 2030 samt hänsyn till totalförsvarets behov. Något formellt beslut har dock ännu inte fattats i frågan (Svenska kraftnät, 2020d).

### **Västerås**

I Västerås är dagens kapacitet totalt 350 MW vilken till den största delen är bokad. Enligt Svenska kraftnäts bedömning kommer behovet 2026 att uppgå till 410 MW för att 2030 öka till 455 MW. Svenska kraftnät kommer 2021 att installera

högtemperaturlina på en del av nätet vilket kommer att öka kapaciteten i viss mån. Det prognostiserade behovet kommer dock kunna tillgodoses först genom genomförandet av NordSyd-projektet, där förnyelsen planeras påbörjas från Västerås och norrut för att successivt skapa mer kapacitet.

#### **Övriga områden**

Områden där kapacitetsproblem eventuellt kan uppstå den närmaste tiden men där förutsättningarna fortfarande är goda är Östersund och Södermanland/Östergötland. I Östersund finns ett stort överskott på grund av lokal produktion i form av vind- och vattenkraft men det finns också bokningar som väl överskrider tillgången. Bokningarna har dock funnits länge utan att realiseras och Svenska kraftnät har bedömt att det inte är aktuellt med förstärkningar innan den tillgängliga kapaciteten börjat abonneras. I Södermanland/Östermanland finns tillräcklig kapacitet för att möta nuvarande behov och normal tillväxt men det har tidigare visats intresse för större enskilda etableringar i området vilket det för närvarande saknas kapacitet till i transmissionsnätet. Kapacitetsutmaningar kan också förväntas uppstå lokalt där energiomställningen är särskilt framträdande. Ett exempel på det är Arjeplog och Arvidsjaur där testbilsbranschen redan har ett ökat kapacitetsbehov till följd av utvecklingen mot eldrivna fordon (Stimo, 2020).

### 3 Ansvar och roller kopplade till kapacitetsbristen i elnäten

*Enligt uppdraget ska Ei "utreda berörda aktörers ansvar och roller kopplat till problem med kapacitetsbrist i elnäten samt om det finns behov tydliggöra nätkoncessionsinnehavarens ansvar gentemot befintliga kunder och eventuellt om det finns behov att vidta andra åtgärder". Ei ska också vid behov "föreslå samhällsekonomiskt motiverade förändringar i regelverk eller andra åtgärder".*

Nätkapacitetsbrist är en relativt ny företeelse i Sverige och de regelverk som anger nätföretagens ansvarsförhållanden vid nätkapacitetsbrist har inte prövats eller utvärderats i någon större utsträckning. Ansvarsfrågan är central eftersom den är nära förknippad med vem som ska finansiera de olika åtgärder som kan vidtas för att förebygga och lösa nätkapacitetsbrist. Elnätet kännetecknas av ett mycket stort antal nätföretag som ska koordinera sina aktiviteter för att uppnå en kostnadseffektiv planering och drift av elsystemet. En balanserad ansvarsfördelning är därmed avgörande för att nätföretag på olika spänningsnivåer ska ha incitament att arbeta proaktivt och koordinerat med bland annat prognoser om överföringsbehov som ligger till grund för nätutvecklingsplaner, arbeta med en uthållig nyanslutning av kunder samt ta fram lösningar när väl nätkapacitetsbrist uppstår.

För en helhetsbild och för en bättre förståelse av regelverket inleder vi detta kapitel med en övergripande redogörelse av nätföretagens ansvar för nätets effektiva drift och dess utbyggnad samt för ansvar och roller i olika systemdrifttillstånd. Därefter redovisar vi våra analyser, bedömningar och förslag i de frågeställningar som vi har identifierat vid vår kartläggning av nätföretagens ansvar för att förebygga och lösa problem kopplade till nätkapacitetsbrist. Vi besvarar frågan om nätutvecklingsplaner kan bidra till bättre prognosunderlag för elnätens utveckling och om detta i sin tur kan förebygga kapacitetsbrist. Vi besvarar även frågan om och när nätföretagen kan neka ny anslutning och utökning av befintliga abonnemang på grund av kapacitetsbrist. Avslutningsvis redovisar vi vad nätföretagen har för ansvar mot sina befintliga kunder vid kapacitetsbrist samt besvarar frågan om huruvida regelverket behöver tydliggöras.



### 3.1 Ansvaret för nätets utbyggnad och dess effektiva drift är tydligt

**Bedömning:** Regelverket är tydligt avseende nätföretagens ansvar för utbyggnad av nätet och dess effektiva drift. Systemansvaret förtydligas i ellagen genom Ei:s förslag i Ei R2020:02 om att en DSO har distributionsskyldighet, vilket omfattar en effektiv systemdrift och inte endast nätutbyggnad och underhåll av nätet. Ei konstaterar att Sverige är ensamt i åtminstone Norden om att en TSO också är en systemansvarig myndighet. Vi anser att den frågan är viktig att utreda. Statskontoret har fått uppdraget att genomföra en myndighetsanalys av Svenska kraftnät som ska redovisas senast 1 oktober 2021 (dnr I2020/01813/E). Vi avvaktar den utredningen eftersom den kan ge insikter som har betydelse för en eventuell fortsatt analys av Svenska kraftnäts olika roller.

#### Ansvaret för nätets utbyggnad

Av 3 kap. 1 § ellagen följer att ett företag som bedriver nätverksamhet ansvarar för drift och underhåll och, vid behov, utbyggnad av sitt ledningsnät och, i tillämpliga fall, dess anslutning till andra ledningsnät. Företaget svarar också för att dess ledningsnät är säkert, tillförlitligt och effektivt och för att det på lång sikt kan uppfylla rimliga krav på överföring av el.

Produktions- och förbrukningsanläggningar bör placeras för att underlätta energiförsörjningen, det vill säga överföring av el och anslutning till nätet. Kommunerna har ett ansvar för detta enligt 2 kap. 5 § plan- och bygglagen (2010:900) i samband med planläggning och i ärenden om bygglov eller förhandsbesked. Enligt samma paragraf sista stycket ska bebyggelse och byggnadsverk som för sin funktion kräver tillförsel av energi lokaliseras på ett sätt som är lämpligt med hänsyn till energiförsörjningen och energihushållningen. Vid framtagande av detaljplaner och områdesplaner sker ett samråd med länsstyrelsen och andra intressenter i energiförsörjningsfrågan.

Med nätverksamhet avses enligt 1 kap. 4 § ellagen att ställa elektriska starkströmsledningar till förfogande för överföring av el. Till nätverksamhet hör också projektering, byggande och underhåll av ledningar, ställverk och transformatorstationer, anslutning av elektriska anläggningar, mätning och beräkning av överförd effekt och energi samt annan verksamhet som behövs för att överföra el på det elektriska nätet.

I Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2019/944 av den 5 juni 2019 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om ändring av direktiv 2012/27/EU (elmarknadsdirektivet) används begreppen överföringssystem och systemansvarig för överföringssystem samt distributionssystem och systemansvarig för distributionssystem för att definiera nätnivåer och vem som ansvarar för respektive nivå. Samma begrepp används i Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el (elmarknadsförordningen), som gäller direkt i Sverige. Dessa begrepp har hittills inte använts i svensk lagstiftning. Ei har därför i rapporten Ren energi inom EU,

Ett genomförande av fem rättsakter (Ei R2020:02), föreslagit att det införs definitioner av begreppen i ellagen.

De nya definitionerna innebär att med systemansvariga för distributionssystem (DSO) avses samtliga innehavare av nätkoncession för område och innehavare av nätkoncession för linje för ledningar understigande 220 kV. Under definitionen faller alltså regionnäs- och lokalnätsföretag.

Med överföringssystem avses samma sak som transmissionsnät och stamnät. I Sverige finns två systemansvariga för överföringssystem (TSO), Svenska kraftnät och Baltic Cable AB. Svenska kraftnät har certifierats som ett stamnätsföretag, det vill säga TSO, enligt lagen (2011:710) om certifiering av stamnätsföretag för el och artikel 3 i Europaparlamentets och rådets förordning (EG) nr 714/2009 av den 13 juli 2009 om villkor för tillträde till nät för gränsöverskridande elhandel och om upphävande av förordning (EG) nr 1228/2003<sup>15</sup>. Baltic Cable AB har enligt samma förordning certifierats i Tyskland<sup>16</sup>. Det betyder att båda, i sin egenskap av TSO, har skyldigheter som följer av elmarknadsförordningen och EU-förordningarna som följer av det tredje marknadspaketet. Av artikel 40 i elmarknadsdirektivet följer att en TSO bland annat ska styra elflödena i systemet. Svenska kraftnät har det övergripande ansvaret för att elektriska anläggningar samverkar driftsäkert så att balans inom hela eller delar av landet kortsiktigt upprätthålls mellan produktion och förbrukning av el. De flesta bestämmelser som rör TSO och berörs i rapporten träffar Svenska kraftnät och inte Baltic Cable AB, som endast äger och driver en sammanlänkning.

Det som skiljer Svenska kraftnäts ansvar från DSO:ernas ansvar är skyldigheten att koordinera driften av hela nätet och upprätthålla spänningen. Svenska kraftnäts ansvar är inte begränsat till det egna nätet, utan det har även till uppgift att övervaka ett observerbarhetsområde, vilket består av det egna överföringssystemet, relevanta delar av lokal- och regionnät, angränsande överföringssystem som det övervakar eller som ingår i dess olika typer av prognosmodeller. De olika aktörernas ansvar utvecklas nedan i avsnitt 3.2.

Svenska kraftnät har också fler uppgifter än vad som följer av EU-lagstiftningen och ellagen. Dessa uppgifter framgår av förordningen (2007:1119) med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät. Till skillnad från hur det fungerar i många andra länder inom EU är Svenska kraftnät systemansvarig myndighet, elberedskapsmyndighet, har myndighetsuppgifter inom säkerhetsskydd samt är dammsäkerhetsansvarig. Som myndighet har även Svenska kraftnät rätt att meddela föreskrifter. I rapporten kommer vi att använda TSO som benämning för systemansvarig för överföringssystemet och DSO som benämning för systemansvarig för distributionssystemet.

I elmarknadsdirektivet finns även bestämmelser om vilka uppgifter som åligger DSO:er (artikel 31.1) och TSO:er (artikel 40). Med anledning av bestämmelserna i dessa artiklar föreslår Ei i rapporten Ei R2020:02 att en ny skrivning av 3 kap. 1 § ellagen införs. Bestämmelsen föreslås få följande lydelse.

---

<sup>15</sup> Energimarknadsinspektionens beslut 2012-07-13 med diarienummer 700-11-102845.

<sup>16</sup> Bundesnetzagenturs beslut 2019-11-19, med diarienummer Az.: BK6-17-087.

En systemansvarig för överföringssystem ansvarar för drift och underhåll och, vid behov, utbyggnad av sitt ledningsnät och, i tillämpliga fall, dess anslutning till andra ledningsnät. En systemansvarig för överföringssystem svarar också för att dess ledningsnät är säkert, tillförlitligt, effektivt och för att det kan uppfylla rimliga krav på överföring av el.

En systemansvarig för distributionssystem ansvarar för drift och underhåll och, vid behov, utbyggnad av sitt ledningsnät och, i tillämpliga fall, dess anslutning till andra ledningsnät. En systemansvarig för distributionssystem svarar också för att dess ledningsnät är säkert, tillförlitligt, effektivt och att distributionssystemet därutöver kan uppfylla rimliga krav på säker eldistribution.

Den föreslagna skrivningen av 3 kap. 1 § ellagen gör således en åtskillnad mellan ansvaret för en DSO och ansvaret för en TSO samt tydliggör vilka uppgifter som åligger dessa. Denna åtskillnad har inte gjorts tidigare i 3 kap. ellagen. Nuvarande skrivning av 3 kap. 1 § ellagen fokuserar mer på själva ledningsnätet (nätkapacitet) och inte på ett driftsäkert överförings- eller distributionssystem.

Eldistribution är ett vidare begrepp än begreppet överföring av el som används i den nuvarande lydelsen av 3 kap. 1 § ellagen. Genom den nya föreslagna lydelsen förtydligas distributionsskyldigheten och att den systemansvarige för distributionssystem måste säkerställa att dess system har en förmåga att distribuera el till kunder både på kort och lång sikt. Rollen för en DSO kan mot bakgrund av detta förtydligande och nya förhållanden på marknaden förväntas bli mer komplex än vad den är i dag.

En stor andel förnybar produktion som ansluts i region- och lokalnät (distributionssystem) medför att en mer dynamisk och komplex situation uppstår i respektive elsystem. Nya effekt- och energiflöden påverkar kvalitets- och stabilitetsaspekter samt nätkapaciteten i hela elsystemet på ett nytt sätt. Detta riskerar att medföra försämrad leveranssäkerhet och spänningskvalitet för slutkunderna. Ett sätt att hantera dessa nya utmaningar är att de mest kostnadseffektiva resurserna som finns tillgängliga, eller kan göras tillgängliga, ska användas för att säkerställa leveranssäkerheten för kunderna. Att säkerställa detta åtagande ingår som en central del i den systemansvariges ansvar och kommer till uttryck i lagen genom att det anges att distributionssystemet kan uppfylla rimliga krav på säker eldistribution.

Av elmarknadsdirektivet framgår även att en TSO har utökade skyldigheter gentemot en DSO och det finns bestämmelser om uppgifter och ansvar som gäller för en TSO, men inte för en DSO. De bestämmelser i elmarknadsdirektivet som endast gäller ansvaret för en TSO täcks enligt Ei:s uppfattning av nuvarande 8 kap. ellagen. Ei har därför i rapporten Ei R2020:02 inte föreslagit några ändringar i det gällande regelverket.

Sammanfattningsvis följer av både det gällande regelverket och elmarknadsdirektivet att nätföretagen (DSO och TSO) har en skyldighet att vid behov bygga ut sina nät. Behovet kan bestå i att möjliggöra nyanslutningar av både produktion och förbrukning eller att säkerställa att systemet har en förmåga att distribuera el till kunder både på kort och lång sikt.

## **Incitament för effektivt utnyttjande av nätet och incitament för flexibilitetstjänster**

Utöver nätföretagens ovan nämnda ansvar för att ledningsnätet ska vara effektivt finns det i dagens reglering incitament som innebär att ett effektivt utnyttjande av nätet kan påverka intäktsramens storlek. Dessutom föreslår Ei i rapporten Ei R2020:02 att det införs incitament även vad det gäller flexibilitetstjänster.

### ***Bestämmelserna i ellagen om incitament för effektivt utnyttjande av nätet***

I nätföretagens skyldighet när det gäller distribution ingår som nämndes i föregående avsnitt inte bara överföring av el eller utbyggnad av nätet. Regelverket ställer krav på att de mest kostnadseffektiva resurserna som finns tillgängliga eller kan göras tillgängliga ska användas. I 5 kap. 11 § ellagen anges därför att när intäktsramen bestäms ska hänsyn tas till i vilken utsträckning nätverksamheten bedrivs på ett sätt som är förenligt med eller bidrar till ett effektivt utnyttjande av elnätet. En sådan bedömning får medföra en ökning eller minskning av avkastningen på kapitalbasen. Ei har meddelat föreskrifter om vad som avses med kvaliteten i nätverksamheten och vad som avses med ett effektivt utnyttjande av elnätet vid fastställande av intäktsram (EIFS 2019:4). Bestämmelsen bidrar till nätföretagens förmåga och vilja att ansvara för ett effektivt utnyttjande av nätet.

### ***Incitament för flexibilitetstjänster i Ren energi-paketet***

Av artikel 32.1 i elmarknadsdirektivet framgår att det ska finnas en rättslig ram för att tillåta och tillhandahålla incitament för DSO:er att använda sig av flexibilitetstjänster. Den rättsliga ramen ska i synnerhet säkerställa att DSO:er kan upphandla sådana tjänster när de kostnadseffektivt minskar behovet av uppgradering eller ersättning av elkapacitet och stödjer en effektiv och säker drift av distributionssystemet. Detta för att effektiviteten och utvecklingen av distributionssystemet ska förbättras.

Ei:s bedömning är att artikeln förtydligar vad som ingår i uppgifterna för en DSO och att det blir än tydligare att en DSO ansvarar för att lösa kapacitetsutmaningar även på andra sätt än att bygga ut sitt nät. Ei bedömer även att artikeln kompletterar den av Ei föreslagna nya skrivningen av 3 kap. 1 § ellagen och förtydligar att nyttjande av flexibilitetstjänster ingår i begreppet eldistribution.

I rapporten Ei R2020:02 föreslår Ei att det, med anledning av artikel 32.1, tas in en regel i ellagen som innebär att användningen av flexibilitetstjänster för att förbättra effektiviteten i nätverksamheten ska kunna påverka intäktsramen för nätföretaget. Bedömningen av hur flexibilitetstjänsterna används föreslås resultera i att intäktsramens storlek antingen ökar eller minskar. Ei har också i promemorian Ei PM 2020:01<sup>17</sup> lämnat förslag till lagändring som möjliggör tillämpning av effektiviseringskrav på totala kostnader. Detta till skillnad från i dag då effektiviseringskrav bara tillämpas på löpande påverkbara kostnader. Den föreslagna lagändringen syftar till att göra det möjligt att införa incitament i reglermodellen som styr mot andra lösningar än traditionella nätinvesteringar när dessa på sikt är mer kostnadseffektiva. Med ett införande av det föreslagna incitamentet kommer användning av flexibilitetstjänster att gynnas förutsatt förstås att de är mer kostnadseffektiva än traditionella nätinvesteringar.

---

<sup>17</sup> Ökade incitament för kostnadseffektiva lösningar i elnätsverksamheten, Ei PM 2020:01.

## 3.2 Ansvar för driftsäkerheten i det svenska elnätet

**Bedömning:** Det finns detaljerade regelverk för de olika systemdrifftillstånden som styr skyldigheterna för DSO och framförallt TSO, det vill säga Svenska kraftnät. Ren energi-paketet och EU-förordningarna som följer av det tredje inre marknadspaketet har förtydligat ansvarsförhållandena mellan DSO, TSO och betydande nätanvändare (SGU). Regelverket syftar till att säkerställa att omfattande störningar och sammanbrott i elsystemet undviks samt till att möjliggöra en effektiv och snabb återuppbyggnad av elsystemet i händelse av en stor störning. Ei ser inte behov av en komplettering eller ändring av den nationella lagstiftningen.

Det kvarstår dock en del arbete med att implementera systemdrifftillstånden i Sverige samt ta fram en systemskyddsplan, återuppbyggnadsplan och provningsplan. Det är också viktigt att aktörerna hittar bra former för ett kontinuerligt samarbete i frågan om fördelning av ansvar för åtgärder inom de olika systemdrifftillstånden.

Driftsäkerhet definieras i EU-förordningen SO GL<sup>18</sup> som överföringssystemets förmåga att bibehålla ett normaldrifftillstånd eller återvända till ett normaldrifftillstånd så snart som möjligt efter att ett oförutsett fel har inträffat. Driftsäkerhet är med andra ord ett mått på hur väl risker i driften kan hanteras för att förebygga störningar respektive hur effektivt inträffade störningar kan avhjälpas.

Driftsäkerheten ska upprätthållas över tid oavsett ändrade förutsättningar för systemdriften. Ändrade förutsättningar för systemdriften kan uppstå vid nedläggning av produktion, ändrade förbrukningsmönster hos befintliga kunder eller nyanslutning av produktion eller förbrukning. TSO och DSO har enligt 3 kap. 1 § ellagen samma ansvar för att säkerställa sitt eget systems långsiktiga förmåga att uppfylla rimliga krav på överföring av el. Det ligger inom systemansvaret för varje DSO och TSO att säkerställa att elsystemet är driftsäkert på kort och lång sikt, trots förändringar som sker i underliggande förbruknings- och produktionsmönster hos befintliga kunder. Driftsäkerheten ska kunna upprätthållas oavsett resultatet på elgrossistmarknaden då det är de systemansvariga som är ansvariga för den fysiska leveransen av el inom sina nätområden. Vid nyanslutning är det avgörande om driftsäkerheten kan upprätthållas trots de ändrade överföringsmönster som nyanslutningen medför. Det är därför viktigt att ha god kännedom om hur nyanslutningar och nätabonnemang påverkar driftsäkerheten på kort och lång sikt.

En avgörande skillnad när det gäller ansvar och roller för TSO och DSO är att TSO har dimensioneringsansvaret enligt SO GL artikel 18–22 för hela kontrollområdet<sup>19</sup> och släpper överföringskapacitet till elmarknaden baserat på överföringssystemets

<sup>18</sup> Kommissionens förordning (EU) 2017/1485 av den 2 augusti 2017 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem.

<sup>19</sup> Definition enligt artikel 3.2 12 i SO GL: "kontrollområde för lastfrekvensreglering: en del av ett synkronområde eller ett helt synkronområde, som fysiskt avgränsas av mätpunkter vid sammanlänkningar till andra kontrollområden för lastfrekvensreglering, och som drivs av en eller flera systemansvariga för överföringssystem som fullgör skyldigheterna avseende lastfrekvensreglering".

driftsäkerhet. Med dimensioneringsansvar menas att TSO ska fastställa och övervaka systemdriftstillstånden och vidta avhjälpande åtgärder. Svenska kraftnät har också det övergripande ansvaret för att elektriska anläggningar samverkar driftsäkert enligt 8 kap. 1 § ellagen. Detta innebär att Svenska kraftnät ansvarar för att dimensionera driftsäkerheten genom att ta fram nivån för driftsäkerhetsgränser, ha tillräckliga reaktiva och aktiva reserver, styrbarhet och observerbarhet (SO GL artikel 18 – 20 och artikel 33 samt ER<sup>20</sup> artikel 1). Detta ska åstadkommas genom att använda egna resurser och i samordning med externa aktörers resurser vilket framgår av 8 kap. 3 a § ellagen och SO GL artikel 23.

### Systemdrifttillstånd

Systemdrifttillstånd beskriver elsystemets tillstånd i drifhänseende. I SO GL finns fem systemdrifttillstånd definierade och dessa är normaldrift, skärpt drift, nöddrift, nätsammanbrott och återuppbyggnad. Det är TSO:ns ansvar att se till att systemdrifttillstånden definieras och implementeras nationellt och de sätter ramvillkoren för elsystemets driftssäkerhet. Av Figur 4 som har tagits fram av Svenska kraftnät framgår de olika tillstånden samt vad respektive tillstånd innebär.

Figur 4. Systemdrifttillstånden.

Normal drift	Skärpt drift	Nöddrift	Nät-sammanbrott	Åter- uppbyggnad
System-parametrar bra	System-parametrar bra	Någon system-parameter utanför gräns	Minst 50% av förbrukning frånkopplad	Har varit i nät-sammanbrott
Reserver finns, klarar N-1	Reserver begränsade, något fel klaras inte	Aktiverat system-skyddsplan Verktyg nere	Spänningslöst i 3 minuter	Aktiverat återuppbyggnadsplan

Källa: Svenska kraftnät

Definitioner av de olika systemdrifttillstånden bidrar till att tydliggöra när och hur åtgärder behöver vidtas för att säkerställa att driftsäkerheten inom observerbarhetsområdet<sup>21</sup> upprätthålls. Tjänster och åtgärder som används i normal och skärpt systemdrifttillstånd syftar till att förebygga fel. Åtgärder som används vid nöddrifttillstånd syftar till att skydda systemet när fel väl uppstått och de två första nivåerna har fallerat. Tjänster och åtgärder inom nätsammanbrott och återuppbyggnad syftar till att starta upp systemet efter ett nätsammanbrott.

<sup>20</sup> Kommissionens förordning (EU) 2017/2196 av den 24 november 2017 om fastställande av nätföreskrifter för nödsituationer och återuppbyggnad avseende elektricitet.

<sup>21</sup> Metod för definitionen av observerbarhetsområde har beslutats av ACER genom beslut 07/2019 den 19 juni 2019. I förklarande dokument bifogat till beslutet definieras det som "TSO's own transmission system and the relevant parts of distribution systems and neighbouring TSOs' transmission systems, on which the TSO implements real-time monitoring and modelling to maintain operational security in its control area including interconnectors".

### **Normal drift och skärpt drift**

Definitionerna av systemdrifttillstånden normal drift och skärpt drift syftar till att underlätta planering och dimensionering för att förebygga fel och säkerställa tillräckliga marginaler för systemets driftsäkerhet. För att upprätthålla normaldrift ska elsystemet ha tillräckliga aktiva och reaktiva reserver för att minst klara en oförutsedd händelse utan att lämna systemtillståndet normaldrift. Det kriterium som används för detta ändamål kallas för N-1<sup>22</sup>. Efter en sådan händelse får systemet vara utan marginaler för att klara ytterligare ett fel (N-0) i högst 15 minuter och ska därefter på nytt uppfylla N-1-kriteriet. De händelser som ska beaktas är allt från bortfall av en produktionsanläggning till en nätkomponent eller en ledning, och en lista med händelser tas fram enligt en metod som heter CSAM<sup>23</sup>. I avsnitt 4.1 beskrivs N-1 och annat driftsäkerhetsarbete i transmissionsnätet i mer detalj. Även vid händelser som inte finns med i listan eller om fler än en händelse inträffar inom 15 minuter, brukar det inte leda till nöddrift eller nätsammanbrott, utan det finns även marginaler i systemtillståndet skärpt drift. I skärpt drift är systemparametrarna fortfarande bra och det som främst skiljer skärpt drift från normaldrift är att marginalerna för att inte hamna i ett allvarligt läge är mindre än vad som är optimalt. Därför bör Svenska kraftnät sträva efter att ha tillräckliga reserver för att återta systemet i normaldrift så fort som möjligt. Det betyder att systemet ska vara inom normaldriftsgräns innan och efter ett N-1-fel har inträffat. De anslutningar och abonnemang som har beviljats en DSO ska delges avtalad kapacitet samtidigt som systemet uppfyller N-1. Ett antal legalt möjliga åtgärder för att hålla driftsäkerheten inom normal- och skärpt drift har identifierats enligt nedan:

- Elområdesindelning och kapacitetstilldelning på elområdesgränser för TSO (artikel 14–17 i elmarknadsförordningen)
- N-1-kriteriet för TSO (artikel 33 och 75 SO GL)
- Effektivt utformade av abonnemang/flexibla abonnemang och kostnadsriktiga överföringstariffer som reflekterar trängsel i nätet
- Frekvensrelaterade stödtjänster för TSO: FRR – Reserv för frekvensreglering, FFR – Snabb frekvensreserv, FCR – Frekvenshållningsreserv, elmarknadsförordningen<sup>24</sup> (EB/SO GL och 8 kap. ellagen.)
- Icke frekvensrelaterade stödtjänster såsom spänningsreglering och lokal tröghet, elmarknadsdirektivet och ändringar och tillägg i bland annat ellagen

---

<sup>22</sup> SO GL artikel 18, 33 och 75.

<sup>23</sup> För att harmonisera riskhanteringen inom hela Europa tog ENTSO-E fram med stöd av artikel 75 i SO GL en gemensam metod som heter CSAM som är en vidareutveckling av de nordiska nätkoderna (Nordel, 2007).

<sup>24</sup> Artikel 5 och 6.

- Avhjälpande åtgärder såsom mothandel mellan elområden och omdirigering av betydande nätanvändare, elmarknadsförordningen<sup>25</sup> för TSO (SO GL<sup>26</sup> och CACM<sup>27</sup> samt spänningsreglering, SO GL<sup>28</sup> och 8 kap. 1 § ellagen)
- Flexibilitetsåtgärder för DSO (elmarknadsförordning samt elmarknadsdirektivet, som införlivas i svensk rätt genom ändringar och tillägg i bland annat ellagen).

### **Nöddrift, nätsammanbrott och återuppbyggnad**

Syftet med åtgärder i nöddrift är att förhindra samt begränsa spridning och eskalering av nöddrifttillståndet och skydda elsystemet från ett nätsammanbrott. Nöddrifttillståndet dimensioneras för att hantera händelser utanför N-1<sup>29</sup> och även elkriser<sup>30</sup>. Vid nöddrifttillstånd riskerar elmarknaden att upphöra och elsystemets fysiska integritet prioriteras före marknadsaktörernas intressen. I nöddrift styrs driften av elsystemet av aktörerna utifrån i förväg planerade åtgärder inom nöddrift som Svenska kraftnät är ansvarig att utforma, förbereda och aktivera.

Återuppbyggnadstillstånd<sup>31</sup> syftar till att minimera konsekvenserna av ett nätsammanbrott och ska återta elsystemet till skärpt drift eller normal drift efter nätsammanbrott. Nätsammanbrott inträffar antingen när mer än 50 procent av aktuell last har kopplats bort eller att det har varit spänningslöst i någon av Svenska kraftnäts stationer som krävt ingrepp av åtgärder inom återuppbyggnadsplanen.

Av tekniska och ekonomiska skäl går det inte att ha ett elsystem som aldrig hamnar i nätsammanbrott. För att minimera konsekvenserna för samhället ska en effektiv och robust återuppbyggnadsplan tas fram så att tiden det tar att återta elsystemet till skärpt eller normal drift är så kort som möjligt.

### **Närmare om regelverken som rör nöddrift, nätsammanbrott och återuppbyggnad**

Stora störningar i överföringssystemet kan medföra svåra påfrestningar på samhället och dess grundläggande funktionalitet samt dess förmåga till krisberedskap och totalförsvaret. Nöddrift, nätsammanbrott och återuppbyggnad utgör en del av Sveriges totalförsvaret och krisberedskap och regleras bland annat i ER<sup>32</sup> och elberedskapslagen (1997:288). Svenska kraftnät är elberedskapsmyndighet enligt förordningen (1997:294) om elberedskap och får i egenskap av detta meddela ytterligare föreskrifter som behövs för verkställigheten av elberedskapslagen och

<sup>25</sup> Artikel 12 och 13.

<sup>26</sup> Artikel 20–23.

<sup>27</sup> Artikel 25 i Kommissionens förordning (EU) 2015/1222 av den 24 juli 2015 om fastställande av riktlinjer för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning.

<sup>28</sup> Artikel 25, 28 och 109.

<sup>29</sup> SO GL artikel 75.

<sup>30</sup> Artikel 6 och 7 i Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/941 av den 5 juni 2019 om riskberedskap inom elsektorn och om upphävande av direktiv 2005/89/EG.

<sup>31</sup> Återuppbyggnadstillstånd: ett systemdrifttillstånd där syftet med all verksamhet i överföringssystemet är att återupprätta systemdriften och bibehålla driftsäkerheten efter ett nätsammanbrott eller ett nöddrifttillstånd. SO GL artikel 3.2 38.

<sup>32</sup> Kommissionens förordning (EU) 2017/2196 av den 24 november 2017 om fastställande av nätföreskrifter för nödsituationer och återuppbyggnad avseende elektricitet.



elberedskapsförordningen. Som bevakningsansvarig myndighet enligt elberedskapsförordningen ska Svenska kraftnät genom sin verksamhet även minska sårbarheten i samhället och utveckla en god förmåga att hantera sina uppgifter under fredstida krissituationer och inför och vid höjd beredskap<sup>33</sup>. Enligt elberedskapslagen har alla som bedriver produktion av el, handel med el eller överföring av el som sker med stöd av nätkoncession enligt ellagen skyldighet att vidta de (beredskaps-)åtgärder som behövs för att förebygga, motstå och hantera sådana störningar i elförsörjningen som kan medföra svåra påfrestningar på samhället. Med beredskapsåtgärder avses också sådana åtgärder som krävs för att göra det möjligt för Svenska kraftnät att vidta de åtgärder som behövs vid höjd beredskap. Svenska kraftnät ansvarar för överföringssystemets behov och förmåga att uppfylla en god beredskap och förmåga att motstå störningar. Här ska samarbete med länsstyrelser och kommuner ske så att en god samordning av åtgärder från det nationella perspektivet ner till varje enskild kommun vidtas för att minimera sårbarheten i samhället.

Regler och krav om driftsäkerhet finns i SO GL. Reglerna i ER kompletterar SO GL och syftar till att säkerställa att omfattande störningar och sammanbrott i elsystemet undviks samt till att möjliggöra en effektiv och snabb återuppbyggnad av elsystemet i händelse av en stor störning. ER anger minimikrav om och principer för hur TSO ska hantera driften av överföringssystemet i nöddrifttillstånd, vid nätsammanbrott och i återuppbyggnadstillstånd. Det finns också regler om informationsutbyte och kommunikation. De åtgärder som ska vidtas av berörda aktörer i nöddrifttillstånd, vid nätsammanbrott och i återuppbyggnadstillstånd ska testas av TSO:n för att verifiera att de överensstämmer med förordningen. ER ställer även krav på att TSO:n får tillgång till kritiska verktyg och anläggningar som krävs för drift och återuppbyggnad av systemet.

De som berörs av förordningen ER är TSO:er, DSO:er, betydande nätanvändare (SGU), leverantörer av skyddstjänster, leverantörer av återuppbyggnadstjänster, balansansvariga, leverantörer av balanstjänster, nominerade elmarknadsoperatörer och andra aktörer som utövar marknadsfunktioner (genom utnämning eller delegering) enligt CACM eller FCA.<sup>34</sup> De betydande nätanvändare som avses är befintliga och nya elproduktionsanläggningar (kraftproduktionsmoduler) som klassificeras som typ C och D enligt förordningen om anslutning av elproduktion (RfG) och i vissa fall även nya kraftmoduler typ B enligt samma förordning. Dessutom berörs befintliga och nya förbrukningsanläggningar som är anslutna till överföringssystem, leverantörer som aggregerar effekt från elproduktionsanläggning eller förbrukningsanläggningar (det vill säga aggregatorer) samt leverantörer av aktiva reserver. Slutligen, i vissa fall befintliga och nya system för högspänd likström och likströmsanslutna kraftparksmoduler enligt förordningen om anslutning av system för högspänd likström (HVDC).

En TSO ska enligt ER ta fram en systemskyddsplan och en återuppbyggnadsplan i syfte att skydda systemet och minimera negativa konsekvenser vid större händelser och påfrestningar. Planerna ska tas fram med hjälp av en trestegsmetod som består av en utformningsfas (definiera detaljinnehåll), en genomförandefas

---

<sup>33</sup> Förordning (2015:1052) om krisberedskap och bevakningsansvariga myndigheter vid höjd beredskap.

<sup>34</sup> Kommissionens förordning (EU) 2016/1719 av den 26 september 2016 om fastställande av riktlinjer för förhandstilldelning av kapacitet

(utveckla och installera alla nödvändiga hjälpmedel och tjänster för aktivering av planen) och en aktiveringsfas (använda en eller flera av planens åtgärder i verklig drift). En TSO ska även ta fram en provningsplan som ska identifiera den utrustning och de resurser som är relevanta för systemskyddsplanen och återuppbyggnadsplanen och som måste provas.

**Systemskyddsplanen** är en plan för hur man kan skydda sig mot nätsammanbrott. Svenska kraftnät har i samråd med berörda tagit fram en skyddsplan. I planen ingår

- villkoren för hur planen ska aktiveras
- vilka instruktioner som ska tas fram
- vilka åtgärder som ska samrådats i realtid eller samordnas med andra parter
- en förteckning över de åtgärder som de ska vidta i egna anläggningar
- en förteckning över de åtgärder som DSO:er ska vidta och över de DSO:er som har ansvar för att genomföra dessa åtgärder i sina anläggningar
- en förteckning över de betydande nätanvändare som har ansvar för att i sina anläggningar genomföra åtgärder enligt krav i anslutningsförförordningarna samt en förteckning över de åtgärder som ska vidtas av dessa betydande nätanvändare
- en förteckning över högprioriterade betydande nätanvändare och villkoren för deras bortkoppling
- inom hur lång tid respektive åtgärd som förtecknas i systemskyddsplanen ska genomföras.

I ER finns regler för när och hur systemskyddsplanen ska aktiveras och genomföras. Det framgår bland annat att TSO ska underrätta anslutna DSO:er, betydande nätanvändare och leverantörer av skyddstjänster om planen och om de åtgärder som ska genomföras i deras anläggningar, inklusive tidsfristerna för genomförandet. Det framgår också av ER att en TSO ska, om det är möjligt, erbjuda assistans till en annan TSO som har ett system som befinner sig i nöddrifttillstånd.

**Återuppbyggnadsplanen** är en plan för återuppbyggnad av överföringssystemet i det fall att nätet har kollapsat. Svenska kraftnät har tagit fram en återuppbyggnadsplan. I planen ingår bestämmelser om villkoren för hur och när de ska aktivera planen, de instruktioner om planen som de ska utfärda och vilka åtgärder som ska samrådats i realtid eller samordnas med andra parter. I ER finns regler om hur planen ska aktiveras, om hur spänningssättning ska göras, hur frekvensen ska hanteras och regler kring återsynkronisering för att bygga upp synkronområdet igen.

**Provningsplan** ska tas fram av TSO:n Svenska kraftnät i samråd med DSO:er och de betydande nätanvändarna. Planen ska identifiera den utrustning och de resurser som är relevanta för systemskyddsplanen och återuppbyggnadsplanen och som måste testas för att verifiera att de klarar olika krav (tekniska förmågor).

Svenska kraftnät inkom i december 2019 med en skrivelse till Ei om att arbete pågår med att ta fram en provningsplan. Arbetet är försenat som en följd av att Svenska kraftnät håller på att ta fram uppdaterade systemskydds- och återuppbyggnadsplaner. Ei begärde i juni 2020 att Svenska kraftnät ska inkomma med en provningsplan baserad på befintlig systemskydds- och återuppbyggnadsplan, i enlighet med ER.

Förordningen ER ställer specifika krav på

- att TSO ska hantera samordningen av systemdrift inom EU vid följande situationer: nödsituation, störstörning inom elförsörjningen och återuppbyggnad efter en störstörning
- att simuleringar och tester genomförs (av TSO och de som levererar tjänster för återuppbyggnad etcetera) för att garantera tillförlitlig, effektiv och snabb återuppbyggnad till normaltillstånd i händelse av nödsituation eller störstörning inom elförsörjningen
- de verktyg och anordningar som behövs för att garantera tillförlitlig, effektiv och snabb återuppbyggnad till normaltillstånd i händelse av nödsituation eller störstörning inom elförsörjningen.

En TSO är ansvarig för driftsäkerheten i sitt eget område, men en störning från ett annat elsystem kan sprida sig eftersom elsystemen är sammanlänkade. En effektiv användning av EU:s elsystem förutsätter därför ett nära samarbete och samordning mellan de berörda aktörerna.

En TSO ska säkerställa att handeln kan fortsätta utan avbrott i samband med eventuellt nöddrifttillstånd, nätsammanbrott eller återuppbyggnadstillstånd. Detta innebär att de endast tillfälligt, när detta är absolut nödvändigt, får avbryta handeln. Svenska kraftnät har inkommit med förslag om att marknadsaktiviteter inte ska avbrytas och Ei har godkänt förslaget.

Det som en TSO bland annat kan avbryta är kapacitetstilldelningen vid elområdesgränser och inlämnande av anbud om balanskapacitet och balansenergi från en leverantör av balanstjänster. Dessutom kan en TSO tillfälligt avbryta andra relevanta marknadsaktiviteter om det bedöms som nödvändigt för att upprätthålla och/eller återuppbygga systemet. Om en TSO tillfälligt avbryter marknadsaktiviteter ska den samordna detta med följande parter: TSO:erna som ingår i samma regionala samordningscentrum där en samordnad kapacitetsberäkning tillämpas, TSO:erna med vilka den har avtal om samordnad balansering, TSO:erna i de kontrollblock för lastfrekvensreglering där den är medlem samt med nominerade elmarknadsoperatörer och andra enheter som utövar marknadsfunktioner.

TSO ska också ta fram regler för avräkning av obalanser och avräkning av balanskapacitet och balansenergi som ska tillämpas på de avräkningsperioder för obalanser under vilka marknadsaktiviteterna var tillfälligt avbrutna. Detta är för närvarande inte aktuellt mot bakgrund av att Ei fattat beslut om att godkänna förslaget om att inte avbryta marknadsaktiviteter.

Ett antal av de förslag på villkor och regler som TSO ska ta fram enligt ER ska godkännas av tillsynsmyndigheten. Huvudregeln i förordningen är att Ei är den myndighet som ska godkänna förslagen. Ei behöver inte samråda med andra tillsynsmyndigheter inför beslut om metoder och villkor som fattas med stöd av ER. För några av dessa förslag ska TSO dock samråda med berörda intressenter.

Under juni till november 2019 har Ei godkänt följande efter ansökan av Svenska kraftnät:

- villkoren för att agera som leverantör av skyddstjänster eller återuppbyggnadstjänster på avtalsbasis
- förteckningen över betydande nätanvändare med ansvar för att i sina anläggningar genomföra de åtgärder som följer av bindande krav som fastställs i förordningarna om anslutning och/eller av nationell lagstiftning, samt förteckning över de åtgärder som ska genomföras av dessa
- förteckningen över högprioriterade betydande nätanvändare, eller de principer som tillämpas för att definiera dessa, samt villkoren för bortkoppling och förnyad spänningssättning av de dessa (såvida det inte definieras i landets nationella lagstiftning)
- reglerna om att tillfälligt avbryta och återuppta marknadsaktiviteter samt särskilda regler för avräkning av obalanser och avräkning av balansenergi, i händelse av att marknadsaktiviteter tillfälligt avbrutits.

Sammanfattningsvis finner Ei att det finns detaljerade regelverk för de olika drifttillstånden som styr vilka skyldigheter DSO:n och framförallt TSO:n har. Ren energi-paketet och EU-förordningarna som följer av det tredje inre marknadspaketet har förtydligat ansvarsförhållandena mellan DSO, TSO och betydande nätanvändare. Ei ser därför inte något behov av att lämna ytterligare förslag i denna del. Det kvarstår dock en del arbete med att implementera metoder för systemdrifttillstånden i Sverige samt att ta fram en systemskyddsplan, återuppbyggnadsplan och provningsplan. För att regelverket ska få fullt genomslag måste aktörerna hitta bra former för ett kontinuerligt samarbete i frågan om fördelning av ansvar för åtgärder inom de olika systemdrifttillstånden. Hur samverkan mellan aktörerna bör förbättras analyseras i nästa avsnitt. Som grund för analysen ligger en ministudie utförd av Eon, Uniper och Svenska kraftnät.

### **Ministudie utförd av Eon, Uniper och Svenska kraftnät**

Ei bedömer att det rättsliga ramverket finns på plats. Det kvarstår dock en del arbete för att i detalj utforma, tydliggöra och belysa olika ansvar och roller i praktiken. Ei anser därför att det är viktigt att hitta bra samverkansformer för ett kontinuerligt samarbete i dessa frågor med DSO:er, betydande nätanvändare och representanter för offentliga aktörer så som kommuner, regioner och länsstyrelser.

Ei:s bedömning grundar sig på en ministudie genomförd av Svenska kraftnät, Eon och Uniper. Ministudiens syfte var att gå igenom omfattningen av roller och ansvar för TSO, DSO och betydande nätanvändare (SGU) när det gäller att upprätthålla Sveriges elförsörjning i såväl normal drift som i kris och krigstillstånd. För att kunna bedöma inverkan av gällande och kommande

lagstiftning har de utgått från ett konkret exempel i elområde SE4. Utifrån resultatet i studien har de gjort vissa förtydliganden gällande det ansvar som respektive huvudaktör har och åtgärder som denne kan vidta i respektive drifttillstånd. Mer kan läsas i rapporten som ministudien resulterade i. Rapporten finns publicerad på Ei:s webbplats (Ei, 2020).

En av slutsatserna i ministudien är att det befintliga regelverket och de ändringar och tillägg som följer av Ren energi-paketet på ett övergripande plan tydliggör vems ansvar det är att utforma, anskaffa och aktivera åtgärderna i respektive drifttillstånd. Regelverket tydliggör också kraven på hur samverkan mellan olika aktörer ska ske. I studien lämnas ett antal förslag vad gäller det framtida samarbetet. Bland annat föreslår de att det inrättas ett systemråd för att säkerställa att de övergripande frågorna tas hand om och att förståelse och kunskap inom området sprids. Detta motiveras med att lagstiftningen är omfattande och att ett övergripande perspektiv är viktigt för att kunna orientera sig mellan lagstiftningar. Ett övergripande perspektiv skulle också underlätta prioriteringar av åtgärder och nödvändig samverkan.

Ei:s uppfattning är att Svenska kraftnät bör ha en drivande roll i detta arbete, eftersom Svenska kraftnät har det övergripande ansvaret för överföringssystemet. Ei lämnar därför inga synpunkter på hur ett systemråd inrättas eller vilka andra samverkansformer som kan komma i fråga.

### 3.3 Nätutvecklingsplaner

**Bedömning:** Nätutvecklingsplaner och den samordning som måste ske för att ta fram dessa kommer att leda till bättre prognoser avseende nätens utveckling vilket i sin tur kommer att öka möjligheterna till att förebygga nätkapacitetsbrist. För att få en helhetssyn över det framtida överföringsbehovet på högre spänningsnivåer är det viktigt att alla DSO:er omfattas av skyldigheten att upprätta och offentliggöra sina nätutvecklingsplaner och lämna dem till Ei i enlighet med förslaget i rapporten Ei R2020:02.

Det är flera aktörer som är inblandade i planeringsprocessen avseende nätens utveckling: nätföretag, nätanvändare, kommuner, regioner och länsstyrelser. För en optimal planering krävs det en god samordning mellan alla dessa aktörer. Den situation som vi har i dag visar tydligt att planeringsprocessen inte har fungerat tillfredställande. Såsom vi beskrivit tidigare i denna rapport saknas det strukturer som säkerställer att olika aktörer gör samstämmiga prognoser om det framtida överföringsbehovet samt vilka nätinvesteringar som planeras i angränsande nätområden, inklusive överliggande nät. Utöver uppdraget till Ei som vi redovisar i denna rapport har regeringen även gett i uppdrag till länsstyrelserna i Skåne, Stockholms, Västra Götalands och Uppsala län att, utifrån ett lokalt och regionalt perspektiv, analysera förutsättningarna för en trygg elförsörjning i respektive region. Syftet är att finna möjligheter till bättre samordning mellan regionala och lokala aktörer som kan bidra till en mer effektiv nätförsörjning (Regeringskansliet, 2020). Som en del av detta uppdrag har de utrett vilka samverkansformer som

är lämpliga för att bättre prognosunderlag ska kunna tas fram. Det finns alltså en viss överlappning mellan uppdragen och vi har därför valt att i denna del begränsa vår analys till nätutvecklingsplaner. Syftet med analysen är att utvärdera om nätutvecklingsplaner på sikt kan bidra till att tillräckliga systemförstärkningar kommer till stånd genom bättre prognosunderlag.

### **Elmarknadsdirektivets bestämmelser om nätutvecklingsplaner**

Enligt artikel 32.3 ska utvecklingen av ett distributionssystem baseras på en transparent nätutvecklingsplan som DSO:n ska offentliggöra minst vartannat år och överlämna till tillsynsmyndigheten. Nätutvecklingsplanen ska skapa transparens vad gäller de flexibilitetstjänster som behövs på medellång och lång sikt, och ange planerade investeringar under de kommande 5–10 åren, med särskild tonvikt på den huvudsakliga distributionsinfrastruktur som krävs för att ansluta ny produktionskapacitet och nya förbrukare inklusive laddningsstationer för elfordon. Nätutvecklingsplanen ska även omfatta användningen av efterfrågeflexibilitet, energieffektivitet, energilagransanläggningar och andra resurser som DSO:n ska använda som ett alternativ till en utbyggnad av systemet.

Av punkten 4 framgår att DSO:n ska samråda med alla berörda systemanvändare och med berörda TSO:er om nätutvecklingsplanen. DSO:n ska offentliggöra resultaten av samrådsprocessen tillsammans med nätutvecklingsplanen, och överlämna resultaten av samrådsprocessen tillsammans med nätutvecklingsplanen till tillsynsmyndigheten. Tillsynsmyndigheten får begära att planen ska ändras.

Slutligen får medlemsstaterna enligt punkten 5 besluta att inte tillämpa skyldigheten i punkt 3 på integrerade elföretag som betjänar färre än 100 000 anslutna kunder eller som betjänar små enskilda system.

De bakomliggande skälen till införandet av bestämmelsen om kravet på att upprätta nätutvecklingsplaner för DSO:er framgår av skäl 61 till direktivet. Där anges att nätutvecklingsplaner är till för att underlätta integreringen av anläggningar som producerar el från förnybara energikällor. Vidare ska framtagandet av nätutvecklingsplaner främja utvecklingen av energilagransanläggningar och elektrifieringen av transportsektorn och ge systemanvändarna tillräcklig information om väntade utbyggnader och uppgraderingar av nätet. Nätutvecklingsplaner saknas i de flesta medlemsstater i dag.

Ei föreslår i rapporten Ei R2020:02 att alla DSO:er ska omfattas av skyldigheten av att upprätta och offentliggöra sina nätutvecklingsplaner samt lämna dem till Ei. Tidsintervallet som Ei föreslår är vartannat år, vilket motsvarar minimikravet i direktivet. Det närmare innehållet i planen föreslås regleras i förordnings- eller föreskriftsform.

Enligt artikel 59.1 k i elmarknadsdirektivet ska tillsynsmyndigheterna övervaka de investeringsplaner som de systemansvariga för överföringssystem utarbetar och i sin årsrapport tillhandahålla en bedömning av i vilken mån dessa investeringsplaner är förenliga med den unionsomfattande nätutvecklingsplanen. Bedömningen får innefatta rekommendationer om ändring av dessa investeringsplaner.

Enligt artikel 30 b i elmarknadsförordningen ska Entso för el offentliggöra en icke-bindande unionsomfattande tioårig nätutvecklingsplan vartannat år. Därmed kommer en översyn av de nationella planerna att behöva ske med åtminstone samma intervall. En begäran om ändring i nätutvecklingsplanen omfattas av Ei:s tillsynsansvar enligt 12 kap. ellagen. I artikel 48 i elmarknadsförordningen finns bestämmelser om vad den unionsomfattande nätutvecklingsplanen, som ska bygga på de nationella planerna, ska innehålla. Skyldigheten att ta fram en nationell plan som ska ingå som underlag för den unionsomfattande planen fanns enligt den tidigare gällande elmarknadsförordningen (EG) nr 714/2009.

I rapporten Ei R2020:02 föreslås att det införs en bestämmelse i ellagen om att TSO:erna ska vara skyldiga att upprätta nätutvecklingsplaner som sedan ska skickas in till Ei. Tidsintervallet som Ei föreslår är vartannat år, det vill säga samma som för DSO. För TSO:er finns inget krav på offentliggörande i direktivtexten och inte heller i Ei:s förslag. Det närmare innehållet i planen är tänkt att regleras i förordnings- eller föreskriftsform.

### **Vad bör nätutvecklingsplanerna innehålla ur ett kapacitetsperspektiv?**

Direktivets bestämmelser ger en viss vägledning om vilka uppgifter nätutvecklingsplanerna för DSO:er och TSO:er bör innehålla. Ei har föreslagit att närmare innehåll i nätutvecklingsplaner regleras i förordnings- eller föreskriftsform. Oavsett hur kraven på nätutvecklingsplanernas innehåll utformas i detalj står det utifrån direktivets bestämmelser klart att nätföretagen behöver arbeta systematiskt med prognoser och analyser avseende nätens utveckling.

Kraven på planernas innehåll leder för DSO:ernas del till ett behov av bättre samordning med andra nätföretag och med Svenska kraftnät så att det skapas en helhetssyn kring nätutvecklingen på alla spänningsnivåer så att den motsvarar de behov som förväntas uppstå. Nätföretagen behöver samråda om de scenarier som ligger till grund för prognoser för ökad förbrukning, produktion etcetera. DSO:ernas nätutvecklingsplaner ska enligt direktivet inte bara omfatta prognoser av investeringar i infrastruktur utan de ska även skapa transparens vad gäller flexibilitetstjänster och efterfrågefleksibilitet. Detta innebär att nätföretagen behöver ta ett helhetsgrepp vad det gäller alla dessa frågor. DSO:erna ska enligt Ei:s förslag lämna sina nätutvecklingsplaner till Ei vilket innebär att Ei kommer att få en god insyn. Ei kommer enligt förslaget även att ha möjlighet att begära att planerna kompletteras i fall de inte innehåller korrekt eller fullständig information enligt kommande föreskrifter. Även TSO är enligt Ei:s förslag skyldig att lämna sin nätutvecklingsplan till Ei.

Utifrån ett kapacitetsperspektiv anser vi att nätutvecklingsplaner för både DSO och TSO bör innehålla en redogörelse för projekt som innefattar investeringar för att åtgärda elnätets nuvarande flaskhalsar samt uppgifter om kommande flaskhalsar. På så sätt kan nätutvecklingsplanerna även åskådliggöra när och var det kan uppstå kapacitetsbrist så att till exempel aktörer som erbjuder flexibilitetstjänster får möjlighet att erbjuda alternativ till traditionell nätutbyggnad. Tidsperioden som uppgifterna ska lämnas för behöver preciseras i föreskrifter.

## Vilken betydelse får nätutvecklingsplanerna?

Generellt kan vi konstatera att det finns flera fördelar med införandet av nätutvecklingsplanerna. Den största fördelen utifrån ett kapacitetsperspektiv är att de ställer krav på en bättre samordning mellan nätföretagen när det gäller nätutveckling. I och med detta ökar till exempel regionnätföretagens möjlighet till en realistisk planering eftersom de får ta del av planerna som rör underliggande nät. Bättre samordning kan också reducera vissa osäkerheter i prognoserna såsom till exempel när en producent begär att bli ansluten på flera geografiska ställen.

Vi anser att nätutvecklingsplanerna på sikt kommer att skapa förutsättningar för en mer gedigen och mer samordnad planering av nätens utveckling. För ännu bättre planering krävs även en samordning mellan nätföretagen och kommuner och regioner, men det är en fråga som bör analyseras i särskild ordning, eventuellt inom ramen för Länsstyrelsernas energi- och klimatsamordning (LEKS). Elmarknadsdirektivets krav på samråd med berörda systemanvändare bör preciseras i kommande föreskrifter. Utgångspunkten är att samtliga större befintliga producenter och förbrukare bör höras i samband med framtagandet av planen. Eftersom DSO:ernas nätutvecklingsplaner kommer att offentliggöras kommer även kommuner och regioner att få en viss insyn i dessa. Kravet på samråd med berörda systemanvändare i elmarknadsdirektivet är ett minimikrav. Det finns inget som hindrar att lagstiftaren föreskriver att samråd även ska ske med kommuner, regioner eller andra viktiga samhällsaktörer. Frågan får utredas närmare i samband med lagstiftning eller föreskriftsarbete.

Ei har i rapporten Ei R2020:02 föreslagit att samtliga DSO:er ska upprätta och offentliggöra utvecklingsplanerna. Förslaget utgår således från att Sverige inte ska utnyttja möjligheten till undantag för mindre nätföretag som finns i elmarknadsdirektivet. Att samtliga nätföretag upprättar och ger in nätutvecklingsplaner är viktigt för helhetsbilden. I rapporten Ei R2020:02 (s. 367) skriver Ei följande.

Nya effekt- och energiflöden påverkar kvalitets-, stabilitetsaspekter samt nätkapaciteten i hela elsystemet på ett nytt sätt. Dessa förändringar i omställningen till ny och förändrad elproduktion. Detta innebär att det i de flesta fall är centralt att även små nät, med kanske få kunder, upprättar nätutvecklingsplaner och på ett transparent sätt redovisar förutsättningar för ny produktion, flexibilitetstjänster, m.m. i näten. Även om det för en mindre aktör kan framstå som särskilt betungande att upprätta nätutvecklingsplaner anser Ei att upprättandet av nätutvecklingsplaner är av väsentlig betydelse för att möta omställningen till mer förnybar elproduktion och ändrade effekt- och energiflöden i näten.

Med hänsyn till bestämmelser om säkerhetsskydd och sekretess för känsliga uppgifter kommer dock inte alla delar av nätutvecklingsplanen offentliggöras. Bestämmelser om att vissa uppgifter som kan skada rikets säkerhet inte får röjas finns bland annat i säkerhetsskyddslagen (2018:585) och säkerhetsskydds-förordningen (2018:658). När det gäller Svenska kraftnäts plan som också ska lämnas in till Ei, men som inte behöver offentliggöras, kan den också innehålla uppgifter som inte får röjas enligt nyss nämnda bestämmelser och således omfattas av sekretess i enligt offentlighets- och sekretesslagen (2009:400).



Sammanfattningsvis är vår bedömning att nätutvecklingsplanerna, och den samordning som måste ske för att ta fram dessa, på sikt kommer att leda till bättre och mer samstämmiga prognoser avseende nätens utveckling vilket i sin tur kommer att öka möjligheterna till att förebygga nätkapacitetsbrist. För att aktörerna ska kunna samordna nätutveckling och andra åtgärder är det viktigt att den kommande lagstiftningen, precis som Ei föreslagit i rapporten Ei (R2020:02), ställer krav på att samtliga DSO:er ska lämna in och offentliggöra sina nätutvecklingsplaner.

### **Synpunkter från intressenter**

Enligt de synpunkter som kommit in till Ei är intressenterna överlag positiva till nätutvecklingsplaner och de flesta delar Ei:s bedömning om att dessa får betydelse för att förebygga kapacitetsbristen. Flera intressenter har dock pekat på vikten av tydliga krav på innehållet i nätutvecklingsplanerna. Energiföretagen Sverige instämmer i att planering och dialog är centralt för att lösa kapacitetsbristen, men betonar samtidigt att nätutvecklingsplaner endast blir så bra som den data som ges in. De ifrågasätter också Ei:s förslag i rapporten Ei R2020:02 att alla DSO:er ska omfattas av kravet på att lämna in planer. Ei anser däremot att det ligger i samtliga DSO:ers intresse att arbeta proaktivt med nätplanering, vilket inkluderar att göra prognoser över hur behoven utvecklas över tid. Ei bedömer att arbetet med att ta fram nätutvecklingsplaner borde vara proportionerligt i förhållande till antalet kunder och nätområdets storlek. En liten DSO med ett fåtal gränspunkter och ett fåtal kunder borde belastas med en mindre arbetsbörda jämfört med en stor DSO med många kunder och gränspunkter. Vad en nätutvecklingsplan ska innehålla i detalj och eventuella förenklingar beroende på till exempel nätområdets storlek får emellertid bestämmas inom ramen för ett framtida föreskriftsarbete och i dialog med branschen.

Svenska kraftnät har framfört att "oavsett hur välutvecklad en samordnad nätplanering blir finns det inga möjligheter att nätplaneringsmässigt hantera bortfall av större produktionsanläggningar, förutom genom att planera och dimensionera nätet utifrån ett antagande om att den lokala produktionen inte finns". Ei anser att det alltid kan uppkomma situationer som inte kunde förutses och att detta är svårt att planera för. När det gäller bortfall av större produktionsanläggningar anser Ei att nätföretagens ansvar för befintliga kunder som det beskrivs i avsnitt 3.5 kommer att leda till att nätföretagen tar den aspekten i beaktande i sin framtida planering och riskbedömning. På vilket sätt de väljer att hantera detta blir upp till nätföretagen och troligtvis kan flera olika lösningar vara aktuella beroende förstås på förutsättningarna i respektive elnät.

### 3.4 Nätkoncessionshavarens ansvar för anslutning av nya kunder vid kapacitetsbrist

Bedömning: Det framgår tydligt av dagens regelverk att en nätkoncessionshavare får neka anslutningar till nya kunder och utökning av abonnemang till befintliga kunder vid kapacitetsbrist. Regelverket är däremot inte lika tydligt hur nätkoncessionshavaren ska beräkna ledig kapacitet. Utifrån förarbeten bedömer vi att beräkningen ska utgå från den fysiska belastningen i nätet, inklusive sammanlagringseffekter, utan den begärda anslutningen och med den begärda anslutningen. Med tanke på framförallt energiomställningen är det i nuläget inte lämpligt att i författning reglera vilken tidshorisont en bedömning ska grunda sig på. Det måste vara upp till nätkoncessionshavaren att göra de analyser som den finner lämplig. Däremot föreslår Ei att det införs ett tillägg i ellagen att som särskilda skäl får inte åberopas kapacitetsbrist som kan åtgärdas med andra samhällsekonomiskt motiverade åtgärder än utbyggnad av nätet, se kommande avsnitt.

Nätkapacitetsbrist är en relativt ny företeelse i Sverige. När det finns ledig kapacitet är det inga problem för nätkoncessionshavaren att ansluta nya kunder och utöka den avtalade effekten för sina befintliga kunder. Med anledning av detta har frågor om nätkoncessionshavarens anslutningsplikt vid kapacitetsbrist hittills inte varit aktuella. De frågeställningar som uppkommer är om och på vilka grunder nätkoncessionshavaren kan neka anslutningar till nya kunder och utökning av abonnemang till sina befintliga kunder. Vi har därför gjort en analys av det gällande regelverket och den följer nedan.

Av 3 kap. 6 § ellagen följer att den som har nätkoncession för linje är, om det inte finns särskilda skäl, skyldig att på skäliga villkor ansluta en elektrisk anläggning till ledningen. På samma sätt är den som har nätkoncession för område enligt 3 kap. 7 § ellagen, om det inte finns särskilda skäl, skyldig att på skäliga villkor ansluta en elektrisk anläggning inom området till ledningsnätet. Nyanslutning innefattar också höjning av avtalad effekt och återanslutning, enligt 1 kap. 4 § andra stycket. Tvister som rör villkoren liksom prövningen av särskilda skäl prövas enligt 3 kap. 6 § andra stycket och 3 kap. 7 § andra stycket ellagen av nätmyndigheten, det vill säga Ei. Ei:s beslut kan överklagas till förvaltningsdomstol.

En nätkoncessionshavare som är skyldig att ansluta en anläggning ska genomföra anslutningen inom skälig tid, enligt 3 kap. 7 a § ellagen. Anslutningsskyldigheten ska fullgöras inom två år från det att nätkoncessionshavaren har tagit emot en begäran om anslutning, om inte en längre tid är nödvändig med hänsyn till anslutningens omfattning och tekniska utformning eller om det annars finns särskilda skäl. Av 3 kap. 1 § ellagen följer att ledningsnät på sikt ska uppfylla rimliga krav på överföring av el.

En nätkoncessionshavare får neka en nyanslutning eller neka en befintlig kunds höjning av avtalad effekt (ändrade villkor för befintlig anslutning), om det finns

särskilda skäl. Det anges inte uttryckligen i ellagen att kapacitetsbrist kan var ett sådant särskilt skäl, med det framgår av förarbetena.

Bestämmelsen om särskilda skäl tillkom genom en ändring i dåvarande ellagen (1902:71). I förarbetena angavs att skyldigheten att ansluta någon endast bör gälla om ledningens och nätets kapacitet är tillräcklig för att åtgärderna ska kunna ske utan att leveranssäkerheten i ledningen eller nätet riskeras.<sup>35</sup> I förarbetena till nuvarande ellagen angavs följande<sup>36</sup>.

Anslutningsskyldighet enligt huvudregeln föreligger dock inte om det finns särskilda skäl. I denna fråga skall främst beaktas tillgången på ledig kapacitet på nätet men även andra faktorer i enlighet med vad som har anförts i samband med nätkoncession för linje.

En annan viktig faktor som måste beaktas när anslutningsskyldigheten prövas är de tekniska förutsättningarna vid anslutningen. Den anläggning som skall anslutas måste i stora drag vara avpassad för det befintliga ledningsnätet. Det kan inte krävas av en nätinnehavare att han skall göra stora och kostsamma investeringar för att en anläggning skall kunna anslutas till hans nät.

Nätkoncessionshavaren har bevisbördan för sitt påstående om kapacitetsbrist och bör, vid en prövning av tillsynsmyndigheten, redovisa ett underlag som möjliggör en sådan bedömning.<sup>37</sup> Nätkoncessionshavaren ska till exempel beskriva nätets tekniska utformning och prestanda och aktuell belastning på nätet, utan den begärda anslutningen och med den begärda anslutningen. Om det vid en sådan jämförelse visar sig att den begärda anslutningen kan ske utan att leveranssäkerheten till övriga kunder påverkas, så finns ledig kapacitet. Ledningen måste alltså fysiskt kunna klara den överföring som önskas sedan anläggningen anslutits.

Nätkoncessionshavaren är inte skyldig att genomföra en ny anslutning om det inte finns ledig kapacitet. I en sådan situation ska de kunder som redan är anslutna till ledningen eller ledningsnätet ha företräde. Att de kunder som redan är anslutna ska ha företräde innebär dock inte att de har förtur till en utökning av avtalad effekt utan endast att de ska garanteras den avtalade effekten. Leveranssäkerheten till befintliga kunder måste således alltid kunna upprätthållas av nätkoncessionshavaren.<sup>38</sup> I förarbetena till ellagen uttalas att en nätkoncessionshavare som ingår i en koncern som även producerar eller handlar med el och därför använder sitt nät för koncernens överföring inte får avvisa nya kunder med hänvisning till koncernens framtida behov av ledningskapacitet. Nätkoncessionshavaren behöver inte heller inskränka koncernens pågående användning för att frigöra kapacitet åt andra.<sup>39</sup>

Koncessionshavaren har genom koncessionen ett legalt monopol på verksamheten och bör därför bygga ut överföringsförmågan på sitt nät i den omfattning som kunderna behöver.<sup>40</sup> Detta gäller i synnerhet för innehavare av nätkoncession för

---

<sup>35</sup> Prop. 1993/94:162 s. 50 ff.

<sup>36</sup> Prop. 1996/97:136 s. 142 f.

<sup>37</sup> Prop. 1993/94:162 s. 51.

<sup>38</sup> SOU 1993:68 Elkonkurrens med nätmonopol, s. 140-142.

<sup>39</sup> Prop. 1996/97:136, s. 142.

<sup>40</sup> Prop. 1993/94:162, s. 50-52.

område, som har ett monopol på att bygga ledningar upp till en viss spänning inom ett visst geografiskt område.

Mot bakgrund av bestämmelserna i ellagen och dess förarbeten kan vi konstatera att det är tydligt att nätkoncessionshavare vid kapacitetsbrist får neka anslutningar till nya kunder och utökning av abonnemang till sina befintliga kunder.

Frågan är i vilka fall det kan anses föreligga kapacitetsbrist. I en statlig offentlig utredning, *Elkonkurrens med nätmonopol*<sup>41</sup> gjordes bedömningen att det är mest lämpligt att det skäligen i att ett nätföretag hävdar brist på kapacitet inte regleras i författning, utan att det utvecklas praxis genom avgöranden av nätmyndigheten eller domstol i de fall parterna inte kan enas. Någon praxis har dock hittills inte utvecklats, men en viss vägledning finns att hitta i förarbetena till ellagen.

Som framgår av förarbetena är det nätkoncessionshavaren som har bevisbördan vid hävdande av kapacitetsbrist och måste redovisa ett underlag som möjliggör en sådan bedömning, vid en prövning av tillsynsmyndigheten. I förarbetena anges exempel på uppgifter som borde ingå i underlaget vilket ger en viss vägledning om när man kan hävda kapacitetsbrist, men förarbetena lämnar dock utrymme för olika tolkningar. I dessa nämns till exempel aktuell belastning, men det är inte tydligt angett vad som avses med aktuell belastning. Vilken belastning är det som borde vara avgörande vid bedömningen av om kapacitetsbrist föreligger, är det den faktiska fysiska belastningen eller den avtalade belastningen mellan nätkoncessionshavaren och kunden? Det är inte heller tydligt vilken tidshorisont som bedömningen ska grundas på, det vill säga om det ska vara en historisk dataserie där man beaktar den högsta belastningen som inträffat eller en prognos över den högsta förväntade belastningen som kan inträffa i framtiden med befintligt kundunderlag.

Vi anser att det är den faktiska fysiska belastningen, som även tar hänsyn till sammanlagringseffekter, som bör vara avgörande vid beräkning av ledig kapacitet. Den avtalade belastningen bör inte ligga till grund för bedömningen, eftersom det faktiskt kan finnas kapacitet i nätet, trots att befintliga avtal indikerar att det är fullt.

Vad gäller tidshorisonten som bedömningen bör grunda sig på anser vi att det är mest rimligt att nätföretagen gör individuella bedömningar i denna fråga utifrån kunskapen om sina nät och kundernas förbrukningsmönster och med beaktande av sitt ansvar och skyldigheter som till exempel leveranssäkerhet.

Energiomställningen till förnybar produktion talar emellertid för att den förväntade belastningen också bör beaktas. Energiomställningen kan medföra nya effekt- och energiflöden i elnätet när de befintliga kunderna ansluter elbilar till nätet eller installerar solceller på sina tak. Även förbrukningen kan få en ändrad lastprofil i en framtid med aktiva kunder och energitjänsteföretag som styr förbrukningsmönster. Nya effekt- och energiflöden påverkar kvalitets- och stabilitetsaspekter samt nätkapaciteten i hela elsystemet på ett nytt sätt. Nätkoncessionshavare behöver därför ta fram grundliga analyser och prognoser.

---

<sup>41</sup> SOU 1993:68 *Elkonkurrens med nätmonopol*, s. 140–142.

Nätkoncessionshavaren måste alltså beakta flera olika aspekter vid bedömningen och vi anser sammantaget att det i nuläget inte är lämpligt att i författning reglera exakt vilken tidshorisont en bedömning ska grunda sig på. Det måste vara upp till nätkoncessionshavaren att göra de analyser som den finner lämplig. Praxis kommer att utvecklas genom Ei:s prövning och eventuella domstolsavgöranden. Det ligger i nätföretagens intresse att ansluta nya kunder men de måste samtidigt bibehålla sin drift- och leveranssäkerhet. Att i författning och i detalj reglera hur och på vilka grunder de ska göra sina bedömningar skulle kanske i vissa fall kunna leda till att de faktiska förhållandena i varje enskilt fall inte kan beaktas och därmed skulle det kunna riskera både drift- och leveranssäkerheten.

### **Anslutningsskyldighet i Ren energi-paketet**

Elmarknadsdirektivet har bestämmelser om anslutningsskyldighet och kapacitetsbrist i artikel 6.2. Där stadgas att en TSO eller DSO får vägra tillträde till systemet om det saknar nödvändig kapacitet. Motiverade skäl måste anges för vägran och ska grundas på objektiva och tekniskt och ekonomiskt motiverade kriterier. Artikel 6.2 stadgar också att om tillträde till systemet har vägrats ska tillsynsmyndigheten (Ei) säkerställa att den systemansvarige tillhandahåller relevant information om vilka åtgärder som skulle krävas för att förstärka nätet. Ei föreslår därför i rapporten Ei R2020:02 att det införs bestämmelser i ellagen om en skyldighet för elnätsföretagen att redogöra för vilka åtgärder som skulle krävas för att förstärka nätet i de fall företaget har nekat en anslutning och uppgett bristande kapacitet som anledning till detta. Skyldigheten för elnätsföretaget bör endast gälla om någon begär att få ta del av informationen. Om det handlar om nekat tillträde för laddningspunkter ska dock information alltid tillhandahållas. Detta innebär en utökning av skyldigheten gentemot hur ellagen är utformad i dag. I dag är en DSO eller TSO endast skyldig att lämna information vid en eventuell prövning av anslutningsskyldigheten hos Ei.

I rapporten föreslår Ei vidare, utifrån artikel 17 i förnybartdirektivet<sup>42</sup>, att det införs en bestämmelse i ellagen som anger att en anläggning för produktion av förnybar energi som producerar el vars inmatning kan ske med en effekt om högst 43,5 kilowatt har rätt att bli ansluten om inte nätkoncessionshavaren har avslagit ansökan inom en månad efter det att anmälan har kommit in till nätkoncessionshavaren. I övrigt föreslår inte Ei några ändringar i ellagen vad gäller anslutningsskyldighet utifrån Ren energi-paketet.

### **Förtydligad anslutningsplikt vid kapacitetsbrist**

**Förslag:** I 3 kap. 6 och 7 §§ ellagen införs ett tillägg att kapacitetsbrist som kan åtgärdas med andra samhällsekonomiskt motiverade åtgärder än utbyggnad av nätet inte får åberopas som särskilda skäl.

Det är tydligt att förarbetena till ellagen skrevs i en tid då fokus i kapacitetsfrågorna låg på utbyggnad av nätet. I dag har vi däremot en annan situation med flera olika alternativa resurser som i en del fall kan ersätta, eller

<sup>42</sup> Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2018/2001 av den 11 december 2018 om främjande av användningen av energi från förnybara energikällor.

åtminstone fördröja, behovet av investeringar i elnätet. Genom elmarknadsdirektivet införs krav på att DSO:er ska överlämna en nätutvecklingsplan till tillsynsmyndigheten, det vill säga Ei, och dessutom offentliggöra planen. Nätutvecklingsplanen ska omfatta användningen av efterfrågefleksibilitet, energieffektivitet, energilagransanläggningar och andra resurser som den ansvarige för distributionssystemet ska använda som ett alternativ till en utbyggnad av systemet. Närmare beskrivning av elmarknadsdirektivets bestämmelser om nätutvecklingsplaner finns i avsnitt 3.3. Såsom beskrivits i avsnitt 3.1 föreslår dessutom Ei att det, med anledning av artikel 32.1 i elmarknadsdirektivet, tas in en regel i ellagen som innebär att användningen av flexibilitets tjänster för att förbättra effektiviteten i nätverksamheten ska kunna påverka intäktsramen för nätföretaget. Bedömningen av hur flexibilitets tjänsterna används kan resultera i att intäktsramens storlek antingen ökar eller minskar.

Enligt elmarknadsdirektivets bestämmelser ställs det krav på att DSO:erna ska undersöka möjligheterna att använda flexibilitetsresurser som ett alternativ till utbyggnad av nätet. Att etablera användning av olika flexibilitetsresurser kan ta olika lång tid men dessa lösningar borde rimligtvis ta betydligt kortare tid att få på plats än utbyggnad av nätet. Dessutom borde flexibilitetsresurser i flera fall vara avsevärt billigare än investeringar i nätet, särskilt om de endast används för att hantera överbelastningar som uppstår under ett fåtal timmar per år. Mot bakgrund av detta bör de alltid övervägas i första hand vid kapacitetsbrist.

Genom användningen av flexibilitetsresurser kan det frigöras kapacitet i nätet som gör det möjligt att täcka både befintliga kunders behov och anslutningar av nya kunder. Vi anser därför att det är rimligt att det i ellagen införs bestämmelser som anger att nätföretagen inte kan hävda nätkapacitetsbrist i en situation som kan åtgärdas med andra samhällsekonomiskt motiverade åtgärder än utbyggnad av nätet. Det innebär ett krav på nätföretagen att undersöka möjligheter med flexibilitetsresurser innan de hävdar kapacitetsbrist. Den nya bestämmelsen i elmarknadsdirektivet (se föregående avsnitt) om att en nätkoncessionshavare ska lämna information om vilka åtgärder som krävs för att förstärka nätet gör att en kund som vill bli ansluten får tillgång till avgörande information om omfattningen av kapacitetsbristen. Kunden kan med denna information bättre utvärdera tillgången till och möjligheten att använda flexibilitetsresurser inför en prövning hos Ei. Detta bidrar till att frågan om tillgängliga flexibilitetsresurser kan vägas in i Ei:s prövning.

Vi är införstådda med att det i dag finns en del oklarheter kring i vilka flexibilitetsresurser som kommer att bli tillgängliga för nätkoncessionshavaren. Det är i dagsläget även oklart vilka flexibilitetsresurser som är integrerade nätkomponenter och således kan ägas av nätkoncessionshavaren. Andra resurser, som till exempel energilagrar, får endast ägas och drivas av nätkoncessionshavaren om inte marknaden kan erbjuda detta inom rimlig tid och till rimlig kostnad. På sikt kommer dessa oklarheter att redas ut och flexibilitetsresurserna kommer att vara ett allt mer realistiskt alternativ i takt med att marknaden mognar. En annan fråga är hur flexibilitetsresurserna ska finansieras när de används för att möjliggöra anslutningar av nya kunder. Huvudprincipen i dag är att de nya kunder som ansluts ska stå för de kundspecifika kostnader som följer av åtgärder med anledning av anslutningen. Frågan är om även kostnader för

flexibilitetsresurser kan betraktas som kundspecifika kostnader. Det kan verka rimligt om flexibilitetsresurserna används enbart för att möjliggöra specifika anslutningar. Utifrån de flexibilitetsresurser som i dagsläget kan vara aktuella bedömer vi att kostnaderna i normalfallet inte är knutna till anläggningstillgångar och därmed inte utgör kapitalkostnader för nätföretagen, utan att dessa i stället är en löpande kostnad för företagen. Detta medför att det blir svårare att identifiera och beräkna framtida löpande kostnader associerade med anskaffning av flexibilitetsresurser som en specifik kund ska bära vid anslutningstillfället. Detta försvåras särskilt av att det kan råda osäkerhet om behovet av flexibilitetsresurser kvarstår, till exempel om en nätförstärkning sker. Sammantaget är det svårt att bedöma hur stor del av de löpande kostnaderna som ska hänföras till den specifika kunden och hur stor del som ska fördelas på kundkollektivet. Vissa initiala kostnader bör dock kunna betraktas som kundspecifika. De kan röra sig om kostnader för anslutning till marknadsplats eller investering i integrerade komponenter.

Ei:s preliminära bedömning är att löpande kostnader som avser aktivering av flexibilitetsresurser ska fördelas på hela kundkollektivet, även i de fall då de möjliggör anslutning av nya kunder. Kostnaden för att aktivera flexibilitetsresurser under ansträngda driftsituationer ska i bästa fall ingå i en dynamisk överföringstariff, så att de kunder som belastar nätet betalar för de kostnader som de orsakar. Ei kommer dock att fortsätta att analysera frågan i samband med framtagandet av riktlinjer för att utforma nättariffer.

De flexibilitetsresurser som kan komma i fråga måste emellertid vara samhällsekonomiskt motiverade. Att Ei:s prövning av skäliga villkor för anslutningen bör omfatta även en bedömning av kostnaderna framgår av artikel 6 i elmarknadsdirektivet där det anges att nätföretag får vägra tillträde vid kapacitetsbrist. En sådan vägran ska grundas på objektiva och tekniskt och ekonomiskt motiverade kriterier.

Det är inte rimligt att till varje pris ansluta nya kunder och kostnaden som kundkollektivet kommer att bära måste vara rimlig i förhållande till den nytta som åtgärden medför. Nyttan som en åtgärd medför är en funktion av betalningsviljan hos de kunder som kan anslutas till nätet. Alla flexibilitetsresurser som är billigare per kilowattimme än kundernas värdering av icke-levererad energi bör som en tumregel vara samhällsekonomiskt motiverade. En mer utförlig metodbeskrivning finns i Ei:s rapport *Samhällsekonomiska analyser vid investeringar i stamnätet för el* (Ei, R2018:06).

Flexibilitetsresursen bör också vara tillgänglig eller bli tillgänglig inom viss tid från det att nätkoncessionshavaren gör sin bedömning eller att frågan prövas av Ei. Ett rimligt riktmärke vad gäller tiden är den tvåårsfrist som är huvudregeln vid anslutning och flexibilitetsresursen bör finnas tillgänglig inom denna tidsperiod. Vid bedömning eller prövning bör också bedömas huruvida flexibilitetsresurserna kommer att finnas tillgängliga för en längre tidsperiod.

#### **Synpunkter från intressenter**

Enligt synpunkter som har framkommit är alla intressenter positiva till Ei:s förslag om att skapa incitament för användning av flexibilitetsresurser genom ändringen av 3. Kap 6 och 7 §§. Flera intressenter har emellertid framfört att det kan vara

svårt att bedöma vad som är samhällsekonomiskt motiverade åtgärder samt att standardiserade beräkningsmetoder behöver utvecklas. Ei instämmer med detta men anser samtidigt att det inte ska utgöra ett hinder för genomförandet av förslaget. I samband med arbetet med att godkänna intäktsramarna uppskattar Ei värdet av icke-levererad energi och effekt i enlighet med 5 kap. 5 § EIFS 2019:4. Ei också fått i uppdrag av regeringen<sup>43</sup> att föreslå en tillförlitlighetsnorm i enlighet med artikel 25.2 i elmarknadsförordningen. Enligt artikel 11.1 i samma förordning ska tillsynsmyndigheten, det vill säga Ei, senast den 5 juli 2020, om detta krävs för att fastställa en standard för tillförlitlighet i enlighet med artikel 25, fastställa en enda uppskattning av värdet av förlorad last på sitt territorium. Denna uppskattning ska göras allmänt tillgänglig.

Svenska kraftnät har lyft vikten av att de alternativa åtgärderna inte påverkar driftsäkerheten på ett negativt sätt. Detta är inte heller Ei:s avsikt. Förslaget uppmanar nätföretagen att arbeta systematiskt med flexibilitetsresurser, samtidigt som det ger relativt stort utrymme för nätföretagen att göra helhetsbedömningar och att beakta alla relevanta aspekter. Vi ser därför inte att förslaget skulle kunna leda till negativa konsekvenser för driftsäkerheten.

#### **Har innehavare av nätkoncession för område respektive innehavare av nätkoncession för linje lika långtgående anslutningsskyldighet?**

**Bedömning:** Innehavare av nätkoncession för område respektive innehavare av nätkoncession för linje har lika långtgående anslutningsskyldighet.

En frågeställning är om innehavare av nätkoncession för område respektive innehavare av nätkoncession för linje har lika långtgående anslutningsskyldighet.

I 3 kap. 8 § ellagen första stycket anges att om någon vill ansluta en elektrisk anläggning till en ledning som omfattas av en nätkoncession för linje i stället för till ett ledningsnät som omfattas av en nätkoncession för område, får den som har nätkoncessionen för linje göra anslutningen endast efter medgivande av den som har nätkoncession för området. I andra stycket anges att nätmyndigheten om det finns särskilda skäl kan meddela tillstånd även om medgivande inte lämnats.

I förarbetena till ellagen<sup>44</sup> anges följande.

Koncessionshavaren har genom koncessionen ett monopol på verksamheten och bör därför bygga ut överföringsförmågan på sitt nät i den omfattning som kunderna behöver. Detta gäller i synnerhet för innehavare av nätkoncession för område. Beträffande en ledning som omfattas av nätkoncession för linje kan vid kapacitetsbrist en avvägning behöva göras mellan alternativen att förstärka den befintliga ledningen eller att uppföra en ny ledning.

Förarbetena till ellagen skulle kunna tolkas som att en innehavare av områdeskoncession har en mer långtgående skyldighet att ansluta nya kunder till

<sup>43</sup> Regleringsbrev för budgetåret 2020 avseende Energimarknadsinspektionen, 2019-12-17.

<sup>44</sup> Prop. 1993/94:162 Handel med el i konkurrens, s. 50-52.



sitt nät. Vi måste dock ha i åtanke att förarbetsuttalandena är cirka 25 år gamla och skrivna i en tid då förutsättningar på energimarknaden var annorlunda och där kapacitet i nätet inte var ett sådan utmaning som det är i dag.

Vi anser att det finns vissa skillnader mellan lokal- och regionnät som kanske skulle kunna motivera ett mer långtgående ansvar för lokalnätsägare, det vill säga innehavare av områdeskoncession. En innehavare av områdeskoncession kan på ett enklare sätt bygga ut sitt nät jämfört med vad innehavaren av nätkoncession för linje kan göra, eftersom det inte krävs en ny ansökan om koncession för byggande av ledning inom området. Lokalnätsägare har dessutom enligt ellagen företrädesrätt till anslutningen.

Trots de ovannämnda skillnaderna och trots de förarbetsuttalanden som antyder att innehavare av områdeskoncession skulle ha en mer långtgående anslutningsskyldighet än vad innehavare av nätkoncession för linje har är vår bedömning att deras ansvar är lika långtgående. Vår bedömning stöds också av elmarknadsdirektivet där det inte görs någon distinktion mellan ansvaret för DSO:er på olika spänningsnivåer, varken vad gäller anslutningsskyldighet eller systemansvaret i sig.

Det kan kanske uppstå vissa oklarheter om vem som är ansvarig aktör när det finns flera aktörer med nätkoncession för linje inom ett och samma geografiska område. Vilken innehavare av nätkoncession för linje ska då anses skyldig, eller mest lämplig, att göra den efterfrågade förstärkningen av nätet? Men som regelverket är utformat i dag borde inte detta utgöra ett problem. En förstärkning/utbyggnad av nätet kräver en ny koncession. Enligt 2 kap. 6 § ellagen får nätkoncession meddelas endast om anläggningen är lämplig från allmän synpunkt och, när det gäller linje, dessutom uppfyller vissa krav i miljöbalken. Enligt 4 kap. 9 a § ellagen ska en nättariff för anslutning till en ledning eller ett ledningsnät utformas så att nätkoncessionshavarens skäliga kostnader för anslutningen täcks. Anslutningspunktens geografiska läge och den avtalade effekten i anslutningspunkten ska särskilt beaktas. Det kan således också förutsättas att den kundspecifika anslutningskostnaden bidrar till att en anläggning ansluts till den lämpligaste platsen.

### **Bör vissa ledningar undantas från anslutningsskyldigheten?**

**Bedömning:** Vissa ledningar bör undantas från anslutningsskyldigheten. Nätkoncessionsutredningens förslag om att undanta vissa ledningar från koncessionsplikten liksom att vissa ledningar undantas från anslutningsplikt bör genomföras. Vi ser därför i nuläget inget skäl att överväga ett eget förslag i denna del.

Såsom regelverket är utformat i dag omfattas alla koncessionspliktiga ledningar av anslutningsskyldighet. Det finns dock anledning att diskutera om att till exempel ledningar inom vindkraftsparker som i dag är koncessionspliktiga bör vara undantagna från anslutningsskyldigheten.

Dagens undantag omfattar enligt sin ordalydelse inga anslutningsledningar, eftersom undantaget gäller för nät som förbinder två eller flera elektriska anläggningar för produktion. I tillämpningen av undantaget har anslutningsledningar som till sin längd inte överstiger avståndet mellan två intilliggande anläggningar ansetts omfattas av undantaget. Sådana kortare anslutningsledningar bör omfattas av ett omarbetat undantag så länge det omfattas av det avgränsade området.

Nätkoncessionsutredningen har utrett behovet av ändringar i förordning (2007:215) om undantag från kravet på nätkoncession enligt ellagen (1997:857), nedan kallad IKN-förordningen. I utredningen (SOU 2019:30, s. 85) föreslås att:

Ett internt nät får byggas eller användas utan tillstånd om det, inom ett avgränsat område, dras mellan flera anläggningar för produktion av el som har en gemensam anslutning till elnätet eller från flera anläggningar för produktion av el till en gemensam anslutning till elnätet.

Ett område som omfattas av ett tillstånd enligt miljöbalken för en sådan verksamhet som avses i 21 kap. 13–15 §§ miljöprövningsförordningen (2013:251) ska alltid anses vara ett avgränsat område enligt första stycket.

Grunden för förslaget är att Nätkoncessionsutredningen anser att det bör införas ett utökat undantag för nät inom bland annat vindkraftsparkar. Ett sådant undantag kan främja energiomställningen, öka resurseffektiviteten i tillståndshanteringen, minska den administrativa bördan samt stärka effektbalansen lokalt och nationellt. Förslaget innebär också en ökad harmonisering med flera av våra grannländer.

I SOU 2019:30, s. 85 f., anför följande.

Sedan IKN-förordningen trädde i kraft 2007 har ett nytt undantag för produktionsnät införts, 22 a § IKN-förordningen. Undantaget gäller nät som förbinder två eller flera elektriska anläggningar för produktion, vilka utgör en funktionell enhet. Undantaget tar främst sikte på vindkraft, men kan även beröra andra produktionsanläggningar, till exempel solceller, vågkraft och småskalig vattenkraft.

Det interna nätet inom en vindkraftspark omfattas således i dag av IKN-reglerna, men vid längre avstånd mellan verken blir ledningarna koncessionspliktiga. Samma gäller för anslutningsledningar, åtminstone om dessa är längre än avstånden mellan verken. Samtidigt är det generellt sett föga troligt att det är tekniskt lämpligt att ansluta någon utomstående till dessa ledningar. [...] Undantaget bör därför utvidgas till alla ledningar inom ett avgränsat område bakom anslutningspunkten, till exempel om miljöprövningen av ledningarna har skett ihop med miljöprövningen av vindkraftverken.

Nätkoncessionsutredningen föreslår även att skyldigheter för nätföretag görs beroende av att företaget bedriver nätverksamhet, det säga överför el för annans räkning med stöd av nätkoncession.<sup>45</sup>

Nätkoncessionsutredningen anför att nuvarande ordningen med "allt eller inget" vad avser reglering är en allt för grov indelning, eftersom samhället kan ha olika behov av att reglera olika typer av nät. Nätkoncessionsutredningen anför vidare när det gäller anslutningsskyldigheten att skyldigheten att på skäliga villkor ansluta anläggningar är ett krav som i huvudsak fungerar väl. Det bör dock övervägas om ledningar som har byggts för egen räkning kan undantas från anslutningsplikten.

Nätkoncessionsutredningen föreslår även att en nätkoncession bör kunna återkallas helt eller delvis om den inte behövs för en ledning eller ett ledningsnät. I utredningen anför följande:

I dag kan en nätkoncession för en ledning återkallas om ledningen inte längre behövs för en säker elförsörjning. När det gäller bestämmelsen om återkallelse av nätkoncession enligt 2 kap. 18 § ellagen finns det starka skäl att införa en möjlighet att återkalla en nätkoncession för en ledning, som till följd av ändrade förhållanden eller ändringar i undantagen från kravet på nätkoncession, inte längre är koncessionspliktig eller på grund av ändrade ägarförhållanden eller spänningshöjning av ett område omfattas av en nätkoncession för område. Ei har lämnat förslag med den innebörden till departementet i februari 2010. Förslaget återges också i Ei (R2011:02) samt i Ei:s remissvar på Elmarknadslag (Ds 2017:44).<sup>46</sup>

Nätkoncessionsutredningens förslag har ännu inte resulterat i ny lagstiftning. Undantaget bör, som Nätkoncessionsutredningen anför, även gälla befintliga koncessioner som efter en ändring av regelverket inte skulle vara koncessionspliktiga. Undantag från anslutningsplikt bör också gälla ledningar som visserligen kräver koncession, men av olika skäl bör undantas från anslutningsplikten. Det kan gälla ledningar som byggts för egen räkning eller som är av sådan karaktär att det inte är tekniskt lämpligt att ansluta någon utomstående till dessa ledningar. Vi utgår från att förslaget om undantag av vissa ledningar från koncessionsplikten liksom att vissa ledningar undantas från anslutningsplikt kommer att genomföras. En annan fråga är hur reglerna om icke koncessionspliktiga nät förhåller sig till artikel 38.2 i elmarknadsdirektivet som anger att "slutna distributionssystem ska vid tillämpningen av detta direktiv anses vara distributionssystem". Den nya skrivningen kan enligt Ei:s mening komma att få långtgående konsekvenser för den nuvarande ellagstiftningen då det kan ifrågasättas om innehavare av icke koncessionspliktiga nät, om de överför el för annans räkning, kan behålla alla dagens lättnader från skyldigheter som en DSO har enligt ellagstiftningen. Kunder i icke koncessionspliktiga nät ska ges samma rättigheter som andra kunder på den avreglerade marknaden. I Ei:s rapport Ei R2020:02 konstateras att den nya skrivningen i artikel 38 i elmarknadsdirektivet får långtgående konsekvenser för nuvarande system med icke koncessionspliktiga nät

---

<sup>45</sup> Moderna tillståndprocesser för elnät (SOU 2019:30) s.97 ff.

<sup>46</sup> Nätkoncessionsutredningen (SOU 2019:30) s. 124 ff.

i Sverige och att en översyn bör därför göras av lagstiftningen kopplad till icke koncessionspliktiga nät.

### 3.5 Nätkoncessionshavarens ansvar för befintliga kunder

**Bedömning:** Regelverket avseende nätkoncessionshavarens ansvar gentemot befintliga kunder är tydligt. En nätkoncessionshavarens har ansvar att leverera el till sina befintliga kunder utan undantag, det vill säga även i situationer med en försämrad lokal kapacitetssituation.

Vid nätkapacitetsbrist kan nätkoncessionshavaren ransonera överföringsbehovet genom att neka ny anslutning eller genom att inte tillåta att befintliga kunder får en höjning av den avtalade effekten (se avsnitt 3.4). En närbesläktad fråga är vilket ansvar nätkoncessionshavaren har för att överföra el av god kvalitet till befintliga kunder när den lokala kapacitetssituationen försämras. Om till exempel lokal produktion avvecklas kan det leda till en ansträngd kapacitetssituation lokalt vilket måste åtgärdas på något sätt. Oftast sker det genom att ansöka om ett ökat uttagsabonnemang av el från det överliggande nätet. Om detta nekas på grund av kapacitetsbrist i det överliggande nätet kan nätkoncessionshavaren få problem med att överföra el av god kvalitet till sina befintliga kunder. En frågeställning som uppkommer här är vem som i sådana fall är ansvarig för den lokala kapacitetssituationen: nätkoncessionshavaren vars befintliga kunder kan drabbas av en ansträngd kapacitetssituation eller nätkoncessionshavaren för det överliggande nätet, där det inte finns tillräcklig överföringskapacitet för att ansluta nya kunder eller bevilja utökat abonnemang till befintliga kunder. För att kunna besvara denna fråga har vi gjort en analys med utgångspunkt i det gällande regelverket.

Nätkoncessionshavarens ansvar gentemot befintliga kunder regleras i huvudsak i 3 kap. ellagen. Enligt 3 kap. 1 § ellagen ansvarar ett företag som bedriver nätverksamhet för drift och underhåll och, vid behov, utbyggnad av sitt ledningsnät och, i tillämpliga fall, dess anslutning till andra ledningsnät. Nätföretag ansvarar även för att dess ledningsnät är säkert, tillförlitligt och effektivt och att ledningsnätet på lång sikt kan uppfylla rimliga krav på överföring av el. Ansvaret gäller för nätföretag på samtliga nivåer, det vill säga lokal-, region- och transmissionsnät och anger de allmänna skyldigheter som den som bedriver nätverksamhet har beträffande hanteringen av sitt ledningsnät. Nätföretagen är vidare enligt 3 kap. 9 § ellagen skyldiga att för annans räkning på skäliga villkor överföra el. Paragrafen anger även att överföringen av el ska vara av god kvalitet. Ei utövar tillsyn över 3 kap. 9 § och har rätt att förelägga en nätkoncessionshavare att leverera el av god kvalitet.

Utöver skyldigheter som framgår av ellagen har nätkoncessionshavaren även skyldigheter i enlighet med befintligt avtal med kunden som garanterar kunden överföring av en viss effekt. Nätkoncessionshavaren har alltså dels ett ansvar som följer av nätkoncessionsinnehavet, dels ett avtalsmässigt ansvar gentemot sina kunder. Ei kan förelägga en nätkoncessionshavare att uppfylla kraven om överföring av el på skäliga villkor samt att överföringen ska vara av god kvalitet

avseende en eller flera uttagpunkter. Att nätkoncessionshavaren inte levererar enligt parternas avtal är en avtalsrättslig fråga som löses genom en civilrättslig tvist.

Det finns alltså inget i den nuvarande lagstiftningen som tillåter att nätkoncessionshavaren ensidigt kan sänka den avtalade effekten med hänvisning till kapacitetsbrist eller att den lokala kapacitetssituationen försämrats. Mot bakgrund av detta är vår bedömning att nätkoncessionshavarens ansvar gentemot befintliga kunder är tydligt och att den har ett absolut ansvar för sina befintliga kunder även i situationer med en försämrad lokal kapacitetssituation. Nätkoncessionshavaren har alltså ansvar för sin lokala kapacitetssituation och därmed även ansvar för att hitta och finansiera lösningar för att lösa situationen. Det innebär således att, även om kapacitetsbrist inte finns i nätkoncessionshavarens egna nät utan i det överliggande nätet, är det ändå nätkoncessionshavarens ansvar att hantera/lösa kapacitetsbristfrågan.

Ansvar för befintliga kunder gäller inte enbart slutkunder. Alla nätkoncessionshavare kan vara kunder i ett angränsande system. Det kan handla om anslutningspunkter (gränspunkter) till överliggande region- eller transmissionsnät eller gränspunkter till angränsande lokal- eller regionnät. Nätkoncessionshavaren kan därmed räkna med att nätkoncessionshavaren i överliggande eller angränsande elnät ska hedra ingångna avtal med sina kunder och sina skyldigheter enligt 3 kap. 9 § ellagen.

Problem som går att hänföra till en försämrad kapacitetssituation eller driftsäkerhet i ett delsystem ska enligt det här synsättet lösas av den systemansvarige där problemet uppstår, oavsett om det är en TSO eller en DSO. Åtgärderna behöver dock inte begränsas till att omfatta flexibilitetsresurser eller andra åtgärder som är belägna inom respektive delsystem utan kan även omfatta flexibilitetsresurser belägna i andra delsystem om det kan lösa problemet på ett mer kostnadseffektivt sätt. Till exempel kan TSO:n Svenska kraftnät få en tillfällig försämrad driftsäkerhet inom sitt kontrollområde vid revision av en ledning i transmissionsnätet. För att upprätthålla driftsäkerheten i sina anslutningspunkter kan Svenska kraftnät överväga att anskaffa flexibilitets tjänster från exempelvis lokal kraftvärme belägen i det underliggande region- eller lokalnätet om det är mer kostnadseffektivt än alternativen. Denna situation kan uppstå i flera storstadsområden i Sverige och beskrivs mer utförligt i kapitel 6 om hur flexibilitetsmarknader kan utformas.

### **Synpunkter från intressenter**

De intressenter som Ei varit i kontakt med delar Ei:s tolkning av det gällande regelverket som rör ansvaret för befintliga kunder. Däremot anser de flesta nätföretag att det inte är rimligt och inte heller samhällsekonomiskt försvarbart att varje nätkoncessionshavare ska ansvara för sin lokala kapacitetssituation, då kapacitetsbrist inte finns i nätkoncessionshavarens egna nät utan i det överliggande nätet. Energiföretagen Sverige har framfört "att den systemansvariga myndigheten Svenska kraftnät ytterst bör ha ansvar när begränsningar i stamnätet eller större permanenta produktionsbortfall orsakar bristen, precis som man redan i dag förfogar över en störningsreserv för att avhjälpa plötsliga bortfall av exempelvis kärnkraft eller fel i stamnätet". De menar vidare att det inte kan "vara

en samhällsekonomiskt optimal utgångspunkt att varje enskilt koncessionsområde ska dimensioneras efter dess största möjliga bortfall, exempelvis stora permanenta produktionsbortfall. En ordning där distributionsnätbolagen ska ha kapacitet för att klara sitt största bortfall motverkar därmed styrningen mot effektivt utnyttjande av elnätet och riskerar att ytterligare minska benägenheten att ansluta nya kunder”.

Vi instämmer i att Svenska kraftnät i egenskap av TSO har det övergripande ansvaret för att planera och vidta åtgärder för att upprätthålla de olika systemdrifttillstånden, däribland normal drift. Samtliga nätföretag har ett ansvar för att överföra el av god kvalitet i enlighet med de avtal som de har upprättat i anslutningspunkterna. Detta ansvar sträcker sig dock inte utöver de avtal som de har i anslutningspunkterna. Om DSO:er eller industrikunder av någon anledning får ett ökat överföringsbehov på grund av en lokalt försämrad kapacitetssituation får de ansöka om ett utökat abonnemang hos Svenska kraftnät. Om den anslutande parten har synpunkter på att Svenska kraftnät eventuellt nekar denna förfrågan på grund av kapacitetsbrist kan det överklagas till Ei. Det finns enligt gällande lagstiftning inte någon skillnad i anslutningsplikt för de olika nätföretagen.

Svenska kraftnät har fört fram att ”det skulle vara problematiskt om ett annat nätföretag skulle vara ansvarig för risker som ett visst nätföretag har i sitt område/nät utan att ha någon som helst insyn i dessa risker eller tagit del av eventuellt ökad försäljning av abonnemang”. Vi delar Svenska kraftnäts uppfattning. Vid permanent bortfall av lokal produktion som leder till kapacitetsbrist och potentiellt försämrad leveranssäkerhet till befintliga kunder i det egna nätet, skiljer sig dessutom inte DSO:ns möjligheter till att upphandla de produkter och tjänster som behövs för distributionssystemets effektiva, tillförlitliga och säkra drift från TSO:ns. Frågan är således om det ekonomiska ansvaret ska ligga på Svenska kraftnät i stället för på lokal- och regionnätsföretagen? Om det ekonomiska ansvaret för bortfall av produktion eller förändrade produktions- eller förbrukningsmönster ska ligga hos Svenska kraftnät eller DSO:erna är inte omedelbart avgörande för att lösa kapacitetsbristen. Om det hade funnits möjlighet att utöka abonnemanget mot det överliggande nätet skulle det bekostas av DSO:ns kunder. Det är därför rimligt att även kostnaden för den alternativa åtgärden belastar DSO:ns kunder.

I och med att DSO:erna har ansvar för den lokala kapacitetssituationen behöver de aktivt arbeta med att ta fram prognoser för hur kapacitetsbehovet inom nätområdet utvecklar sig. De måste också föra en konstruktiv dialog med Svenska kraftnät i samband med det prognosarbete som ligger till grund för Svenska kraftnäts investeringar i transmissionsnätet, för att möjliggöra utökade abonnemang i gränspunkterna mot det överliggande nätet.

### **Konsekvenser om inte ansvaret för befintliga kunder efterlevs**

Enligt 12 kap. 3 § ellagen får Ei meddela de förelägganden som behövs för att trygga efterlevnaden av de föreskrifter och villkor som omfattas av tillsynen. Ett föreläggande får förenas med vite.

Mer ingripande åtgärder finns att tillgå i lagen (2004:875) om särskild förvaltning av vissa elektriska anläggningar. Enligt 1 kap. 2 § kan förvaltningsrätten utse en

särskild förvaltare över en elektrisk anläggning, det vill säga elnät, om ett nätföretag, som använder denna med stöd av en nätkoncession i väsentlig mån inte fullgör sina skyldigheter enligt ellagen. En sådan förvaltare ska enligt 3 kap. 4 § särskilt verka för att de missförhållanden som har föranlett beslutet om tvångsförvaltning undanröjs. Förvaltaren ska dessutom svara för en tillfredsställande förvaltning av anläggningen och därvid verka för att verksamheten ger en skälig avkastning. 1 kap. 5 § anger även att om en tillfredsställande förvaltning av en elektrisk anläggning sannolikt inte kan åstadkommas genom tvångsförvaltning eller en tillfredsställande förvaltning sannolikt inte kommer att bestå efter utgången av tiden för en tvångsförvaltning får staten, efter ansökan av nätmyndigheten, lösa anläggningen från ägaren.

## 4 Kostnadseffektiv driftsäkerhet

*Ei ska enligt uppdraget analysera om planering och drift av transmissionsnätet genom det så kallade N-1-kriteriet kan uppnås på ett mer effektivt sätt för ett bättre utnyttjande av elnätet, utan att leveranssäkerheten påverkas negativt.*

Elsystemet är en av de absolut viktigaste infrastrukturerna i samhället och ett elavbrott kan få stora konsekvenser. Det är särskilt viktigt att undvika systemkollaps på grund av oförutsedda fel i transmissionsnätet, men även fel i region- eller lokalnät kan vara samhällskritiska för berörda områden. För att upprätthålla en tillräcklig säkerhet i driften byggs elsystem med marginaler. Detta är också ett lagstadgat krav enligt SO GL. Marginaler kan till exempel avse belastningsbarhet, förmåga att hantera balansen mellan produktion och konsumtion eller reserver såsom redundanta matningsvägar.

Allt för stora marginaler i driften kan dock påverka leveranssäkerheten negativt. På transmissionsnätets nivå leder ökade marginaler i driften till minskad kapacitet i marknaden i form av tilldelad överföringskapacitet mellan elområden och på utlandsförbindelser. Detta resulterar i höga elpriser på elmarknaden som signalerar knapphet i nätet, trots att det finns marginaler i systemet. Ökade marginaler i driften kan därmed leda till försämrade leveranssäkerhet genom bristande resurstillräcklighet i marknaden. Ökade marginaler i driften leder också till minskade möjligheter för nätföretaget tillgodose nya överföringsbehov genom att ansluta nya kunder eller bevilja utökade abonnemang till befintliga kunder. Det är hela tiden en avvägning hur stora marginaler som ska reserveras i driften och hur mycket kapacitet som ska tilldelas marknaden vid olika driftsituationer samt hur många eller stora nya kunder som kan anslutas.

Det finns således tydliga kopplingar mellan metoder för att upprätthålla elsystemets driftsäkerhet och regeringsuppdragets målsättning att analysera möjliga åtgärder som kan bidra till att lösa kapacitetsutmaningen på kort och lång sikt, utan att leveranssäkerheten påverkas negativt. Fokus i detta kapitel ligger på Svenska kraftnäts arbete med att upprätthålla driftsäkerheten vid normaldrift eftersom det enligt Svenska kraftnät<sup>47</sup> är driftgränserna kopplat till detta som är avgörande för om nyanslutningar eller utökade abonnemang kan beviljas. Svenska kraftnät som är systemansvarig för överföringssystemet (transmissionsnätet) har utöver krav på att klara driftsäkerheten i normal drift, även till uppgift att klara ansträngda systemdrifttillstånd och att på ett övergripande plan trygga elförsörjningen i olika krislägen. Ansvar och roller i olika systemdrifttillstånd beskrivs närmare i avsnitt 3.2.

Svenska kraftnät använder det så kallade N-1-kriteriet för att upprätthålla driftsäkerheten på transmissionsnätets nivå vid normaldrift. På transmissionsnätets nivå innebär det förenklat att överföringssystemet ska klara av att stanna i normaldrift

---

<sup>47</sup> Svar på fråga som ställdes till representant från Svenska kraftnät vid minihearing den 13 mars med nättaktörer för att diskutera bland annat roller och ansvar.



även vid en oförutsedd händelse såsom produktions- eller ledningsbortfall. I kommande avsnitt beskriver vi N-1 i mer detalj. Utöver det som står i uppdraget om N-1 har vi identifierat fler aspekter av driftsäkerhet som har potential att bidra till att lösa kapacitetsutmaningen. Vi bedömer att regelverken som påverkar driftsäkerheten i distributionsnäten (lokal- och regionnät) också är relevanta att analysera ur ett nätkapacitetsperspektiv. Lagstadgade krav på att avbrott inte får vara längre än 24 timmar kan leda till att nya kunder nekas anslutning eller att utökade abonnemang för befintliga kunder försenas.

Nivån på leveranssäkerheten bör vara samhällsekonomiskt optimal. Detta infaller enligt teorin när kundernas värdering av en ökad leveranssäkerhet på marginalen är lika hög som kostnaderna för att öka leveranssäkerheten ytterligare. Driftsäkerheten i det svenska transmissionsnätet har historiskt sett varit väldigt hög och dess bidrag till den totala leveranssäkerheten för elnätskunder i Sverige är försumbar så länge inga extrema incidenter inträffar (Ei, R2019:05). Obeaktat om leveranssäkerheten i det svenska elsystemet är optimal eller inte så har den för distributionsnätets del gradvis ökat över tid sett till avbrott för den enskilda kunden, även om det är stor variation mellan enskilda år (främst beroende på väderhändelser). Den ökade leveranssäkerheten beror främst på omfattande investeringar i distributionsnäten för att förbättra leveranssäkerheten sedan nya incitament i form av funktionskrav och kundavbrottsersättningskrav infördes åren efter stormen Gudrun.

Det här kapitlet fokuserar på de åtgärder som vidtas på olika nätnivåer vid nätplanering, driftplanering och i driften så att en given leveranssäkerhet uppnås till så låg kostnad som möjligt för samhället. På systemnivå är det viktigt att både utvärdera metoder och arbetsprocesser för att bestämma säkerhetsmarginaler i normal drift (N-1) och övriga systemdrifttillstånd. På distributionsnivå har vi identifierat ett lagkrav som kan leda till att anslutningen tar tid eller blir onödigt kostsam för kunden. Det finns också ett antal frågeställningar som behöver utredas vidare.

## **4.1 Leveranssäkerheten på systemnivå**

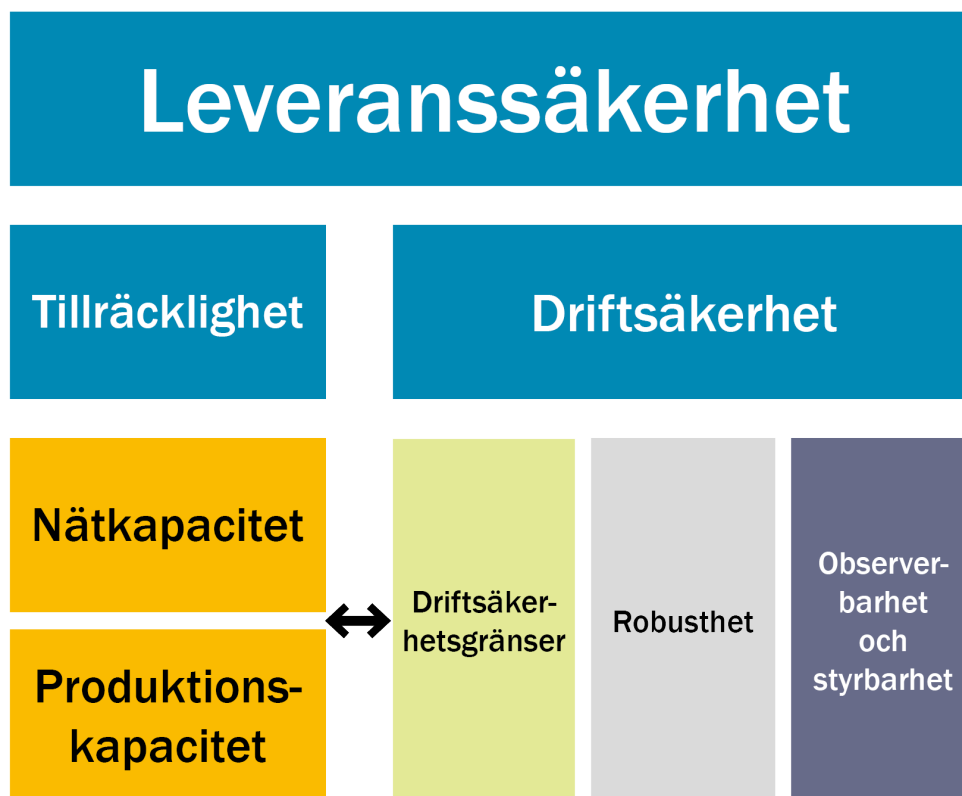
I detta avsnitt sätter vi nätföretagens arbete med driftsäkerhet i ett större sammanhang genom att redogöra för de faktorer som bestämmer leveranssäkerheten på systemnivå och hur leveranssäkert systemet är i praktiken. Avsnittet avslutas med det rättsliga ramverk som omgärdar Svenska kraftnäts arbete med att upprätthålla driftsäkerheten.

### **Faktorer som bestämmer leveranssäkerheten på systemnivå**

En sak som skiljer transmissionsnätet från distributionsnäten är att transmissionsnätet har fler driftsäkerhetsgränser att respektera, till skillnad från distributionsnäten som mest måste förhålla sig till termiska överföringsgränser och statiska spänningsgränser. I transmissionsnätet är det ur ett säkerhetsperspektiv till exempel minst lika viktigt att upprätthålla balansen mellan produktion och förbrukning, det vill säga effektbalansen (frekvensen), som att klara störningar i själva nätet. I de värsta scenarierna kan det ske kedjeeffekter där hela eller stora delar av Sverige släcks ned. Det är en komplex process att starta upp hela elsystemet från ett sådant läge och det kan därmed vara motiverat att lägga relativt stora resurser på att ha ett driftsäkert transmissionsnät.

På systemnivå beror leveranssäkerheten på flera faktorer. På ett mer övergripande plan har vi tillräcklighet i marknaden och säkerhet i driften, där dessa faktorer i sin tur kan delas in i underkategorier. Figur 5 visar en övergripande uppdelning av leveranssäkerhet enligt Svenska kraftnäts systematik.

Figur 5. Ett illustrativt exempel på hur leveranssäkerheten kan delas in i olika delmängder. Denna figur är baserad på Svenska kraftnäts systematisering av begreppet.



Tillräcklighet (i marknaden) avser effektbalansen i ett elområde. Det innebär att det behöver finnas tillräckligt med installerad produktion och nätkapacitet i form av överföringskapacitet till elområdet för att balansera det behov som finns inom elområdet. Om inte det finns tillräckligt med resurser så uppstår ett resurstillräcklighetsproblem. Detta innebär att det inte blir ett "priskryss" i dagen föremarknaden. Om underskottet kvarstår under intradagsmarknaden och balansmarknaden kan det i realtid bli aktuellt med en roterande bortkoppling av förbrukningsanläggningar för att undvika en spänningskollaps inom elområdet. Sverige har hittills aldrig upplevt en sådan situation. En TSO kan primärt påverka mängden nätkapacitet som finns tillgänglig på marknaden. För att upprätthålla den nationella effektbalansen kan en TSO också upphandla flexibilitetsresurser för att motverka att situationer med tillräcklighetsproblem kan uppstå.

Driftsäkerheten säkerställs genom att TSO:n vidtar åtgärder för att ha tillräckliga marginaler så att systemet klarar störningar utan att en eller flera driftsäkerhetsgränser riskeras. För att ha ett tillräckligt driftsäkert nät tillämpas minst N-1 i normal drift. Robusthet är förmågan att upprätthålla elförsörjningen vid händelser, fel och störningar. Utöver att ha ett robust nät är det också viktigt med kunskap om systemet och möjlighet till observerbarhet och styrbarhet där det finns flera

samverkande verktyg för att upprätthålla N-1 vid normaldrift eller att återgå till normaldrift vid mer kritiska systemtillstånd.

### **Hög leveranssäkerhet i det svenska elsystemet**

Det svenska elsystemet har en relativt hög förväntad tillgänglighet. I Sverige brukar leveranssäkerheten ligga på omkring 99,98 procent (Tapper, 2019)<sup>48</sup>. För att förstå vad detta konkret innebär så brukar en kund ha cirka 1–1,5 avbrott per år i genomsnitt och den totala tiden utan ström i uttagspunkten under ett normalt år utan extrema väderhändelser är cirka 1–2 timmar. Cirka 90 procent av dessa avbrott beror på fel i lokalnäten. Regionnäten står för en majoritet av resterande 10 procent. Transmissionsnätet representerar alltså en mycket liten andel av felhändelserna i Sverige. Till och med under 2011 då den icke-levererade energin orsakad av transmissionsnätet var relativt hög, utgjorde det bidraget bara drygt en promille av den totala icke-levererade energin i Sverige<sup>49</sup>.

Den senaste gången mer eller mindre hela det svenska transmissionsnätet havererade var den 27 december 1983 vilket berodde på bristande frekvensstabilitet (Gustavsson, SOU 1984:69). En mer sentida allvarlig, men mer lokal, felhändelse i transmissionsnätet inträffade den 23 september 2003 då 857 000 kunder fick elavbrott i södra Sverige (Svenska kraftnät, Nr 1:2003). Denna felhändelse berodde på att flera omständigheter samverkade olyckligt så att spänningen inte kunde upprätthållas överallt. Detta illustrerar tydligt att riskhantering på transmissionsnätetsnivå inte handlar så mycket om vanligt återkommande elavbrott, utan mer om att hantera risker med låg sannolikhet, men med extremt stor konsekvens för samhället.

### **Rättsliga ramverk för N-1**

På transmissionsnätetsnivå har N-1 traditionellt används som ett minimum när det kommer till driftsäkerheten vid normaldrift. Tillämpningen av detta kriterium anses leda till ett robust transmissionsnät som sällan orsakar avbrott för slutkunden även vid oförutsedda händelser som är mer omfattande.

N-1-kriteriet nämns inte i ellagen, i regeringens förordningar eller i regeringens regleringsbrev till Svenska kraftnät. I ellagen står det dock (8 kap. 3 b §):

Den systemansvariga myndigheten ska fastställa mål för driftsäkerhet under förutsebara förhållanden på transmissionsnät i Sverige och på de utlandsförbindelser som är anslutna till ett sådant transmissionsnät. Målen ska vara objektiva, öppna och icke-diskriminerande. De ska underställas regeringen för godkännande. Regeringen bestämmer hur de godkända målen ska offentliggöras.

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om de krav och skyldigheter som måste iakttas för att de enligt första stycket godkända målen ska uppnås.

---

<sup>48</sup> Siffran stämmer även med Ei:s statistik.

<sup>49</sup> Baserat på beräkningar vi gjort av inrapporterade avbrottsdata till Ei från nätföretagen.

Innan föreskrifterna meddelas ska samråd ske med systemansvariga i länder vars elsystem är förbundna med transmissionsnät i Sverige. Lag (2018:1448).

Svenska kraftnät ska skicka in ett mål för driftsäkerhet avseende transmissionsnätet till regeringen för godkännande enligt ovanstående bestämmelse vilket de också tidigare har gjort i en promemoria (Svenska kraftnät, 2009a). Det står inget uttryckligen om N-1 i promemorian. Enligt Svenska kraftnät är en uppdaterad promemoria på gång. Däremot nämns N-1 uttryckligen i SO GL som definierar N-1 och anger minimikrav för hur detta kriterium ska tillämpas, vilket detta projekt måste förhålla sig till. Förordningen utgår från följande definitioner kopplade till N-1:

- (N-1)-kriterium: "den regel enligt vilken de element som förblir i drift inom ett kontrollområde för en systemansvarig för överföringssystem efter en oförutsedd händelse klarar av det nya driftförhållandet utan att överträda gränserna för driftsäkerhet."
- (N-1)-situation: "den situation i överföringssystemet i vilken en oförutsedd händelse från förteckningen över oförutsedda händelser inträffade."

En viktig del i tillämpning av SO GL är termen observerbarhetsområde som definieras enligt följande i artikel 3.2 48:

En systemansvariges eget överföringssystem och relevanta delar av distributionssystem och angränsande systemansvarigas överföringssystem, för vilka en systemansvarig för överföringssystem genomför övervakning och modellering i realtid för att bibehålla driftsäkerheten i sitt kontrollområde, inklusive sammanlänknings- och sammanlänkningsdelar.

Eftersom transmissionsnät definieras olika i olika medlemsstater är införandet av observerbarhetsområde ett sätt att göra tillämpningen av regelverket mer enhetligt. I Sveriges fall omfattar observerbarhetsområdet transmissionsnätet och delar av distributionsnätets högre spänningsnivåer (från 70 kV). Exempelvis ska potentiella händelser i observerbarhetsområdet tas med i analysen av driftsäkerhet, vilket inkluderar N-1 och den händelselista som ligger till grund för det arbetet. Det betyder dock inte per automatik att de lägre delarna av observerbarhetsområdet måste få samma leveranssäkerhetskrav (såsom systemredundans) som transmissionsnätet<sup>50</sup>, då driftsäkerhet främst handlar om att klara driftsäkerhetsgränserna på systemnivå. Förhoppningsvis kan ökad observerbarhet (tillsammans med annan ny lagstiftning såsom krav på anslutna förbruknings- och produktionsanläggningar i anslutningsförordningarna) i stället göra driftsäkerheten mer kostnadseffektiv i framtiden i och med mer och bättre data samt ökad kontroll.

Av artikel 35 i SO GL framgår det att den systemansvarige för överföringssystem (transmissionsnät, i Sveriges fall endast Svenska kraftnät) i normala fall ska uppfylla N-1 och att de ska aktivera avhjälpande åtgärder för att återställa systemet till normaldrifttillstånd så snart som möjligt vid en N-1-situation (artikel 35.3). I artikel 34.4–34.5 beskrivs undantag för när N-1 inte behöver uppfyllas på

---

<sup>50</sup> Huruvida exempelvis en kund i regionnätet får ett avbrott har bara betydelse för N-1 enligt SO GL:s definition om det påverkar driftsäkerhetsgränserna, även om regionnätet ska vara med i analysen.

transmissionsnätetsnivå, vilket handlar dels om avhjälpande åtgärder och omkoppling, dels om fall då det endast uppstår lokala konsekvenser (om inte medlemsstaten beslutar något annat).

En annan sak som kan vara relevant för det framtida arbetet med leveranssäkerhet i transmissionsnätet är den tillförlitlighetsnorm som ska tas fram enligt artikel 25 i förordning (EU) 2019/943<sup>51</sup>. Ei har fått ett regeringsuppdrag<sup>52</sup> att föreslå en sådan tillförlitlighetsnorm senast den 26 februari 2021, det vill säga efter att detta uppdrag publiceras.

Enligt 5 kap. 9–10 §§ ellagen ges ett utrymme att justera intäktsramen med avseende på kvalitet, vilket Ei efter bemyndigande från regeringen föreskriver mer i detalj i incitamentsföreskriften (EIFS 2019:4). I 3 kap. 7 § i incitamentsföreskriften står det att exceptionella avbrott ska exkluderas från kvalitetsjusteringen för TSO:er, där exceptionella avbrott definieras som "avbrott som orsakats av fel på två enskilda elsystemkomponenter inom 15 minuter (N-2)". Det betyder att det endast är avbrott till följd av händelser inom ramen för N-1 som får ekonomiska konsekvenser för Svenska kraftnät. Samtidigt bör sannolikt dessa incitament vara mindre styrande för transmissionsnätet jämfört med för DSO:er eftersom transmissionsnätet historiskt har stått för en ytterst liten andel av den icke-levererade energin till följd av avbrott.

Transmissionsnätet lyder också under samma funktionskrav avseende leverans- och spänningskvalitet som distributionsnät vilka definieras i ellagen och i leveranskvalitetsföreskriften (EIFS 2013:1) med undantag från "4 kap. Funktionskrav för vissa lastintervall" och "5 kap. Trädsäkra ledningar". Dessa leveranssäkerhetskrav är dock sällan den begränsande faktorn på transmissionsnätetsnivå på samma sätt som för distributionsnäten med tanke på den väldigt höga driftsäkerhet som följer av Svenska kraftnäts definition av N-1. Funktionskravets roll behandlas därför mer under avsnitt 4.3, även om det inte kan uteslutas att exempelvis spänningskvalitetskrav kan vara dimensionerande ibland.

Svenska kraftnäts nuvarande interna mål och krav baseras traditionellt på rekommendationer från Nordel<sup>53</sup>. Numera har ENTSO-E tagit över den rollen, men till stor del har riktlinjerna och tillämpningen av till exempel N-1 inte ändrats så mycket sedan den sista versionen som togs fram av Nordel, även om det finns en del detaljer som har ändrats. På senare tid har EU-lagstiftningen blivit allt viktigare, där det för närvarande sker mycket anpassning och implementering. De krav på N-1 och annan driftsäkerhet som finns är dock ofta mer övergripande ramverk, där medlemsländernas TSO:er förväntas samarbeta för att ta fram mer detaljerade kriterier samt att det även är viktigt att samverka med distributionsnäten (speciellt inom observerbarhetsområdet).

---

<sup>51</sup> Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el.

<sup>52</sup> Framgår av Ei:s regleringsbrev för budgetåret 2020 i avsnitt 3 Uppdrag.

<sup>53</sup> Tidigare samarbete mellan de nordiska TSO:erna, sedan cirka 2009 bedrivs motsvarande verksamhet inom ramen för ENTSO-E.

## Analys av N-1

**Bedömning:** N-1 är ett sedan länge vedertaget kriterium för att ta fram tillräckliga marginaler på främst transmissionsnivå, för att elsystemet ska klara en oförutsedd händelse utan att överträda gränserna för driftsäkerhet.

Kriteriets enkelhet kan både vara en för- och en nackdel. När detaljerna väl är definierade är N-1 relativt tydligt att kommunicera och tillämpa, samtidigt som det riskerar att ske på bekostnad av bristande flexibilitet samt relativt stora marginaler på grund av grova tumregler.

Det som i första hand bör undersökas är huruvida arbetet och metoderna bakom N-1 kan bli bättre och om de bör och kan kompletteras, till exempel med fler probabilistiska analyser jämfört med i dag, för att göra arbetet med att upprätthålla driftsäkerheten mer kostnadseffektivt. Dessutom handlar N-1 endast om driftsäkerheten i normal drift, vilket gör att även andra systemdrifttillstånd kan vara relevanta att titta på.

I det här avsnittet analyserar vi för- och nackdelar med N-1 och redogör för Svenska kraftnäts arbete med att upprätthålla driftsäkerheten i överföringssystemet.

I sin mest enkla och avskalade definition kan N-1 beskrivas som ett funktionskrav som syftar till att elsystemet ska ha tillräckliga marginaler för att de elnätskomponenter som förblir i drift efter en oförutsedd händelse klarar av det nya driftsförhållandet utan att överträda gränserna för driftsäkerhet<sup>54</sup>. I elsystemet kan en sådan händelse vara att en nätkomponent (till exempel ledning, transformator eller samlingskena) går sönder, men även annat som påverkar driftsäkerheten såsom att en större produktionsanläggning eller uttagspunkt oväntat faller bort. Den maximala tiden efter en oförutsedd händelse som systemet får avvika från N-1 brukar ingå i definitionen, det vill säga den tid som systemet tillfälligt får befinna sig i N-0. Även begreppet N-2 (eller generaliserat N-x) brukar användas, vilket innebär att systemet ska kunna hantera två (eller x) sådana händelser, oavsett kombination, inom den angivna tidsramen.

N-1 är sedan länge ett vedertaget kriterium för att ta fram tillräckliga marginaler på främst transmissionsnivå. Ytligt betraktat är begreppet enkelt att förstå och dessutom binärt på så sätt att det (givet en fastställd definition) antingen är uppfyllt eller inte. När väl en händeslista är framtagen och olika systemparametrar och marginaler är beräknade, kan den löpande driftplaneringen därefter hanteras med mestadels deterministiska metoder, det vill säga att nätet ska byggas och drivas så att N-1 förväntas vara uppfyllt för alla tänkbara flöden som kan tänkas uppstå. Kriteriets intuitiva enkelhet kan både vara till dess för- och nackdel. När detaljerna väl är definierade är N-1 relativt tydligt att kommunicera

---

<sup>54</sup> SO GL artikel 3.2 14.

och tillämpa, samtidigt som det riskerar att ske på bekostnad av bristande flexibilitet samt relativt stora marginaler på grund av grova tumregler.

På transmissionsnätets nivå ska N-1 inte blandas ihop med redundans till en enskild kund, vilket är en riskbedömning som också behöver göras. Även om en kund (ofta ett underliggande nät eller en produktionsanläggning) kan falla bort utan att driftsäkerheten på överföringssystemet riskeras, är det i de flesta fall ändå oftast befogat med redundans på transmissionsnätets nivå med tanke på kundernas storlek med tillhörande avbrottskostnad om de faller bort. Även på distributionsnätets nivå används ibland begreppet N-1, men ofta syftar det då i stället på att klara funktionskraven avseende avbrott för enskilda kunder (se avsnitt 4.3). Det är därför viktigt att vara medveten om att N-1 kan syfta på olika saker.

#### ***Trots till synes binär definition finns det frihetsgrader***

I praktiken kan N-x emellertid vara mer komplext, icke-binärt och probabilistiskt än vad det verkar vara vid en första anblick, speciellt när det gäller det underliggande arbetet för de nät- och driftkriterier som sätts upp. N-x förutsätter att det finns en lista med händelser, där den systemansvarige måste ta ställning till i vilka fall flera samtidiga händelser som har ett beroende mellan sig ska räknas som en egen händelse eller inte och var gränsen går för hur osannolika saker som ska tas med<sup>55</sup> (Nordel, 2007). Överföringsmönstret på transmissionsnätet är dessutom komplext och i den underliggande analysen behöver många probabilistiska antaganden göras, exempelvis gällande uttag, inmatning och belastningsbarhet samt hur olika faktorer förväntas samvariera, variera mellan veckodagar, tid på dygnet, temperatur etcetera (Haarla, Mikko, Hirvonen, & Labeau, 2011). Eftersom investeringar i elnät och andra riskreducerande åtgärder kan ha långa ledder behöver analyser av hur det ser ut i dag kompletteras med prognoser eller scenarier för hur överföringsmönstret kommer att utvecklas på längre sikt.

Många systemgränser är heller inte helt absoluta, utan systemet klarar ofta att en eller flera systemparametrar överskrids (till exempel frekvensen eller termisk överlast) under en begränsad tidsperiod utan att det blir kritiskt. Termiska systemgränser kan också variera beroende på till exempel omgivningstemperatur och avkylning från vind. Systemgränserna sätts ofta som schablonnivåer med tillhörande tidsintervall. Exempelvis kan frekvensen avvika upp till 0,5–1 Hz från 50 Hz under högst en minut utan att lämna normaldrift, även om frekvensen över tid ska ha medelvärdet 50,00 Hz och inte varaktigt avvika mer än 0,1 Hz (Svenska kraftnät, 2019b).

Det finns också absoluta gränser där systemet omedelbart måste stängas ned av säkerhetsskäl (nätsammanbrott), men det är ytterst sällan det går så långt. Ofta föregås detta av att systemet hamnar i mer kritiska systemdrifttillstånd (skärpt drift och nöddrift med bland annat fler tillåtna "verktygslådor", se avsnitt 3.2). Detta kan inträffa när det sker kombinationer av händelser som sammantaget är så allvarliga att systemet inte kan vara kvar i normaldrift. Även om de två mest kritiska händelserna inträffar samtidigt brukar det gå att upprätthålla systemet i normaldrift även om systemet är dimensionerat efter N-1, och gränsen ända ner till

---

<sup>55</sup> "Händelser med mycket låg sannolikhet, men med väldigt hög konsekvens om det väl inträffar, så kallade HILP-händelser (High impact low probability).

systemkollaps på transmissionsnätets nivå (via flera systemdrifttillstånd) kan ha betydligt större marginaler än så (Svenska kraftnät, 2019b).

### ***Utmaningar och nackdelar med att endast använda N-x***

I bland annat en nyligen publicerad energiforskrappport författad av Hilber, Dahlin och Dahlgren (2020) har det framförts kritik mot att endast förlita sig på N-1. En potentiell nackdel med N-1 som författarna lyfter är att bedömningen av risk blir relativt grov, vilket kan leda till att investeringar och marginaler vid driften blir onödigt kostsamma eller att risker underskattas. För den som hanterar och ansvarar för risker är det oftast i sådana här sammanhang viktigast att undvika det sistnämnda, vilket gör att marginalerna kan bli högre än nödvändigt (Grimvall, Jacobsson, & Thedéen, 2003).

Risk brukar definieras som en funktion av sannolikheten och konsekvenserna av en oönskad händelse. Ofta hanteras båda dessa beståndsdelar relativt grovt inom ramen för N-1. Ett problem med N-1 kriteriet, om det tillämpas i sin renaste form, är att en händelse med väldigt låg sannolikhet kräver samma redundans som händelser med hög sannolikhet. När en händelse väl har identifierats och valts in i listan med händelser som ska beaktas, hanteras de i princip likvärdigt. N-1 beaktar inte heller konsekvensen av en händelse i detalj, utan antingen stannar systemet i normal drift eller så gör det inte det (Hilber, Dahlin, & Dahlgren, 2020). I verkligheten kan en sådan överträdelse få väldigt varierande konsekvenser. I dag hanterar Svenska kraftnät det faktum att vissa saker har högre risk genom att mer kritiska delar ska uppfylla N-2, samtidigt som händelser med extremt låg risk inte ens tas med i händelselistan (Nordel, 2007).

En eventuell nackdel med kriteriets enkelhet är att systemet riskerar att betraktas som helt driftsäkert när N-1 råder, vilket i värsta fall kan ge en falsk trygghet där potentiella risker underskattas. Till exempel betraktar N-1 i normalfallet olika felhändelser som oberoende av varandra (Hilber, Dahlin, & Dahlgren, 2020). En yttre händelse kan trigga igång flera händelser som inträffar samtidigt, exempelvis att en terrorattack eller ett allvarligt väderfenomen orsakar skada i helt olika delar av systemet samtidigt. Ett annat scenario är att ett enskilt fel orsakar en kedjereaktion, där det första felet skapar en högre belastning i andra delar av nätet med dolda svagheter. En lösning är att göra mer noggranna analyser av detta och definiera multipla händelser som är beroende av varandra som en egen enskild händelse när händelselistan tas fram. Det kan dock vara svårt att bestämma vilka sådana händelser som ska beaktas och det finns risk att nya beroenden uppkommer med tiden (till exempel om det uppstår dolda fel) samt att det är svårt att identifiera alla relevanta scenarier och driftsituationer (Haarla, Mikko, Hirvonen, & Labeau, 2011).

Trots att det finns utmaningar och nackdelar förknippade med N-1 är det väl beprövat och det existerar i dagsläget inga relevanta alternativ att använda i dess ställe (Hilber, Dahlin, & Dahlgren, 2020). Så även bortsett från det faktum att det är ett lagstadgat krav, skulle N-1 ändå ha varit en naturlig utgångspunkt. Det som i första hand bör undersökas är huruvida arbetet och metoderna vid implementering av N-1-kriteriet kan bli bättre och om de bör och kan kompletteras, till exempel med fler probabilistiska analyser jämfört med i dag, för att göra arbetet med att upprätthålla driftsäkerheten mer kostnadseffektivt. Dessutom handlar N-1 endast om driftsäkerheten i normal drift, vilket gör att andra driftsäkerhetsaspekter som kan vara relevanta att titta på, såsom elsystemets



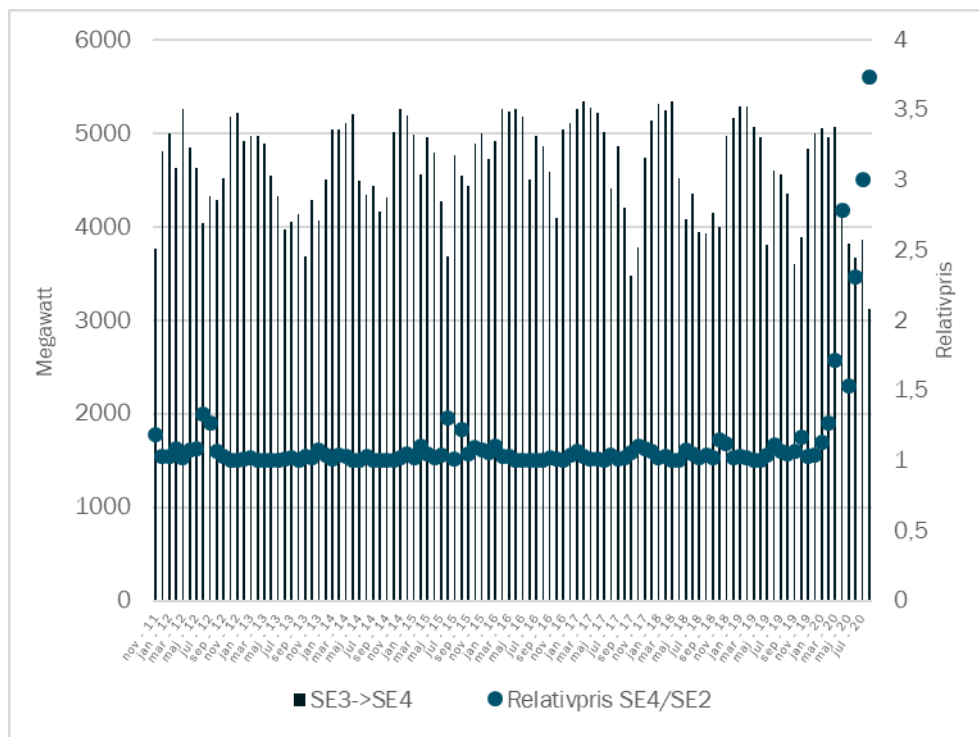
robusthet för att hantera mer kritiska systemdrifttillstånd samt observerbarhet och styrbarhet och andra kompletterande angreppssätt för att sträva mot en kostnadseffektiv driftsäkerhet.

#### ***Svenska kraftnäts arbete med driftsäkerhet***

Svenska kraftnät har det övergripande ansvaret över driftsäkerheten i det svenska överföringssystemet. Det inkluderar allt från att planera och bygga ut nätet vilket påverkar framtida driftsäkerhetsgränser, möjliggöra för anslutning av ny produktion och förbrukning, till att klara den kontinuerliga driftsäkerheten från kontrollrummet i realtid. Ansvaret sträcker sig över alla systemdrifttillstånd (mer om dessa i avsnitt 3.2), där det ska finnas marginaler och redskap även vid mer ansträngda drift- och krissituationer. På övergripande systemnivå kan arbetet med driftsäkerhet, till skillnad från arbetet med den mer lokala driftsäkerheten, också påverka elmarknadens funktion, vilket är ytterligare en faktor att ta hänsyn till.

För att illustrera effekterna på elmarknaden visar vi i Figur 6 hur det genomsnittliga relativpriset per månad mellan elområde SE4 och SE2 har samvarierat med den överföringskapacitet som Svenska kraftnät har tilldelat dagen före-marknaden mellan SE3 och SE4. Tidsperioden avser november 2011 till augusti 2020. Den genomsnittliga överföringskapaciteten följer ett säsongsmönster där den generellt har varit reducerad under sommarmånaderna, med högre relativpriser som följd. De ökade marginaler i driften som följer av den reducerade överföringskapaciteten kan bero på att en eller flera kärnkraftsreaktorer har varit avställda för revision eller andra faktorer, som Svenska kraftnät bedömer ökar risknivån i systemet. Säsongsvariationen har successivt ökat över tid och i augusti 2020 noterades den lägsta genomsnittliga överföringskapaciteten (3 100 MW). Detta var 57 procent av den maximala officiella överföringskapaciteten på 5 400 MW som Svenska kraftnät har angett (Nord Pool, 2020). Denna notering sammanfaller med det högsta genomsnittliga relativpriset per timme som uppgick till 3,7 på månadsbasis. Detta innebar att priset i SE4 under augusti i genomsnitt var 3,7 gånger högre än priset i SE2. En reducerad överföringskapacitet mellan NO1 i Norge och SE3 (finns inte med i diagrammet) den senaste tiden har ytterligare bidragit till det höga relativpriset mellan SE4 och SE2.

Figur 6. Diagram med genomsnittligt relativpris per månad mellan SE4 och SE2 (prickar) och tilldelad överföringskapacitet på dagen före-marknaden mellan SE3 och SE4 (staplar).



Under 2009 publicerade Svenska kraftnät en rapport på uppdrag av regeringen (Svenska kraftnät, 2009b). Syftet med rapporten var att ta fram ett underlag om huruvida transmissionsnätets dimensionering är rimlig relativt de kostnader som samhället kan drabbas av i händelse av svåra påfrestningar. Den slutsats som drogs i den rapporten var att den dåvarande dimensioneringen ansågs vara rimlig, där N-1 tillämpas generellt och N-2 tillämpas på mer kritiska delar av systemet såsom runt större städer. I missivet till regeringen i samband med att rapporten överlämnades står bland annat att "Svenska kraftnäts slutsats är att de investeringar i ökad driftsäkerhet som görs är rimligt avvägda mot de kostnader som samhället kan drabbas av vid svårare påfrestningar till följd av elavbrott". Ei konstaterar att det har hänt mycket sedan rapporten skrevs när det gäller regelverk, metodutveckling, teknik och alternativa lösningar till traditionella investeringar i förstärkt överföringskapacitet. Även det faktum att det är en ökad trängsel i elnätet samtidigt som vi fått nya flöden på grund av en ökad andel väderberoende produktion och nya punktlaster från förbrukningsanläggningar gör att det finns starka skäl att överväga nya idéer och arbetsätt.

I rapporten hänvisar Svenska kraftnät till dimensioneringskrav framtagna av Nordel (Nordel, 2007). Även om deras roll att ta fram rekommendationer har övertagits av ENTSO-E är flera definitioner fortfarande aktuella. De nordiska TSO:erna har enats om att fortsätta använda ett tidskrav på 15 minuter där systemet ska klara ett fel utan att lämna systemtillståndet normaldrift, det vill säga att vara i N-0 i högst 15 minuter. I dimensioneringskriterierna finns sannolikhetsbaserade överväganden inkluderade kopplade till sannolikheten för olika felhändelser och vilka konsekvenser som då är acceptabla. Den dagliga driften baseras på att N-1 ska upprätthållas samt att det ska finnas en beredskap i form av aktuell systemskyddsplan och återuppbyggnadsplan, men det görs också enligt

Svenska kraftnäts sannolikhetsbaserade bedömningar vid tilldelning av kapacitet. Den metod som i dag tillämpas för att ta fram, analysera och ta hand om händelser (N-1 och N-x) heter CSAM och är framtagen av ENTSO-E med stöd av artikel 75 i SO GL för att harmonisera riskhanteringen i Europa. Det mesta är dock samma som tidigare riktlinjer inom Nordel även om det finns en del som skiljer. Även andra systemdrifttillstånd än normaldrift är något som måste beaktas ur ett driftsäkerhetsperspektiv. Här uppger Svenska kraftnät att en given flexibilitetsresurs (till exempel 1 MW efterfrågefleksibilitet eller energilagring) inte kan användas för mer än ett drifttillstånd. Om till exempel en flexibel resurs har aktiverats i normaldrift, men det inte räcker och systemet går in i ett mer kritiskt driftläge, kan samma möjlighet naturligtvis inte användas igen.

Traditionellt har det främst varit stora produktionsanläggningar som varit dimensionerande och därmed bestämt driftsäkerhetsgränserna, men det är nu allt vanligare att fler kritiska delar av överföringssystemet påverkar driftsäkerhetsgränserna såsom till exempel laddningskapacitet. En viktig faktor vid bestämning av driftgränser är ledningarnas nedhäng, vilket sker när material utvidgas på grund av ledningens temperatur. Det har lett till att alternativa lösningar såsom dynamisk belastningsförmåga och högtemperaturlinor har blivit intressanta och något som Svenska kraftnät börjat utvärdera. Sammantaget är det mycket som händer och som kommer hända framöver som påverkar Svenska kraftnäts driftsäkerhetsarbete och som innebär både möjligheter och utmaningar.

## **4.2 Utvecklingsområden för planering och drift**

Metoder och arbetssätt för en effektiv planering och drift av transmissionsnätet är ett väldigt komplext område och omfattar allt från nätplanering, driftplanering och rutiner i den dagliga driften, inklusive samverkan med flertalet aktörer. Det pågår vid tidpunkten för rapporten flera processer med koppling till Svenska kraftnäts arbete med driftsäkerhet, där implementeringen av SO GL är ett konkret exempel. Eftersom det är för tidigt att utvärdera dessa initiativ kommer vi inom det här uppdraget inte att föreslå några regelförändringar i dessa delar. I det här avsnittet identifierar vi i stället fortsatta utvecklingsområden för planering och drift, vilket även inkluderar samarbete med andra aktörer.

## Nytt regeringsuppdrag om utvärdering och utveckling av kostnadseffektiv driftsäkerhet

**Förslag:** Regeringen bör ge Svenska kraftnät ett uppdrag med fokus på metoder och arbetsprocesser för att bestämma säkerhetsmarginaler i normal drift (N-1) och övriga systemdrifttillstånd. N-1 är lagstadgat på en övergripande nivå, men det finns många frihetsgrader avseende dess tillämpning. Syftet med uppdraget är att utvärdera och utveckla arbetet med nätplanering, driftplanering och den dagliga driften så att mer överföringskapacitet kan frigöras. Särskilt viktigt är att utreda om och hur probabilistiska metoder samt ökad observerbarhet och styrbarhet kan användas vid tillämpningen av N-1. Uppdraget bör ledas av Svenska kraftnät eftersom de har den relevanta kompetensen, fulla insynen och det nödvändiga dataunderlaget som behövs. Resultaten av uppdraget kommer att vara viktiga för alla nätföretag. För att underlätta utvecklingen av nya samverkansformer där det sker kunskaps- och datautbyte är det därför viktigt att Svenska kraftnät samverkar med nätföretag och betydande nätanvändare inom observerbarhetsområdet, andra TSO:er inom det regionala samordningscentrumet, myndigheter och övriga relevanta intressenter. En transparent process skapar förutsägbarhet för aktörer och möjliggör att resultatet kan utvärderas i efterhand vilket underlättar för den fortsatta utvecklingen av metoder och arbetsprocesser.

Ei anser att det är viktigt att frågan om kostnadseffektiv driftsäkerhet utreds vidare av Svenska kraftnät i samråd med andra relevanta aktörer såsom nätföretag och betydande nätanvändare inom observerbarhetsområdet<sup>56</sup>, andra TSO:er inom det regionala samordningscentrumet<sup>57</sup>, myndigheter och övriga relevanta intressenter. Vi bedömer att ett regeringsuppdrag är en lämplig form för detta. Det är också viktigt att arbetet med driftsäkerhet genomsyrar hela kedjan av nätplanering, driftplanering och daglig drift. Utredningen bör också genomföra nya analyser och bedömningar i en svensk kontext baserad på internationell forskning och praktiska erfarenheter inom området. Ei bedömer att det endast är Svenska kraftnät som besitter den metodkunskap och insyn som krävs för att genomföra uppdraget. Svenska kraftnät har också uppgett att de är positiva till att leda uppdraget.

### Kostnadseffektiv driftsäkerhet

Kostnadseffektiv driftsäkerhet bör analyseras ur ett helhetsperspektiv, där effekterna på marknadens tillräcklighet beaktas vid framtagande av säkerhetsmarginaler för att upprätthålla driftsäkerheten i olika scenarier och driftsituationer. Utredningen bör därför adressera hur Svenska kraftnät för olika driftsituationer kan sträva mot en optimal avvägning mellan dels tillräcklighet i form av hur mycket överföringskapacitet mellan elområden som tilldelas marknaden (vilket innebär en förbättrad tillräcklighet), dels driftsäkerhet i form av de

<sup>56</sup> Observerbarhetsområdet är det egna överföringssystemet, relevanta delar av lokal- och regionnät, angränsande överföringssystem som Svenska kraftnät övervakar eller som ingår i dess olika typer av prognosmodeller.

<sup>57</sup> Ett regionalt samordningscenter ska enligt artikel 37 i elmarknadsförordningen bland annat genomföra en samordnad kapacitetsberäkning i hela systemdriftsregionen där det är inrättat. Sverige ingår i den nordiska systemdriftsregionen.

säkerhetsmarginaler man använder för att upprätthålla driftsäkerheten i normaldrift.

#### **Metod för att implementera N-1 kan utvecklas**

N-1 är lagstadgat på en övergripande nivå, men det finns många frihetsgrader avseende dess tillämpning. I likhet med dagens tillämpning kan kravet höjas till N-2 i mer kritiska delar av systemet, men detta måste vägas mot en minskad tillräcklighet i marknaden. För att säkerställa en kostnadseffektiv och ändamålsenlig driftsäkerhet är det viktigt att Svenska kraftnät vid implementeringen av N-1 kontinuerligt utvecklar sina underliggande beräkningsmetoder, ökar observerbarheten och styrbarheten i nätet samt ställer lagenliga krav på flexibilitet på nya producenter och förbrukare som ansluter sig till nätet.

En viktig fråga att belysa i uppdraget är om implementeringen av N-1 kan kompletteras eller integreras med mer probabilistiska metoder jämfört med i dag i syfte att frigöra mer överföringskapacitet till marknaden samt möjliggöra nyanslutningar till nätet, vilket även lyftes fram inom ramen för Energiföretagen Sveriges initiativ "Samling för nätkapacitet", vars slutresultat lämnades över till regeringen under hösten 2019 (Energiföretagen Sverige, 2019).

Implementeringen av SO GL och andra EU-förordningar som följer av det tredje inre marknadspaketet innebär nya möjligheter för Svenska kraftnät när det kommer till en kostnadseffektiv och ändamålsenlig driftsäkerhet i normaldrift. Observerbarhetsområdet från 70 kilovolt förväntas ge Svenska kraftnät ökad kunskap om dynamiken på de högre spänningsnivåerna i distributionsnäten närmast under transmissionsnätet. Dessutom ställer SO GL krav på nätanvändare ännu längre ner i nätet. Med ökade krav på nätanvändare, kommer både kunskapen och styrbarheten öka. Det nya regelverket ställer också krav på en ökad samverkan mellan olika aktörer där distributionsnätens utökade systemansvar kan komma att påverka förutsättningarna för en kostnadseffektiv och ändamålsenlig driftsäkerhet.

Svenska kraftnät har flera interna projekt som är pågående och avslutade. Ett exempel är ett numera avslutat projekt som syftade till att utforska fördelarna med ett ökat samarbete med regionnäten. Det finns flera frågeställningar som behöver utvärderas och nya samarbetssätt bör utredas, både i planeringsstadiet såväl som i driftskedet. Med mer kontroll och mer/bättre data över underliggande nät som följd av bland annat implementeringen av SO GL, borde det också finnas möjlighet för Svenska kraftnät att göra mer tillförlitliga analyser av driftsäkerheten i olika driftsituationer, vilket har potential att frigöra mer kapacitet jämfört med att hantera osäkerheterna genom ökade marginaler. Det kan också vara intressant att dra lärdomar från Norge där Statnett sedan tidigare har ett större inflytande när det kommer till driftsäkerheten även strax under transmissionsnätets nivå. En skillnad mot Sverige är dock att Norge har ett mer vattenkraftbaserat system, vilket gör det lättare att starta upp systemet efter ett nätsammanbrott och konsekvenserna av större störningar blir generellt sett inte lika stora.

Utöver driftsäkerheten vid normaldrift (N-1) är även andra aspekter av driftsäkerhet såsom elsystemets robusthet att hantera övriga drifttillstånd viktiga för att uppnå en kostnadseffektiv driftsäkerhet. Svenska kraftnät och andra berörda aktörer behöver kontinuerligt utveckla metoder för att beräkna och vidta åtgärder

för att säkerställa samhällsekonomiskt motiverade marginaler i andra systemdrifttillstånd så som nöddrift, nätsammanbrott och återuppbyggnad.

### Samhällsekonomiska analyser utgör viktiga beslutsunderlag för den långsiktiga nätutvecklingen

**Bedömning:** Ei:s tidigare förslag om att en nätkoncession för transmissionsnät endast får meddelas om anläggningen är samhällsekonomiskt lönsam (Ei, R2018:06) bör genomföras. Det underlag som krävs i samband med en koncessionsansökan bör bidra till att Svenska kraftnät utvecklar sina metoder så att samtliga för samhället relevanta nyttor och kostnader av ett projekt kvantifieras och värderas. Metoden bör exempelvis säkerställa att den inkluderar ledningens eller åtgärdens bidrag till att N-1 kan uppnås på ett kostnadseffektivt sätt. Detta säkerställer också att det sker en samverkan mellan de som arbetar med nätplanering, driftplanering samt med driftsäkerheten i realtid.

För att förebygga att kapacitetsbrist uppstår i framtiden är det viktigt att Svenska kraftnät investerar och väljer lösningar på ett sådant sätt att bland annat N-1 kan uppnås på ett så kostnadseffektivt sätt som möjligt. Ei har i ett tidigare regeringsuppdrag lämnat förslag om att nätkoncession för transmissionsnät endast får meddelas om anläggningen är samhällsekonomiskt lönsam (Ei, R2018:06). Detta förslag är minst lika relevant som tidigare med tanke på att kapacitetsutmaningen har växt sedan studien presenterades.

Det kan finnas flera orsaker till att Svenska kraftnät inte beviljar ökade abonnemang till distributionsnät som försörjer flertalet storstadsregioner, vilket vi redogör för i kapitel 2. Det kan till exempel bero på att befintlig kapacitet är otillräcklig eller att befintlig kapacitet inte utnyttjas effektivt på grund av exempelvis allt för stora marginaler i driften. Otillräcklig kapacitet kan också bero på långa ledtider för att bygga ny nätkapacitet. De långa ledtiderna kan i sin tur bero på långa tillståndsprocesser eller problem som uppstår vid byggnation. Sydvästlänken som beslutades av Svenska kraftnäts styrelse i september 2011 planerades initialt att tas i drift 2015 och kommer kraftigt att öka överföringskapaciteten till södra Sverige. Byggnation av den avslutande södra delsträckan, HVDC-kopplingen till Hurva, har dock blivit försenad och prognostiseras nu att tas i kommersiell drift i december 2020<sup>58</sup>.

Kapacitetsbrist kan också bero på att den samhällsekonomiska kalkyl som Svenska kraftnät enligt sin instruktion är skyldiga att basera sina investeringsbeslut på, tidigare inte har visat lönsamhet. En dellösning för att förebygga att kapacitetsbrist uppstår i framtiden är förbättrade beslutsunderlag för nya projekt. Detta är extra viktigt i och med de långa ledtider som nätutveckling är förknippad med. Bra prognoser eller scenarier över hur överföringsbehovet förväntas utvecklas över tid och hur detta påverkar nätets flöde och belastning är en viktig aspekt för en väl genomförd analys. En annan aspekt är att identifiera, kvantifiera och värdera samtliga effekter som är förknippade med en investering. Undermåliga eller

<sup>58</sup> Mejlkonversation med Svenska kraftnät 2020-09-07.

bristfälliga samhällsekonomiska analyser riskerar i det här sammanhanget att leda till felaktiga eller försenade investeringsbeslut. Bristfälliga samhällsekonomiska analyser riskerar också att leda till att tillståndsprocessen försenas när Ei måste efterfråga sådana analyser. Svenska kraftnät bör utveckla sina metoder och arbetssätt för att ta fram samhällsekonomiska analyser vid investeringar i transmissionsnätet i enlighet med Ei:s tidigare förslag om samhällsekonomiska lönsamhetsbedömningar (Ei, R2018:06). Metoden bör exempelvis utvecklas så att den inkluderar ledningens eller åtgärdens bidrag till att N-1 kan uppnås på ett mer kostnadseffektivt sätt. Ei bedömer att det arbetet kommer att bidra till att de projekt som är mest samhällsekonomiskt lönsamma prioriteras eller kommer till stånd tidigare.

Investeringar i förstärkt överföringskapacitet sker i stora språng snarare än små steg. Utmaningen med traditionella investeringar i förstärkt överföringskapacitet är dels de långa ledtiderna innan färdigställande, dels att den ekonomiska livslängden ofta är mycket lång för transmissionsnätetskomponenter. Osäkerhet om det framtida överföringsbehovet kan ibland motivera att Svenska kraftnät bygger med marginal för att undvika dyra kompletterande investeringar i framtiden. Givetvis bör detta föregås av en ordentlig analys med så bra prognoser som möjligt för att hitta en avvägning mellan höga marginaler och höga kostnader. Det är sällan som alternativa lösningar helt kan ersätta traditionella investeringar i förstärkt överföringskapacitet, men elnätet kan sannolikt bli betydligt mer kostnadseffektivt och flexibelt i framtiden om traditionella nätinvesteringar kompletteras med en optimal sammansättning av alternativa lösningar. Särskilt med tanke på de nya överföringsmönster som uppstår med en ökad andel väderberoende produktion som ansluter på lägre spänningsnivåer och nya punktlaster från förbrukningsanläggningar som tillkommer med kort varsel.

Vilken lösning som är mest lönsam varierar från fall till fall och över tid. För att främja teknikneutralitet är det viktigt att Svenska kraftnät tar med alla rimliga alternativ i sina analyser i enlighet med Ei:s tidigare lagda förslag om obligatoriska samhällsekonomiska analyser i samband med sina koncessionsansökningar (Ei, R2018:06). Ei bedömer att den allt ökande kapacitetsutmaningen har gjort förslaget ännu mer relevant. Om en dyrare lösning (till exempel tillfälliga åtgärder medan en traditionell förstärkning byggs) medför att en eller flera kunder kan ansluta eller öka sitt abonnemang inom kortare tid bör merkostnaden vägas mot den samhällsnytta som en tidigarelagd nyanslutning eller abonnemangshöjning medför.

En begränsning är dock att det föreslagna kravet endast gäller för investeringar som kräver nya koncessionsansökningar, samtidigt som de endast utgör en bråkdel av alla åtgärder kopplade till leveranssäkerhet. Frågan är därför om förslaget bör utvidgas till att omfatta fler situationer, exempelvis vid uppkommen nätkapacitetsbrist. Här får en avvägning göras mellan vad som är lämpligt att göra via mjukare regelverk (exempelvis Svenska kraftnäts instruktion) och vad som ska skrivas in som obligatoriskt enligt ellagen. Vår bedömning är att det i detta fall är bättre att Ei beaktar vikten av kostnadseffektiv driftsäkerhet om vi får bemyndigande att ställa krav på Svenska kraftnäts nätutvecklingsplaner (Ei, R2020:02). Även vårt förslag i kapitel 3.4 om att TSO:er och DSO:er ska beakta alternativa flexibilitetslösningar innan nyanslutningar får nekas på grund av kapacitetsbrist säkerställer att Svenska

kraftnät i ökad utsträckning måste utvärdera alternativ till förstärkt överföringskapacitet.

### 4.3 Distributionsnätens lokala driftsäkerhetsarbete

Distributionsnäten utgör alla spänningsnivåer under transmissionsnätet och i Sverige kallas dessa för lokal- och regionnät. Distributionsnätens arbete med driftsäkerhet fokuserar främst på kundavbrott orsakade av oförutsedda fel i själva ledningsnätet. Utöver det har de naturligtvis också liksom transmissionsnätet ett ansvar att klara av alla funktionskrav avseende spänningskvalitet. Stora marginaler ger förvisso en ökad driftsäkerhet men är också förenade med höga kostnader och minskade möjligheter att ansluta nya kunder eller bevilja utökade abonnemang till befintliga kunder. Det är generellt sett större marginaler på distributionsnätens högre spänningsnivåer (regionnät), men även på lägre spänningsnivåer i mer tätbefolkade områden brukar marginalerna vara relativt goda. Vanliga åtgärder för att säkerställa driftsäkerheten på distributionsnivå kan till exempel vara att vädersäkra ledningar eller möjlighet att koppla om så att vissa kunder får tillbaka strömmen innan felet lagats (passiv redundans). På distributionsnätets nivå är det dock ovanligt med automatisk omkoppling utan kundavbrott (aktiv redundans) såsom i transmissionsnätet.

Ei har inom ramen för regeringsuppdraget valt att närmare analysera hur de lagstadgade funktionskraven påverkar distributionsnätens arbete med driftsäkerhet. Den centrala frågeställningen i det här avsnittet är om funktionskraven i ellagen och i Ei:s leverans kvalitetsföreskrift bör bli mer flexibla. Ei har via sin tillsyn och i andra sammanhang fått synpunkter på att dagens funktionskrav inte alltid är ändamålsenliga, utan driver kostnader som kunden inte anser är motiverade. Problematiken med funktionskraven och deras koppling till nätkapacitetsutmaningen fanns även med i den bruttolista med 10 huvudpunkter som togs fram inom ramen för Energiföretagen Sveriges initiativ "Samling för nätkapacitet", vars slutresultat lämnades över till regeringen under hösten 2019 (Energiföretagen Sverige, 2019). Även i Nätkoncessionsutredningen tas problematiken med funktionskraven upp (Nätkoncessionsutredningen, SOU 2019:30).

#### Bakgrund

Fel i distributionsnäten orsakar över 99 procent av den icke-levererade energin till följd av kundavbrott. Distributionsnätens driftsäkerhet har därför uppmärksammas allt mer, en process som pågått i Sverige sedan åtminstone omregleringen 1996. Redan innan stormen Gudrun 2005 hade nätföretag och myndigheter påbörjat ett gemensamt arbete med att ta fram riktlinjer för att förbättra driftsäkerheten på även lägre spänningsnivåer och många driftsäkerhetshöjande projekt hade påbörjats. Detta skedde bland annat inom det så kallade HEL-projektet<sup>59</sup> (Statens energimyndighet, 2003). Fram till 2005 var funktionskraven frivilliga för nätföretagen att följa. Sverige introducerade 2003 ekonomiska incitament för driftsäkerhet (leveranssäkerhet) i

---

<sup>59</sup> För att öka tryggheten i det moderna samhället gav regeringen 2001 i uppdrag åt Energimyndigheten att utveckla en helhetssyn för elförsörjningens säkerhet och beredskap, det så kallade HEL-projektet.



intäktsramsregleringen, vilket är tidigt i ett internationellt perspektiv (Wallnerström & Bertling, 2008).

Efter orkanen Gudrun ändrades dock inställningen till frivilliga åtaganden. Under åren 2006–2011 infördes en rad funktionskrav och andra krav på nätföretagen i ellagen, kopplade till driftsäkerhet. Dessa baserades till stora delar på de förslag som Statens energimyndighet (som nuvarande Ei då var en del av) tog fram på uppdrag av regeringen (Statens energimyndighet, ER 2005:19). Där gavs exempelvis förslag på att avbrott inte får överstiga 24 timmar, obligatorisk kundavbrottsersättning och ett utökat funktionskrav för uttagspunkter på över 2 MW vilket låg i linje med branschens frivilliga rekommendationer. I takt med att nya hårdare regler succesivt implementerades, påskyndades arbetet med vädersäkring och jordkabel blev allt vanligare som vädersäkringsåtgärd jämfört med andra åtgärder såsom belagd luftledning och bredare ledningsgator. För spänningsnivåer över 25 kV blev vädersäkring ett krav. Nätföretagen blev också tvungna att upprätta risk- och sårbarhetsanalyser med tillhörande åtgärdsplaner för hur risken för avbrott ska minska på känsliga delar av nätet. Ei bedriver tillsyn över att alla dessa krav följs. Även intäktsramsregleringen ger incitament för att säkerställa driftsäkerheten genom att den påverkar vilka kostnader som nätföretaget får täckning för, men också genom ett ekonomiskt kvalitetsincitament som både kan ge ökad och minskad avkastning.

#### **Förslag om utökad föreskriftsrätt för Ei avseende undantag från 24-timmarskravet**

**Förslag:** Ei:s bemyndigande i 3 kap. 9 a § första stycket ellagen ändras så att rätten att meddela föreskrifter med stöd av 3 kap. 9 § fjärde stycket ellagen får avse andra krav i stället för strängare krav än vad som följer av 3 kap. 9 a §. Med andra krav avses möjligheter till avsteg från kravet på att avbrott inte får vara mer än 24-timmar.

Genom en ändring i ellagen utökas Ei:s bemyndigande avseende rätten att föreskriva om så kallade funktionskrav (definiera vad som anses vara god kvalitet i överföringen) till att även omfatta avbrott på över 24 timmar. Kravet på att ett avbrott aldrig får överstiga 24 timmar bör fortsatt finnas kvar i lagen som en grundregel, men Ei bör få ökad möjlighet att nyansera kravet genom att definiera undantag och förtydliganden i föreskrift.

Funktionskravet i 3 kap. 9 a § ellagen och funktionskraven enligt föreskrifter som meddelas med stöd av 3 kap. 9 § fjärde stycket ellagen har en stor påverkan på distributionsnätens arbete med driftsäkerhet. Krav på stora marginaler kan leda till att en anslutning nekas, försenas eller att den blir dyrare än den enskilda kundens betalningsvilja. I detta avsnitt identifierar vi ett behov av att utveckla nuvarande funktionskrav. Ei har redan mandat att meddela föreskrifter om funktionskrav, men vi anser att nuvarande bemyndigande bör utökas så att vi kan nyansera funktionskravet om att ett avbrott i princip aldrig får överstiga 24 timmar. Förslaget på lagändring presenteras kapitlet Författningsförslag.

Utöver de nya förslagen har Ei tidigare lagt ett förslag som skulle kunna bidra till distributionsnätens lokala driftsäkerhetsarbete blir mer kostnadseffektivt:

- I början av 2020 lämnade Ei ett lagändringsförslag till regeringen om att tillåta att effektiviseringskravet i intäktsramsregleringen tillämpas på totalkostnaden (Ei, PM2020:01). Ett sådant effektiviseringskrav skulle dels kunna ge nätföretagen bättre incitament att välja de mest kostnadseffektiva lösningarna för att upprätthålla en given driftsäkerhet, dels ge bättre incitament att nå ett samhällsekonomiskt optimum avseende leveranssäkerheten.

### **Rättsliga ramverk**

För distributionsnätet är det främst funktionskraven enligt 3 kap. 9 a § ellagen och Ei:s föreskrifter och allmänna råd (EIFS 2013:1) om krav som ska vara uppfyllda för att överföringen av el ska vara av god kvalitet (leverans kvalitetsföreskriften) som påverkar nätföretagens arbete med att ta fram lämpliga risknivåer avseende kundavbrott. Även Ei:s föreskrifter (EIFS 2019:4) om vad som avses med kvaliteten i nätverksamheten och vad som avses med ett effektivt utnyttjande av elnätet vid fastställande av intäktsram (incitamentsföreskriften) som definierar kvalitetsincitamentet i intäktsramsregleringen och obligatorisk kundavbrottsersättning enligt 10 kap. 10 § ellagen kan påverka valet av riskreducerande investeringar och andra åtgärder.

### **Allmänt**

Enligt 3 kap. 9 § ellagen ska den som har nätkoncession se till att överföringen av el är av god kvalitet och är skyldig att "avhjälpa brister hos överföringen i den utsträckning kostnaderna för att avhjälpa bristerna är rimliga i förhållande till de olägenheter för elanvändarna som är förknippade med bristerna." I paragrafen lyfts således intentionen om god kvalitet fram och att kostnaderna för detta även ska vägas mot kundnyttan.

En viktig fråga är vad som räknas som ett avbrott i juridisk mening när det exempelvis kommer till att kunder frivilligt är fränkopplade i samband med efterfrågeflexibilitet. Avbrott definieras inte i ellagen eller i förordning. Ei har dock definierat avbrott i olika föreskrifter. I den föreskrift som definierar funktionskraven står det följande:

Avbrott: tillstånd då uttags-, gräns- eller inmatningspunkten är elektriskt fränkopplad i en eller flera av faserna från spänningssatt koncessionspliktigt nät genom till exempel kopplingsmanöver i elnät eller till följd av yttre händelser såsom utrustningsfel eller störningar. Detta tillstånd resulterar i en spänning nära eller lika med noll i en eller flera av faserna i uttagspunkten.  
(3 kap 1 § EIFS 2013:1)

Mot bakgrund av den här definitionen gör vi tolkningen att det inte bör betraktas som ett avbrott om kunden, eller någon annan på uppdrag av kunden, kopplar bort kunden från elnätet så länge nätet är spänningssatt fram till gräns-, uttags- eller inmatningspunkten i alla tre faser.

Skulle ett nätföretag däremot koppla bort kunden längre upp i näten, även om det sker på kundens begäran, är vår bedömning att det kan räknas som ett avbrott utifrån det nuvarande regelverket. Om det i ett sådant sammanhang skulle räknas

som ett aviserat avbrott enligt 11 kap. 7 § ellagen är en annan fråga som troligen beror på de specifika omständigheterna. Aviserade avbrott rapporteras elnätsföretagen till Ei separat och de är ofta förenade med mindre strikta regelverk. Vid behov bör definitionen av avbrott bli mer enhetlig<sup>60</sup>, tydlig och ändamålsenlig i framtida föreskrifter.

Enligt 3 kap. 1 a § ellagen är det tillåtet att produktion av el bedrivs tillsammans med nätverksamhet om det sker tillfälligt i syfte att ersätta utebliven el vid elavbrott. Vi har tidigare bedömt att detta även är, och kommer att vara, förenligt med rådande EU-regelverk (Ei, R2020:02).

### **Funktionskrav**

Utöver det generella kravet på god kvalitet enligt 3 kap. 9 § ellagen som tidigare tagits upp, får regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer, meddela föreskrifter om mer specifika krav. Regeringen ger Ei detta bemyndigande i 16 § elförordningen (2013:208) och funktionskraven följer sedan av Ei:s föreskrifter och allmänna råd (EIFS 2013:1) om krav som ska vara uppfyllda för att överföringen av el ska vara av god kvalitet (leveranskvalitetsföreskriften). Oavsett vad Ei föreskriver får ett avbrott emellertid i princip aldrig överstiga 24 timmar, vilket följer av 3 kap. 9 a § ellagen. Nätföretagen kan i dag endast hävda att funktionskravet på 24 timmar inte gäller om kriterierna i ellagen är uppfyllda. Funktionskravet på 24 timmar gäller inte om koncessionshavaren visar att avbrottet beror på ett hinder utanför koncessionshavarens kontroll som

- koncessionshavaren inte skäligen kunde förväntas ha räknat med och
- vars följderna koncessionshavaren inte heller skäligen kunde ha undvikit eller övervunnit. (3 kap. 9 a § ellagen)

När Ei öppnar tillsyn mot företag med kunder som haft avbrott över 24 timmar, brukar vi kräva att elnätsföretaget dels förklarar vad som skett, dels uppvisar en plan på åtgärder som ska vidtas för att det inte ska ske igen. Därefter brukar ärendet skrivas av samtidigt som vi informerar om att det kan ske en uppföljning. Eftersom Ei inte har fattat något tillsynsbeslut i denna fråga som har överklagats finns det ingen domstolspraxis, men vår bedömning är att lagtexten innehåller väldigt begränsade möjligheter till undantag. Det ska vara utanför nätföretagets kontrollansvar och dessutom något som nätföretaget inte skäligen kunnat förvänta sig och inte heller skäligen kunnat undvika. I förarbetena till lagen går det bland annat att läsa följande:

Det är framför allt händelser av exceptionell karaktär som kan falla utanför kontrollansvaret. Hit hör till exempel krig, terrorhandlingar och sabotage. Vissa naturfenomen som jordbävningar och jordskred kan också höra hit om de är av större omfattning. Väderhändelser som återkommer någorlunda regelbundet såsom åska, snöoväder eller stormar bör däremot endast i rena undantagsfall vara att betrakta som sådana händelser som faller utanför kontrollansvaret. (Prop. 2005/06:27)

---

<sup>60</sup> Energimarknadsinspektionens föreskrifter (EIFS 2015:4) om skyldighet att rapportera elavbrott för bedömning av leveranssäkerheten i elnäten har en annan kortare definition.

Enligt 3 kap. 9 b § ellagen finns det visserligen möjlighet att ge dispens från 24-timmarskravet. Detta får dock högst ges i tre år och har aldrig tillämpats. Troligen eftersom nätföretagen har bedömt att det är en försumbar sannolikhet att få en dispens de har tillräcklig nytta av med avseende på hur paragrafen är skriven och intentionerna med lagen. Observera att detta funktionskrav endast har de möjligheter till undantag som följer av 3 kap. 9 a–9 b §§ och omfattas således inte av de eventuella möjligheter till undantag som skulle kunna uttolkas ur 3 kap. 9 § ellagen såsom det som står i tredje stycket om att ”i den utsträckning kostnaderna för att avhjälpa bristerna är rimliga i förhållande till de olägenheter för elanvändarna som är förknippade med bristerna”. Därmed ser vi inte att det finns utrymme för att väga in några som helst ekonomiska hänsyn i bedömningen avseende om ett avbrott på 24 timmar är acceptabelt eller inte.

Utöver ellagens funktionskrav föreskriver Ei genom leverans kvalitetsföreskriften om ytterligare krav inom följande fyra delområden:

- 1 Strängare funktionskrav avseende avbrottslängd än ellagens krav på att avbrott inte får överstiga 24 timmar, den så kallade ”effekttrappan” (4 kap.)
- 2 Krav på trädsäkra ledningar för spänningar över 25 kV (5 kap.)
- 3 God kvalitet kopplat till antalet avbrott som drabbar en enskild kund (6 kap.)
- 4 Spänningskvalitet (7 kap.)

Baserat på uttagen effekt<sup>61</sup> föreskriver leverans kvalitetsföreskriften om strängare funktionskrav än ellagen (punkt 1 ovan) avseende avbrottens tillåtna längd för uttags- och gränspunkter från och med 2 MW enligt Tabell 4. Även om detta utökade krav inte definieras i ellagen, står det i förarbetena att sådana regler bör finnas i förordning eller föreskrift:

Enligt regeringens bedömning finns det skäl att, utöver det grundläggande kravet på högst tjugofyra timmars elavbrott, införa regler om längsta godtagbara avbrottstid för lastnivåer som överstiger 2 megawatt. De kompletterande reglerna kommer till viss del att vara detaljerade och tekniska. Föreskrifter om detta bör därför inte tas in i ellagen utan kan meddelas av regeringen eller, efter regeringens bemyndigande, nätmyndigheten [...] Regeringen bedömer att en lämplig utgångspunkt för dessa föreskrifter kan vara de av branschen antagna planeringsmålen. (Prop. 2005/06:27)

---

<sup>61</sup> Mer specifikt den effekt som är ”möjlig att överföra under normala driftförhållande”.

Tabell 4. Utökade funktionskrav enligt 4 kap. 1 § EIFS 2013:1, även kallad "Effekttrappan".

Lastintervall [MW]	Vid normala återställningsförhållanden ** [timmar]	Vid onormala återställningsförhållanden** [timmar]
≤2*	24	24
>2≤5	12	24
>5≤20	8	24
>20≤50	2	24
>50	2	12

\*Denna nivå baseras endast på ellagens funktionskrav, står inte i föreskriften  
\*\*För fullständig definition se EIFS 2013:1 4 kap. 1 §

Enligt 8 kap. 1 § (EIFS 2013:1) finns det möjlighet att bevilja dispens från kraven inom områdena 1–2 i listan ovan under en begränsad tidsperiod om det finns särskilda skäl. Ei har beviljat dispens vid ett tillfälle<sup>62</sup>. I det fallet ville nätföretaget bygga en dyr reservledning med hänvisning till funktionskraven, trots att kunden varken hade behov eller betalningsvilja för det. En aspekt i det ärendet var att kunden och nätföretaget hade olika syn på om det var fråga om nyanslutning eller inte (och således vem som skulle betala en eventuell ledning). Denna, fråga prövades dock inte eftersom Ei beviljade dispens. Det finns dock risk att frågan väcks igen när den beviljade dispenstiden går ut och företaget måste söka dispens på nytt eller bygga ledningen. En kritik som togs upp i samband med ärendet är att ledtiden för att bygga ledningen är lång med tanke på att dispens endast ges under en begränsad tid och att det därför blir svårt att planera eftersom de inte kan få förhandsbesked om en eventuell förlängning av undantaget kommer att beviljas i framtiden. Vi tycker detta är en intressant synpunkt och möjligheten till obegränsad dispens är något vi kommer utvärdera inför nästa revision av leverenskvalitetsföreskriften.

Utöver att ge dispens ska Ei i prövningen av leveranskvalitetsföreskriften även väga in nätföretagets skyldighet att avhjälpa bristerna avseende att "kostnaderna för att avhjälpa bristerna är rimliga i förhållande till de olägenheter för elanvändarna som är förknippade med bristerna" (3 kap. 9 § tredje stycket ellagen). Det ger en viss möjlighet att ta hänsyn till ekonomisk rimlighet, vilket gör att dessa funktionskrav är mindre strikta jämfört med det funktionskrav som följer direkt av ellagen 3 kap. 9 § (24-timmarskravet). Vår uppfattning är att hänsyn till detta bör ske relativt restriktivt, men detta är en aspekt som aldrig prövats i domstol. Dessutom påverkar denna skrivelse, såsom tidigare nämnt, inte kravet på att ett elavbrott inte får överstiga 24 timmar.

Det är främst det strängare funktionskravet avseende avbrottslängd enligt Tabell 4 (den så kallade effekttrappan) som har kritiserats, både av vissa nätföretag och av kunder. Anledningen är att kraven påverkar hur näten måste byggas när det kommer till reservmatning, oavsett om den eller de kunder som bekostar detta tycker att nyttan överstiger kostnaden eller inte. En statlig offentlig utredning lämnade under 2019 in flera förslag till regeringen (Nätkoncessionsutredningen, SOU 2019:30). Ett av förslagen var att funktionskrav avseende avbrottstid på uttagspunktsnivå inte bör utformas strängare i föreskrifter än kravet i 3 kap. 9 a § ellagen (24-timmarskravet). Konkret skulle det innebära att Ei förlorar

<sup>62</sup> Diarienummer 2018–101382 där Ei medgav dispens, som senare överklagades avseende dispensens längd (diarienummer 2018–101760), där Ei medgav förlängd tid för dispensen.

bemyndigandet att föreskriva såsom nu görs i 4 kap. 1 § EIFS 2013:1. Utredningens argument var att nuvarande regler kan leda till investeringar som varken kunderna eller nätföretagen efterfrågar – att det således driver fram investeringar som inte är samhällsekonomiskt motiverade. I vårt remissvar ställer vi oss kritiska till detta förslag och vår inställning som vi redogjorde för där har inte ändrats sedan dess (dnr. 2019-102314). I vårt svar skriver vi att vi är öppna för en konstruktiv dialog om det nuvarande regelverket, men motsätter oss en eventuell begränsning av nuvarande bemyndigande. Vidare skriver vi bland annat följande:

Förutsättningarna för att bedriva elnätsverksamhet kommer med största sannolikhet även fortsättningsvis vara föränderlig och bli allt mer komplex. För att följa utvecklingen och för att göra funktionskraven dynamiska är det enklare att ha detaljerade funktionskrav i föreskrift än direkt i lag.

### ***Ekonomiska incitament***

Eftersom elnätsverksamhet är ett naturligt och legalt monopol behöver verksamheten regleras ekonomiskt. Ei beslutar om intäktsramar (maximal tillåten intäkt) för tillsynsperioder om fyra år i taget. För nätinvesteringar ger intäktsramen täckning för avskrivningar och ge en sådan avkastning på kapitalbasen som behövs för att i konkurrens med alternativa placeringar med motsvarande risk få tillgång till kapital för investeringar, vilket följer av 5 kap. 1 § ellagen. Det inkluderar investeringar som syftar till att höja leverans kvaliteten, så som redundanta matningsvägar, styr- och kontrollutrustning. När det kommer till rörliga kostnader delas de upp i löpande opåverkbara kostnader som nätföretaget helt får föra över till kunderna och löpande påverkbara kostnader där nätföretaget får kompensation utifrån sina historiska kostnader minus ett effektiviseringskrav. Exempel på löpande påverkbara kostnader kopplade till leverans kvalitet är underhålls- och reparationskostnader (som inte ökar kapitalbasen) och ökade personalkostnader.

Ei bedömer att intäktsramsregleringen inte utgör ett ekonomiskt hinder generellt för att investera i tillräckligt god leverans kvalitet. Däremot har vi och många andra uppmärksammat att regleringen inte är fullt teknik- och lösningsneutral då den ger starkare incitament att investera i sådant som ökar kapitalkostnaderna jämfört med åtgärder som höjer de löpande kostnaderna. För att kunna utveckla regleringen till att bli bättre i detta hänseende, lämnade Ei ett lagförslag till regeringen under början av 2020 för att möjliggöra ett effektiviseringskrav som tillämpas på totalkostnaden (Ei, PM2020:01). En annan fördel med att tillämpa effektiviseringskravet på totalkostnaden är att det kan ge en bättre balans mellan att hålla nere kostnaderna och att ha en hög driftsäkerhet som premieras genom andra incitament i intäktsramsregleringen.

Enligt 5 kap. 9 § ellagen ska hänsyn tas till kvaliteten i nätverksamheten när intäktsramen bestäms och detta får medföra en ökning eller minskning av avkastningen på kapitalbasen. Enligt 10 § ges bemyndigande till regeringen, eller den myndighet regeringen bestämmer, att specificera detta i föreskrift. Ei ges detta bemyndigande med stöd av 27–29 §§ förordningen (2018:1520) om intäktsram för elnätsverksamhet och incitamentet följer sedan av Ei:s föreskrifter (EIFS 2019:4) om vad som avses med kvaliteten i nätverksamheten och vad som avses med ett

effektivt utnyttjande av elnätet vid fastställande av intäktsram (incitamentsföreskriften). Enligt incitamentsföreskriften kan incitamenten för kvalitet tillsammans med incitamenten för effektivt nätutnyttjande öka eller minska den årliga regulatoriska avkastningen med som mest en tredjedel. Syftet är att ge långsiktiga ge incitament till en samhällsekonomiskt optimal leveranssäkerhet baserat på kundernas betalningsvilja (Ei, PM2018:01). Tanken är att incitamenten ska vara ett komplement till funktionskraven, där funktionskraven anger en lägsta standard för vilken kvalitet en elnätskund ska kunna förvänta sig även om kostnaden för denna lägstanivå skulle vara högre än den enskilda kundens betalningsvilja. Det kan till exempel motiveras med omfördelningspolitiska målsättningar såsom en levande landsbygd<sup>63</sup>.

Utöver de integrerade incitamenten i intäktsramen där kundkollektivets kostnader kan öka eller minska, finns det ekonomiska incitament avseende enskilda kunders leveranssäkerhet. I 10 kap. ellagen regleras kundernas rätt till avbrottsersättning och skadestånd. Grundregeln är att en kund som har ett avbrott på minst 12 timmar har rätt till en individuell kundavbrottsersättning utan att behöva ansöka om det. Den minsta ersättningen ligger på 12,5 procent av kundens årliga nätkostnad eller 2 procent av prisbasbeloppet avrundat uppåt till närmaste hundratal vilket för närvarande motsvarar 1 000 kronor (det högsta av dessa två värden). Ersättningen ökar sedan stegvis med avbrottets längd till som mest 300 procent av kundens årliga nätkostnad. Tidigare finansierades detta helt av nätföretagen själva, men efter en lagändring som gäller från tillsynsperioden 2020–2023 finns det en öppning för att delvis finansiera dessa kostnader via intäktsramen. Ei har tagit fram en metod för detta som bland annat innebär att nätföretagen inte får ta med denna kostnad om ett avbrott överstiger 24 timmar, men metoden har överklagats (Ei, 2020). Utöver dessa obligatoriska utbetalningar kan elkunder få frågan om skadestånd prövad civilrättsligt, men en eventuellt utbetald kundavbrottsersättning ska då avräknas mot ett eventuellt skadestånd (10 kap. 9 § ellagen).

### Utvärdering av dagens funktionskrav

Ei har sedan några år tillbaka en rutin där vi identifierar samtliga uttagspunkter som haft minst ett avbrott på över 24 timmar eller fler än elva avbrott (Ei, PM2020:05). När det gäller övriga funktionskrav görs tillsynen i dagsläget inte lika regelbundet, utan sker efter anmälan från kund eller i samband med att vi öppnat tillsyn av andra skäl. Vi är dock inte främmande för att vidareutveckla tillsynen i framtiden. I vår årliga leveranssäkerhetsrapport konstaterar vi också att det går att skönja en viss trend över tid med i genomsnitt färre antal anläggningspunkter där funktionskraven inte efterlevs, även om det kan variera kraftigt mellan enskilda år (Ei, R2019:05).

Till skillnad från 2005 när stormen Gudrun inträffade och innan funktionskraven implementerades, är de högre spänningsnivåerna i dag i princip helt trädsäkrade (krav enligt leverans kvalitetsföreskriften). Även på mellan- och lågspänningsnivåer har det skett många investeringar i vädersäkring. Nätföretagen prioriterar ofta de sträckor som bedöms ha störst effekt på driftsäkerheten per investerad krona eller där det finns störst risk att inte efterleva funktionskraven, för att sedan arbeta sig nedåt i prioritetsslistan. Det finns dock fortfarande stora delar av de lägre

---

<sup>63</sup> Politiken kan genomföras genom att de kundspecifika kostnaderna för att upprätthålla funktionskraven fördelas på alla kunder inom redovisningsområdet.

spänningsnivåerna som inte är vädersäkrade, vilket inte heller är ett krav så länge funktionskraven upprätthålls. En annan aspekt är att den ökade mängden jordkabel innebär nya risker såsom längre felsökningstider när fel väl inträffar.

För lokalnätetsföretagen handlar driftsäkerhetsarbetet i landsbygdsnät främst om att klara funktionskraven avseende 24 timmar enligt ellagen och funktionskravet enligt 6 kap. 1 § leveranskvalitetsföreskriften om att en enskild kund inte får ha fler än 11 avbrott per år samt att undvika att behöva betala ut den obligatoriska kundavbrottsersättningen för avbrott överstigande 12 timmar. Nätföretag kan i de flesta fall med marginal åtgärda ett fel inom 24 timmar, även när en alternativ matningsväg inte är möjlig. En vanlig orsak till att ändå inte nå upp till kravet är väderhändelser som orsakar många samtidiga fel, vilket leder till att resurserna inte räcker för att åtgärda felet hos alla kunder tillräckligt snabbt. För att förhindra detta är vädersäkring och beredskap viktigt. En annan vanlig orsak är att det dröjer innan felet uppmärksammas och därefter innan felet identifieras. I dessa fall skulle eventuellt mer aktiv mätning och smarta system vara till hjälp. En annan orsak är att nätföretaget och kunden kommer överens om att vänta med att åtgärda avbrottet eller att nätföretaget inte kommer åt kundens anläggning när den inte är hemma. För mer tätbebyggda områden och större kunder är kvalitetsincitamenten i intäktsramsregleringen ofta ett viktigt incitament för att satsa på högre driftsäkerhet än funktionskravens miniminivåer.

För regionnätetsföretag och lokalnätetsföretag på höga spänningsnivåer tillämpas oftast en metod för driftsäkerhet som benämns N-1 (Hilber, Dahlin, & Dahlgren, 2020), även om tillämpningen skiljer sig signifikant från transmissionsnätets definition av detta kriterium (se avsnitt 4.1). För regionnätetsföretag betyder det att nätet byggs och drivs för att klara en händelse och samtidigt uppfylla funktionskraven enligt 4 kap. 1 § leveranskvalitetsföreskriften, det vill säga effektrappan. Det finns inget krav på att N-1 ska råda igen inom en viss tid efter en händelse (jämför med transmissionsnätet på 15 minuter), utan ibland kan N-0 råda under en relativt lång tid som vid exempelvis transformatorhaverier. Vid ett större haveri arbetar nätföretaget emellertid för att mildra konsekvenserna av ytterligare ett fel i den utsträckning som det är möjligt. Observera att produktionsanläggningar normalt sett inte omfattas av det utökade funktionskravet eftersom effektrappan baseras på uttagen effekt, men att 24-timmarskravet ändå gäller då produktionsanläggningar ofta har en viss egen förbrukning vilket gör dem till uttagpunkter i juridisk mening. Eftersom transformatorer på dessa nivåer är väldigt svåra att byta ut mot en reserv inom en rimlig tid, innebär det i praktiken ofta krav på redundans.

#### ***Utvärdering av nivån på funktionskraven enligt lag och föreskrift***

Funktionskraven har funnits under en relativt lång tid, där nätföretag och kunder har vant sig vid denna minimistandard. I vissa sammanhang kan kostnaden för att garantera denna driftsäkerhet för alla kunder vara hög för nätföretaget. Åtgärder för att generellt uppfylla kraven att kunder inte ska få fler än 11 avbrott eller avbrott på över 24 timmar brukar mestadels läggas på kundkollektivet genom höjd intäktsram, exempelvis kan det röra sig om stora träsäkringsprojekt i befintligt nät. Kundkollektivets kostnad kan motiveras med att det är rimligt att ha en basnivå för att skydda svaga kunder i ett naturligt monopol och att det ur ett



historiskt perspektiv med bristande observerbarhet i nätet (få mätpunkter) kan ha varit rationellt att till viss del standardisera produkten "leverans av el".

Om en kund har fler än elva avbrott under ett år, är överföringen av el inte av god kvalitet enligt föreskriftens definition. Ei har inte fått några indikationer på att detta krav skulle utgöra ett hinder för att ansluta nya kunder eller för att höja effekten för befintliga kunder. Följaktligen bedömer vi att detta krav inte är relevant att utreda mer inom ramen för detta uppdrag. När det gäller funktionskraven om trädsäkring och spänningskvalitet anser vi att Ei har ett tillräckligt bemyndigande för att kunna hantera eventuella ändringar i vår pågående revision. Därför är det inte motiverat att lägga fram några förslag avseende detta inom ramen för detta uppdrag.

Vår uppfattning är att dagens funktionskrav generellt sett inte är för stränga och att de normalt sett utgör rimliga minimivåer som en elnätskund ska ha rätt att förvänta sig. Däremot kan det finnas behov av att ha fler möjligheter till undantag och mer flexibilitet jämfört med i dag, speciellt när det kommer till funktionskraven avseende ett avbrotts maximalt tillåtna längd, vilket vi utvecklar i kommande underavsnitt.

#### ***Funktionskravet i ellagen om att ett avbrott inte för att överstiga 24 timmar***

När det gäller kravet om 24 timmar bedömer vi att det oftast är rimligt. Det kan också finnas en poäng att ha denna grundregel inskriven i ellagen för att säkerställa en baskvalitet, även om det ofta är brukligt att ha mer tekniska krav i förordning eller föreskrift. Däremot har vi identifierat fall då det är problematiskt att det inte går att nyansera kravet genom att definiera undantag och förtydliganden avseende detaljer i föreskrift.

Hur mycket redundans nätföretaget än har, så finns det aldrig någon garanti för att all redundans inte havererar samtidigt, även om det är mycket osannolikt. Att förebygga händelser med extremt liten sannolikhet, men med stor konsekvens är extremt kostnadsdrivande och dessutom något som är omöjligt att garantera till 100 procent. En annan aspekt är att det är svårt att täcka in samtliga hypotetiska fall på förhand. För att kunna följa den väldigt snabba utvecklingen i branschen och för att göra funktionskraven dynamiska är det enklare att ha detaljerade funktionskrav i föreskrift än direkt i lag.

Här följer några exempel på hur Ei skulle kunna utnyttja en ökat bemyndigande:

- Om en kund inte kan ansluta på grund av nätkapacitetsbrist och där ett tillfälligt undantag från kravet skulle möjliggöra ett avtal som innebär att kunden ansluter med försämrade villkor i väntan på nätutbyggnad.
- För att möjliggöra mer kostnadseffektiv anslutning av förnybar produktion. I dag kan ett nätföretag exempelvis kräva redundans vid nyanslutning av vindkraft för att klara ett transformatorhaveri eller någon form av annan lösning så att uttagsdelen fungerar igen inom 24 timmar. Även om en annan lösning är billigare än en transformator, är det inte ändamålsenligt med speciallösningar (som ändå inte ger tillbaka produktionsmöjligheten) bara för att uppfylla lagkravet. Väderberoende produktion har i tillägg sällan någon

systemnytta gällande till exempel balansering som motiverar tvingande redundans.

- Under tillsynen har Ei identifierat uttagspunkter där det är orimligt att garantera nuvarande 24-timmarskrav till 100 procent. Till exempel om kombinationen av miljökrav och tekniska svårigheter gör det orimligt att bygga en redundant matning som klarar ett längre oväder. I sådana undantagsfall måste nätföretaget emellertid försäkra sig om att ett längre avbrott inte riskerar att få oacceptabla konsekvenser för kunden.
- Om nätföretag och kund under pågående störning frivilligt kommer överens om att nätföretaget kan prioritera andra kunder mer för att göra reparationsarbetena mer kostnadseffektiva.
- När en kund uttryckligen ber nätföretaget att vänta med att åtgärda ett fel nära kundens hem, exempelvis för att undvika bli störd på natten.
- Att göra undantag avseende kontrollansvar och extrema händelser tydligare, mer förutsägbara och något mer tillåtande än skrivelsen i ellagen. Att något fler extremhändelser kan undantas, kan i vissa fall ge en mer samhälls-ekonomiskt effektiv nivå på den övergripande leveranssäkerheten.
- Om det i framtiden blir vanligare med lokala energisamhällen eller enskilda kunder som inte är lika beroende av elnätet som i dag och som därför kan klara längre avbrott än 24 timmar, exempelvis med eget energilager.

#### ***Det utökade funktionskravet – effektrappan***

Det är främst det utökade funktionskraven för uttagspunkter på över 2 MW (4 kap. 1 § leverans kvalitetsföreskriften) som har fått kritik. Det finns åsikter om att det kan utgöra hinder för nyanslutning och effekthöjning av befintliga kunder. Därför är detta funktionskrav viktigt att belysa lite extra inom ramen för detta uppdrag. Kravet gäller både för vanliga uttagspunkter (såsom stora industrikunder) och gränspunkter (vanligen mellan lokalnät och regionnät).

För gränspunkter är det oftast av yttersta vikt att inte hela lokalnät eller stora delar av ett lokalnät kopplas bort under en längre tid. Avbrott i en gränspunkt berör ofta ett stort antal kunder och höga effekter, där det dessutom är hög sannolikhet att samhällsviktig verksamhet berörs. På så sätt är det rimligt med hårdare krav på gränspunkterna än ellagens minimikrav. Problemet med det nuvarande regelverket är att funktionskravet fokuserar på varje enskild gränspunkt, och inte på det underliggande nätets driftsäkerhet. Det kan både vara mer samhälls-ekonomiskt och mer driftsäkert att bygga nätet så att det har fler geografiskt åtskilda matningar, där varje enskild matning inte alltid uppfyller funktionskravet, men att det underliggande nätet som helhet gör det. En ökad flexibilitet genom ett förtydligande av de utökade funktionskraven skulle i vissa fall kunna göra att underliggande nät tillåts höja sin effekt mot överliggande nät snabbare och billigare. Ei överväger därför att förtydliga funktionskravet när det kommer till gränspunkter, så att fokus är på hur länge slutkunderna i det underliggande nätet är bortkopplade inte på avbrottets längd i den enskilda gränspunkten.

När det kommer till enskilda slutkunder på minst 2 MW ser problematiken annorlunda ut. Vår preliminära bedömning är att funktionskraven är rimliga i de

flesta fall och att de bör vara kvar som grundregel, även om det är en fråga vi kommer utreda vidare mer noggrant i samråd med intressenter. Precis som för anslutningskravet är det rimligt att det finns minimikrav som en kund har rätt att kräva, där stora kunder bör ha en högre basnivå än en mindre kund. Däremot har vi, exempelvis genom vår tillsyn och i dialogen med kunder och nätföretag, identifierat att den nuvarande bristen på flexibilitet kan vara ett problem i vissa fall. Den extra redundansen är ofta väldigt kostsam på dessa spänningsnivåer och kunder kan ha väldigt olika krav på driftsäkerhet. Det leder till att nätföretag kan använda funktionskravet som argument för att kunden ska bekosta den extra redundansen, trots att merkostnaden överstiger nyttan och att avsaknaden av den extra redundansen inte skulle ha negativ effekt på andra kunder. Det kan också vara så att en kund får vänta onödigt länge på en anslutning eftersom den inte tillåts ha lägre driftsäkerhet tillfälligt medan nätföretaget förstärker nätet. En utvidgning av möjligheten till undantag från dessa funktionskrav bör därför utredas vidare, exempelvis i de fall kund och nätföretag gjort en frivillig överenskommelse.

#### **Fortsatt arbete med föreskrifter gällande funktionskrav**

Vår bedömning är att nuvarande lagstiftning inte utgör något hinder för att göra nuvarande funktionskrav mer flexibla, med undantag från att det enligt 3 kap. 9 a § ellagen endast är tillåtet att föreskriva om strängare krav avseende avbrottslängd än 24 timmar. Funktionskraven är olika beroende på kundens storlek och om det råder normala återställningsförhållanden eller inte. Det går även att ge dispens från några av funktionskraven enligt nuvarande föreskrift. Ei bedriver sedan början av 2020 ett internt projekt för att utvärdera och senare revidera leverans kvalitetsföreskriften. Översynen innefattar både funktionskraven för driftsäkerhet och spänningskvalitet.

## 5 Kapacitetstilldelning på utlandsförbindelser

Ei ska enligt uppdragsbeskrivningen *bedöma i vilken mån åtgärder kan och får vidtas i kapacitetstilldelningen på utlandsförbindelser och vilken påverkan de skulle kunna ha på lokal nätkapacitet.*

En TSO har inför driften viss möjlighet att påverka de flöden som orsakar överbelastningar i det egna nätet genom att öka eller minska den överföringskapacitet som den ger till elmarknaden. Överföringskapaciteten avser i detta fall hur mycket energi som kan föras över mellan två elområden. Inom ett elområde har TSO:n inte samma möjlighet att begränsa flöden, eftersom varje nätkund inom ett elområde har samma rätt till nätet i normaldrift, förutsatt att de håller sig inom ramen för sina anslutnings- eller nyttjandeavtal för inmatning eller uttag.

För en given driftsituation så kommer en reducerad överföringskapacitet mellan elområden i marknaden att leda till ökade marginaler och därmed en ökad säkerhet i driften. Inskränkningar av överföringskapaciteten i form av en reducerad tilldelning till elmarknaden ska dock göras med försiktighet eftersom det innebär en risk för ett mindre effektivt resursutnyttjande och kan i marknadskopplingen leda till ett potentiellt resurstillräcklighetsproblem med höga elpriser på elmarknaden som signalerar knapphet i ett eller flera elområden. Omdirigering och mothandel, elområdesindelning och nätförstärkningar utgör enligt regelverket bättre alternativ än inskränkningar av utlandsförbindelser. I det här kapitlet diskuterar vi vilka reella och legala möjligheter en TSO har, utifrån EU-regelverken, att inskränka överföringskapaciteten på utlandsförbindelser för att hantera ansträngd nätkapacitet i sitt kontrollområde.

### 5.1 Kapaciteten på utlandsförbindelserna ska upprätthållas

**Bedömning:** Elmarknadsförordningen är tydlig med att en TSO ska tilldela marknaden minst 70 procent av överföringskapaciteten på alla sammanlänknings- och utlandsförbindelser. Sverige kan därför inte införa nationella bestämmelser som tillåter att den tilldelade överföringskapaciteten är lägre än 70 procent.

I enlighet med elmarknadsförordningen har Ei dock beviljat ett undantag för Svenska kraftnät från 70 procent-regeln. Undantaget gäller fem utlandsförbindelser och är tidsbegränsat till ett år, det vill säga från 1 januari till 31 december 2020. Möjligheten till undantag gäller endast vid tillfällen då Svenska kraftnät bedömer att begränsning av den tillgängliggjorda kapaciteten är nödvändig för att upprätthålla driftsäkerheten.

## 5.2 Bakgrund

Vår analys i kapitel 2 visade att Sverige vid tidpunkten för rapporten har kapacitetsbrist i Stockholmsregionen och Uppsala i den meningen att det är svårt att ansluta nya förbrukare. Även Malmö och Västerås kan få kapacitetsbrist om de förfrågningar som inkommit i hög utsträckning skulle övergå till skarpa bokningar. Efter diskussion med Svenska kraftnät är det främst en eventuell bristsituation i Malmöregionen som skulle kunna avhjälpas om exportkapaciteten på utlandsförbindelsen Baltic Cable med en nominell kapacitet på 600 MW skulle reduceras i marknaden. Detta beror på att Baltic Cable är seriekopplad med en av två gränspunkter från transmissionsnätet till Malmö. En reducerad exportkapacitet på Baltic Cable skulle därmed möjliggöra för Svenska kraftnät att bevilja regionnätsföretaget Eon ett utökat abonnemang, något som Eon i sin tur kan använda för att ansluta fler kunder på region- och lokalnätet.

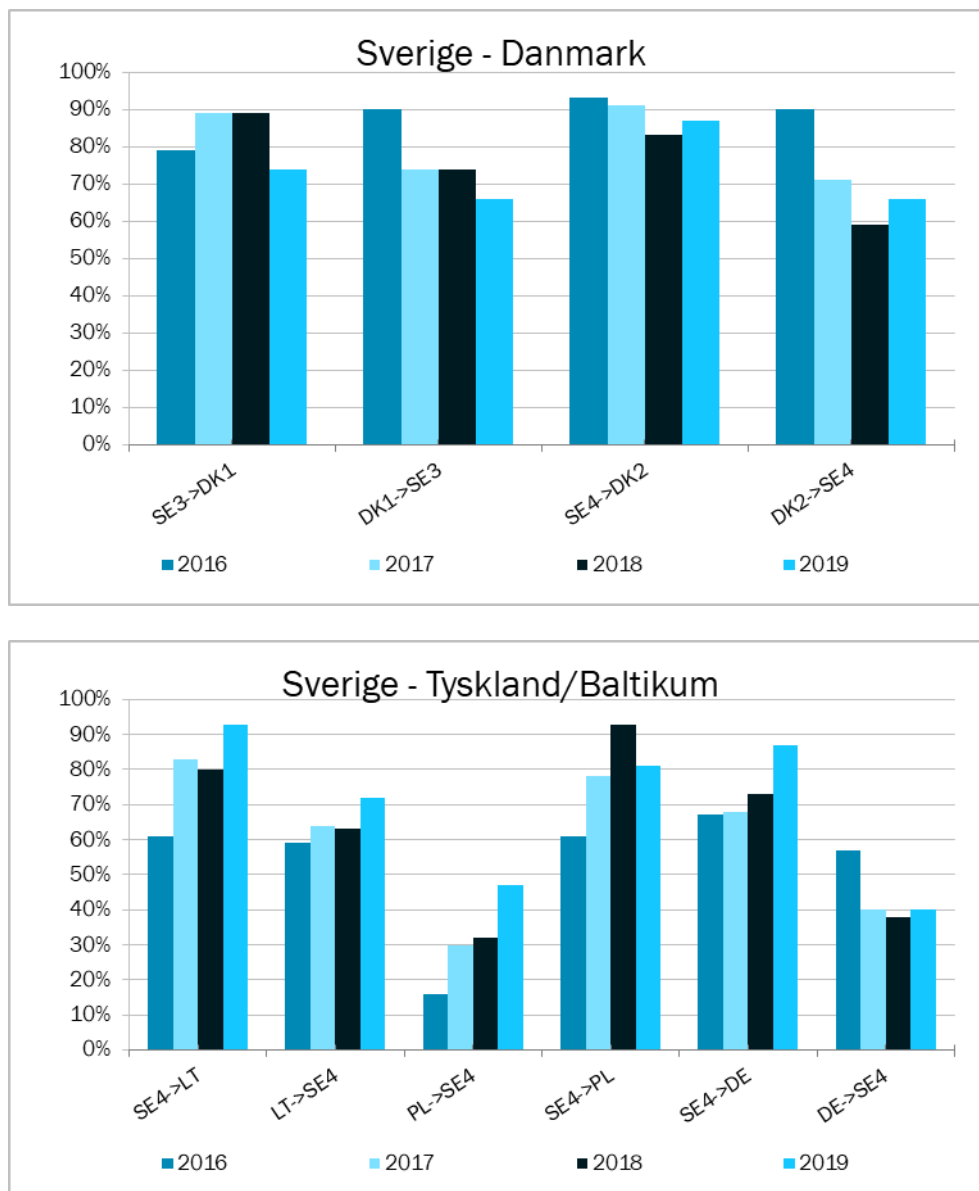
Att flytta interna nätbegränsningar inom elområden till landsgränsen är inget nytt fenomen i Europa. Svenska kraftnät har använt sig av detta för att hantera begränsningar i det så kallade västkustsnittet. Under 2009 och början av 2010 undersökte EU-kommissionen om Svenska kraftnäts begränsningar av elexport innebar ett missbruk av dominerande ställning enligt artikel 102 i Fördraget om Europeiska unionens funktionssätt. Ärendet avslutades med att kommissionen i ett beslut<sup>64</sup> godkände ett åtagande från Svenska kraftnät, som innebar att Svenska kraftnät skulle ändra sina rutiner för hantering av flaskhalsar och införa två eller fler elområden i Sverige senast 1 juli 2011. Elområdesindelningen skulle enligt åtagandet vara tillräckligt flexibel för att kunna hantera både förutsebara och oförutsedda förändringar i flöden på transmissionsnätet. I och med elområdesindelningen åtog sig Svenska kraftnät att hantera interna flaskhalsar inom Sverige med andra åtgärder än att reducera överföringskapaciteten på utlandsförbindelser. Den 1 november 2011 delades Sverige in i fyra elområden utefter de strukturella flaskhalsar som fanns på transmissionsnätet.

Även Tyskland har en historia av att reducera överföringskapaciteten på sina utlandsförbindelser för att hantera interna flaskhalsar. Detta förfarande har lett till ett mindre effektivt resursutnyttjande på elmarknaden (Ei, 2016). Figur 7 illustrerar hur andelen tillgänglig överföringskapacitet på årsbasis mellan Sverige och våra grannländer i söder har utvecklats över tid. Andelen tillgänglig överföringskapacitet till och från Danmark har fluktuerat runt 70 procent på årsbasis, där importkapaciteten till Sverige uppvisar lägre tillgänglighet jämfört med exportkapaciteten.

---

<sup>64</sup> COMMISSION DECISION of 14.4.2010 relating to a proceeding under Article 102 of the Treaty on the Functioning of the European Union and Article 54 of the EEA Agreement, Case 39351 – Swedish Interconnectors

Figur 7. Andelen tillgänglig överföringskapacitet under perioden 2016 och 2019 (medelvärde på årsbasis).



### 5.3 Rättsanalys av elmarknadsförordningen

Utlandsförbindelserna är viktiga hörnstenar för att integrera elmarknaderna inom EU. Kommissionen har därför i nätföreskrifter och förordningar utarbetat tydliga miniminivåer för tillgänglig kapacitet för handel mellan elområden. Artikel 16.8 i elmarknadsförordningen anger att miniminivån ska vara 70 procent av överföringskapaciteten. Detta gäller oavsett metod för att bestämma vilken överföringskapacitet som ska tilldelas marknaden<sup>65</sup>. Den resterande andelen på 30 procent får användas för att säkerställa normal drift<sup>66</sup>.

Artikel 16.8 i elmarknadsförordningen anger också att TSO:er inte får begränsa den mängd sammanlänkningskapacitet som ska göras tillgänglig för marknadsaktörer

<sup>65</sup> Artikel 16.8 anger att valet står mellan nettoöverföringskapacitet eller flödesbaserad metod.

<sup>66</sup> Säkerhetsmarginaler, ringflöden och interna flöden för varje kritiskt linjesegment.

för att lösa överbelastning inom sitt eget elområde eller som ett sätt att hantera flöden som är en följd av interna transaktioner inom elområden.

Artikel 16.1 och artikel 16.4 föreskriver att problem med överbelastning i nätet i första hand ska åtgärdas med icke-diskriminerande och marknadsbaserade lösningar såsom motköp och omdirigering som ger effektiva ekonomiska signaler till berörda marknadsaktörer och berörda TSO:er. Överbelastning i nätet kan på lite längre sikt också hanteras genom nätinvesteringar, nätoptimering eller översyn av elområdesgränser<sup>67</sup>. Förfaranden som innebär inskränkningar i handeln får enligt artikel 16.2 endast tillämpas i nödfall när TSO:n tvingas vidta omedelbara åtgärder och omdirigering eller motköp inte är möjliga.

Elområdesgränser ska baseras på långsiktiga, strukturella överbelastningar i överföringsnätet<sup>68</sup>. Elområden får inte innehålla sådana strukturella överbelastningar såvida inte dessa saknar inverkan på angränsande elområden eller, som ett tillfälligt undantag, dessas inverkan på angränsande elområden mildras genom korrigerande åtgärder och de angränsande elområdena inte leder till minskad kapacitet för handel mellan elområden, i enlighet med kraven i artikel 16 i elmarknadsförordningen. Elområdesindelningen i unionen ska utformas på ett sådant sätt att ekonomisk effektivitet och möjligheter till handel mellan elområden i enlighet med artikel 16 maximeras, samtidigt som försörjningstryggheten upprätthålls.

#### ***Möjlighet att begära undantag från 70 procent-regeln***

På begäran av TSO:er i en kapacitetsberäkningsregion får de berörda tillsynsmyndigheterna, om det är nödvändigt för att upprätthålla driftssäkerhet, bevilja ett undantag från artikel 16.8 för förutsebara orsaker. Ett sådant undantag ska beviljas för högst ett år i taget, eller upp till högst två år förutsatt att undantagets omfattning minskar avsevärt efter det första året. Omfattningen av ett sådant undantag ska strikt begränsas till vad som är nödvändigt för att upprätthålla driftsäkerheten och de ska undvika diskriminering mellan interna utbyten och utbyten mellan elområden.

Den 19 december 2019 beslutade Ei att godkänna Svenska kraftnäts ansökan om undantag från regeln om att tillgängliggöra minst 70 procent av sammanlänkningskapaciteten till marknaden för fem utlandsförbindelser (Dnr 2019-102946). Möjligheten till undantag gäller endast vid tillfällena då Svenska kraftnät bedömer att begränsning av den tillgängliggjorda kapaciteten är nödvändig för att upprätthålla driftsäkerheten. Undantaget gäller för maximalt ett år, det vill säga från 1 januari till 31 december 2020. Enligt beslutet om godkännande ska Svenska kraftnät kontinuerligt rapportera till Ei de tillfällen då Svenska kraftnät utnyttjar undantaget samt vilka volymer av upp- och nedregleringsbud som vid tillfället funnits tillgängliga för att säkerställa driftsäkerheten genom motköp eller omdirigering.

---

<sup>67</sup> Elmarknadsförordningen artikel 14.3 och skäl 31.

<sup>68</sup> Elmarknadsförordningen artikel 14.1.

# 6 Utformning av flexibilitetsmarknader

I det här kapitlet kommer vi att svara på frågan: *Hur kan ett system av så kallade flexibilitetsmarknader på lokal, regional och nationell nivå utformas på ett effektivt sätt?*

För att bättre förstå förutsättningarna för flexibilitetsmarknader, är det viktigt att se vilka behov sådana skulle kunna fylla. Vi kommer därför inledningsvis att diskutera översiktligt vilka utmaningar som nätföretag kan ha i driften och vilka av dessa utmaningar som skulle kunna avhjälpas med flexibla resurser som handlas upp på en flexibilitetsmarknad. Därefter kommer vi in på vilka produkterna på en flexibilitetsmarknad kan vara och vilka aktörerna på marknaden skulle kunna vara. Vi beskriver vad regelverken säger angående hur marknaderna bör vara utformade med ett särskilt fokus på förutsättningarna för, och nyttorna av, att utforma dessa marknader på lokal, regional respektive nationell nivå. Vi analyserar parametrarna som hör till utformningen, såsom prisbildning och produktutformning.

## 6.1 Löpande tillsynsarbete för att säkerställa välfungerande flexibilitetsmarknader

**Bedömning:** Genom löpande tillsynsarbete kan Ei säkerställa att flexibilitetsmarknaderna uppfyller övergripande kriterier som marknadsbaserad anskaffning, transparens, icke-diskriminering och objektivitet.

Ei avser också ha fortsatta diskussioner om flexibilitetsmarknadernas utformning inom ramen för dialogforumet EFFEKT-dialogen (en dialog om EfterfrågeFlexibilitet och Elnätens KapacitetbrisT), vilket är ett forum som Ei har initierat.

Nätföretag har historiskt sett dimensionerat elnätet efter den högsta förväntade belastningen. Det var rationellt när elflödena var relativt regelbundna och förutsägbara med stora planerbara produktionskällor anslutna på höga spänningsnivåer. För de elflöden som uppstår när elsystemet blir mer och mer distribuerat, med en stor andel väderberoende elproduktion, är den här metoden för att dimensionera nätet inte längre kostnadseffektiv, eller ens möjlig. Att det inte är kostnadseffektivt beror på att den installerade överföringskapaciteteten bara nyttjas maximalt vid ett fåtal tillfällen om året, vilket innebär att nätet blir överdimensionerat och därmed inte samhällsekonomiskt effektivt. Flödena ändrar dessutom riktning allt oftare (Meeus & Glachant, 2018), vilket skapar ytterligare nya situationer att hantera i driften.



Flexibilitet i produktion och förbrukning i kombination med smarta mätare och automatisk styrning blir allt mer kostnadseffektiva alternativ till nätutbyggnad. Ett sätt att få till effektivare nätplanering och drift är att stärka incitamenten i nätregleringen. I övergången från att nätföretaget väljer nätutbyggnad som förstahandsalternativ till att i stället nyttja flexibla resurser finns det utmaningar. En av dessa utmaningar är kopplad till hur rollen för en TSO och en DSO ser ut när det gäller ansvar för driften och överföringen på elnätet. Ansvar och roller hanterar vi mer utförligt i kapitel 3. Den utmaning som vi fokuserar på i detta kapitel är anskaffning av flexibla resurser genom flexibilitetsmarknader och hur marknadsplatserna bör utformas för att vara så effektiva som möjligt för de olika nätnivåerna, det vill säga på lokal, regional och nationell nivå.

De EU-förordningar som följer av det tredje inre marknadspaketet syftar till en effektiv användning av befintlig elinfrastruktur genom effektiva prissignaler i form av elpriser som speglar strukturella flaskhalsar i elsystemet och nättariffer som bland annat reflekterar situationer med knapphet i elnätet. Ren energi-paketet med elmarknadsdirektivet och elmarknadsförordningen visar vägen mot en framtid där nätföretagen hanterar kvarstående utmaningar genom en marknadsbaserad anskaffning av flexibla resurser när det är mer kostnadseffektivt jämfört med att bygga ut nätet.<sup>69</sup> Elmarknadsdirektivet och elmarknadsförordningen ställer också krav på samarbete mellan nätföretag på olika nätnivåer för att öka effektiviteten i användningen av de flexibla resurserna. Regelverket visar därmed vägen mot en framtid där nätföretagets behov i större utsträckning ska lösas genom handel på en marknadsplats i stället för att bygga ut nätet, i de fall då detta är det mest kostnadseffektiva alternativet. Det finns flera olika initiativ runt om i Europa för att starta upp flexibilitetsmarknader. En sammanställning av dessa finns i Bilaga 1.

Marknadsregler ska vara utformade för att främja möjligheterna för olika aktörer att delta. Flexibilitetsmarknaderna behöver därför utformas så att konkurrens sker på lika villkor. Utöver konkurrens på lika villkor är effektiva prissignaler som speglar strukturella flaskhalsar viktigt för en välfungerande flexibilitetsmarknad. Exempelvis i form av elområdespriser, nättariffer som reflekterar situationer med knapphet i elnätet, energiskatter och subventioner som inte snedvrider kundernas användning av elinfrastruktur också viktiga för en välfungerande flexibilitetsmarknad.

Genom ett löpande tillsynsarbete kan Ei att säkerställa att flexibilitetsmarknaderna uppfyller de övergripande kriterier som marknadsbaserad anskaffning, transparens, icke-diskriminering och objektivitet samt de allmänna principerna för elmarknadens funktion som anges i artikel 3 i elmarknadsförordningen. Ei rekommenderar att flexibilitetsmarknader i möjligaste mån äger rum på nationell nivå för en ökad likviditet jämfört med lokala marknader. På längre sikt kan det vara aktuellt att kräva att marknadsplatserna ska vara integrerade i en nationell marknad.

Ei håller också på att starta upp ett forum för dialog med aktörer på elmarknaden som har en verksamhet anknuten till efterfrågefleksibilitet, aggregering och/eller

---

<sup>69</sup> Vad gäller användningen av flexibilitetsresurser är det artiklarna 31, 32, 36 och 40 i elmarknadsdirektivet samt kapitel 2 i elmarknadsförordningen om allmänna regler för elmarknaden som är centrala.

elnätens kapacitetsbrist, EFFEKT-dialogen. Inom det projektet kommer fortsatta diskussioner för utformningen och utvecklingen av flexibilitetsmarknader adresseras men även utvecklingen hos befintliga elmarknader.

## 6.2 Nätföretags uppdrag och behov av flexibilitetstjänster

Inför och i den löpande driften av ett elnät kan olika utmaningar uppstå, som en TSO eller en DSO behöver hantera. Det kan bland annat handla om att undvika överbelastning på ett eller flera enskilda nätelement. Det kan också handla om att motverka spänningsfall. Mer omfattande utmaningar, men också mer sällsynta, kan exempelvis vara nöddrift samt att återstarta ett nät efter en kollaps. För alla olika typer av utmaningar behöver en TSO eller DSO tillgång till effektiva verktyg för att kunna hantera dem. Några av dessa verktyg skulle kunna vara anskaffning av flexibilitet hos anslutna systemanvändare som till exempel producenter, förbrukare och ägare av energilagrar.

### Upprätthållande av balans- och driftsäkerhet i nätet

Det finns två grundläggande säkerhetskrav som måste upprätthållas för ett elsystem. Det ena är *balanssäkerhet*, som handlar om att i varje ögonblick säkerställa att frekvensen i systemet är stabil nära normalvärdet i Norden och Sverige på 50 Hz. En TSO har ansvaret för balanssäkerheten och säkerställer att frekvensen i överföringssystem hålls inom ett acceptabelt intervall genom att löpande avropa upp- och nedreglering via de resurser som bjuds in till balansmarknaden.

Det bredare uppdraget gäller *driftsäkerhet* och handlar om att varje TSO, men också DSO, är ansvarig för att upprätthålla driftsäkerheten, det vill säga förmågan att behålla ett normalt driftläge eller att återvända till det efter att ett fel har inträffat. TSO och DSO ansvarar även för spänningskvaliteten inom sitt nätområde.

### Värde av flexibilitet i driften

I perioder av kapacitetsbrist i näten ökar det samhällsekonomiska värdet av flexibilitet i form av exempelvis efterfrågeflexibilitet, flexibel produktion och energilagrar. En mer flexibel och effektiv nätanvändning kan bidra till att frigöra och omdisponera befintlig överföringskapacitet, vilket kan möjliggöra att nya kunder i högre grad kan anslutas, abonnemang kan utökas samt att nätförstärkningar kan förskjutas i tid eller undvikas. En flexibilitetsmarknad bidrar till att sätta ett marknadspris på den här flexibiliteten. Om marknaden är effektivt organiserad och välfungerande med många köpare och säljare, god transparens, låga inträdes- och utträdeshinder och välinformerade köpare och säljare kommer marknadspriset enligt teorin att överensstämma med samhällets värdering av flexibiliteten.

En del av de tjänster eller åtgärder som man kan förvänta sig blir en del av nätägarnas verktyglåda i framtiden är relativt likartade mellan nätnivåer (distributionsnät, regionnät respektive transmissionsnät) och dessutom relativt homogena i hur de kan avropas och aktiveras. Andra tjänster har lokala drag eller måste med nödvändighet levereras lokalt. De produkter som kan nyttjas på alla nätnivåer och är mer likartade skapar möjligheter för viss standardisering, vilket i sin tur kan leda till möjligheter för uppbyggnad av flexibilitetsmarknader som kommer till flera nätföretag till del. De tjänster som måste levereras på en mer

specifik plats i nätet för ett specifikt syfte är mindre självklara att handla på en marknadsplats av mer regional eller nationell karaktär.

Att utforma nättariffer på ett sätt som tydligare signalerar när det är knapphet i nätet och var den finns, är ytterligare ett verktyg som nätföretag kan använda. En nättariff ska enligt det nuvarande regelverket vara enhetligt utformad för ett nätområde och ge alla kunder av en viss kategori likartade förutsättningar. Nättariffer som signalerar knapphet i nätet är sannolikt bäst lämpade att motverka ett generellt och relativt långvarigt kapacitetsproblem i ett givet nätområde. Ei utreder för närvarande förutsättningarna för att införa mer geografiskt differentierade tariffer i framtiden och har lagt ett förslag till regeringen om en ändring som skulle möjliggöra en lokaliseringssignal i tariffen (Ei, PM2020:03). Regeringen har haft förslaget ute på remiss med slutdatum den 14 september 2020. Nättariffer, särskilt om det införs en möjlighet att differentiera tariffen för att adressera lokal knapphet i nätet, kan vara en del av lösningen för att hantera problem med kapacitetsbrist. En kostnadsriktig nättariff kan med fördel kompletteras med flexibilitetsmarknader där den systemansvarige kan lösa eventuella kvarstående utmaningar i driften (Nouicer, Meeus, & Delarue, 2020).

### 6.3 Nya flexibilitetstjänster enligt EU-regelverken

**Bedömning:** Flexibilitetstjänster är stödtjänster och omdirigering genom upp- eller nedreglering av efterfrågefleksibilitet, produktion eller energilagring. Flexibilitetstjänster benämns i artikel 32.1 i elmarknadsdirektivet som sådana tjänster som kan förbättra effektiviteten i driften och utvecklingen av distributionssystemet, det vill säga tjänster som kostnadseffektivt minskar behovet av uppgradering eller ersättning av nätkapacitet och stödjer en effektiv och säker drift av distributionssystemet.

I de europeiska regelverken definieras ett antal flexibilitetstjänster och produkter som en TSO och en DSO kan komma att behöva för att förbättra effektiviteten i driften och utvecklingen av nätet. Nedan beskriver vi *stödtjänster* och *omdirigering* av efterfrågefleksibilitet, produktion eller energilagring i mer detalj.

#### Stödtjänster och omdirigering

Stödtjänster delas upp i frekvensrelaterade stödtjänster och icke frekvensrelaterade stödtjänster. Omdirigering<sup>70</sup> är en åtgärd som en eller flera systemansvariga kan använda för att hantera en fysisk överbelastning<sup>71</sup> i nätet.

I *frekvensrelaterade stödtjänster* för elsystemets drift ingår tjänster som är avsedda för att bidra till att rätt frekvens upprätthålls i systemet. I denna kategori hittar vi bland annat balanseringsprodukterna för automatisk respektive manuell

<sup>70</sup> Omdirigering är enligt artikel 2.26 i elmarknadsförordningen en åtgärd, inbegripen begränsning av tilldelad kapacitet som aktiveras av en eller flera systemansvariga genom att ändra produktionsmönstret eller belastningsmönstret, eller båda, för att ändra fysiska flöden i elsystemet och minska en fysisk överbelastning eller på annat sätt säkerställa systemsäkerhet.

<sup>71</sup> Överbelastning är enligt artikel 2.4 i elmarknadsförordningen en situation där alla begäranden från marknadsaktörer om handel nätområden inte kan tillmötesgås därför att de avsevärt skulle påverka de fysiska flödena genom nätelement som inte kan klara dessa flöden.

frekvensåterställning<sup>72</sup> samt frekvenshållningsprodukterna<sup>73</sup>. Att hålla frekvensen i systemet är en tydlig uppgift för TSO, varför dessa tjänster i dagsläget inte är aktuella att handla upp av någon annan aktör eller på någon annan nätnivå än för transmissionsnätet. Vi kommer därför inte att behandla dessa tjänster ytterligare i denna rapport. Förordningen (EU) 2017/2195 som håller på att genomföras i alla medlemsstater syftar bland annat till att göra dessa marknader tillgängliga för fler aktörer, till exempel genom harmonisering av minsta budstorlek för deltagande, aktiveringstider och så vidare.

Till kategorin *icke frekvensrelaterade stödtjänster* hör, enligt definitionen i elmarknadsdirektivet, följande tjänster:

- De tjänster som används av en systemansvarig för överförings- eller distributionssystem för spänningsreglering i stationärt tillstånd,
- snabba inmatningar av reaktiv effekt,
- tröghet för upprätthållande av stabiliteten i lokala nät,
- kortslutningsström,
- förmåga till dödnätsstart och till ö-drift.

Det gemensamma för dessa stödtjänster är att de inte är kopplade till att upprätthålla eller korrigera frekvensen i systemet utan att på andra sätt stödja systemdrift och riskberedskap.

Eftersom icke frekvensrelaterade stödtjänster generellt måste produceras och konsumeras lokalt och därmed inte går att exportera till andra nätområden så diskuterar vi endast icke frekvensrelaterade stödtjänster övergripande i kapitlet. Detta utesluter inte att icke frekvensrelaterade tjänster bör standardiseras på åtminstone nationell nivå för att förenkla för potentiella leverantörer att delta på flera lokala marknader.

På alla nivåer i nätet kan det uppstå risk för överbelastning. Detta fenomen kallas ibland med enklare termer för "flaskhalsar" i nätet på grund av bristande överföringskapacitet i förhållande till behovet. En flaskhals innebär att det flöde som i och med marknadsutfallet från grossistmarknaden planerats från en del av nätet till ett annat inte är möjligt att genomföra utan att ett eller flera nätelement kommer att utsättas för överlast. Nätelementen kommer med andra ord att exponeras för belastning som går utöver vad det är utformat för att klara av, vilket innebär ett hot mot driftsäkerheten.

I det kortsiktiga perspektivet, det vill säga närmare driften, kan den systemansvarige motverka överbelastningar genom att genomföra en så kallad mothandel. En mothandel innebär att den systemansvarige motverkar överbelastningen genom att reglera ned inmatningen på överskottssidan av det nätelement där överbelastningen riskerar att uppstå och reglerar upp inmatningen på underskottssidan. Motsvarande kan göras även med hjälp av ned- respektive

---

<sup>72</sup> aFRR och mFRR.

<sup>73</sup> FCR-N och FCR-D (Frequency Containment Reserve, D för nedreglering och N för symmetrisk kapacitet som kan avropas för antingen upp- eller nedreglering).

uppreglering av uttag på ömse sidor om samma nätelement. Genom mothandeln får flexibla resurser, flexibilitetsresurser, ersättning för att öka eller minska sin förbrukning eller produktion. I den svenska översättningen av elmarknadsförordningen används i stället för termen mothandel begreppet *omdirigering*. Om mothandeln sker mellan elområden kallas den i stället för *motköp*.

Hittills är det vanligast förekommande att det är TSO som utför omdirigering eller motköp för att hantera flaskhalsar i transmissionsnätet. Ren energi-paketet öppnar för möjligheten att hantering av flaskhalsar, det vill säga hantering av överbelastningar, också kan komma att utföras av DSO. Eftersom en DSO inte agerar mellan elområden kallas åtgärderna för omdirigering enligt Ren energi-paketet.

I denna rapport kommer vi att rikta ett särskilt fokus mot flexibilitetstjänster som används för omdirigering, eftersom det är den tjänst vi bedömer har störst möjlighet att handlas av såväl TSO som DSO. En stor potentiell efterfrågan och utbud av upp- eller nedreglering innebär att det finns potential att etablera en marknadsplats för tjänsten.

I tabell 5 finns en sammanställning över stödtjänster, omdirigering och motköp.

Tabell 5. Stödtjänster samt omdirigering och motköp.

Stödtjänster		Omdirigering och motköp
Frekvensrelaterade stödtjänster (endast på transmissionsnätetsnivå)	Icke frekvensrelaterade stödtjänster (förekommer även på andra nätnivåer än transmissionsnät)	Varken frekvensrelaterad stödtjänst eller icke-frekvensrelaterad. Ofta kallad mothandel men vi använder elmarknadsförordningens terminologi omdirigering och motköp
Balansprodukterna aFRR och mFRR och Frekvensprodukterna FCR-N, FCR-D, FFR	Spänningsreglering i stationärt tillstånd Snabba inmatningar av reaktiv effekt Tröghet för upprätthållande av stabiliteten i lokala nät Kortslutningsström Förmåga till dödnätsstart och till ö-drift	Produkt för att hantera överbelastning/risk för överbelastning i nätet. Ned- respektive uppreglering av uttag eller inmatning på ömse sidor om samma nätelement. Genom omdirigering får flexibla resurser, flexibilitetsresurser, ersättning för att öka eller minska sin förbrukning eller produktion. När detta sker mellan elområden kallas det motköp.
Diskuteras inte i kapitlet om flexibilitetsmarknader eftersom det endast är TSO som har dessa produkter i sin verktyglåda för att hantera frekvensen i elsystemen	Diskuteras övergripande i kapitlet om flexibilitetsmarknader eftersom för denna produkt kan lokala marknader vara mer lämpliga på grund av produkternas lokala karaktär och användningsområde.	Diskuteras ingående i kapitlet om flexibilitetsmarknader eftersom det är en tjänst som lämpar sig för handel på flexibilitetsmarknader, explicit efterfrågefleksibilitet.

## Ei kommer att följa utvecklingen av omdirigering genom årliga rapporter

**Bedömning:** TSO och DSO ska årligen lämna in en rapport till Ei som ska redogöra för effektiviteten hos de marknadsbaserade mekanismerna för att hantera överbelastning samt för lämpliga åtgärder. På så sätt kan Ei följa utvecklingen av marknadsbaserade mekanismer för omdirigering årligen.

I enlighet med EU-regelverket<sup>74</sup> ska en rapport om omdirigering tas fram av TSO och DSO och lämnas in till Ei årligen. Rapporten ska redogöra för effektiviteten hos marknadsbaserade mekanismer för att hantera överbelastning samt lämpliga åtgärder. Rapporten ska delges till ACER och en sammanfattning ska offentliggöras.

I och med det kan utvecklingen av marknadsbaserade mekanismer för omdirigering följas upp årligen.

## Vikten av att systemanvändare kan erbjuda flexibilitetstjänster på lika villkor

**Bedömning:** Effektiva flexibilitetsmarknader ska utformas så att flexibilitetsresurser såsom efterfrågefleksibilitet, produktion och energilagrar kan konkurrera på lika villkor. Detta inkluderar fastställande av tekniska krav för deltagande på elmarknaderna samt främjad aggregering.

Begreppet *systemanvändare* definieras i elmarknadsdirektivet som *en fysisk eller juridisk person som levererar till eller får leveranser från ett överföringssystem eller distributionssystem*. Producenter, förbrukare eller ägare av energilagrar kan leverera stödtjänster samt flexibilitetstjänster i form av ökad eller minskad produktion eller förbrukning.

På en framtida elmarknad med en ökad andel väderberoende elproduktion i form av vind- och solkraft ansluten på lägre spänningsnivåer kommer det att bli viktigt att ta tillvara samtliga flexibilitetsresurser i elsystemet, det vill säga efterfrågefleksibilitet<sup>75</sup>, flexibel produktion och lagring. Detta förutsätter att flexibilitetsmarknaderna är utformade så att konkurrens sker på lika villkor.

*Efterfrågefleksibilitet* handlar om att elförbrukare förändrar sin elanvändning utifrån olika signaler. Det kan till exempel handla om att kunderna minskar sin elanvändning när elnätet är hårt belastat, eller att kunderna ökar sin elanvändning när elpriset är lågt, exempelvis till följd av god tillgång till förnybar elproduktion.

<sup>74</sup> Elmarknadsförordningen artikel 13.4.

<sup>75</sup> Efterfrågefleksibilitet definieras i artikel 2 i elmarknadsdirektivet enligt följande:

*Förändringar i belastningen i fråga om el från slutkunder, jämfört med deras normala eller nuvarande konsumtionsmönster, som svar på marknadssignaler, inbegripet som svar på tidsvarierande elpriser eller ekonomiska incitament, eller som svar på antagandet av slutkundens bud om att sälja efterfrågeminskning eller ökning till ett visst pris på organiserade marknader enligt definitionen i artikel 2.4 i kommissionens genomförandeförordning (EU) nr 1348/2014 (17), enskilt eller genom aggregering.*

*Flexibel produktion* kan erbjuda flexibilitetstjänster i form av ökad eller minskad produktion för att hantera en överbelastning i nätet.

*Energilager* är en tredje typ av flexibel resurs, utöver efterfrågefleksibilitet och flexibel produktion. Energilager förekommer i olika former som exempelvis svänghjul, pumplager, batterier och vätgas, och utgör en potentiell leverantör av flexibilitetstjänster. Elmarknadsdirektivet innehåller bestämmelser om energilager och enligt dessa är huvudregeln att energilager inte ska ägas, utvecklas, förvaltas eller drivas av systemansvariga enligt elmarknadsdirektivet. I direktivet finns möjligheter till undantag om marknaden inte kan erbjuda energilager inom rimlig tid och till rimlig kostnad.

Producenter och aktiva kunder med efterfrågefleksibilitet ska tillåtas delta på alla elmarknader<sup>76</sup> och därmed behöver flexibilitetsmarknader utformas så att det inte finns hinder för flexibilitetsresurser som efterfrågefleksibilitet, produktion och energilager att delta. Elmarknadsdirektivet<sup>77</sup> anger att transmissionsnätföretag och DSO ska samverka med marknadsaktörer och slutkunder när det fastställer de tekniska kraven för att delta i efterfrågefleksibilitet på alla elmarknader på grundval av de tekniska egenskaperna för dessa marknader och kapaciteten för efterfrågefleksibilitet. Ei har lämnat förslag på genomförande av bestämmelserna i rapporten Ei R2020:02.

Andra parametrar att ta hänsyn till vid utformningen av flexibilitetsmarknader är mätning, beräkning, rapportering och avräkning. Mätning, beräkning och rapportering är centralt för att avräkna efterfrågefleksibilitet. Mätning, beräkning och rapportering av elförbrukning regleras i EIFS 2016:2.

Aggregatorens roll framhävs över hela Europa och vi har fått gemensamma EU-regelverk som ska möjliggöra och främja dessa aktörer. Elmarknadsdirektivet har ännu inte implementerats i svensk lagstiftning men i Ei:s rapport från februari 2020 finns förslag på hur det bör göras (Ei, R2020:02). Även NordREG ger rekommendationer i de delar som rör den så kallade oberoende aggregatorn (Nordic Regulatory Framework for Independent Aggregation, 2020). En oberoende aggregator kommer enligt elmarknadsdirektivet att vara ekonomiskt ansvarig för eventuella obalanser som den orsakar. En fråga för handel med flexibilitetstjänster och aggregatorer är att det kan vara svårt att mäta att en flexibilitetsresurs har ändrat sin förbrukning. Den aktiverade resursen kan behöva jämföras mot ett bas-scenario eller en prognos över det tidigare förväntade utfallet.

En annan fråga är att handel med flexibilitet kan orsaka obalanser för balansansvariga i uttagspunkter som de inte har prognosticerat för. Det kan möjligen lösas genom att balansansvariga informeras om handeln med flexibilitet och med en tjänst för automatisk balansering.

Det kan i viss utsträckning behövas styrutrustning för att styra förbrukning och produktion, vilket i sådant fall behöver utvecklas, installeras och regleras, på den plats där aggregering eller efterfrågefleksibilitet är tänkt att äga rum för att möta behov av till exempel omdirigering.

---

<sup>76</sup> Elmarknadsdirektivet artikel 17.

<sup>77</sup> Elmarknadsdirektivet artikel 17.5

## 6.4 Samordning mellan nätföretag på olika nätnivåer

Tidigare EU-regelverk fokuserade mer på den horisontella samordningen mellan TSO:er medan Ren energi-paketet är mer inriktat på den vertikala samordningen mellan TSO och DSO. Enligt elmarknadsförordningen<sup>78</sup> ska TSO och DSO samarbeta med varandra i planering och drift av näten. De ska *utbyta data kring prestanda för produktion och efterfrågefleksibilitet samt för driften och planeringen av investeringar för att säkerställa en god drift*. Det står också att systemansvariga ska samarbeta gällande resurser som produktion, energilagring och efterfrågefleksibilitet. Det står i elmarknadsdirektivet att en TSO ska samordna med en DSO och utbyta information för att resurser ska kunna utnyttjas optimalt.<sup>79</sup> Det som blir aktuellt för omdirigering är samordning av resurser som produktion, lagring och efterfrågefleksibilitet samt standardisering av marknadsprodukter för omdirigering.

### Flexibilitetsmarknader bör vara utformade på nationell nivå men med information om lokalisering

**Bedömning:** Flexibilitetsmarknader bör vara utformade på nationell nivå och innehålla information om budens lokalisering för att ta hänsyn till behov som endast kan produceras och konsumeras lokalt.

Ei kommer att följa hur integrationen av flexibilitetsmarknader utvecklar sig med syfte att de i möjligast mån utformas på nationell nivå.

Ei ska enligt elmarknadsdirektivet<sup>80</sup> säkerställa att regler för en DSO för att upphandla produkter och tjänster som behövs för distributionssystemets effektiva, tillförlitliga och säkra drift är objektiva, transparenta och icke-diskriminerande. Vidare ska en DSO ta fram reglerna i samverkan med TSO och berörda marknadsaktörer. Villkoren och reglerna ska fastställas i enlighet med artikel 59.7 i elmarknadsdirektivet på ett icke-diskriminerande sätt och offentliggöras. En DSO ska upphandla icke-frekvensrelaterade stödtjänster i enlighet med transparenta, icke-diskriminerande och marknadsbaserade förfaranden<sup>81</sup>.

Buden ska enligt elmarknadsdirektivet avropas på ett sätt som säkerställer optimalt utnyttjande av resurser genom samordning och informationsutbyte i enlighet med elmarknadsdirektivet<sup>82</sup>. Med en fullt integrerad marknadsplats kommer alla potentiella köpare och säljare att kunna konkurrera med varandra genom avropen av bud.

En uppgift för TSO och DSO är att de årligen ska lämna in en rapport om skäl, volym och produktionskälla för omdirigering samt om mekanismerna för omdirigering<sup>83</sup> samt åtgärder för att minska behovet av omdirigering genom nedreglering av förnybar produktion. Rapporten ska även innehålla information

<sup>78</sup> Elmarknadsförordningen artikel 57.

<sup>79</sup> Elmarknadsdirektivet artikel 32.2.

<sup>80</sup> Elmarknadsdirektivet artikel 31.6.

<sup>81</sup> Elmarknadsdirektivet artikel 59.6.

<sup>82</sup> Elmarknadsdirektivet artikel 32.2 och artikel 40.6.

<sup>83</sup> Elmarknadsförordningen artikel 13.4.



om investeringar för att kunna använda flexibilitet bättre samt digitalisering av nätinfrastrukturen. Rapporten ska lämnas in till Ei som ska offentliggöra en sammanfattning och överlämna den till Acer inklusive förbättringsförslag om det behövs.

En väl fungerande marknad kännetecknas bland annat av god likviditet, transparens, låga inträdes- och utträdesbarriärer samt homogena produkter – till exempel genom standardisering. God likviditet brukar följa av att det finns många köpare och säljare på marknaden som handlar regelbundet. Det är därmed önskvärt med en så stor marknad som möjligt, till exempel genom dess geografiska utbredning eller över nätnivåer. I Bouloumpasis, Steen och Tuan (2019) identifieras hinder på flexibilitetsmarknader som till exempel om likviditeten är för låg och om det är för få som budar för att uppnå en väl fungerande marknad. För ökad likviditet och en effektiv prisbildning bör handel på flexibilitetsmarknader i möjligaste mån ske på nationell nivå med standardiserade produkter. Eftersom icke frekvensrelaterade stödtjänster generellt måste produceras och konsumeras lokalt och därmed inte går att exportera till andra nätområden kan det dock vara ändamålsenligt att organisera marknadsplatser för några av dessa tjänster på lokal respektive regional nivå.

Nyttorna med en nationell marknad är att marknaden innefattar fler köpare och säljare vilket leder till ökad likviditet och konkurrens, vilket leder till en mer effektiv prisbildning. Det är också en fördel om potentiella flexibilitetsleverantörer kan leverera över större områden och inte bara till en lokal köpare. För att ta tillvara på nyttorna med en nationell marknadsplats samtidigt som hänsyn tas till flexibilitetstjänsternas lokala egenskaper kan flexibilitetsmarknader också utformas på en nationell nivå samtidigt som buden innehåller information om flexibilitetsresursens geografiska lokalisering. I dag finns endast informationen om vilket elområde en flexibilitetsresurs är belägen i och det behövs mer information för att en systemansvarig ska kunna hantera kapacitetsbrist som uppstår lokalt i elnätet.

### Vikten av standardiserade produkter för en välfungerande marknad

**Bedömning:** TSO och DSO ska enligt elmarknadsdirektivet tillsammans med berörda systemanvändare inleda ett samarbete för att fastställa specifikationer för de flexibilitetstjänster som upphandlas och om lämpligt standardiserade marknadsprodukter för dessa tjänster på åtminstone nationell nivå.

Flexibilitetstjänster som används för omdirigering bör standardiseras på åtminstone nationell nivå. Även om flera icke frekvensrelaterade stödtjänster handlas lokalt eller regionalt så utesluter inte det att de bör standardiseras på åtminstone nationell nivå för att förenkla för potentiella leverantörer att delta på flera lokala marknader.

Ei ska godkänna fastställandet av specifikationer för flexibilitetstjänster, alternativt fastställa sådana specifikationer.

Standardiserade marknadsprodukter, särskilt om de handlas på en transparent plattform, förenklar in- och utträde på en marknad genom att det leder till lägre anpassningskostnader för potentiella flexibilitetsleverantörer samt gör det lättare för dem att hitta en trovärdig prisbild. Standardisering av produkter är också viktigt för att säkerställa en god marknadsintegration där det är lätt att hitta en motpart för handel. En möjlig nackdel med standardisering är att en köpare med mycket specifika krav inte får den produkt den behöver.

Det finns ett krav i elmarknadsdirektivet att TSO och DSO i ett transparent och deltagandebaserat förfarande med alla berörda systemanvändare ska fastställa specifikationer för flexibilitetstjänster och om lämpligt standardisera marknadsprodukterna för de tjänster som upphandlas, som lägst på nationell nivå<sup>84</sup>.

Ei ska godkänna fastställandet av specifikationer och upphandlingsförfaranden för flexibilitetstjänster, alternativt fastställa sådana specifikationer, enligt elmarknadsdirektivet<sup>85</sup>. Marknadsprodukterna för dessa tjänster ska enligt elmarknadsdirektivet om lämpligt standardiseras på åtminstone nationell nivå<sup>86</sup>. Ei bedömer att flexibilitetstjänster som används för omdirigering bör standardiseras. Även om flera icke frekvensrelaterade stödtjänster handlas lokalt eller regionalt så utesluter det inte att icke frekvensrelaterade tjänster så som spänningsreglering och inmatning av reaktiv effekt bör standardiseras på åtminstone nationell nivå för att förenkla för potentiella leverantörer att delta på flera lokala marknader. Ei rekommenderar att TSO, DSO och berörda systemanvändare startar upp ett samarbete för att specificera marknadsprodukter för omdirigering och icke frekvensrelaterade stödtjänster. Enligt artikel 59.1 d i elmarknadsdirektivet så ska Ei godkänna upphandlingsförfaranden för icke frekvensrelaterade stödtjänster samt produkter för dessa.

Ei är medveten om att det finns svårigheter med att standardisera icke frekvensrelaterade stödtjänster eftersom dessa ibland kräver en lokal anpassning för att kunna lösa lokala nätproblem. Det kan till och med vara så att varje enskild punkt i nätet behöver en specifik lokal produkt för att kunna hantera till exempel inmatning av reaktiv effekt och spänningsreglering. Även om flera icke frekvensrelaterade stödtjänster handlas lokalt eller regionalt så utesluter det inte att icke frekvensrelaterade tjänster bör standardiseras på åtminstone nationell nivå för att förenkla för potentiella leverantörer att delta på flera lokala marknader.

Ei har i rapporten Ei R2020:02 föreslagit att ellagen ska innehålla regler om att en DSO som ska anskaffa flexibilitetstjänster efter samråd med berörda parter ska ta fram specifikationer för sådana tjänster. En DSO ska i sådana fall också ta fram en förteckning med lämpliga standardiserade marknadsprodukter för dessa tjänster. Ei föreslår även att en DSO ska offentliggöra förteckningen efter godkännande från nätmyndigheten. Parametrar som kommer behöva specificeras för att kunna handla flexibilitetstjänster på ett standardiserat sätt är:

---

<sup>84</sup> Elmarknadsdirektivet artikel 32.1, 32.2 och artikel 40.6.

<sup>85</sup> Elmarknadsdirektivet artikel 32.2, artikel 40.6 och artikel 59.1 d.

<sup>86</sup> Elmarknadsdirektivet artikel 32.2 och artikel 40.6.

- förändring av inmatad och uttagen aktiv effekt
- budstorlek/minsta budstorlek
- tidsaspekt
- tidsupplösning
- lokalisering.

Minsta budstorlek påverkar hur små enheter som kan delta med sin flexibilitet utan att behöva involvera en aggregator. Mindre budstorlekar underlättar deltagande för mindre aktörer och gör det lättare för aggregatorer att nå tillräckliga storlekar på sina bud för att kunna delta på fler marknader. Detta förutsätter att systemansvariga har automatiserade processer för aktivering för att inte transaktionskostnaderna ska överväga de effektivitetsvinster som uppstår på marknaden.

Tidsaspekten, det vill säga vid vilken tidpunkt aktiveringen av en flexibilitetsresurs kommer att ske och med vilken framförhållning den behöver handlas upp, blir viktig för att nätföretag ska kunna vara med och buda och köpa innan marknaden har stängt och även för leverantörer av flexibilitet som kan ha olika aktiveringstid hos sina flexibilitetsresurser.

Handel närmare tidpunkten för aktiveringen gör det möjligt för nätföretagen att bättre bedöma behoven i nätet som kan uppstå. Ju närmare aktiveringstiden, desto mer exakt blir den systemansvarigas prognos för behovet av till exempel omdirigering för att hantera en överbelastning i driften.

Om aktörer har olika planeringshorisonter för att bestämma hur deras respektive köp- och säljbehov ser ut är det inte effektivt, eller kanske ens möjligt med en auktion. Det kan vara så att det är nära realtid som köpbehovet upptäcks av en del köpare medan andra känner till sina behov längre i förväg. Det kan även gälla för leverantörer av flexibilitet att de har olika kännedom om tillgängliga resurser och dessa kan ha olika aktiveringstider. Denna typ av mönster skulle i så fall tala för en kontinuerlig handel. Vissa köp- och säljbehov kanske kan förutses flera timmar, eller till och med ett dygn i förväg. I så fall skulle en auktion kunna tillämpas.

Tidsupplösningen påverkar vilka flexibilitetsresurser som kan delta. Ju finare tidsupplösning, desto fler flexibilitetsresurser har tillräcklig uthållighet för att delta. Ett nätföretag kan sedan aktivera en sekvens av bud om de har ett behov som sträcker sig över en längre tidsperiod.

För att nätägare ska kunna efterfråga en flexibilitetstjänst som löser deras problem behövs detaljerad information om var tjänsterna kommer att levereras.

Lokaliseringsinformation om var flexibilitetstjänsterna är belägna i nätet är viktig eftersom det kommer tala om för en köpare på vilken nätnivå flexibilitetstjänsten levereras och även var den finns geografiskt.

## Vikten av utbyte av information

**Bedömning:** TSO och DSO ska enligt elmarknadsdirektivet samarbeta tillsammans med betydande nätanvändare för ett utbyte av data i enlighet med regelverket.

Elmarknadsdirektivet<sup>87</sup> ställer inte bara krav på samordning vad det gäller specifikationer för flexibilitetstjänster, utan även på utbyte av information mellan TSO och DSO.

Systemansvariga för överföringssystem ska utbyta all nödvändig information och samordna med systemansvariga för distributionssystem i syfte att säkerställa ett optimalt utnyttjande av resurser, säkerställa säker och effektiv drift av systemet och underlätta marknadsutvecklingen.

Det blir därmed viktigt att beakta samordning och datautbyte när flexibilitetsmarknaderna organiseras. Systemansvariga ska samarbeta gällande resurser som produktion, energilagring och efterfrågefleksibilitet och TSO ska samordna med DSO och utbyta information för att resurser ska kunna utnyttjas optimalt.

Även SO GL innehåller mer detaljerade bestämmelser om hur datautbytet ska gå till. SO GL handlar bland annat om hur transparent och tillförlitlig information om driften ska säkerställas. Datautbyte regleras bland annat i avdelning 2, däribland mellan TSO och DSO<sup>88</sup> samt mellan betydande nätanvändare och TSO när det gäller efterfrågefleksibilitet<sup>89</sup>. I det senare fallet ska data utbytas om bland annat aktiv effekt som är tillgänglig för efterfrågefleksibilitet.

Forskarna Jin, Wu, & Jia (2020) redogör i en studie för hur flexibilitetsmarknader och interaktionen mellan flexibilitetsleverantörer och systemansvariga kan modelleras i syfte att förbättra effektiviteten i driften och utvecklingen av systemet på distribution- och transmissionsnivå. Ett EU-finansierat projekt har också utvärderat hur informationsutbytet mellan ett transmissionsnätföretag och distributionsnätföretag bör vara strukturerad så att aktivering av flexibilitetsresurser anslutna till distributionsnätet sker på ett optimalt sätt (Smartnet, 2020). En fullt integrerad marknadsplats med utbyte av data är sannolikt det som säkerställer ett optimalt utnyttjande av resurser. Innan vi når dit finns ett antal utmaningar som nätföretagen måste lösa, till exempel utbytet av information avseende i vilken utsträckning en flexibilitetsresurs belägen på ett visst ställe i nätet har bäring på en given flaskhals. En annan utmaning relaterad till datautbyte handlar om att inte orsaka nya överbelastningar i andra nätområden genom att avropade flexibilitetsresurser transiteras mellan nätområden på olika nätnivåer (RME, 2020). En presentation av pågående pilotprojekt i Europa finns i bilaga 1.

<sup>87</sup> Elmarknadsdirektivet artikel 40.6 och artikel 32.2

<sup>88</sup> SO GL artikel 43–44 och artikel 48.

<sup>89</sup> SO GL artikel 53.

## 6.5 Val vid utformning av flexibilitetsmarknader

För att underlätta utformningen av flexibilitetsmarknader har Ei analyserat ett antal designparametrar och vägval som påverkar hur effektiv marknaden blir.

Vi har valt att analysera val av anskaffningsförfarande, val av prismekanism, samt ägande och drift av marknadsplattformar. Analysen utgår från kraven i regelverket och ekonomisk teori om väl fungerande marknader.

### Val av anskaffningsförfarande

**Bedömning:** EU-regelverket anger att flexibilitets tjänster ska anskaffas genom ett marknadsbaserat förfarande.

Ei drar slutsatsen att EU-regelverket såväl som teori stödjer att flexibilitets tjänster anskaffas genom ett marknadsbaserat förfarande.

EU-regelverket anger att flexibilitets tjänster ska anskaffas genom marknadsbaserade förfaranden.<sup>90</sup> Ett alternativ till ett marknadsbaserat förfarande är *administrativt satta priser*, ibland även kallat *kostnadsbaserat förfarande*. Vid administrativt satta priser sätts priset utifrån en uppskattning av kostnader genom exempelvis en förutbestämd formel. Detta får endast användas om tillsynsmyndigheten beviljar undantag från att använda ett marknadsbaserat förfarande. Ei bedömer att ett marknadsbaserat förfarande är att föredra eftersom det leder till ett mer effektivt resursutnyttjande i samhället, det är teknikneutralt och gör det enklare för aktörer med ny teknologi att etablera sig på marknaden.

CEER:s rapport om flexibilitetsmarknader resonerar också kring flexibilitet och CEER landar i sina slutsatser i att marknadsbaserade förfaranden är effektiva i ett europeiskt perspektiv och att flexibilitets tjänster bör anskaffas av en DSO på ett marknadsmässigt sätt.<sup>91</sup> Rapporten tar också upp bilaterala kontrakt som en möjlighet så länge de inte stör marknaden och följer åtskillnadsregler.

### Val av prismekanism

**Bedömning:** Prismekanismen ska vara marknadsbaserad.

När man upprättar en marknadsplats behöver det finnas ett antal spelregler. En sådan är hur priset ska bestämmas. Valet av prismekanism bestäms bland annat utifrån hur effektivt den kan reflektera samhällets värde av en flexibilitetsresurs med hänsyn tagen till transaktionskostnader. De alternativ som förekommer redan i dag på elmarknaden är *auktion* (bland annat dagen före-marknaden) och *kontinuerlig handel* (används på intradagsmarknaden). Kontinuerlig handel är också vid tidpunkten för rapporten den prismekanism Svenska kraftnät använder som huvudprincip för omdirigering och motköp, även kallad specialreglering. Ei bedömer att både auktion och kontinuerlig handel kan leda till väl fungerade

<sup>90</sup> Elmarknadsdirektivet artikel 31.7, 32.1 och 40.5 och elmarknadsförordningen artikel 13.

<sup>91</sup> Flexibility Use at Distribution Level A CEER Conclusions Paper, 2018.

marknader och är likvärdiga ur det perspektivet. Pilotprojekten Enera, Gopacs och Nodes använder sig av kontinuerlig handel medan Piclo flex använder sig av auktion.<sup>92</sup> En presentation av pågående pilotprojekt finns i bilaga 1. Det finns flera pilotprojekt med flexibilitetsmarknader i Sverige men ingen fullt ut utvecklad marknadsplats.

En auktion leder till att *ett* marknadspris etableras för varje given tidsperiod. Detta leder till en mer effektiv och transparent prisbildning och lägre transaktionskostnader för de aktörer som deltar i marknaden. Ur effektivitetssynpunkt kan en auktion därmed vara att föredra jämfört med kontinuerlig handel. Detta förutsätter dock att produkterna på flexibilitetsmarknaden är likvärdiga samt att planeringshorisonten för både köpare och säljare är likvärdig. Om nätföretag har olika planeringshorisonter för att bestämma deras behov av flexibilitets tjänster i driften är det inte effektivt, eller kanske ens möjligt, med en simultan auktionering. Likaså kan det uppstå problem om vissa flexibilitetsresurser måste planera sin verksamhet dygn i förväg. Denna typ av mönster skulle i så fall tala för en kontinuerlig handel.

### **Reservationsbetalning för att vara tillgänglig för omdirigering är inte förenligt med en välfungerande energy only-marknad**

**Bedömning:** Flexibilitets tjänster som används för omdirigering bör endast få marknadsbaserad ersättning för de kilowattimmar som anskaffas och inte för den kapacitet i kilowatt som en aktör kan hålla tillgänglig. En utformning i den riktningen är förenlig med en god marknadsutveckling.

En parameter som är viktig att ta hänsyn till är säkerheten för nätföretag att det finns flexibilitets tjänster tillgängliga att anskaffa när de behövs. Flera aktörer påpekar att det är en förutsättning för att användning av flexibilitets tjänster ska bli ett realistiskt alternativ till att bygga ut nätet vid kapacitetsbrist.

Ett sätt att säkerställa att flexibilitets tjänsterna finns tillgängliga är att nätföretaget betalar för tillgänglighet. Betalning för tillgänglighet brukar också framhållas som ett sätt för potentiella leverantörer av flexibilitet att få täckning för flexibilitets-specifika investeringar relaterade till styrutrustning och kommunikation på den här marknaden. Ett alternativ till reservationsbetalning är att anpassningskostnader finansieras genom ett investeringsstöd, vilket är något som Ei föreslagit i rapporten Åtgärder för ökad efterfrågefleksibilitet i det svenska elsystemet (Ei, R2016:15).

Ei gör bedömningen att en marknad där flexibilitetsresurser får en rörlig ersättning för den energi som avropas är förenlig med en välfungerande energy only-marknad och anser därmed att en utformning i den riktningen är en god marknadsutveckling. På en energy only-marknad får en aktör betalt för de kilowattimmar som handlas och inte för den kapacitet i kilowattimmar som en aktör kan hålla tillgänglig. Reservationsbetalningar för tillgänglig kapacitet är en kapacitetsbetalning som tenderar att få en rad snedvridningseffekter på

<sup>92</sup> Schittekatte & Meeusa, Flexibility markets: Q&A with project pioneers, 2019.

marknaden. En effekt är att de får en prispåverkan, vilket leder till minskad lönsamhet för topplastanläggningar på till exempel elgrossistmarknaden (Europeiska kommissionen, 2020). Kapacitetsbetalningar riskerar också att tränga undan produktion i omkringliggande länder med energy only (Bhagwat, Richstein, Chappin, Kaveri, & De Vries, 2017; Cepeda, 2018). Detta är skälet till att det ofta är svårt att frångå kapacitetsbetalningar för att reservera kapacitet när de väl är implementerade. Därför kommer Ei att verka för en utveckling i linje med en energy only-marknad och betalning enbart för aktiverade tjänster.

### Vad säger regelverket om ägande och drift av marknadsplattformer?

**Bedömning:** En DSO får enligt dagens regelverk äga och driva en marknadsplattform för handel med flexibilitetstjänster. Ei har med utgångspunkt från bestämmelserna i elmarknadsdirektivet lämnat ett förslag i rapporten Ei (R2020:02) som innebär att en DSO inte får bedriva annan verksamhet än nätverksamhet, förutom i vissa undantagsfall. Om förslaget genomförs innebär det ett förbud för en DSO att äga och driva en marknadsplattform.

För att handel med flexibilitetstjänster ska kunna äga rum, utöver bilaterala avtal, krävs en eller flera marknadsplattformer – särskilt för att kunna hantera stora handelsvolymerna på ett effektivt sätt till låga transaktionskostnader.

När det kommer till vilka aktörer som ska äga marknadsplattformer så finns i dag inga hinder mot att en DSO gör detta. Ei har dock, med utgångspunkt från bestämmelserna i elmarknadsdirektivet, lämnat ett förslag i rapporten Ei (R2020:02) som innebär att en DSO inte får bedriva annan verksamhet än nätverksamhet, förutom i vissa undantagsfall. Om förslaget genomförs innebär det ett förbud för en DSO att äga och driva en marknadsplattform. Exempel på aktörer som skulle kunna tänkas äga och driva marknadsplattformer för handel med flexibilitet är elbörsen (Nemo) eller it-bolag.

I till exempel Storbritannien finns flera olika sorters piloter och försök med flexibilitetsmarknader. Ofgem beskriver hur en möjlig utveckling av flexibilitetsmarknader kan se ut, med olika scenarier som okoordinerad, koordinerad, super-plattform och singelmarknad (Ofgem, 2020b). I det okoordinerade scenariot väntas flexibilitetsmarknader utvecklas utan styrning och flera plattformer kan ta form men med begränsat samarbete mellan plattformerna. I det koordinerade scenariot väntas en större harmonisering mellan plattformerna och kommunikation dem emellan. I scenariot super-plattform beskrivs en enda plattform som utvecklas men som innehåller flera marknader och där operatören av plattformen skulle vara ett reglerat monopol. I scenariot med singelmarknad skulle endast en plattform finnas och en marknad och även här skulle plattformoperatören vara ett reglerat monopol.

# 7 Kontraktering och användning av nätkapacitetsreserv

*Ei ska enligt uppdraget analysera förutsättningarna för elnätsföretag att kontraktera kapacitet för en längre tid än en tillsynsperiod. Ei ska också enligt uppdraget kartlägga i vilken omfattning produktionsreserver, åtgärder på förbrukarsidan eller andra åtgärder får användas för att mildra effekterna av nätkapacitetsbrist.*

Ei har avgränsat analysen till att handla om nätföretagens möjlighet att kontraktera och använda kapacitetstjänster som är nödvändiga för driften av nätet. Med kapacitetstjänst avses att deltagande elproducenter och förbrukare får ersättning för att hålla kapacitet tillgänglig för nätdriftsändamål till skillnad från en energy only-marknad, där betalning sker för den energi som handlas. Kapitlet inleder med en bakgrund över den så kallade nätkapacitetsreservens tillkomst. Sedan följer en rättsanalys av Ei:s föreskrifter EIFS 2019:1 och EIFS 2019:2 för att klargöra elnätsföretagens förutsättningar att kontraktera kapacitet för en längre tid än en tillsynsperiod.

Kapitlet avslutas med en analys av i vilken omfattning en nätkapacitetsreserv får användas för att mildra effekterna av nätkapacitetsbrist. Analysen görs mot bakgrund av införandet Ren energi-paketet, vilket kan ändra förutsättningarna för nationella bestämmelser om nätkapacitetsreserv.

## 7.1 Bakgrund till nätkapacitetsreserv

Inför den nuvarande reglerperioden 2020–2023 förtydligade Ei genom föreskrift hur nätkapacitetsreserver ska hanteras i intäktsramsregleringen. Förtydligandet skedde mot bakgrund av att det uppstått "akut" kapacitetsbrist i flera nätområden. Även minskad lönsamhet för ny- och reinvesteringar i kraftvärmeverk på grund av låga elpriser och nya skatter bidrar till utvecklingen, se kapitel 2 för en mer detaljerad redogörelse. Svenska kraftnät har i flera fall nekat ökade uttagsabonnemang (det vill säga nyanslutningar) i gränspunkter som försörjer storstadsregioner vilket har lett till en ansträngd driftsituation för flera DSO:er.

Mot bakgrund av detta introducerade Ei 2019 i elnätsregleringen en möjlighet för DSO:er att köpa kapacitetstjänster från elproducenter eller förbrukare som är nödvändiga för driften av nätet och som inte kan tillhandahållas genom ökat abonnemang från överliggande nät. Inför tillsynsperioden 2020–2023 ansökte åtta nätföretag (redovisningsområde) om ersättning för att upprätta en nätkapacitetsreserv. Vilka redovisningsområden det handlar om och hur stor andel ersättningen utgör av intäktsramen framgår av Tabell 6.



Tabell 6. Företag som ansökt och beviljats ersättning för nätkapacitetsreserv för tillsynsperioden 2020–2023 baserat på en prognos.

Redovisningsområde	Nätföretag	Prognostiserad ersättning 2020–2023 (miljoner kronor)	Andel av Intäktsram
REL00571	E.ON Stockholm	32,6	1,4%
REL00615	E.ON	8,2	0,04%
RER00855	E.ON	400,0	3,4%
REL00909	Vattenfall	20,0	0,1%
RER01011	Vattenfall	200,0	1,0%
RER03010	Ellevio	253,0	3,2%
REL00130	Nacka Energi	2,9	0,4%
REL00584	Umeå Energi	2,0	0,1%

Källa: Ei.

Ersättning för nätkapacitetsreserv finansieras av kundkollektivet eftersom den enligt regleringen klassificeras som en opåverkbar löpande kostnad. Den här principen gäller även för merkostnader förknippade med utökade abonnemang i gränspunkter mot det överliggande nätet. Därmed hade kundkollektivet i det aktuella redovisningsområdet även fått finansiera ett hypotetiskt utökat abonnemang mot Svenska kraftnät.

## 7.2 Kontraktering av nätkapacitetsreserv

**Bedömning:** Nätföretagen får ingå och skriva hur långa kontrakt med tillhandahållare av nätkapacitetsreserver som de vill. Det innebär dock ingen garanti att de får ta med hela kostnaden för nätkapacitetsreserv i intäktsramen. För att få ersättning måste de efter varje tillsynsperiod visa hur de har använt och beräknat dessa kostnader.

### Rättsanalys av Ei:s föreskrifter EIFS 2019:1 och 2019:2

Elnätsföretagens intäktsramar reglerar vad elnätsföretagen får ta ut i avgifter av sina kunder under den kommande tillsynsperioden, vilket normalt är fyra år<sup>93</sup>. En intäktsram ska inte vara större än vad som behövs för att täcka kostnader för driften av en nätverksamhet som har likartade objektiva förutsättningar och bedrivs på ett ändamålsenligt och effektivt sätt, täcka avskrivningar och ge en sådan avkastning på kapitalbasen som behövs för att i konkurrens med alternativa placeringar med motsvarande risk få tillgång till kapital för investeringar<sup>94</sup>. När intäktsramen bestäms tas hänsyn till med vilken kvalitet och effektivitet nätkoncessionshavaren bedriver elnätsverksamheten<sup>95</sup>. De kostnader som

<sup>93</sup> Ellagen 5 kap. 2 §.

<sup>94</sup> Ellagen 5 kap. 1 §.

<sup>95</sup> Ellagen 5 kap. 6, 9, 10, 11, 12 §§.

företagen ska få täckning för i intäktsramarna delas in i kapitalkostnader samt påverkbara och opåverkbara löpande kostnader. Påverkbara löpande kostnader ges ett effektiviseringskrav beroende på hur effektivt nätföretaget är i förhållande till andra nätföretag, medan opåverkbara kostnader ersätts i sin helhet i intäktsramen. Metod för att rapportera in och beräkna skäliga kostnader anges i Ei:s föreskrifter EIFS 2019:1 respektive 2019:2.

I 2 kap. 1 § punkt 10 EIFS 2019:1 anges att nätkapacitetsreserv avser inköpta kapacitetstjänster från elproducenter eller förbrukare som är nödvändiga för driften av nätet och som inte kan tillhandahållas genom ökat abonnemang från överliggande nät. Nätföretagens kostnader för nätkapacitetsreserv är en opåverkbar löpande kostnad<sup>96</sup>. Ei beslutar för en tillsynsperiod i taget baserat på nätföretagens prognostiserade kostnader för nätkapacitetsreserv samt en redogörelse varför kostnaderna för nätkapacitetsreserven uppkommit<sup>97</sup>. Efter tillsynsperioden ska nätföretaget lämna uppgift till Ei om deras faktiska kostnader för nätkapacitetsreserv samt en redogörelse av vilka kostnader för nätkapacitetsreserv som uppkommit och hur de har beräknats<sup>98</sup>. Om ovanstående förutsättningar inte är uppfyllda efter tillsynsperioden kommer nätföretaget troligtvis inte att få täckning för dessa kostnader i intäktsramen.

Slutsatsen Ei drar från rättsanalysen är att nätregleringen inte hindrar nätföretagen från att skriva hur långa kontrakt de vill, dock måste de efter varje tillsynsperiod visa och motivera hur de har använt och beräknat kostnaderna för nätkapacitetsreserven.

### 7.3 Användning av nätkapacitetsreserv

De nationella bestämmelserna om nätkapacitetsreserv introducerades före Ren energi-paketet som trädde i kraft under 2019. Bestämmelserna om hur nätkapacitetsreserver får användas behöver därmed ses över så att de är förenliga med gällande EU-regelverk. Två övergripande frågeställningar som vi tar ställning till i analysen är om nätkapacitetsreserven är en kapacitetsmekanism, och hur nätkapacitetsreserven förhåller sig till Ren energi-paketets tydliga inriktning mot en energy only-marknad<sup>99</sup> och marknadsbaserad anskaffning av flexibilitetstjänster för att bland annat hantera överbelastningar i elnätet. Svaren på dessa frågor kan motivera tydligare reglering i nationella bestämmelser avseende anskaffning av nätkapacitetsreserv, hur den får aktiveras och villkor för de flexibilitetsresurser som deltar i nätkapacitetsreserven.

#### Anskaffande av el som behövs för nätverksamheten

Ansvaret för nätets utbyggnad och dess effektiva drift analyseras i kapitel 3. Med anledning av bestämmelserna i elmarknadsdirektivet om vilka uppgifter som åligger DSO:er (artikel 31.1) och TSO:er (artikel 40) och den nya skrivningen i 3 kap. 1 § ellagen som Ei föreslår i rapporten Ei R2020:02 är vår bedömning att

---

<sup>96</sup> EIFS 2019:2 2 § 6.

<sup>97</sup> EIFS 2019:1 4 kap. 17 § 6.

<sup>98</sup> EIFS 2019:1 6 kap. 4 § 6.

<sup>99</sup> På en energy only-marknad får aktörerna endast ersättning för den *energi* som produceras.

nätföretagen får ingå avtal med elproducenter om det behövs för att säkerställa driften av nätet.

I bestämmelsen i 3 kap. 16 § anges att DSO och TSO inte får sätta upp hinder beroende på kraftslag för elproducenter som vill tillhandahålla el som är avsedd att täcka nätförluster eller behövs för driften av ledningsnätet. DSO och TSO ska anskaffa den el som är avsedd för sådana ändamål på ett öppet, icke-diskriminerande och marknadsorienterat sätt. I 3 kap. 16 a § utvecklas hur anskaffningen av el som behövs för nätverksamheten ska ske för att inte utestänga flexibilitetsresurser som utgörs av ändrad elförbrukning. Här anges bland annat att regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om vilka tekniska villkor som får ställas upp av DSO och TSO.

I förarbetena till 3 kap. 16 § sägs uttryckligen att ett nätföretag förutom nätförluster kan behöva anskaffa el för driften av nätet<sup>100</sup>, till exempel för att säkerställa spänningsstabilitet. Där anges också att förbudet mot handel med el i 3 kap. 1 a § inte heller hindrar att ett nätföretag träffar avtal om drifttjänster med en elproducent. Ett nätföretag kan träffa avtal med en elproducent, som åtar sig att hålla reservkapacitet tillgänglig. Sådan reservkapacitet kan i dag utgöras av exempelvis gasturbiner eller reservkraftsdiesel (Prop. 2013/14:174, s. 206).

### **Nätkapacitetsreserven i förhållande till de flexibilitetslösningar som anges i Ren energi-paketet**

Det är inte helt enkelt att reda ut hur nätkapacitetsreserven förhåller sig till bestämmelserna i Ren energi-paketet. I de europeiska regelverken definieras ett antal produkter och tjänster som en TSO och DSO kan komma att behöva för en effektiv, tillförlitlig och säker drift av nätet. Dessa kan på en övergripande nivå delas upp i frekvensrelaterade och icke frekvensrelaterade stödtjänster samt omdirigering för att hantera en överbelastning i nätet, vilka beskrivs närmare i kapitel 6. En medlemsstat kan under vissa förutsättningar också använda kapacitetsmekanismer för att adressera ett resurstillräcklighetsproblem.

Nätkapacitetsreserver definieras i de nationella bestämmelserna som kapacitetstjänster från elproducenter eller förbrukare som är nödvändiga för driften av nätet och som inte kan tillhandahållas genom ökat abonnemang från överliggande nät.<sup>101</sup> Det framgår inte i föreskrifter vad som avses med *driften av nätet*. Formuleringen tar dock sikte på situationer där kapacitetstjänsten *inte kan tillhandahållas genom ökat abonnemang från överliggande nät*. Ett ökat abonnemang från överliggande nät bör kunna ändra flöden för att motverka överbelastning på enskilda nätelement eller bidra med aktiv effekt för att stötta den lokala effektbalansen och därigenom undvika en spänningskollaps. Det är heller inte entydigt i bestämmelserna vem som får anskaffa kapacitetstjänster och en liberal tolkning av nuvarande lydelse är att både TSO och DSO får anskaffa kapacitetstjänster. Formuleringen *kapacitetstjänster* antyder att deltagande elproducenter och förbrukare får ersättning för att hålla kapacitet tillgänglig för nätdriftsändamål.

---

<sup>100</sup> Prop. 2013/14:174, s. 270.

<sup>101</sup> 2 kap. 1 § 10 EIFS 2019:1.

Den nationella tillämpningen av nätkapacitetsreserv har viss likhet med en kapacitetsmekanism, även om den i praktiken snarare används som omdirigering för att hantera överbelastning i nätet eller anskaffning av en icke-frekvensrelaterad stödtjänst såsom spänningsreglering i stationärt tillstånd, snabba inmatningar av reaktiv effekt, tröghet för upprätthållande av stabiliteten i lokala nät, kortslutningsström, förmåga till dödnätsstart och till ö-drift. Omdirigering och icke frekvensrelaterade stödtjänster är enligt Ren energi-paketet tämligen oproblematiska att anskaffa i jämförelse med användning av kapacitetsmekanism som är jämförelsevis hårt reglerad i elmarknadsförordningen. Därför kommer vi i det följande att i mer detalj utvärdera om en nätkapacitetsreserv kan anses vara en kapacitetsmekanism.

### **En nätkapacitetsreserv som är nödvändig för driften av nätet är inte en kapacitetsmekanism**

**Bedömning:** En kapacitetsmekanism får enligt bestämmelserna i elmarknadsförordningen under vissa omständigheter användas för att hantera resurstillräcklighetsproblem på som lägst elområdesnivå. Den svenska tillämpningen av nätkapacitetsreserver som är nödvändiga för driften av nätet, och som inte kan tillhandahållas genom ökat abonnemang från överliggande nät, omfattas inte av bestämmelserna om kapacitetsmekanismer i elmarknadsförordningen.

En nätkapacitetsreserv kan komma träffas av bestämmelserna i elmarknadsförordningen om elområdesindelningen ändras i samband med en elområdesöversyn. Bedömningen av om en nätkapacitetsreserv utgör en kapacitetsmekanism enligt elmarknadsförordningen kan därför skifta över tid.

### **Rättsanalys av om nätkapacitetsreserver är en kapacitetsmekanism**

Elmarknadsförordningen anger att en kapacitetsmekanism är en tillfällig åtgärd för att säkerställa att en önskad nivå av resurstillräcklighet uppnås genom ersättning till resurser för att de är tillgängliga. Undantag från detta är åtgärder som rör stödtjänster eller hantering av överbelastning.<sup>102</sup> Kapacitetsmekanismer för att hantera resurstillräcklighetsproblem utgör ett avsteg från en energy only-marknad. En kapacitetsmekanism får enligt artikel 21.1 i elmarknadsförordningen endast användas som en sista utväg när alla alternativ är uttömda. Medlemsstaterna ska löpande övervaka resurstillräckligheten inom sina territorier utifrån en metod som anges i artikel 23–24 i samma förordning. En analys av elsystemets sammantagna tillräcklighet för den befintliga och förväntade efterfrågan på el under den närmaste tioårsperioden ska göras på unionsnivå, på medlemsstatsnivå och på individuell elområdesnivå när detta är relevant.

Ei gör utifrån detta bedömningen att resurstillräcklighetsproblem är avgränsat till att som lägst omfatta ett individuellt elområde.

<sup>102</sup> Elmarknadsförordningen artikel 2.22.

Om analysen konstaterar ett resurstillräcklighetsproblem på som lägst elområdesnivå ska medlemsstaten kartlägga alla snedvridningar eller marknadsmisslyckanden till följd av lagstiftning som orsakat eller bidragit till att problemet uppstått. Sedan ska medlemsstaten utveckla och offentliggöra en tidsplan för de åtgärder som den planerar att vidta för att undanröja alla konstaterade snedvridningar till följd av lagstiftning eller marknadsmisslyckanden på grund av exempelvis statliga stöd. Medlemsstaterna ska när de hanterar resurstillräcklighetsproblem framför allt beakta de principer som fastställs i artikel 3 och överväga en rad punkter som anges i artikel 20.3. Genomförandeplanen ska lämnas in till kommissionen för översyn<sup>103</sup>. Kommissionen ska avge ett yttrande över planen och kan ange om genomförandeplanen bör ändras<sup>104</sup>.

För att undanröja kvarstående resurstillräcklighetsproblem får medlemsstaterna som en sista utväg införa kapacitetsmekanismer<sup>105</sup>. Medlemsstaterna ska bedöma om en kapacitetsmekanism i form av en strategisk reserv kan lösa resurstillräcklighetsproblemen. Om detta inte är fallet får medlemsstaterna tillämpa en annan typ av kapacitetsmekanism<sup>106</sup>. Kapacitetsmekanismer ska vara tillfälliga och ska godkännas av kommissionen för högst tio år<sup>107</sup>. De ska fasas ut eller mängden reglerad kapacitet minskas i enlighet med de genomförandeplaner som avses i artikel 20.

#### ***Elområdesgränserna kan ändras över tid***

Ett elområde utgör det största geografiska område inom vilket marknadsaktörerna kan handla energi utan tilldelning av kapacitet mellan elområden.<sup>108</sup> Grossistpriset på el en given tidsperiod är detsamma inom hela elområdet. För att möjliggöra en enhetlig prissättning inom elområdet ska elområdesgränserna vara baserade på långsiktiga, strukturella överbelastningar i överföringsnätet<sup>109</sup>. Elområden får inte innehålla sådana strukturella överbelastningar såvida inte dessa saknar inverkan på angränsande elområden. Ett elområde får innehålla tillfälliga strukturella överbelastningar om deras inverkan på angränsande elområden mildras genom korrigerande åtgärder så att de inte leder till minskad kapacitet för handel mellan elområden, i enlighet med kraven i artikel 16 i elmarknadsförordningen. Elområdesindelningen i unionen ska utformas på ett sådant sätt att ekonomisk effektivitet och möjligheter till handel mellan elområden i enlighet med artikel 16 maximeras, samtidigt som försörjningstryggheten upprätthålls.

För att säkerställa en optimal konfiguration av elområden ska en översyn av elområden utföras. Artiklarna 32 och 34 i förordning (EU) 2015/1222 föreskriver regler för hur översynen av elområdesindelningar ska genomföras. Denna översyn ska kartlägga all strukturell överbelastning och inbegripa analys av olika elområdesindelningar på ett samordnat sätt, med deltagande av intressenter som påverkas, från alla berörda medlemsstater, i enlighet med riktlinjen för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning som antagits på grundval av artikel 18.5 i förordning (EG) nr 714/2009. Nuvarande elområden ska bedömas

---

<sup>103</sup> Artikel 20.4.

<sup>104</sup> Artikel 20.5.

<sup>105</sup> Artikel 21.1.

<sup>106</sup> Artikel 21.3.

<sup>107</sup> Artikel 21.8.

<sup>108</sup> Artikel 2.65–2.66.

<sup>109</sup> Elmarknadsförordningen artikel 14.1.

utifrån sin förmåga att skapa en tillförlitlig marknad, inbegripet en tillräckligt flexibel produktion och belastningskapacitet, som är avgörande för att undvika flaskhalsar i nätet, balansera efterfrågan och tillgång på el samt skapa långsiktig säkerhet för investeringar i nätinfrastruktur<sup>110</sup>.

För att återspegla de olika principer som finns för optimering av elområden utan att äventyra likvida marknader och nätinvesteringar bör två alternativ föreskrivas för att hantera överbelastningar. Medlemsstater bör kunna välja mellan en elområdesindelning eller att vidta åtgärder som exempelvis nätförstärkning eller nätoptimering. Utgångspunkten för ett sådant beslut bör vara att långvariga strukturella överbelastningar har konstaterats av den eller de systemansvariga för överföringssystemet i en medlemsstat, genom en rapport från europeiska nätverket av TSO:er för el (Entso-e) om överbelastning eller genom en översyn av elområdet.<sup>111</sup>

Svenska kraftnät håller vid tidpunkten för rapporten på att genomföra en elområdesöversyn tillsammans med de övriga nordiska TSO:erna. För svensk del kommer flera alternativa elområdesindelningar att analyseras. Till exempel om Storstockholm under en tid borde utgöra ett eget elområde, för att sedan slås ihop med det nuvarande elområdet SE3. Även andra alternativ kan komma att utredas (ENTSO-E, 2019). Ellevios användning av nätkapacitetsreserv i Stockholmsområdet kan därmed i framtiden komma att omfattas av det europeiska regelverket för kapacitetsmekanism om Storstockholm skulle utgöra ett eget elområde.

---

<sup>110</sup> Artikel 14.3.

<sup>111</sup> Skäl 31 elmarknadsförordningen.

## Nya bestämmelser inom ramen för vårt tillsynsarbete för när nätkapacitetsreserven får aktiveras och villkor för de resurser som deltar

**Bedömning:** Det nuvarande regelverket är ändamålsenliga eftersom det medger finansiering genom intäktsramen endast för de fall kapacitetstjänsten inte kan tillhandahållas genom ökat abonnemang från överliggande nät.

Den nationella tillämpningen av nätkapacitetsreserver kan ha en negativ påverkan på marknadens effektivitet om den snedvrider konkurrensen på grossistmarknaden för el eller på flexibilitetsmarknader. Användningen av nätkapacitetsreserv kan också påverka nätföretagens behov av att anskaffa stödtjänster och flexibilitetstjänster som används för omdirigering på en flexibilitetsmarknad. Detta innebär att nätkapacitetsreserver bör användas restriktivt.

Även om en nätkapacitetsreserv är tillfällig kan den påverka marknadens effektivitet negativt. En resurs som ingår i en nätkapacitetsreserv kan påverka pris och handelsflöden på elgrossistmarknaden för el, vilket minskar lönsamheten för flexibilitetsresurser på marknaden. Detta motiverar att DSO och TSO ställer fler villkor för de resurser som ingår i reserven och för när nätkapacitetsreserven får aktiveras jämfört med i dag.

I de fall nätkapacitetsreserven används som en stödtjänst är det motiverat att inom ramen för ett framtida metodgodkännande begränsa aktivering för att minimera eventuella snedvridningseffekter. Ei:s förslag i Ei R2020:02 om genomförandet av bestämmelser för anskaffning av stödtjänster medför att metoder som används för avtalen ska godkännas av Ei. Genom metodgodkännandet kan Ei ställa upp krav rörande aktivering och villkor för de resurser som ingår i reserven.

Ei har möjlighet att följa upp utvecklingen genom den rapport som DSO och TSO årligen ska lämna in till Ei, enligt 13.4 elmarknadsförordningen. Rapporten ska beskriva utvecklingsnivån och effektiviteten hos marknadsbaserade mekanismer för omdirigering av produktionsanläggningar, energilagringsanläggningar och anläggningar för efterfrågefleksibilitet.

### Analys

Kapacitetsersättningar utgör ett avsteg från en energy only-marknad. I det här avsnittet utvärderar vi om det är motiverat att introducera nya regelverk för anskaffning, aktivering och villkor för de resurser som ingår i reserven.

#### ***Nätkapacitetsreserver leder till mindre välfungerande marknader***

En nätkapacitetsreserv innehåller sannolikt inslag av en fast kapacitetsersättning för att de resurser som ingår i reserven ska finnas tillgängliga. Detta påverkar marknadens effektivitet negativt eftersom kapacitetsersättningar möjliggör för potentiellt olönsamma produktions- eller förbrukningsanläggningar att de kan fortsätta existera på marknaden. Detta leder till minskad lönsamhet för övriga

flexibilitetsresurser som befinner sig på marknaden genom lägre priser och minskad prisvolatilitet.

Användningen av nätkapacitetsreserver kan också påverka DSO:ernas och TSO:ns behov av att anskaffa stödtjänster och flexibilitetstjänster som används för omdirigering. Nätkapacitetsreserver bör därför användas restriktivt eftersom de riskerar att hämma utvecklingen av flexibilitetsmarknader i det aktuella området.

#### **Anskaffning av nätkapacitetsreserv**

DSO och TSO ska anskaffa den el som är avsedd för driften av nätet på ett öppet, icke-diskriminerande och marknadsorienterat sätt.<sup>112</sup>

Ei får enligt 3 kap. 16 a § i ellagen meddela föreskrifter om vilka tekniska villkor som får ställas av DSO och TSO när det gäller tjänster för ändrad elförbrukning (efterfrågefleksibilitet). Motsvarande bestämmelse saknas i dag i ellagen för anskaffning av el för driften av ledningsnätet. En öppen och transparent tillgång till information om prisbildning är en viktig hörnpelare för en välfungerande marknad. För att ge potentiella leverantörer av flexibilitetstjänster information om den rådande prisnivån bör DSO och TSO enligt Ei på ett öppet och transparent sätt publicera aktuella priser för de kapacitetstjänster som behövs för driften av nätet.

Nätkapacitetsreserven omfattas i första hand av bestämmelserna om omdirigering i artikel 13 i elmarknadsdirektivet. Enligt punkten 4 ska berörda TSO:er och DSO:er minst en gång per år överlämna en rapport till den behöriga tillsynsmyndigheten om utvecklingsnivån och effektiviteten hos marknadsbaserade mekanismer för omdirigering av produktionsanläggningar, energilagransanläggningar och anläggningar för efterfrågefleksibilitet. Detta ger Ei en möjlighet att följa utvecklingen och övervaka att nätkapacitetsreserven används på ett sätt som inte är i strid med artikel 13.

En nätkapacitetsreserv kan även användas för stödtjänster: till exempel vid störningar (icke-stationära tillstånd, återuppbyggnadstjänst, systemskyddstjänst eller rotationsenergi). I det fall den utgör en stödtjänst i elmarknadsdirektivets mening gäller följande. Ei föreslår i rapporten Ei R2020:02 att en ny bestämmelse införs i ellagen som innebär att stödtjänster som behövs för elnätets effektiva, tillförlitliga och säkra drift ska anskaffas på ett öppet, icke-diskriminerande och marknadsorienterat sätt. En systemansvarig får inte ingå avtal om stödtjänster förrän de metoder som används för att utforma avtalen har godkänts av nätmyndigheten. Ett sådant godkännande ska lämnas, om metoderna kan antas leda till att villkoren i avtalen uppfyller kraven om att anskaffandet sker på ett öppet, icke-diskriminerande och marknadsorienterat sätt. I övrigt är det förslag som lämnats i Ei R2020:02 om marknadsbaserad anskaffning av nätkapacitetsreserv som stödtjänst i linje med kraven i artikel 13. När det gäller icke-marknadsbaserad omdirigering ställs dock fler och strängare krav i artikel 13 i elmarknadsförordningen jämfört med förslaget i rapporten som grundas på elmarknadsdirektivet. I direktivet, liksom i Ei:s förslag i rapporten R2020:02 (s. 30–31 och 358 ff.), ges möjlighet till undantag från skyldigheten att upphandla icke frekvensrelaterade stödtjänster. Ei ska kunna medge undantag om ett marknadsbaserat tillhandahållande av dessa tjänster är ekonomiskt ineffektivt.

---

<sup>112</sup> Ellagen 3 kap. 16 §.



Inom ramen för prövningen bör Ei beakta bestämmelserna i artikel 13 i elmarknadsförordningen.

Ei föreslår i samma rapport även att en bestämmelse införs om att en systemansvarig ska offentliggöra vilka stödtjänster som ska anskaffas tillsammans med villkoren för stödtjänsterna. Ei konstaterar vidare att när nu kravet på anskaffande, genom ett öppet och icke-diskriminerande och marknadsorienterat sätt, utökas till att också omfatta stödtjänster bör anskaffningsreglerna för sådana tjänster följa samma principer som gäller för anskaffande av el för att täcka energiförluster.

Genom att metoderna ska godkännas av Ei och stödtjänster och villkor offentliggöras saknas behov av föreskrifter om tekniska krav och priser etcetera.

Ei bedömer att det nuvarande regelverket är ändamålsenligt eftersom användningen av nätkapacitetsreserven, enligt 2 kap. 1 § punkt 10 EIFS 2019:1, endast får finansieras genom intäktsramen i de fall kapacitetstjänsten inte kan tillhandahållas genom ökat abonnemang från överliggande nät. Detta bör säkerställa att användningen av nätkapacitetsreserv är tillfällig i väntan på nätförstärkningar i överliggande nät. Ei granskar efter varje tillsynsperiod hur nätkoncessionshavaren har använt och beräknat kostnaderna för nätkapacitetsreserven.

Det är också viktigt att informationen om att en DSO eller TSO ska upphandla en nätkapacitetsreserv kommer marknadsaktörerna till del. Detta gäller även information om hur användningen av en nätkapacitetsreserv förväntas påverka DSO:ns eller TSO:ns behov av att anskaffa andra flexibilitetstjänster. I kapitel 3 föreslår vi att nätutvecklingsplanerna ska innehålla en redogörelse för projekt som innefattar investeringar för att åtgärda elnätets nuvarande flaskhalsar samt uppgifter om kommande flaskhalsar. På så sätt kan nätutvecklingsplanerna även åskådliggöra när och var det kan uppstå kapacitetsbrist så att till exempel aktörer som erbjuder flexibilitetstjänster får möjlighet att erbjuda alternativ till traditionell nätutbyggnad.

Om Ei får ett bemyndigande om att utfärda föreskrifter om nätutvecklingsplanernas innehåll kommer vi att överväga om de ska innehålla en beskrivning av de omständigheter som gör att DSO:n eller TSO:n tvingas upphandla en nätkapacitetsreserv samt uppskattad tidpunkt för utfasning. Den här informationen i kombination med en öppen och transparent information om den rådande prisnivån gör det möjligt för andra potentiella flexibilitetsleverantörer att arbeta med sitt erbjudande för att kunna matcha de resurser som ingår i nätkapacitetsreserven.

#### ***Aktivering av nätkapacitetsreserv och villkor för de resurser som ingår i reserven***

Även om en nätkapacitetsreserv är tillfällig kan den påverka marknads effektivitet negativt. En resurs som ingår i en nätkapacitetsreserv kan påverka pris och handelsflöden på elgrossistmarknaden för el, vilket minskar lönsamheten för övriga flexibilitetsresurser på marknaden. Detta är inte förenligt med de allmänna principerna för en välfungerande marknad enligt artikel 3 i

elmarknadsförordningen<sup>113</sup>. Detta motiverar att DSO och TSO ställer fler villkor för de resurser som ingår i reserven och för när nätkapacitetsreserven får aktiveras jämfört med i dag. Ei kommer inom ramen för prövning och godkännande av de metoder som ligger till grund för villkoren, att närmare utreda de villkor som ska gälla för resurser som ingår i reserven och för när nätkapacitetsreserven får aktiveras. Ei:s utgångspunkt är att en nätkapacitetsreserv endast får aktiveras om någon av följande situationer gäller

- inget marknadsbaserat alternativ är tillgängligt
- alla marknadsbaserade resurser har använts eller
- antalet tillgängliga flexibilitetsresurser i området är för lågt för att säkerställa effektiv konkurrens.

För att minimera konkurrensmässiga snedvridningseffekter mellan de resurser som ingår i nätkapacitetsreserven och övriga marknadsaktörer är Ei:s utgångspunkt att DSO och TSO ska upprätta följande villkor för de resurser som deltar i en nätkapacitetsreserv:

- De resurser som ingår i en nätkapacitetsreserv får inte erhålla ersättning från grossistmarknaden för el eller från balansmarknader.
- De resurser som ingår i en nätkapacitetsreserv ska hållas utanför marknaden, åtminstone under avtalets löptid.

Förslagen om villkor för de resurser som ingår i nätkapacitetsreserven innebär en tydligare åtskillnad mellan resurser som används för marknaden och de som används för driften av nätet. En tydligare åtskillnad minskar risken för att användningen av nätkapacitetsreserv påverkar marknaden negativt.

---

<sup>113</sup> Artikel 3 c och artikel 3 g.

## 8 Anslutningsprocessen vid kapacitetsbrist

Ei har fått i uppdrag att *analysera hur förfrågningar om nyanslutningar av förbrukning ska hanteras vid nätkapacitetsproblem och om det kan finnas skäl att införa någon form av prioriteringsordning vid anslutning av olika typer av anläggningar och funktioner.*

Det nuvarande regelverket gör ingen åtskillnad på att ansluta förbruknings- eller produktionsanläggningar, inte heller på nyanslutning och ökade abonnemang. Vi har därför valt att utöka analysen i förhållande till uppdraget genom att analysera anslutningar av anläggningar mer generellt.

Branschpraxis i Sverige har varit att hantera anslutningsärenden enligt principen "först till kvarn får först mala". Det har inte funnits anledning att ifrågasätta turordningsregeln så länge det har funnits ledig kapacitet i elnätet. I takt med att kapacitetsbrist har uppstått på flera platser i landet, med köbildning som följd, finns det dock anledning att se över om principen fortfarande är ändamålsenlig.

Ei får enligt 21 § elförordningen (2013:208) meddela föreskrifter om hur nättariffer för anslutning och överföring ska utformas för att främja ett effektivt utnyttjande av elnätet. Ei utreder vid tidpunkten för rapporten överföringstariffens utformning och frågan om tariffutformning kommer därför inte att hanteras närmare i detta uppdrag.

Anslutningsavgiften är en viktig lokaliseringssignal vars precision ökar ju "djupare" den är. En djup anslutningsavgift tar fullt ut hänsyn till de tillkommande kostnader som en ny eller utökad anslutning medför. En djup anslutningsavgift inkluderar således kostnaden för de eventuella systemförstärkningar som måste vidtas för att möjliggöra anslutningen, medan en grund anslutningsavgift endast inkluderar kostnader för anslutningsledningen och/eller hela eller delar av nätstationen. En grund anslutningsavgift beaktar i extremfallet inte några kostnader alls Schittekatte & Meeus (2018). Oavsett valet av grund eller djup anslutningsavgift är det viktigt att nätföretagen tar betalt för anslutningarna på ett kostnadsriktigt och enhetligt sätt för att inte snedvrیدا lokaliseringen av ny produktion och förbrukning i landet eller mellan spänningsnivåer.

Det här kapitlet inleder med Ei:s bedömning. Sedan följer en analys av det rättsliga och det teoretiska ramverket för hur en anslutningsprocess ser ut i dag och hur den bör se ut i framtiden.

## 8.1 Nätföretagens anslutningsprocess går att utveckla inom ramen för det nuvarande regelverket

**Bedömning:** Prissättningen av överföring och anslutning är av stor betydelse för behovet av att hantera en begränsad överföringskapacitet genom köbildning.

Det nuvarande regelverket för anslutning är flexibelt och Ei bedömer att nätföretagens anslutningsprocess bör utvecklas inom ramen för detta. Köhantering sköts i dagsläget enligt principen "först till kvarn får först mala", vilket har utvecklats till branschpraxis. Detta faktum bör dock inte utesluta andra principer, men sådana har ännu inte prövats rättsligt. I ett av få tillsynsbeslut inom det här området har Ei gjort bedömningen att anslutningar som ryms inom befintlig kapacitet ska gå före. Detta bör även inkludera principer som exempelvis tar hänsyn till sammanlagringseffekter. Ei bedömer att det inte är ändamålsenligt att inrätta en centraliserad funktion för att prioritera anslutningar vid kapacitetsbrist liknande Styrels-processen, som prioriterar samhällsviktig verksamhet vid elbrist.

Nätutvecklingsplanerna kommer att spela en viktig roll för att förbättra planeringen av anslutningar. Kommuner, regioner och stat liksom andra aktörer bör ha ett stort intresse av att delta proaktivt i samrådsprocessen i samband med att nätföretagen tar fram nätutvecklingsplaner. Genom att nätföretagen får information om planerade anslutningar i ett tidigt skede ökar möjligheten för dem att planera för ökade uttag eller inmatning, vilket i sin tur minskar risken för att bristsituationer uppstår. Med en ökad framförhållning bör också risken minska för att samhällsnyttiga projekt trängs undan av andra mindre samhällsnyttiga verksamheter.

En annan faktor som är relevant för anslutningsprocessen är Ei:s bedömning i kapitel 3 om att beräkning av ledig kapacitet ska utgå från nätets fysiska belastning med och utan den nya anslutningen, med hänsyn tagen till sammanlagringseffekter.

Det är möjligt för kunder som blivit nekade anslutning att få sin ansökan prövad hos Ei, till exempel om kunden anser att den har en lastprofil som är gynnsam för nätet.

## 8.2 Rättsligt ramverk

### Ellagen

Den som har nätkoncession för linje eller område är skyldig att på skäliga villkor ansluta kunder (3 kap. 6–7 §§ ellagen). Anslutningsskyldigheten gäller om inte särskilda skäl för att neka anslutning föreligger. Nätkapacitetsbrist utgör enligt förarbetena till den nu gällande ellagen ett särskilt skäl som kan motivera nekad anslutning, med köbildning som följd (se avsnitt 3.4). De fåtal anslutningsärenden kopplade till kapacitetsbrist som har prövats av Ei har inte explicit berört frågan

om prioriteringsordning vid kapacitetsbrist i elnätet. Av den anledningen har det varit principen "först till kvarn" som utvecklats till en branschpraxis. I ett ärende mot GEAB (Gotlands Elnät AB) som avslutades utan åtgärd angav dock Ei i avskrivningsbeslutet att "en producent som vill ansluta effekt som ryms inom nätets kapacitet ska inte kunna nekas på grund av att en annan kund som inte ryms inom kapaciteten blivit nekad tidigare." (Dnr 2017-102734).

Enligt 4 kap. 1 § ellagen ska nättariffer vara objektiva och icke-diskriminerande. De ska utformas på ett sätt som är förenligt med ett effektivt utnyttjande av elnätet och en effektiv elproduktion och elanvändning. Vidare ska nättariffer för överföring av el utformas så att betald anslutningsavgift ger rätt att använda elnätet inom Sverige, med undantag för utlandsförbindelser med en spänning som understiger 220 kilovolt (4 kap. 2 § ellagen). Extra relevant för den här frågeställningen är att anslutningsavgifter enligt 4 kap. 9 a § ellagen ska utformas så att nätkoncessionshavarens skäligena kostnader för anslutningen täcks. Anslutningspunktens geografiska läge och den avtalade effekten i anslutningspunkten ska särskilt beaktas.

### **Ren energi-paketet**

Artikel 3 q i elmarknadsförordningen anger att marknadsaktörerna har rätt att få tillgång till överförings- och distributionsnäten på objektiva, transparenta och icke-diskriminerande villkor. Formerna för detta utvecklas i artikel 6 i elmarknadsdirektivet. En anslutning får nekas om det saknas nödvändig kapacitet. De skäl som den systemansvarige för överförings- eller distributionssystemet ska ange för en sådan vägran ska grundas på objektiva och tekniskt och ekonomiskt motiverade kriterier<sup>114</sup>, se avsnitt 3.4.

Elmarknadsdirektivet innehåller, för anslutningar, också särskilda bestämmelser för en TSO, vilket i Sverige innebär Svenska Kraftnät. Distributionssystemen, det vill säga lokalnäts- och regionnätägare omfattas dock inte av de nedan beskrivna bestämmelserna.

Av artikel 42 i elmarknadsdirektivet framgår bland annat att en TSO ska ta fram och offentliggöra förfaranden för hur de effektivt ska ansluta nya produktions- och lagringsanläggningar på ett icke-diskriminerande sätt. Anslutning får nekas på objektiva grunder, framförallt kapacitetsbrist. Se avsnitt 3.4.

## **8.3 Teoretiskt ramverk**

För att elnätet ska nyttjas effektivt är det nödvändigt att den tillgängliga överföringskapaciteten används där den ger störst nytta. Överföringen ger störst nytta om den allokeras till de verksamheter eller funktioner med högst samhällsekonomiskt värde. I en teoretisk perfekt fungerande ekonomi sammanfaller det samhällsekonomiska värdet med betalningsviljan.

Köer tyder på att det finns brister i hur befintlig kapacitet används och prissätts. Köbildning som ransoneringsmekanism uppstår i praktiken när priset är reglerat och inte tillåts uttrycka knapphet. För nätet utgör överföringstariffen en viktig signal för hur kapacitetssituationen varierar över tid, till exempel över veckodagar

---

<sup>114</sup> Elmarknadsdirektivet artikel 6.2.

eller tid på dygnet. På en väl fungerande elmarknad och med en korrekt prissatt överföringstariff kommer nätet mycket sällan bli överbelastat i driften. Faktum är att om nätkunderna är priskänsliga kommer en korrekt prissättning av tillgänglig överföringskapacitet kraftigt att reducera eller helt eliminera köbildningar för att få ansluta sig till nätet. När överföringstariffen däremot inte är korrekt utformad blir efterfrågan på det underprissatta nätet större än utbudet, det vill säga den installerade överföringskapaciteten. Det uppstår också en situation med insiders och outsiders, där befintliga kunder (insiders) har en mer privilegierad position jämfört med de kunder som vill ansluta sig till nätet (outsiders). I en sådan situation kan även anslutningsrättigheten behöva ransoneras vilket kan göras på ett mer eller mindre effektivt sätt.

Ett sätt att avgöra vem som ska få ansluta sig till ett underprissatt nät är rangordna de sökande efter betalningsvilja. Auktionering är ett sådant alternativ. Alternativ som ansluter kunder utan hänsyn till betalningsvilja riskerar att generera undanträngningseffekter av samhällsnyttig verksamhet med en samhällsekonomisk förlust som följd.

### **Auktionering av anslutningsrättigheter**

Marknadsbaserad allokering innebär att man använder ett marknadsbaserat anslutningspris för att allokera kapaciteten och bestämma vilka som får ansluta först. I praktiken skulle det kunna genomföras genom att tillgänglig kapacitet auktioneras ut till de anslutande parterna som är placerade på väntelistan. De parter som är villiga att betala mer kommer att få prioriterad tillgång. De som inte vill betala kommer att få sina anslutningar försenade. En sådan strategi är teoretiskt attraktiv, eftersom marknadspriset är en effektiv allokeringmekanism för att prioritera de projekt som värderar en tidig anslutning högst, vilket återspeglas i deras betalningsvilja. Det kan dock vara utmanande att utforma ett ramverk som på ett lämpligt sätt tar hänsyn till de specifika omständigheterna för flera olika potentiella anslutande parter eller som tar hänsyn till samhällsekonomiska värden andra än de anslutande parternas privata nyttor (Janssen & Janssen, 2004, ss. 197-199).

För att auktionering av anslutningsrätten ska bidra till en effektiv allokering förefaller det således vara viktigt att det finns ett mått av konkurrens på lika villkor mellan anslutande parter och att de kan lägga bud på en likartad produkt på ett meningsfullt sätt. Auktioner är inte nödvändigtvis att föredra framför administrativt satta priser till exempel om konkurrens saknas eller om det finns ledig kapacitet i nätet. För att garantera kostnadstäckning för kundspecifika kostnader kan auktionsförrättaren sätta ett reservationspris som motsvarar de faktiska anslutningskostnaderna. Ett högre anslutningspris än anslutningskostnaden innebär en lägre finansieringsbörda för resterande kundkollektiv avseende nätets fasta kostnader.

Auktionering har övervägts i till exempel Storbritannien för att allokera knapp kapacitet till anslutande parter. Ofgem gjorde skillnad på "riktad" auktionering och "universell" auktionering. Riktade auktioner, till exempel vid vissa situationer med signifikanta köer, ansågs kunna ge nytta för konsumenterna och vara intressanta att överväga längre fram. För att kunna lägga ett sådant förslag såg Ofgem behov av att först definiera anslutningsrätten och fatta beslut om hur

anslutningsavgifter ska avgränsas. Ofgem såg dock inte universell auktionering för alla som en särskilt lovande metod på grund av hög komplexitet och låg likviditet, samt att de kan utgöra hinder för nya aktörer och/eller offentliga projekt (Thema Consulting AS, 2020; Ofgem, 2018).

I USA säljs vissa gastransporttjänster på auktion. I Storbritannien säljs också anslutningsrättigheter till det nationella gasnätet på auktion. Även användningen av sammankopplingar av el mellan många europeiska länder auktioneras ut, till exempel mellan Belgien-Storbritannien och Tyskland-Nederländerna (Janssen & Janssen, 2004). Dessa auktioner av överföringsrätter är dock inte direkt jämförbara med auktionering av elanslutningar.

Ei anser att det är tveksamt om det är tillåtet att auktionera anslutningsrätter inom ramen för det nuvarande regelverket eftersom tariffen ska baseras på skäliga kostnader. Skäliga kostnader brukar anses vara kundspecifika kostnader. Ett sätt att möjliggöra auktionering för ett effektivare utnyttjande av nätet är att tillåta att utformningen av pilottariffer för anslutning baseras på betalningsvilja. Ett sådant förslag skulle möjliggöra för nätföretag att utveckla avtal och villkor som lämpar sig för auktionering, utan krav på genomförande. Precis som i Storbritanniens fall behöver dock ett sådant förslag analyseras ytterligare.

Ei ställer sig dock tveksam till att auktionering av *anslutningsrätten* är tillräckligt långtgående för att uppnå effektiva marknadspriser som avspeglar knapp *överföringskapacitet*. Forskare brukar argumentera för att det i en vertikalt åtskild verksamhet krävs väldefinierade rättigheter för att använda en knapp överföring. Att som i nuläget tillämpa hävd av sådana rättigheter till förmån för befintliga kunder är inte transparent, skapar snedvridning mot nya aktörer och är inte ett bra sätt för att hitta ett marknadspris. Att sälja rättigheterna till ett administrativt bestämt pris kan fungera under en tid, men ger felaktiga prissignaler, särskilt när efterfrågan överstiger tillgänglig överföringskapacitet. Med anledning av detta är snarare auktionering av väldefinierade *överföringsrätter* ett effektivt, och icke-diskriminerande sätt att allokera rätten till ett begränsat överföringsnät, givet att det finns konkurrens i både produktion och leverans av slutprodukten (Janssen & Janssen, 2004).

## 8.4 Köhantering

Den som har nätkoncession är, om det inte finns särskilda skäl, skyldig att på skäliga villkor ansluta en elektrisk anläggning till elnätet enligt 3 kap. 6–7 §§. Den nuvarande principen med köprincipen "först till kvarn" riskerar att generera undanträngningseffekter av samhällsnyttig verksamhet och det är inte den enda principen som är förenlig med ellagens bestämmelse i 4 kap. 1 § att nättariffer ska vara objektiva och icke-diskriminerande, och särskilt att de ska utformas på ett sätt som är förenligt med ett effektivt utnyttjande av elnätet och en effektiv elproduktion och elanvändning. Samtidigt råder osäkerhet om vad effektiva tariffer är, hur de ska utformas och gentemot vilka kriterier de ska prövas. Det pekar på vikten av arbetet med att utveckla nättariffer för större effektivitet, eftersom det åligger nätföretagen att utforma tarifferna på ett sätt som gör att den befintliga kapaciteten utnyttjas på ett effektivt sätt. Under sådana förutsättningar kan köproblematiken undvikas.

Den teoretiska analysen ovan pekar på att kön med potentiella nätkunder bör rangordnas efter betalningsvilja. När auktionering av anslutningsrätter inte är lämpligt är det dock ingen lätt uppgift för nätföretagen att fastställa betalningsviljan eftersom kunderna då inte får möjlighet att uttrycka betalningsviljan i ett bindande anbud. Att sanningsenligt uppge sin betalningsvilja utan att faktiskt behöva betala är också förknippat med svårigheter.

Ett sätt att i någon mån effektivisera anslutningsprocessen är att ha en effektivare köhantering. Det skulle vara en effektivitetsvinst om man kunde möjliggöra en mer flexibel anslutningsprocess. Det handlar då inte om att göra avsteg från anslutningsplikten utan om att hantera kön på ett så effektivt sätt som möjligt. Det skulle kunna handla om att öka effektiviteten genom att utnyttja positiva sammanlagringseffekter i nätet, till exempel genom att ge ett lager prioriterad anslutning i ett nät med mycket vindkraft eller ge flexibla laster eller ny förbrukning prioriterad anslutning i ett produktionsdominerat nät eller vice versa. Andra alternativ är att släppa fram de laster som det finns kapacitet för, eller släppa fram samhällsviktig verksamhet som till exempel sjukhus. Nedan redogörs för några av de alternativ som analyserats.

### **Köhantering utifrån sammanlagringseffekter**

I dagsläget tillämpas "först till kvarn". Regelverket ger ingen tydlig vägledning avseende hur kön bör hanteras när det uppstår kapacitetsbrist, vilket skapar osäkerhet. Det finns dock inget som hindrar att nätföretagen använder andra objektiva kriterier än kötid. Frågan är vilka kriterier som får användas. Som tidigare nämnts har Ei i ett fall gjort bedömningen att en producent som vill ansluta effekt som ryms inom nätets kapacitet inte ska kunna nekas på grund av att en annan kund som inte ryms inom kapaciteten blivit nekad tidigare (Dnr 2017-102734). Det anges vidare i beslutet att en bedömning kommer att göras i enskilda fall när prövning begärs. Små kunder, och kunder med en för nätet gynnsam lastprofil, kan därför i vissa situationer få gå före i kön när befintlig kapacitet är begränsad. Ei bedömer att detta ligger inom vår tolkning i avsnitt 3.4 om att beräkning av ledig kapacitet ska utgå från nätets fysiska belastning med och utan den nya anslutningen, med hänsyn tagen till sammanlagringseffekter. Aktörer har också pekat ut tidsaspektens betydelse, i och med att det tar lång tid att bygga ut elnätet och att utrymmet kan fyllas upp av mindre anslutningar under tiden och på det sättet tränga undan större anläggningar. Den typen av problem talar för att nätföretagen kan behöva utarbeta principer för att hantera förfrågningarna på ett objektivt och icke-diskriminerande sätt tills det att den planerade nätförstärkningen är på plats.

### **Köhantering utifrån Styrel**

Styrelprocessen har inom ramen för projektet diskuterats som en metod för prioritering av anslutningar. Styrel kan sammanfattas som den planeringsprocess under vilken statliga myndigheter, länsstyrelser, kommuner, privata aktörer och elnätsföretag samarbetar för att ta fram underlag för att kunna prioritera samhällsviktiga elanvändare vid en manuell förbrukningsfrånkoppling (MFK). Syftet med planeringen i samband med styrelprocessen är att lindra samhällskonsekvenserna som uppstår om manuell förbrukningsfrånkoppling behöver tillgripas vid en eleffektbrist. Styrel följer en viss prioriteringsordning. Högst prioriterade är elanvändare med stor betydelse för liv och hälsa, därefter i



fallande ordning elanvändare med stor betydelse för samhällets funktionalitet, med stora ekonomiska värden, med stor betydelse för miljön, med stor betydelse för socialt och kulturella värden och slutligen övriga elanvändare. Manuell förbrukningsfrånkoppling har ännu inte behövt tillämpas i praktiken.

Syftet med Styrel är att elen ska kopplas bort under ett antal timmar på ett sätt som lindrar de samhällsekonomiska konsekvenserna av bortkopplingen. Detta syfte skiljer sig från syftet med att ha en prioriteringsordning för anslutande kunder, där syftet skulle vara att identifiera de anslutningar som har högst samhällsekonomiskt värde.

Ett problem med en prioriteringsordning enligt ovan är att prioriteringsordningen riskerar att bli statisk, trots att det samhällsekonomiska värdet är kontextberoende. Betydelsen för liv och hälsa, och därigenom det samhällsekonomiska värdet av ytterligare ett sjukhus, äldreboende, privat vårdcentral är rimligen beroende av hur det existerande utbudet av sjukhus etcetera ser ut. Detsamma gäller elanvändare med stor betydelse för samhällets funktionalitet. Det samhällsekonomiska värdet av eldriven kollektivtrafik beror på kostnaden för alternativen. En ytterligare svårighet är att definiera vilken kategori en viss användare tillhör. Är till exempel ett nytt bostadsområde i ett eftertraktat område med bostadsbrist en elanvändare av stor betydelse för samhällets funktionalitet, en elanvändare som representerar stora ekonomiska värden eller bör det kategoriseras som en övrig elanvändare?

Risken för suboptimering försvinner heller inte med modellen. En flaskhals kan utgöra allt från en transformator inom ett nätområde till en gränspunkt mot region- eller transmissionsnätet. Det relevanta geografiska kapacitetsbristområdet där prioriteringen bör göras kan därmed variera och det behöver varken följa ett nätkoncessionsområde, en linjekoncession, en kommun, region, län eller något annat. Det är därför inte givet av *vem*, eller ens på *vilken nätnivå*, prioriteringen ska göras för att undvika suboptimering.

Prioriteringen ska göras på någon nätnivå och någon aktör måste vara ansvarig. Ett delat ansvar såsom i Styrelprocessen kan skapa oklarheter om var ansvaret ligger, vilket kan vara problematiskt ur rättssäkerhetssynpunkt. Det rimliga vore att nätföretaget är den part som fattar beslut om anslutning eller inte, baserat på det underlag som tagits fram. Ett sådant beslut om nekad anslutning måste kunna prövas, vilket rimligen skulle göras av Ei. Eftersom Ei inte kan vara bunden av en Styrelprocess så kan planeringen ändå endast ge vägledning för prioriteringen.

Ei gör därför bedömningen att det är olämpligt att införa en process liknande Styrel för att den ska kunna användas som ett verktyg för prioritering av anslutningar till elnät. Dessutom kvarstår frågan hur man ska prioritera mellan anslutningar inom en och samma kategori. Vem är mer samhällsviktig av ett bageri och ett slakteri? Att basera prioritering av anslutningar på verksamheternas samhällsekonomiska värde är genuint osäkert. Huruvida en verksamhet bidragit positivt eller negativt till samhället visar sig ofta först i efterhand.

## **Internationella erfarenheter av köhantering**

Ei har gett Thema Consulting AS i uppdrag att göra en undersökning om ansökningsprocessen i ett antal andra europeiska länder. "Först till kvarn" är en vanlig princip i de studerade länderna<sup>115</sup>. Thema spekulerar i att en anledning till detta kan vara att det varit ett naturligt förfarande när kapaciteten inte varit begränsande. Detta har sedan fortsatt även när det blivit konkurrens om anslutningarna, eftersom metoden är administrativt enkel, transparent och uppfattas av potentiella kunder som rättvis och rimlig. Thema har identifierat att Storbritannien använder sig av en form av köhantering som påminner om villkorade avtal. Anslutningar prioriteras inte men en form av köhantering tillämpas på de parter som har accepterat ett anslutningserbjudande. Detta system infördes för att förhindra att förseningar i anslutningar med högre prioritet i onödan stoppar följande anslutningar. Systemet fungerar också som ett sätt att förhindra att parter i spekulativt syfte ansöker om anslutningsavtal som sedan kan säljas till andra utvecklare. I praktiken ställer anslutningsavtalet i förekommande fall ett antal krav på milstolpar som den anslutande parten måste uppfylla för att se till att deras projekt fortskrider. Om den anslutande parten inte uppfyller en milstolpe kan nätföretaget välja antingen att ge förlängd tid eller avsluta anslutningserbjudandet. Anslutningserbjudandet är därmed villkorat av att milstolparna uppfylls.

Energy Networks Association (ENA) är en brittisk branschorganisation för nätföretag. ENA har i tillägg till ovanstående föreslagit ett ytterligare steg där en flexibilitetsleverantör kan få förtur i kön om den möjliggör för fler anslutningar utan att ytterligare förstärkningar behövs. Förslaget har inte behandlats.

### ***Samlade ansökningsomgångar***

I Italien tillhandahålls bara ovillkorade anslutningar som prissätts med grunda anslutningsavgifter. Under speciella omständigheter har dock regleraren tillåtit TSO och DSO:er att genomföra en samlad ansökningsomgång (open season), det vill säga ett tidsfönster där nätoperatören samlar in förfrågningar. När tidsfönstret har stängts görs prioriteringen efter den bästa tekniska anslutningslösningen sett till överföringsbegränsningen. I Italien har förnybara energikällor prioriterat tillträde till nätet. Den samlade ansökningsprocessen infördes som ett svar på en våg av anslutningsförfrågningar för distribuerad produktion. Processen har dock bara använts en gång 2012, så erfarenheterna är begränsade. I den samlade ansökningsomgången samlas anslutningsförfrågningar under ett tidsfönster på tre till sex månader och behandlas sedan samtidigt för att säkerställa att förstärkningsarbeten och störningar i nätet hålls på ett minimum. Den specifika tidpunkten för när en anslutande part ställer sig i kön är inte ett urvalskriterium för prioritering av anslutningar. Anslutningar och de tillhörande byggarbetena kan i stället genomföras så att kostnader och störningar ur ett nät- och driftplaneringsperspektiv minimeras (Thema Consulting AS, 2020).

### **Nätutvecklingsplanerna erbjuder en bättre planeringsprocess**

I stället för ytterligare en centraliserad process bedömer Ei att det är bättre att nyttja den process som framtagandet av nätutvecklingsplanerna (se avsnitt 3.3) erbjuder för att tydliggöra behovet av elanslutningar. Stat, kommun och landsting

---

<sup>115</sup> Länderna är Danmark, Finland, Tyskland, Storbritannien, Italien och Norge.

får för projekt av allmänt intresse ett stort eget intresse av att ta aktiv del i arbetet med framtagandet av nätutvecklingsplanerna. På så sätt kan kapaciteten i god tid anpassas till behoven, utan att en situation uppstår där samhällsnyttiga projekt trängs undan. Ei bedömer heller inte att det finns något hinder för att det, om det behövs, etableras en referensgrupp kopplad till denna process, som bland annat Energiföretagen Sverige har efterfrågat.

Förhoppningen är att nätutvecklingsplanerna kan minska behovet av att prioritera mellan anslutningar. Skulle ett sådant behov ändå uppstå bedömer Ei att det finns goda möjligheter för nätföretagen att utveckla sina anslutningsprocesser inom ramen för det nuvarande regelverket. Anslutningsprocesserna bör enligt Ei:s förslag ta hänsyn till att anslutningar endast får nekas om det saknas nödvändig kapacitet och det kan motiveras på objektiva, tekniska och ekonomiska kriterier. Anslutningsprocesserna måste också ta hänsyn till att tarifferna (det vill säga avgifter och övriga villkor) ska vara objektiva och icke-diskriminerande.

## 9 Effektiv prissättning kan motverka luftbokningar i nätet

I flera fall har nätföretagen hanterat osäkerhet om de befintliga kundernas framtida överföringsbehov och vilket ansvar som följer av olika avtal genom att ha stora marginaler i nätplaneringen, vilket ibland kallas för luftbokningar i nätet. Dessa marginaler kan i sin tur leda till att nya kunder nekas anslutning med hänvisning till kapacitetsbrist i elnätet trots att det faktiskt kan finnas utrymme baserat på aktuell belastning. Energiföretagen Sveriges initiativ "Samling för nätkapacitet" lyfte fram luftbokningar i nätet som en av de 10 viktigaste åtgärderna för att lösa kapacitetsbristen i elnäten (Energiföretagen Sverige, 2019). I avsnitt 3.4 gjorde vi bedömningen att det är den fysiska belastningen inklusive förväntade sammanlagringseffekter som ska ligga till grund för beräkningen av ledig kapacitet vid nyanslutning eller effekthöjning av avtalad effekt. Synsättet att den fysiska belastningen ska användas gynnar ett effektivt utnyttjande av elnätet. Det är samtidigt viktigt att DSO:er och TSO:er har verktyg för att hantera osäkerheter om framtida överföringsbehov från befintliga och nya kunder så att en god leverans kvalitet kan upprätthållas.

Ett sätt att minska osäkerheten samtidigt som nätet används mer effektivt är att tillämpa kostnadsriktiga överföringstariffer som reflekterar trängsel i nätet med hög tidsmässig och geografisk upplösning är utgångspunkten för ett effektivt nätutnyttjande. Ei arbetar med att ta fram föreskrifter för överföringstariffens utformning. Ren energi-paketet förordar att kvarstående utmaningar ska hanteras med marknadsbaserad anskaffning av flexibilitetstjänster för att bland annat hantera överbelastningar i elnätet. I kapitel 6 redogör vi för vilka flexibilitetstjänster som en DSO eller TSO kan anskaffa för en effektiv nät drift. Två ytterligare sätt att minska osäkerheten samtidigt som nätet används mer effektivt, och därmed ha utrymme att ansluta fler kunder kan vara att genom avtal tydliggöra kundernas rätt att nyttja nätet samt tillämpa någon form av flexibla eller villkorade nyttjandeavtal. Det råder en viss osäkerhet inom elnätsbranschen om dessa typer av avtal är förenliga med det svenska regelverket och därför används avtalsformerna i begränsad utsträckning.

Mot bakgrund av detta har vi inom ramen för det här uppdraget valt att närmare analysera anslutning och nyttjande. Anslutning avser den fysiska infrastrukturen som är nödvändig för att ansluta en anläggning till elnätet. Nyttjanderätten avser i stället de rättigheter som en kund behöver för att mata in till eller ta ut el från nätet. Dessa begrepp styrs ofta av separata processer men är också nära sammanbundna. Det är inte någon mening att upprätta en anslutning till elnätet om du inte kan nyttja densamma. Likväl saknar en nyttjanderätt värde om det finns fysiska begränsningar i anslutningen eller om en anslutning helt saknas.

Vi har i analysen övervägt författningsförslag om krav på nyttjandeavtal samt ökade möjligheter att ingå villkorade avtal. Vi bedömer dock att det finns för många osäkerheter för att göra en fullgod analys av förslagen. Bland osäkerheterna

kan nämnas Ei:s pågående tariffprojekt för en effektiv tariffutformning och utvecklingen av flexibilitetsmarknader som ännu är i sin linda. Effektiviteten i ett eventuellt förslag om ökade möjligheter att ingå villkorade avtal för att avhjälpa lokala flaskhalsar är också starkt avhängigt att Ei:s förslag om nättariffer med möjlighet till lokaliseringssignal blir verklighet (Ei, PM2020:03). Då flexibilitetsmarknader fortfarande är relativt omogna är det svårt att i det här skedet utvärdera hur krav på nyttjandeavtal samt ökade möjligheter att införa villkorade avtal kommer att påverka flexibilitetsmarknadernas utveckling. Dessa osäkerheter utgör skäl för att utvärdera nyttjandeavtal och villkorade avtal i särskild ordning.

## 9.1 Teoretisk utgångspunkt för effektiv prissättning

I Sverige är anslutningsavgiften ofta baserad på så kallade djupa anslutningskostnader vilket innebär att en nätkund får finansiera både själva anslutningsledningen och dess nätstation och eventuella systemförstärkningar som måste göras i nätet. Med den principen kommer den prissignal som anslutningsavgiften utgör att inkludera långsiktiga marginalkostnader förknippade med att bygga ut systemets kapacitet så att kunden kan ansluta sig till nätet. När den djupa anslutningsavgiften är erlagd så bör kunden enligt ekonomisk teori ha rätt till hela anslutningens kapacitet, förutsatt den betalar den kortsiktiga marginalkostnaden i form av exempelvis nätförluster som ett nyttjande en given tidsperiod ger upphov till (Weisman, 1991; Borenstein, 2016). Detta utgör skolboksexemplet på en kostnadsriktig tariffutformning.

En kundspecifik anläggning är rimligtvis en så kallad icke återhämtningsbar kostnad, även benämnd "sunk cost". Den restriktion på dess användning som ett frivilligt nyttjandeavtal med en lägre effekt än anläggningens kapacitet innebär, är inte nödvändigtvis förenligt med ett effektivt resursutnyttjande. Kunden ska exempelvis kunna använda sin fulla anslutning vid tillfällen med låg belastning på nätet. Korrekt utformade nättariffer för överföring är dock en absolut förutsättning för att det här ska fungera. För att en knapp kapacitet i systemet ska användas på ett effektivt sätt måste användarna betala de relevanta marginalkostnader som är förknippade med överföringen vid just den tidpunkten och just den platsen. Om den knappa överföringskapaciteten är underprissatt kommer det att leda till ett efterfrågeöverskott med överbelastning som följd, vilket kan äventyra nätets driftsäkerhet. Vår bedömning är att luftbokningar i nätet och nekade nyanslutningar kan vara en logisk försiktighetsåtgärd från nätföretagens sida för att förebygga att överbelastningar uppstår vid tillfällen då nätet är underprissatt i förhållande till den installerade överföringskapaciteten.

Korrekta priser på anslutning och överföring är teoretiskt sett det bästa verktyget för att hantera en knapp resurs. En felaktig prissättning av anslutning och överföring av el leder enligt teorin till köbildning samt överbelastning på nätelement i driften. Ransonering av anslutnings- och nyttjanderätter genom till exempel köhantering, nyttjandeavtal som understiger anslutningens kapacitet och villkorade nyttjandeavtal med tillfälliga begränsningar i inmatad eller uttagen effekt är egentligen kompromisser från bästa lösningen som förvisso lindrar symptomen, men inte grundorsaken till varför överbelastningar uppstår på grund av felaktig prissättning. Om åtgärderna endast omfattar nya kunder kan de också vara förknippade med insider-outsider-problem, där befintliga kunder har en mer

privilegierad position med låga nätavgifter jämfört med potentiella nya kunder som vill ansluta sig till elsystemet. En möjlig förklaring till varför dessa verktyg ändå tillämpas i flera länder är att det finns utmaningar förknippade med att introducera kostnadsriktiga nättariffer med den geografiska och tidsmässiga upplösning som krävs för att de ska vara effektiva (Meeus, Govaerts, & Schittekatte, 2020). En marknad baserad på nodprissättning för både förbrukare och producenter har inte tillämpats någonstans i världen med undantag från allt för stora elområdesindelningar på transmissionsnätets nivå, vilket ger en trubbig prissignal om var flaskhalsar är belägna i nätet (Pérez-Arriaga, Jenkins, & Batlle, 2017).

Residualkostnaderna utgörs av de återstående, ofta fasta, kostnader som nätföretagen får ta ut enligt intäktsramen. Residualkostnaderna varierar per definition inte med den överförda mängden el på kort sikt. Eftersom de här kostnaderna inte varierar utifrån hur kunden använder nätet, så finns det enligt ekonomisk teori heller inget som motiverar att dessa kostnader ska påverka beteendet hos nätanvändarna (Borenstein, 2016).

## 9.2 Inget krav på nyttjandeavtal föreslås

**Bedömning:** Ett krav på nyttjandeavtal som anger en högsta effekt för uttag eller inmatning med tillhörande prissättning har tydliga kopplingar till Ei:s pågående föreskriftsarbete om överföringstariffer.

Det är också vid tidpunkten för rapporten oklart hur ett krav på nyttjandeavtal påverkar utvecklingen mot välfungerande flexibilitetsmarknader. Ei väljer mot bakgrund av detta att inte lägga ett författningsförslag med ett lagstadgat krav på nyttjandeavtal.

### Analys av nyttjandeavtal

Ett nyttjandeavtal som anger en högsta tillåten inmatad eller utmatad effekt för abonnemanget kan bidra till ökad flexibilitet eftersom det går att anpassa till kundernas faktiska behov, vilket kan skilja sig från den effekt som anges i anslutningsavtalet. Detta underlättar ett effektivt nätutnyttjande genom en effektivare nät- och driftsplanering. Ett lagenligt krav på nyttjandeavtal har därmed potential att reducera några av de osäkerheter som är förknippade med att beräkna ledig kapacitet. Detta kan i sin tur tillåta att fler kunder kan ansluta sig till nätet utan att den systemansvarige upplever att risken ökar.

En följd av att införa krav på nyttjandeavtal är att osäkerheten om det framtida överföringsbehovet hos kunderna delvis förflyttas från den systemansvarige till kunderna jämfört med om nyttjanderätten följer av den effekt som anges i anslutningsavtalet eftersom hela volymrisken om det framtida överföringsbehovet inom ramen för ansluten effekt ligger hos den systemansvarige. För att kunden ska uppmuntras att välja ett nyttjandeavtal där den abonnerade effekten understiger ansluten effekt kommer Ei inom ramen för det fortsatta föreskriftsarbetet om överföringstariffer utreda om det är motiverat att fördela delar av den återstående residualkostnaden till abonnerad effekt. Ett teoretiskt bättre alternativ till att införa

krav på nyttjandeavtal är att införa kostnadsriktiga överföringstariffer som reflekterar trängsel i nätet med hög geografisk och tidsmässig upplösning så att varje nätbegränsning framgår av nättariffen för överföring. Detta alternativ utgör förstahandsvalet för en väldefinierad nyttjanderätt enligt ekonomisk teori. Inget elnät i Sverige eller Europa tillämpar knapphetspriser på nätbegränsningar i dag och Ei:s förslag om lokaliseringssignaler i elnätstariffer som Ei har presenterat för regeringen är ett steg i rätt riktning (Ei, PM2020:03).

### **Omvärldsanalys**

Flera länder tittar på hur anslutningsprocessen med anslutnings- och nyttjanderätter kan reformeras. Tyskland överväger en reform där man kan välja mellan avtal där man antingen har rätt till ovillkorad kapacitet, men att man då i gengäld får betala mer för anslutningen och överföringen, eller ett avtal med villkorad kapacitet där den systemansvarige får styra lasten. En sådan anslutning och överföring ska vara betydligt billigare än det ovillkorade avtalet för att ge förbrukarna incitament att tillhandahålla sin efterfrågefleksibilitet (Thema Consulting AS, 2020).

Storbritannien tittar också på hur anslutningsprocessen kan reformeras. Översynen omfattar hur anslutningsrättigheterna bör vara definierade för kunder anslutna på transmission- och distributionsnivå såväl som avgifterna för själva användningen. I tillägg till översynen gör systemansvarig och nätföretag ett arbete för att förbättra allokeringen av anslutningsrättigheter, inklusive förbättrad köhantering och handel med kapacitet (Ofgem, 2020a).

Definitionen och valet av anslutningsrättigheter inriktas i Ofgems fortsatta arbete på större användare. Bland alternativen finns förbättrade möjligheter att ingå avtal som bygger på möjligheten att bli bortkopplad, ha tidsprofilerade avtal eller avtal där man delar anslutningen med flera kunder i samma område.

Ett alternativ som Ofgem valt att fortsätta studera är att göra anslutningsavgiften grundare genom att reducera eller helt ta bort kostnader relaterade till systemförstärkningar. Samtidigt utvecklas nättarifferna för överföring för distribution och transmission, med fokus på metoder för att modellera framåtblickande kostnader samt förbättrade lokaliseringssignaler (Ofgem, 2020a).

I Norge finns för närvarande inga planer på att införa alternativa nyttjanderättigheter, till exempel i form av auktion av nätkapacitet eller lokala flexibilitetsmarknader. Det pågår alltmer forskning och utveckling när det gäller lokala flexibilitetsmekanismer och liknande arrangemang som berör ämnet anslutningsrättigheter. Reglermyndigheten har också nyligen infört en regulatorisk sandlåda där nätföretag kan ansöka om tidsbegränsade undantag från sina vanliga skyldigheter som en del av FoU-arbetet.

### **Rättsligt ramverk**

En grundläggande princip i all näringsverksamhet är att ingångna avtal ska hållas. Inom elnätssammanhang är det viktigt att veta vad det är som avtalats och vilka typer av avtal som är av relevans för framdriften av en anläggning ur ett kundperspektiv. Det är också viktigt att påpeka att dessa avtal förvisso är civilrättsliga men att det finns bestämmelser i ellagstiftningen som

nätkoncessionshavaren måste förhålla sig till vid avtalets utformning samt att de har ett ansvar att på skäliga villkor överföra el för annans räkning.

Med anslutning av elektriska anläggningar avses utöver anslutning av helt nya anläggningar också återinkoppling av en befintlig anläggning och höjning av avtalad effekt i inmatnings- eller uttagspunkt<sup>116</sup>. Oavsett vilken typ av anslutning det gäller har man som kund rätt att bli ansluten till elnätet på skäliga villkor. Ei ska pröva skäligheten i dessa villkor om den anslutande kunden begär detta<sup>117</sup>. Det vanligaste villkoret som prövas är avgiften för anslutningen men begäran om prövning kan även omfatta andra villkor och även anslutningsskyldigheten. Anslutningsavgiften ska täcka elnätsföretagets skäliga kostnader för anslutningen vid anslutningstillfället. Detta innebär att en anslutningsavgift i största möjliga mån ska motsvara de faktiska, kundspecifika kostnader som nätföretaget har för själva anslutningen<sup>118</sup>.

När anslutningsavgiften betalats ger detta kunden en rätt att använda elnätet inom Sverige<sup>119</sup>. I ellagen specificeras dock inte hur kundens rätt till en viss kapacitet avgörs. Anslutningen av en anläggning kan antingen innebära en explicit eller implicit nyttjanderätt för den anslutande kunden. Svenska kraftnät tecknar till exempel årliga nyttjandeavtal med sina kunder där till exempel maximalt tillåten inmatad eller uttagen effekt<sup>120</sup> och avgiften för nyttjande framgår. Kunden ansöker årligen om vilket effektabonnemang de önskar i respektive anslutningspunkt gällande inmatning och uttag. Denna effekt får inte överskrida den maxeffekt som är angiven i anslutningsavtalet för respektive anslutningspunkt. Skulle så vara fallet krävs en ny nätutredning och eventuell omskrivning av anslutningsavtalet. I många distributionssystem har nyttjanderätten i stället hanterats genom att kunder med en anslutning har fått en implicit nyttjanderätt upp till de fysiska gränserna anslutningen tillåter, det vill säga anslutning och nyttjanderätt har paketerats i en och samma produkt.

Vid anslutning av en elektrisk anläggning ingår man som kund ett avtal med elnätsföretaget, det vill säga ett anslutningsavtal. Ei:s bedömning är att om inget annat anges i anslutningsavtalet ger det inte kunden någon rätt att på obestämd tid utnyttja anslutningens fulla kapacitet. Även om kunden betalat anslutningsavgift motsvarande anläggningens faktiska kostnader så är anläggningen nätkoncessionshavarens egendom och ingår i dennes redovisade tillgångar. Ett elnätsföretag har inte någon skyldighet att spara kapacitet för en kund som tidigare har haft ett anslutningsavtal om en viss effekt men sedan valt att avtala om en mindre sådan. Detta alltså oavsett om den betalade anslutningsavgiften avsåg en högre effekt. Den anslutande kunden betalar alltså en engångsavgift för anslutning till nätet utifrån de förutsättningar som gällde vid anslutningstillfället. Om ändringar i abonnemanget sker, ändras också nätföretagets ansvar gentemot kunden i enlighet med avtalsändringarna.

---

<sup>116</sup> Ellag 1 kap. 4 § 2 st.

<sup>117</sup> Ellag 3 kap. 6–7 §§.

<sup>118</sup> Prop. 1993/94:162 s. 58f och 157.

<sup>119</sup> Ellag 4 kap. 2 §.

<sup>120</sup> Effektagiften delas in i ordinarie effektabonnemang (årsvis), tillfälliga effektabonnemang (veckovis) och överskridandeavgift (när abonnemanget överskrids).



För att exemplifiera kan man jämföra med att en kund säger upp sitt abonnemang, vilket i princip är det som sker om man som kund minskar sin avtalade effekt. Ingen ny anslutningsavgift betalas eftersom effektuttaget redan ryms inom det man som kund sedan tidigare betalat men det finns enligt ellagen inte heller någon skyldighet för nätföretaget att återbetala del av den tidigare betalda anslutningsavgiften om inte detta avtalats i anslutningsavtalet. På samma sätt har inte en enskild kund rätt att få tillbaka den erlagda anslutningsavgiften om denne väljer att avsluta sitt abonnemang helt. När kunden försvinner, helt eller delvis, har nätkoncessionshavaren inte heller någon skyldighet att överföra el av god kvalitet eftersom ingen kund finns för den lediga effekten i uttags- eller inmatningspunkten.<sup>121</sup>

Det kan däremot tilläggas att elnätsföretaget inte får ta betalt för redan betalda anläggningstillgångar om kapacitet frigörs och nya kunder kan anslutas. Detta eftersom kostnaden redan "aktiverats" som kundspecifik vid det ursprungliga anslutningstillfället. Detta utesluter dock inte att nätkoncessionshavaren avtalar med kund om att anslutningsavgiften återbetalas om effekten sänks eller abonnemanget sägs upp i sin helhet. På det sättet kan den återbetalda yrkas som en del i en nyanslutningsavgift eftersom den inte längre kan ses som betald.

### 9.3 Fortsatt utredning av villkorade nyttjandeavtal

**Förslag:** Ei kommer fortsätta att analysera och utvärdera villkorade nyttjandeavtal för att hantera kapacitetsbrist i elnäten.

Villkorade nyttjandeavtal med tillhörande prissättning har tydliga kopplingar till Ei:s pågående föreskriftsarbete om överföringstariffer, inklusive det författningsförslag om att införa nättariffer med möjlighet till lokaliseringssignal som har presentats i samband med det arbetet. Det är också vid tidpunkten för rapporten oklart hur villkorade nyttjandeavtal påverkar utvecklingen mot välfungerande flexibilitetsmarknader. Ei väljer mot bakgrund av detta att inte föreslå ökade möjligheter att ingå villkorade nyttjandeavtal mellan systemansvariga och kunder.

#### Villkorade nyttjandeavtal kräver fortsatt analys

Villkorade nyttjandeavtal innebär att kunden godtar att deras rätt att ta ut eller mata in el kan vara begränsad under vissa perioder. I likhet med nyttjandeavtal kan det medföra att fler kunder kan ansluta sig till nätet utan att den systemansvarige upplever att risken ökar. Det råder i dagsläget osäkerhet bland systemansvariga om villkorade avtal är tillåtna. Osäkerheten är, såvitt Ei förstår, främst förknippad med om en begränsad rätt till uttagen eller inmatad effekt är förenat med skäliga villkor. Det finns ett antal frågeställningar att analysera innan ett sådant förslag kan bli verklighet. Ei kommer därför fortsätta analysera och utvärdera villkorade nyttjandeavtal för att hantera kapacitetsbrist i elnäten.

---

<sup>121</sup> Se bland annat Ei:s ärende 2016-103027 som därefter godkänts av Förvaltningsrätten i Linköping i mål nr. 737-18.

En frågeställning är om villkorade nyttjandeavtal utgör en tariff eller köp av flexibilitetstjänst. Om villkorade avtal bedöms vara en tariff måste villkoren för att vara skäliga sannolikt vara förenade med en rabatterad nättariff för överföring. Rabatten behöver liksom nättariffer generellt vara kostnadsriktig. Metod för att beräkna en kostnadsriktig rabatt för kunder med villkorade avtal har en koppling till Ei:s pågående projekt för att ta fram en metod för utformning av nättariffer för överföring. En annan konsekvens av att villkorade avtal utgör en tariff är att erbjudandet enligt förarbeten till ellagen måste erbjudas till alla kunder i en viss kundgrupp<sup>122</sup>. Hur effektivt villkorade avtal kan bidra till att avhjälpa en lokal flaskhals är därmed starkt avhängigt att Ei:s förslag om nättariffer med möjlighet till lokaliseringssignal blir verklighet (Ei, PM2020:03).

Om villkorade nyttjandeavtal i stället bedöms utgöra köp av flexibilitetstjänst finns kopplingar till Ren energi-paketets tydliga inriktning mot en energy only-marknad och marknadsbaserad anskaffning av flexibilitetstjänster för att bland annat hantera överbelastningar i elnätet. Villkorade nyttjandeavtal är ett administrativt verktyg som kan hämma utvecklingen av en välfungerande flexibilitetsmarknad. Villkorade nyttjandeavtal riskerar för det första att minska DSO:ernas och TSO:ns behov av att anskaffa flexibilitetstjänster. För det andra bestäms ersättningen för villkorade avtal på icke marknadsmässiga grunder, där ersättningen ofta betalas ut oavsett om flexibiliteten aktiveras eller inte.

Oavsett om villkorade avtal är en tariff eller flexibilitetstjänst är det viktigt att utforma villkoren så att snedvridningen minimeras. Detta kan till exempel göras genom att endast använda villkorade nyttjandeavtal om inga marknadsbaserade alternativ för flexibilitetstjänster är tillgängliga.

Dessa avtalstyper riskerar dessutom att låsa in potentiella flexibilitetsleverantörer i långa kontrakt för ett specifikt ändamål, till exempel för att hantera överbelastning på en specifik DSO-nivå, vilket är restriktivt med tanke på att resursen kan bidra med systemnytta, och därmed få ersättning, på fler spänningsnivåer. Det är därför viktigt att utforma villkoren så att de kunder som har ett villkorat avtal kan delta i flexibilitetsmarknader i så stor utsträckning som möjligt.

Beroende på hur ersättningen är utformad finns det dock en risk att villkorade avtal snedvrider konkurrensen på flexibilitetsmarknader. En kund som har ett villkorat nyttjandeavtal kan få en konkurrensfördel i andra flexibilitetsmarknader eftersom den får en intäctsström från det villkorade avtalet.

En av flera viktiga parameter att utreda innan villkorade nyttjandeavtal implementeras är hur behovet av omdirigering fördelas mellan de kunder som har villkorade avtal. Det är viktigt att systemoperatören sätter upp objektiva och icke-diskriminerande kriterier för hur den reducerade effekten kommer att fördelas.

## **Omvärldsanalys**

I syfte att skapa en uppfattning om hur andra länder i Europa agerar avseende anslutningar i situationer med knapphet i nätet gav Ei Thema Consulting AS i

---

<sup>122</sup> S. 268 i författningskommentarerna i Proposition 2004/05:62: *Inom varje kundkategori skall sedan den principiella utformningen av nättariffen vara likadan för alla kunder om det inte finns objektiva faktorer som talar för något annat.*

uppdrag att under våren 2020 göra en undersökning i ett antal andra europeiska länder. Rapporten belyser bland annat hur villkorade avtal används i Danmark, Finland, Tyskland, Storbritannien, Italien och Norge.

I Danmark har branschföreningen Dansk Energi arbetat fram ett förslag som går ut på att nya kunder på mellanspänningsnivå kan be om ett anslutningsavtal som tillåter effektbegränsningar till en rabatterad anslutningskostnad. Avtalen kommer enligt förslaget endast kunna erbjudas nya kunder eller befintliga kunder som ansöker om utökad kapacitet. I praktiken är det endast kunder som har en bortkopplingsbar förbrukning som omfattas av förslaget. Nätkoncessionshavarna kommer vara skyldiga att informera intresserade kunder om den förväntade avbrottstiden. Vid en överbelastning i systemet kommer alla kunder med bortkopplingsbar förbrukning enligt förslaget att begränsas proportionerligt. Kunden ska dock på begäran kunna övergå till ett standardkontrakt med standardvillkor, inklusive anslutningskostnaden, varpå elnätsföretaget blir skyldigt att leverera samma el av samma kvalitet som till andra elnätskunder.

För det danska transmissionsnätet har transmissionsnätsinnehavaren Energinet föreslagit en metod för att införa villkorade anslutningar i kombination med anpassade nättariffer för dessa kunder. Anläggningar med upp till 500 fullasttimmar kommer enligt förslaget att kunna erbjudas en villkorad anslutning. Energinet ska enligt förslaget ha rätt att när som helst begära fränkoppling eller reducering av kapacitet från kunder med sådana avtal med 15 minuters förvarning för att upprätthålla en säker drift i elnätet. Det slutgiltiga förslaget rekommenderar att avtal där kunden kan kopplas bort ska vara frivilliga och att nättariffen ska vara rabatterad för dessa. De kunder som har fler än 500 fullasttimmar kan enligt Energinets förslag i stället erbjudas en tillfälligt villkorad anslutning men för dessa skulle Energinet så småningom vara skyldiga att förstärka elnätet för att slutligen kunna erbjuda fullt tillträde till nätet på samma villkor som befintliga kunder. Sådana anslutningar skulle kunna underlätta vid tillfällen då anslutning av en ny kund inte kan göras utan att riskera leveranssäkerheten för befintliga kunder. Avtalen ska enligt förslaget kunna erbjudas kunder som önskar ansluta sig till nätet innan dess Energinet har möjlighet att göra nödvändiga förstärkningar. Avtalen skulle medföra en rabatterad nättariff till dess elnätet är tillräckligt förstärkt. Energinets förslag gäller också endast för uttagsanläggningar eller för uttagsdelen av en prosumentanläggning.

Tyskland har rört sig mer mot en modell där kunder ska uppmuntras att ge elnätsföretag direkt kontroll över sin flexibilitet i utbyte mot lägre nättariffer. Förbrukningsanläggningar med separat mätning kan stängas av eller regleras ned av elnätsföretaget under topplastperioder. Detta sker dock under förutsättning att ett avtal om detta ingåtts mellan kunden och elnätsföretaget. I gengäld kan tarifferna för nätanvändning sänkas med upp till 80 procent. För närvarande används detta huvudsakligen för uppvärmning genom energilagring nattetid på lågspänningsnivåer men skulle kunna utvidgas till att inkludera elbilsaddning, lagring och andra hushållsapparater. Detaljerad lagstiftning som säkerställer ett förnuftigt och transparent införande av denna modell saknas dock fortfarande.

År 2018 publicerade det federala ministeriet för ekonomi och energi (BMWi) en studie om hur man kan göra laster mer flexibla som svar på utmaningen att möta

högre efterfrågan på grund av elektrifieringen av olika slutanvändare. Baserat på resultaten överväger Tyskland att lägga fram ett lagstiftningsförslag för att förhindra överbelastning i lågspänningsnät. Det gör det möjligt för nätföretag att direkt komma åt flexibla laster, till exempel värmepumpar, energilagring och anordningar för elbilsaddning. Det föredragna tillvägagångssättet involverar två kategorier av nätanslutningar:

- **Ovillkorad kapacitet:** Systemoperatören har ingen rätt att ingripa utan användaren har hela tiden tillgång till anläggningens fulla kapacitet. Kundernas bristande flexibilitet utgör en viktig kostnadsdrivare för elnätet. Denna kategori nätanslutningar bör därmed ha högre tariffer liksom en högre anslutningskostnad.
- **Villkorad kapacitet:** Den fulla kapaciteten är tillgänglig för kunden under en stor del av tiden. Systemoperatören kan minska kapaciteten och den tillgängliga tiden. Den flexibla anslutningen bör vara betydligt billigare än ovillkorad kapacitet för att stimulera kunderna att vara flexibla.

I det nuvarande förslaget anges att ytterligare kapacitet kan beställas av kunden om behovet uppstår förutsatt att de betalar de relaterade kostnaderna. Eftersom ovillkorad kapacitet inte kan användas för att hantera överbelastning kommer en beställning av ovillkorad kapacitet som överstiger nivån för ett genomsnittligt hushåll resultera i högre kostnader för kunden. Om det är lätt att förutsäga elnätets begränsningar kan de flexibla resurserna i allmänhet användas utan att kundernas bekvämlighet inskränks.

För närvarande förordas i Tyskland den föreslagna lösningen framför ett marknadsbaserat tillvägagångssätt, till exempel genom flexibilitetsmarknader. Den kommande lagstiftningen utesluter dock inte införandet av sådana marknader vid ett senare tillfälle. Den tyska reglermyndigheten (BNetzA) är i allmänhet skeptisk till att decentraliserade flexibilitetsmarknader blir billigare än centraliserad hantering av nätbegränsningar. I synnerhet är de angelägna om att resurser hanteras för att hantera överbelastning inte bara lokalt på lägre spänningsnivåer utan också regionalt eller på transmissionsnätetsnivån.

För produktionsanläggningar i Norge är det möjligt att ingå villkorade avtal om anslutning med elnätsföretagen. Denna möjlighet finns på alla nätnivåer om nätföretaget och producenten är överens. Ett exempel på ett sådant avtal kan till exempel innebära att produktionsanläggningen inte tillåts mata in energi i enlighet med dess fulla kapacitet på nätet när nätkapaciteten är begränsad. Möjligheten att tillämpa villkorade avtal infördes för att både producenter och elnätsföretag skulle kunna undvika dyra nätinvesteringar och således även dyra anslutningskostnader för att täcka behovet av kapacitet som endast behövs under ett fåtal timmar per år. De villkorade avtalen introducerades 2019 och enligt Statnett har det redan visats ett intresse för avtalstypen, främst från producenter av vindkraft. Även om Statnett själva inte ingått några sådana avtal ännu har de diskuterat möjligheten till det vid åtminstone två tillfällen. För producenterna är en nyckelfaktor att de anser det osannolikt att alla generatorer i ett område kommer att producera med maximal kapacitet samtidigt, vilket gör villkorad anslutning kommersiellt intressant om en anslutningsavgift kan undvikas.

För norska förbrukningsanläggningar accepteras redan villkorade anslutningar, men endast som temporära lösningar för att anslutningar ska kunna utföras snabbt i väntan på nätförstärkningar. I mars 2020 skickade den norska reglermyndigheten för energi (RME) ett förslag till olje- och energidepartementet som innebar att departementet skulle överväga att introducera permanenta frivilliga villkorade anslutningar även för förbrukningsanläggningar. Elnätsföretaget och kunden ska båda vara överens om villkoren och ingen av parterna kan ensidigt kräva ett villkorat avtal. Förslaget påminner om tillämpningen för produktionsanläggningar och bakgrunden till initiativet är framförallt den ökande efterfrågan på anslutningar från datacenter, elfärjor och oljeanläggningar till havs. Dessa slutanvändare karaktäriseras av ett behov att snabbt kunna avgöra om de kan anslutas eller inte samt att de ofta har egen reservkapacitet. Därtill är de ofta villiga att acceptera begränsningar i sitt användande om anslutningskostnaden kan undvikas eller reduceras. Förslaget är ute på remiss under hösten 2020.

Villkorade anslutningar erbjuds i Storbritannien till de anslutande kunder som önskar det. Avtalen för tillträdande kunder anger då begränsningar för kundens nyttjande och låter systemoperatören begränsa kundens nyttjande för att upprätthålla säkerheten i nätet. I utbyte kan kunden anslutas snabbare och till en lägre kostnad. Kundens löpande nätkostnader påverkas dock inte mer än i den grad som den överenskomna begränsningen leder till ett minskat användande. Anslutningsavtalen är inte tidsbegränsade men kunden har rätt att begära en fast anslutning som då följer ett normalt anslutningsförfarande med de kostnader som är relaterade till detsamma. Möjligheten till sådana anslutningar finns för både produktions- och förbrukningsanläggningar men i praktiken används de endast av anslutande produktionsanläggningar.

Även om tidiga försök med avtalstypen begränsade samtliga deltagande kunder proportionerligt så är industristandarden i dagsläget att begränsa kunder med villkorade kontrakt enligt principen "sist in först ut", det vill säga att den kund som senast anslöt sig med ett villkorat kontrakt är den som först får sin användning begränsad. Kunderna ombeds reducera sina anläggningar först när anläggningen innan dem i prioriteringslistan blivit begränsad fullt ut. Fördelen med denna princip är att den avskräcker kunder, med anläggningar som skulle kräva omfattande begränsningar i nätet, från att ansluta sig då de skulle stängas av först. Principen skyddar kunder med villkorade avtal från risken att deras situation blir sämre än den de avtalade om det senare sker fler anslutningar som vill använda samma nätdelar.

De villkorade avtalen i Storbritannien är förvisso väldigt tillgängliga men är inte överdrivet populära. En uppskattning är att endast 5–10 procent av anslutande produktionsanläggningar utnyttjar dem. Nätföretag som intervjuats i frågan tror att detta kan bero på att finansörerna inte är villiga att riskera en begränsning av produktionen, i vart fall inte i förhållande till den begränsade kostnadsreduktion i anslutningsavgift som kan uppnås. Däremot kan denna typ av kontrakt vara värdefulla vid de tillfällen då producenter behöver ansluta sig innan ett visst datum på grund av reglering eller styrmedel.

Hanteringen av anslutningar i områden med knapp överföringskapacitet i de länder som har studerats har fokuserat mer på utvecklingen av villkorade

anslutningserbjudanden snarare än bredare reformer av villkoren för anslutning och nyttjande av elnätet. Villkorade anslutningar innebär att erbjuda anslutningar med begränsad nyttjanderätt av elnätet för att undvika eller skjuta upp behovet av elnätsförstärkning. Avtalen tycks framförallt användas på bred front i Storbritannien, även om liknande mekanismer är under utveckling för användning i Danmark och även Tyskland. I Storbritannien används de främst för att möjliggöra en ökad anslutning av förnybar väderberoende produktion och erbjuder den anslutande parten en lägre anslutningsavgift och snabbare anslutning. (Thema Consulting AS, 2020)

## **Rättsligt ramverk**

### ***Ren energi-paketet***

Elmarknadsdirektivet är i anslutningsfrågan inriktat på produktions- och lagringsanläggningars anslutning till överföringssystem. Distributionssystemen, det vill säga lokalnäts- och regionnätägare, omfattas dock inte. Av artikel 42 i elmarknadsdirektivet framgår bland annat att den systemansvarige för överföringssystemet ska ta fram och offentliggöra förfaranden för hur de effektivt ska ansluta nya produktions- och lagringsanläggningar på ett icke-diskriminerande sätt.

Detta påverkar inte möjligheten för en TSO att begränsa den garanterade anslutningskapaciteten eller erbjuda anslutningar som omfattas av driftsmässiga begränsningar. Detta för att säkerställa att anslutningen av nya produktionsanläggningar eller energilagringsanläggningar blir ekonomiskt effektiva. Däremot måste sådana begränsningar ha godkänts av tillsynsmyndigheten. Tillsynsmyndighetens uppgift blir här att säkerställa att begränsningarna införs med stöd av transparenta och icke-diskriminerande förfaranden och inte skapar oskäliga hinder för marknadstillträde. I de fall då produktions- eller energilagringsanläggningen står för kostnaderna för säkerställande av ovillkorad anslutning ska inga begränsningar tillämpas. Ei gör bedömningen att det inte finns någon konflikt i direktivet med gällande svensk lagstiftning utan snarare ges stöd för Svenska Kraftnäts tillämpning av nyttjandeavtal för inmatning och uttag som uppdateras varje år och som ger dem möjlighet till att vara flexibla med kundernas varierande behov.

Ren energi-paketet har en tydlig inriktning mot att stödtjänster som behövs för driften av ett distributions- eller överföringssystem eller omdirigering för att säkerställa systemsäkerhet ska anskaffas på marknadsbaserade grunder. Artikel 13.3 i elmarknadsförordningen anger att icke-marknadsbaserad omdirigering av produktion, energilagring och efterfrågefleksibilitet endast får användas om bland annat inga marknadsbaserade alternativ finns tillgängliga. Om icke marknadsbaserad omdirigering utnyttjas ska den enligt artikel 13.7 i elmarknadsförordningen vara föremål för ekonomisk ersättning från den systemansvarige som efterfrågar omdirigeringen till operatören av produktionsanläggningar, energilagringsanläggningar eller anläggningar för efterfrågefleksibilitet, utom i fråga om producenter som godtagit ett anslutningsavtal enligt vilket säker leverans av energi inte garanteras.

### **Krav på flexibilitet i anslutningsförfordningarna**

Det finns tre förfordningar som innehåller regler för anslutning till elnäten. RfG<sup>123</sup> handlar om anslutning av produktionsanläggningar, DCC<sup>124</sup> handlar om anslutning av förbrukningsanläggningar och underliggande nät och HVDC<sup>125</sup> handlar om anslutning av HVDC-anläggningar, det vill säga högspänd likström. För att systemsäkerheten i elnätet ska kunna upprätthållas är nätföretagen beroende av den tekniska kapaciteten hos samtliga användare som är anslutna till elnätet. Historiskt har störst fokus varit på produktionsanläggningar för nätföretagen i detta avseende. I dag är det viktigt att både produktionsanläggningar och förbrukningsanläggningar kan bidra till systemsäkerheten.

Harmoniserade regler för anslutning till elnätet syftar till att underlätta integrationen av förnybar elproduktion och möjliggöra effektivare användning av befintliga elnät och resurser, vilket i slutändan gynnar kunderna inom EU. Harmoniserade regler bidrar även till systemsäkerhet och främjar den gränsöverskridande handeln med el. Anslutningsförfordningarna syftar särskilt till att säkerställa att de anläggningar som ansluts till elnätet uppfyller vissa grundläggande krav så att det skapas ett driftsäkert sammanlänkat europeiskt elsystem. Många krav är direkt angivna i anslutningsförfordningarna. I vissa fall är det TSO:er eller DSO:er som ska ange kraven utifrån ramar som anges i anslutningsförfordningarna.

Anslutningsförfordningarna har i huvudsak följande gemensamt:

- Förfordningarna gäller för nya anläggningar (med vissa undantag).
- Flera av artiklarna i förfordningarna börjar tillämpas först tre år efter offentliggörandet av respektive förfordning.
- Befintliga anläggningar som byggs om kan under vissa förutsättningar omfattas av förfordningarna.
- En anslutande anläggning ska ha teknisk förmåga att klara variationer i spänning och frekvens och tåla störningar i elnätet och samtidigt förbli ansluten till elnätet.
- Det finns möjlighet att söka undantag från förfordningarna.

I Sverige har kraven på nya elproduktionsanläggningar, som ska anslutas till nätet, sedan 2005 ställts genom Svenska Kraftnäts föreskrifter och allmänna råd om driftsäkerhetsteknisk utformning av produktionsanläggningar. Sedan 2019 har vi inom EU gemensamma regler för nya produktionsenheter som ska anslutas till elnäten och kraven ställs genom RfG-förfordningen. Dessutom ska Ei enligt förfordningarna godkänna de metoder som används för att utforma såväl Svenska Kraftnäts som övriga elnätsföretags avtalsvillkor. Det innebär att elnätsföretag inte

---

<sup>123</sup> Kommissionens förfordning (EU) 2016/631 av den 14 april 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av generatorer.

<sup>124</sup> Kommissionens förfordning (EU) 2016/1388 av den 17 augusti 2016 om fastställande av nätföreskrifter för anslutning av förbrukare.

<sup>125</sup> Kommissionens förfordning (EU) 2016/1447 av den 26 augusti 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av system för högspänd likström och likströmsanslutna kraftparksmoduler.

får ingå avtal om tillträde till en ledning eller ett ledningsnät förrän de generella metoder som har använts för att utforma avtalsvillkoren har prövats. Ei prövar om metoderna leder till objektiva villkor som inte är diskriminerande. Frågor om enskilda anslutningsvillkor, anslutningsavgift och andra villkor ingår inte i denna prövning. Detta hindrar inte att anslutande kunder kan vända sig till Ei för att få tvister prövade vad gäller villkoren i enskilda anslutnings- och anläggningsavtal.

I anslutningsförordningarna förekommer begreppen generellt tillämpliga krav och plats specifika krav. En detaljerad redogörelse för reglerna finns i Ei:s rapport *Nya EU-förordningar för el och naturgas - innehåll och genomförande* (Ei, R2018:10).

I förordningen DCC anges att förbrukningsanläggningar och slutna distributionssystem får tillhandahålla tjänster för efterfrågefleksibilitet till det elnätsföretag som anläggningen är ansluten till. För att få bidra med efterfrågefleksibilitet ska förbrukningsanläggningen kunna förbli i drift inom vissa frekvensområden, viss spänningsintervall och normala operativa spänningsintervall vid anslutningspunkten. Därtill ska effektförbrukningen kunna anpassas inom viss tid, kunna tåla frekvensändringar utan att kopplas bort från elnätet samt kunna ansluta eller koppla bort sina statiska kompenseringanläggningar direkt eller indirekt. Kraven handlar om tjänster som kan styras av nätföretagen och direkt av ägaren av förbrukningsanläggningen. DCC möjliggör även att tredje part kan tillhandahålla efterfrågefleksibilitet. Detta beskrivs oftast som att en så kallad aggregator, det vill säga en tredje part som aggregerar flera förbrukningsanläggningar, erbjuder dessa anläggningars efterfrågefleksibilitet som en enhet till ett elnätsföretag.

#### ***Ei utfärdar föreskrifter och har tillsyn***

Anslutningsförordningarna gäller nya anläggningar. Om en anläggning byggs om ska nätföretaget först bedöma om ett nytt anslutningsavtal krävs. Om nätföretaget gör bedömningen att det krävs ett nytt anslutningsavtal ska de meddela Ei som tar ställning till om det krävs ett sådant eller inte. Det som är avgörande för Ei:s bedömning är om ombyggnationen påverkar den tekniska förmågan hos anläggningen så mycket att det krävs ett nytt anslutningsavtal. I vilken mån en anläggning efter ombyggnad ska omfattas av de nya reglerna kommer att avgöras från fall till fall. Vad det gäller förbrukningsanläggningar som tillhandahåller efterfrågefleksibilitet är det bara anslutningar över 1 000 V som kan komma att omfattas av nya regler efter ombyggnad.

Ei kan bevilja undantag från en eller flera bestämmelser i anslutningsförordningarna. Ett beviljat undantag kan också återkallas.

#### ***Nationell lagstiftning***

Ett avtal med villkor som innebär att kunden under vissa perioder underkastar sig en begränsning i rätten till effektuttag kan stå i strid med bestämmelsen i 3 kap. 9 § i ellagen om överföring av el på skäliga villkor. En kund som anser sig ha blivit tvungen att godta en sådan begränsning kan begära Ei:s prövning av skäliga villkor enligt 3 kap. 6–7 §§ i ellagen. Frågan om villkorade avtal har dock ännu inte prövats av Ei eller domstol och rättsläget är därför oklart. Denna osäkerhet kan leda till att nätföretag upplever att det är för stor risk i att testa sådana avtalstyper och därför avstår.



# 10 Handlingsplan för att lösa kapacitetsutmaningen i elnäten

Efter att vi analyserat kapacitetsbristen i elnäten utifrån olika perspektiv har vi landat i fem utvecklingsområden, se Figur 8. Det är inom dessa utvecklingsområden vi ser man kan genomföra åtgärder för att på kort sikt reducera och på lång sikt förebygga den kö som uppstår när nya överföringsbehov ransoneras på grund av kapacitetsbrist i elnäten.

Figur 8. Utvecklingsområden för att avhjälpa kapacitetsbristen i elnäten.



Med utgångspunkt från dessa utvecklingsområden har Ei tagit fram en handlingsplan som presenteras i tabell 7.

Åtgärderna i handlingsplanen är både åtgärder som föreslås inom ramen för det här uppdraget samt tidigare föreslagna åtgärder som är viktiga ur ett kapacitetsbristperspektiv, framförallt som en följd av implementeringen av ny EU lagstiftning som presenterades i rapporten *Ren energi inom EU* (Ei R2020:02). Åtgärderna består av förslag till nya eller ändrade regelverk och förslag på uppdrag från regeringen till myndigheter.

Tabell 7. Handlingsplan för att lösa kapacitetsutmaningen.

Handlingsplan	Åtgärder	Förslag
<b>Förbättrad planering och koordinering i samband med nätutveckling</b>	<p>Nätutvecklingsplanerna ställer krav på bättre samordning mellan nätföretagen vad det gäller nätutveckling</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Aggregering av planer för underliggande nät är viktig input för nätutvecklingsplanerna på högre spänningsnivåer</li> </ul> <p>Samrådsprocessen mellan nätföretag och berörda systemanvändare i samband med framtagande av nätutvecklingsplaner bör preciseras i kommande föreskrifter</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Kommuner och regioner bör vara proaktiva i processen för att tillgodose deras framtida behov</li> </ul> <p>Nätutvecklingsplanerna ska innehålla information om flaskhalsarna i elnätet</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- en redogörelse för projekt som innefattar nätutbyggnad för att åtgärda elnätets nuvarande flaskhalsar</li> <li>- uppgifter om kommande flaskhalsar vilket är viktig information för aktörer som erbjuder flexibilitetstjänster</li> </ul>	<p>Lagförslag att TSO:er samt <u>alla</u> DSO:er ska ta fram nätutvecklingsplaner som ska lämnas in till Ei (Ei R2020:02)</p> <p>Lagförslag att Ei ges bemyndigande att meddela föreskrifter om hur nätutvecklingsplanen ska tas fram (Ei R2020:02)</p> <p>Lagförslag att Ei ges bemyndigande att meddela föreskrifter om innehållet i nätutvecklingsplanen (Ei R2020:02)</p>
<b>Förbättrade anslutningsprocesser</b>	<p>Förtydligad anslutningsplikt vid kapacitetsbrist</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Ledig kapacitet ska beräknas utifrån nätets fysiska belastning med och utan den nya anslutningen, inklusive sammanlagringseffekter</li> <li>- Som särskilda skäl får inte åberopas kapacitetsbrist som kan åtgärdas med andra samhällsekonomiskt motiverade åtgärder än utbyggnad av nätet</li> <li>- Nätföretagens köhantering bör utvecklas inom ramen för det nuvarande regelverket. De anslutningar som ryms inom befintlig kapacitet ska anslutas.</li> </ul> <p>Elnätsföretagen ska redogöra för vilka åtgärder som skulle krävas för att förstärka nätet i de fall företaget har nekat en anslutning och uppgett bristande kapacitet som anledning</p> <p>Lokal produktion kan avhjälpa kapacitetsbristen. En anläggning för produktion av förnybar energi som producerar el (&lt;43,5 kW) har rätt att bli ansluten om inte nätkoncessionshavaren har avslagit ansökan inom en månad efter det att anmälan har kommit in till nätkoncessionshavaren</p> <p>Lättnader i anslutningsplikt och koncessionsplikt för "interna nät", till exempel ledningar inom vindkraftsparker, vilket ökar resurseffektiviteten i tillståndshanteringen</p>	<p>Rekommendation i denna rapport</p> <p>Nytt lagförslag i denna rapport</p> <p>Rekommendation i denna rapport</p> <p>Implementering av elmarknadsdirektivet enligt lagförslag i rapport Ei R2020:02</p> <p>Implementering av förnybartdirektivet enligt lagförslag i rapport Ei R2020:02</p> <p>Förslag i Nätkoncessionsutredningen (SOU 2019:30)</p>

Handlingsplan	Åtgärder	Förslag
En mer kostnadseffektiv driftsäkerhet	<p>Regeringen bör ge Svenska kraftnät ett uppdrag att utvärdera och utveckla arbetet med nätplanering, driftplanering och den dagliga driften med syftet att frigöra mer överföringskapacitet till marknaden samt möjliggöra nyanslutningar</p> <p>Nätkoncession för transmissionsnät får endast meddelas om anläggningen är samhällsekonomiskt lönsam vilket kommer bidra till att motverka kapacitetsbrist över tid genom att de mest lönsamma projekten prioriteras</p> <p>Krav på stora marginaler kan leda till att en anslutning nekas, försenas eller att den blir dyrare än den enskilda kundens betalningsvilja</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Förslag om utökad föreskriftsrätt för Ei avseende undantag från funktionskravet i ellagen om att ett avbrott inte får vara överstiga 24 timmar.</li> </ul> <p>Ei ser över föreskrifterna om det utökade funktionskravet – "effektrappan"</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Ei överväger att förtydliga funktionskravet när det kommer till gränspunkter, så att fokus är på hur länge slutkunderna i det underliggande nätet är bortkopplade inte på avbrottets längd i den enskilda gränspunkten</li> <li>- Ei utreder möjligheten till undantag från dessa funktionskrav, exempelvis i de fall kund och nätföretag gjort en frivillig överenskommelse</li> </ul>	<p>Förslag i denna rapport</p> <p>Lagförslag i Ei R2018:06</p> <p>Lagförslag i denna rapport</p> <p>Ei:s pågående föreskriftsarbete EIFS 2013:1</p>
Ökad användning av flexibilitetstjänster för ett mer effektivt nätutnyttjande	<p>Balanserade incitament för att använda flexibilitetstjänster och nät</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Användningen av flexibilitetstjänster för att förbättra effektiviteten i nätverksamheten ska kunna påverka intäktsramen för nätföretaget</li> <li>- Att effektiviseringskravet som finns i den nuvarande elnätregleringen ska omfatta samtliga kostnader som elnätsföretaget har, det vill säga både kapitalkostnader och löpande kostnader</li> </ul> <p>Utvecklingen av flexibilitetsmarknader</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Ei ska varje år följa utvecklingen av marknadsbaserade mekanismer för omdirigering för att hantera överbelastning</li> <li>- Ei ska godkänna standardiserade specifikationer av flexibilitetstjänster och marknadsprodukter</li> <li>- Ei ska verka för nationellt integrerade flexibilitetsmarknader</li> </ul>	<p>Implementering av elmarknadsdirektivet enligt lagförslag i rapport Ei R2020:02</p> <p>Ei:s lagförslag (Ei PM 2020:01)</p> <p>Implementering av elmarknadsdirektivet enligt lagförslag i rapport Ei R2020:02</p> <p>Diskussioner inom ramen för EFFEKT-dialogen</p>
Effektiv prissättning för att motverka luftbokningar i nätet	<p>Kostnadsriktiga överföringstariffer som reflekterar trängsel i nätet med hög geografisk och tidsmässig upplösning</p> <p>Ei kommer fortsätta att analysera och utvärdera om villkorade nyttjandeavtal för att hantera kapacitetsbrist i elnäten utgör en tariff eller köp av flexibilitetstjänst</p>	<p>Ei:s förslag om lokaliseringssignaler i elnätstariffen (PM2020:03)</p> <p>Förslag i denna rapport</p>

# 11 Konsekvensutredning avseende förslagen

## 11.1 Problem- och målformulering

Energibehovet och elektrifieringen ökar både globalt och inom Sverige. Pådrivande faktorer är urbanisering, befolkningstillväxt med ökat bostadsbyggande, automatisering och elektrifiering av industrier. I transportsektorn finns också ett ökat elbehov för att fossilfria transporter ska vara möjliga. En digitaliserad värld innebär att fler och fler områden blir beroende av säker tillgång på el. Samhällets ökande beroende av el ställer därmed höga krav på ett leveranssäkert elsystem med få elavbrott och hög elkvalitet.

Nya behov aktualiserar frågan om elnätens kapacitetsbrist. Den senaste tiden har samhällets ökade efterfrågan på el lokalt medfört att nätkapacitetsbrist uppstått i Sveriges tillväxtregioner. Stockholm, Uppsala, Västerås och Malmö pekats ut som städer med stora behov av förstärkt nätkapacitet och förnyelse av äldre elinfrastruktur. På utbudssidan har energiomställningen även medfört att andelen förnybara energikällor har ökat. Förnybara energikällor som sol och vind är väderberoende och ansluts ofta på lägre spänningsnivåer jämfört med traditionella energikällor vilket skapar nya, och mer oförutsägbara, flöden i elsystemet. En av utmaningarna med energiomställningen är att med olika flexibilitetsresurser på produktions- och användarsidan samt energilagring hitta sätt att omvandla nyckfull produktion från väderberoende energikällor till en jämn distribution och transmission.

Nätkapacitetsbrist är en relativt ny företeelse i Sverige och de regelverk som reglerar ansvarsförhållandet mellan nätföretag på olika spänningsnivåer (DSO och TSO) och betydande nätanvändare för att lösa problem vid nätkapacitetsbrist har inte prövats eller utvärderats i någon större utsträckning. Dessutom har vi ett nytt EU-regelverk att förhålla oss till i form av Ren energi-paketet och EU-förordningar, varav flera ännu är i implementeringsstadiet. Ren energi-paketet visar bland annat vägen mot en framtid där nätföretagets problem kopplade till kapacitetsbrist i större utsträckning ska lösas genom handel på en marknadsplats i stället för att bygga ut nätet.

Mot bakgrund av att nätkapacitetsbrist har aktualiserats fick Ei den 24 oktober 2019 i uppdrag av regeringen att analysera kapacitetsbristen i elnäten närmare. På ett övergripande plan syftar uppdraget till att undersöka omfattningen av kapacitetsbrist i elnäten, utreda hur problematiken sett ut över tid samt analysera möjliga lösningar kopplade till de problem som identifieras inom uppdraget.

Det första av två författningsförslag som vi presenterar i rapporten tydliggör nätkoncessionsinnehavarnas anslutningsplikt vid kapacitetsbrist så att den inte får åberopa kapacitetsbrist som kan åtgärdas med andra samhällsekonomiskt motiverade åtgärder än utbyggnad av nätet. Det andra författningsförslaget

möjliggör att Ei kan nyansera funktionskravet om att ett avbrott i princip aldrig får överstiga 24 timmar. Våra förslag förbättrar elnätsregelverket med bibehållen eller förbättrad resurseffektivitet och leveranssäkerhet. Författningsförslagen kan underlätta energiomställningen samt möjliggöra ekonomisk tillväxt genom att nyanslutning av nya kunder och utökade abonnemang hos befintliga kunder kan ske snabbare. Författningsförslagen förväntas också skapa nya affärsmöjligheter för teknik- och tjänsteleverantörer och lägre kostnader för svenska elnätskunder.

I det här kapitlet redovisar vi de samhällsekonomiska konsekvenserna av de förslag som läggs, inklusive hur förslagen förväntas påverka kostnaden för elenergi och nät och hur de bidrar till att minska utsläppen av växthusgaser. I den mån det är tillämpligt redovisas förslagens konsekvenser för totalförsvaret.

Utgångspunkten för konsekvensanalysen är hur författningsförslagen främjar den samhällsekonomiska effektiviteten i förhållande till nollalternativet och hur kostnader och nyttor fördelas mellan berörda aktörer, inklusive små företag. I kapitlet inleder vi med att redogöra för Ei:s samråd med olika aktörer under processen. Sedan följer två avsnitt där vi beskriver relevanta aktörer på elmarknaden och elmarknadens struktur. Kapitlet avslutas med en detaljerad analys av de författningsförslag som presenteras i rapporten, inklusive hur de förväntas påverka utsläppen av växthusgaser.

## 11.2 Samråd

Ei har under utredningen samarbetat med länsstyrelserna i Stockholms, Skånes, Uppsalas och Västra Götalands län. Utöver regelbundna avstämningar genomförde vi den 3 mars 2020 ett gemensamt heldagsseminarium med fokus på hur vi kan trygga den framtida elförsörjningen.

Ei har under projektets gång även haft en dialog och kunskapsutbyte med Svenska kraftnät, Energiföretagen Sverige och Energimyndigheten. Ei har också genomfört fyra seminarier på temat ansvar och roller, effektiv utformning av flexibilitetsmarknader samt elförsörjning i normal drift och i kris och krigstillstånd. Seminarserien avslutades den 2 juni med ett resultatseminarium med syftet att samla in synpunkter på våra preliminära förslag, med efterföljande möjlighet att lämna skriftliga svar via mejl och webbenkät. Seminarierna har sammanlagt lockat över 500 personer från både bransch, myndighet, nya innovativa företag och akademi, samt renderat ett 30-tal skrivna inlagor. Vi har även haft en projektsida på [www.ei.se](http://www.ei.se) där aktörerna har kunnat följa vårt arbete.

## 11.3 Branschbeskrivning

Sedan omregleringen av den svenska elmarknaden 1996 är handel och produktion av el konkurrensumsatt och kunderna kan välja vilken elleverantör de vill köpa sin el från. Produktion och försäljning av el sker i konkurrens, medan elnätsverksamhet är ett naturligt monopol och regleras och övervakas i särskild ordning. Det svenska elnätet är reglerat genom att Ei ger tillstånd för att bygga och driva ledningar, granskar nätföretagens intäkter och bedömer om de är skäliga. Konkurrensumsättningen av elhandelsmarknaden har gett samtliga elanvändare, det vill säga såväl hushållskunder (konsumenter) som företag, flera valmöjligheter. På dagens elmarknad påverkas kundernas kostnad av såväl grossistmarknadens

funktion och konkurrensen på slutkundsmarknaden som tarifferna på det reglerade elnätet. Utöver detta påverkas kostnaden även av politiska beslut om ekonomiska styrmedel såsom skatter, avgifter, elcertifikatsystemet och utsläppshandelssystemet.

Det finns ett stort antal aktörer på elmarknaden. Här berättar vi kortfattat om elproducenter, elnätsföretag, elleverantörer och andra intressenter och aktörer.

**Elproducenter** producerar el och matar in i nätet för transport till elanvändare. El säljs på börsen eller till en större aktör som kan agera på börsen. I Sverige finns cirka 200 elproducenter, varav den största, Vattenfall, står för över 40 procent av den svenska produktionen. Fortum och Uniper står tillsammans för cirka 30 procent av produktionen. Dessa tre bolag producerar främst vattenkraft och kärnkraft. Ytterligare två större aktörer på den svenska marknaden är Statkraft och Skellefteå kraft som tillsammans står för omkring 10 procent av den totala produktionen. Resterande 20 procent kommer från mindre aktörer som producerar vattenkraft, vindkraft och värmekraft.

Den totala elproduktionen år 2019 var 164,4 TWh, medan användningen var 138,3 TWh. Sverige importerar och exporterar el efter behov. Importen var 9,1 TWh och exporten 35,2 TWh. Sverige var således, liksom de senaste nio åren nettoexportör. Kärnkraften stod 2019 för 39 procent av elproduktionen, vattenkraft för 39 procent, vindkraft för 12 procent och kraftvärme för 9 procent.

**Affärsverket svenska kraftnät (Svenska kraftnät)** är ett statligt affärsverk med flera ansvarsområden. Svenska kraftnät bildades 1992 när Statens vattenfallsverk delades upp i Svenska kraftnät och Vattenfall AB. En viktig uppgift för Svenska kraftnät är att förvalta, driva och utveckla det svenska stamnätet där elen transporteras från de stora kraftverken till de regionala elnäten (på de regionala och lokala näten är det sedan de övriga nätföretagen som ansvarar för transporten) och även till utlandsförbindelserna. Svenska Kraftnät är också systemansvarig myndighet och är certifierat som systemansvarig av Ei. Det innebär bland annat att Svenska kraftnät ser till att det alltid är balans mellan förbrukning och produktion i Sverige. Eftersom det svenska elnätet är sammankopplat med intilliggande länder sker Svenska kraftnäts verksamhet i samarbete med systemansvariga för överföringssystemet (TSO) i Norden och Baltikum. Svenska kraftnät har utöver det ansvaret för att upprätthålla driftsäkerheten i det svenska transmissionsnätet. Svenska kraftnät upphandlar även den så kallade effektreserven inför varje vinter där förbrukare och producenter kan sälja kapacitet för förbrukningsminskningar eller produktionsökningar. Svenska kraftnät är också myndighet för den svenska elberedskapen och arbetar för att stärka landets elförsörjning för att klara kritiska situationer.

**Elnätsföretag, eller distributionsföretag**, driver och sköter om elnätet. Ett nätföretag har ett ledningsnät eller i några fall endast enstaka ledningar och ansvarar för drift och underhåll av elnätet. De ansvarar för att elenergin transporteras från elproduktionsanläggningarna till elkunderna. Elnäten drivs som monopol och Ei övervakar och reglerar deras verksamhet. I Sverige finns drygt 160 elnätsföretag. Storleken på företagen varierar dock stort. Tre företag har cirka 800 000 uttagsabonnemang vardera och ytterligare sju företag mellan 100 000 och 300 000 abonnemang i uttagspunkt. Dessa tio företag har sammanlagt över

3 300 000 uttagsabonnemang, medan de tio minsta företagen sammanlagt har färre än 7 000. Medelvärdet är cirka 36 000 uttagsabonnemang per nätföretag, medan medianen är betydligt lägre, cirka 11 000.

Ett nätföretag är skyldigt att ansluta elektriska anläggningar till ledningen eller ledningsnätet och att överföra el för annans räkning. Ett nätföretag får inte bedriva handel med el och får endast bedriva produktion av el när det behövs för nätverksamheten.

**Elhandelsföretag, även kallade elleverantörer**, handlar och köper el och säljer el till kunder. Ett elhandelsföretag får inte bedriva nätverksamhet.

Elhandelsföretagen verkar under fri konkurrens och köper elen de levererar på grossistmarknaden. I Sverige finns cirka 130 elleverantörer. Sammantaget levereras el till cirka 5,3 miljoner kunder på den svenska elmarknaden, av vilka cirka 4,6 miljoner är konsumenter. Storleken på elhandelsföretagen varierar kraftigt. De tre största företagen (Fortum, Vattenfall och Eon) har omkring 700 000–900 000 kunder var. Under 2018 hade dessa företag en samlad marknadsandel på 46 procent räknat i antal kunder. Därefter finns sju företag som hade omkring 140 000–300 000 kunder var, och en sammanlagd marknadsandel om drygt 25 procent. Ett knappt tiotal av elhandelsföretagen hade 50 000–100 000 kunder, och en sammanlagd marknadsandel om cirka 12 procent. Resterande drygt 100 företag har färre än 50 000 kunder var och omfattar cirka en sjättedel av den totala marknaden. Generellt sett erbjuder elhandelsföretagen avtal till kunder i hela landet eller det elområde de verkar i, men några enstaka små företag erbjuder endast avtal till kunder i ett visst lokalnät.

**Balansansvariga** har ett avtal om balansansvar med Svenska kraftnät vilket innebär ett ekonomiskt ansvar för att tillförd mängd el och uttagen mängd el alltid är i balans i de inmatnings- och uttagspunkter som omfattas av balansansvaret. Ett elhandelsföretag är skyldigt att se till att någon åtar sig balansansvaret för leveranser i en uttagspunkt, om de inte träffar ett sådant avtal själva. Det finns för närvarande 37 balansansvariga på den svenska marknaden. Aggregatorer, i elmarknadsdirektivet beskrivet som marknadsaktörer som deltar i aggregering, är aktörer som köper in volymer av outnyttjad effekt från elkunder. Det vill säga att ett hushåll eller företag går med på att tillfälligt minska sin elanvändning genom att till exempel viss elektrisk utrustning slås av. Aggregatorn säljer möjligheten att använda effekten på elbörsen, balansmarknaden eller till nätföretaget. På så vis behövs inte ytterligare el produceras för att täcka ett tillfälligt högt kapacitetsbehov och aggregatorn kan bidra till ökad flexibilitet i elsystemet. Genom att aggregatorn omfördelar laster orsakas obalans hos de aktörer som är balansansvariga. Det finns i dag ett fåtal energitjänsteföretag som erbjuder tjänster för aggregering. Aggregatorer, som de nu definieras i ellagen, blir nya aktörer på elmarknaden.

**Börserna** tillhandahåller system för fysisk och finansiell handel med grossistenergiprodukter. De vanligaste aktörerna på börserna är elproducenter, elleverantörer och större förbrukare. Större förbrukare är stora företag som är verksamma i elintensiva branscher, till exempel pappersindustrin eller stålverk.

**Större förbrukare** kan ha resurser att själva agera på marknaderna för elkraft men en del går via andra bolag, så kallade portföljförvaltare.

**Elanvändare** kan vara slutkunder, men också företag som erbjuder tjänster för efterfrågeflexibilitet. En elanvändare måste teckna avtal med nätföretag om rätten att ta ut el och ett avtal med ett elhandelsföretag för leverans av el. I Sverige finns cirka 5,3 miljoner slutkunder, varav knappt 4,6 miljoner hushållskunder och cirka 850 000 företag. Många av de nya bestämmelserna innebär att små företag får samma rättigheter som konsumenter på elmarknaden. Med små företag avses företag med färre än 50 anställda och vars årsomsättning och/eller årliga balansomslutning inte överstiger 100 miljoner kronor. Små företag utgör cirka 95 procent av företagen i Sverige.

**Byrån för samarbete mellan energitillsynsmyndigheter (Acer)** har i uppdrag att på EU-nivå bistå nationella energitillsynsmyndigheter och att vid behov samordna deras verksamheter. Acers verksamhet har tre huvudområden: att stödja framtagandet av gemensamma bestämmelser och initiativ, att lämna yttranden om tioårsplaner för nätutveckling och säkerställa att dessa stämmer med prioriteringar på EU-nivå, och att övervaka marknaderna för grossistenergi produkter.

**Energimarknadsinspektionen (Ei)** har fyra verksamhetsområden: tillsyn och prövning, tillstånd, regelutveckling och kundinformation. Inom områdena tillsyn och tillstånd ger Ei bland annat tillstånd att bygga elledningar och bereder ansökningar om att få bygga naturgasledningar, sätter nätföretagens intäktsramar, prövar skäligheten i anslutningsvillkor och bedriver marknadsövervakning på grossistmarknaderna. I huvudsak grundas Ei:s befogenheter på ellagen (1997:857) och naturgaslagen (2005:403), men även andra lagar och regler, till exempel ett antal EU-förordningar. Inom området regelutveckling gör Ei främst utredningar på uppdrag av regeringen, men Ei kan även på eget initiativ föreslå regeländringar för att förbättra marknadens funktion. Inom området kundinformation driver Ei en webbplats för prisjämförelser på elavtal, elpriskollen.se. Ei har även en telefonlinje samt ett frågeforum på nätet dit kunder kan vända sig med frågor kring slutkundsmarknaden.

**Energitjänsteföretag**, vilka enligt energieffektiviseringsdirektivet, är företag som levererar energitjänster eller andra tjänster för att förbättra energieffektiviteten i en slutanvändares anläggning

## 11.4 Elmarknadens struktur

Det finns två flöden på elmarknaden, ett fysiskt och ett ekonomiskt. Det fysiska flödet, det vill säga elleveransen, går från producenterna via elnätet till kunden. Det ekonomiska flödet går från kunden till producenten via elleverantör och elbörsen (nätägarna får också betalt för att överföra el).

Merparten av den el som produceras i Sverige produceras i landets norra delar medan merparten av elkonsumenterna finns i de södra delarna. På grund av tekniska förhållanden uppstår ibland begränsningar i möjligheten att överföra el mellan landets olika delar och till andra länder. Överföringsbegränsningar i elnätet brukar benämnas flaskhalsar. Eftersom det ofta kommer att finnas flaskhalsar och på grund av att utbud och efterfrågan av el alltid måste vara i balans behövs metoder för att hantera de situationer då flaskhalsar uppstår. Indelning i **elområden** är en av de två tillåtna metoderna för att hantera flaskhalsar inom EU.



Den andra metoden är omdirigering och **mothandel**. Sverige är sedan den 1 november 2011 indelat i fyra elområden.

**Grossistmarknaden** är platsen där el handlas mellan producenter, elleverantörer och elanvändare. Sveriges elsystem är direkt sammankopplad med Danmark, Norge, Finland, Tyskland, Polen och Litauen, indirekt med i princip hela Europa. Grossistmarknaden består av flera delmarknader beroende på de olika tidshorisonterna där elen handlas.

**Prissäkringsmarknaden** gör att marknadsaktörer kan hantera de ekonomiska riskerna som det medför att priser varierar såväl över tid som mellan olika geografiska områden. Det finns flera sätt att hantera och säkra priset för elleveranserna. För den underliggande risken kring framtida prisnivåer, används på de flesta marknader olika former av finansiella terminskontrakt. Med finansiella avses i detta sammanhang att kontrakten inte är knutna till någon fysisk leverans av energi utan att de endast avräknas ekonomiskt mot ett avräkningspris. Den stora volymen finansiella kontrakt på den nordiska marknaden är knutna till systempriset som avräkningspris. För prissäkring av den specifika prisrisken i ett enskilt elområde används olika typer av instrument i olika delar inom EU. De vanligaste instrumenten i kontinentala Europa för att hantera gränsöverskridande prisrisker är överföringsrätter medan risken i Norden huvudsakligen hanteras med Systempriskontrakt som oftast kompletteras med så kallad Electricity Price Area Differentials (EPAD). Köparen av ett EPAD-kontrakt prissäkrar skillnaden mellan systempriset och priset i ett specifikt elområde.

**Dagenföremarknaden**, ofta kallad spotmarknaden, utgör den huvudsakliga marknaden för planering av morgondagens elleveranser. I dag samarbetar sju elbörser i nordvästra Europa för att beräkna marknadspriser och handelsvolymen för dagenförehandeln. Enligt EU-regler behöver en elbörs ha tillstånd för att bedriva elbörsverksamhet i ett elområde. I och med tillståndet blir man en så kallad nominerad elmarknadsoperatör (NEMO). Nord Pool, Epex Spot och Nasdaq får bedriva elbörsverksamhet i Sverige. Ungefär 90 procent av all el som förbrukas i Norden handlas på en elbörs (och integreras i den EU-gemensamma marknadskopplingen) medan resterande 10 procent handlas med bilaterala avtal. På dagenföre-marknaden tillämpas marginalprissättning, vilket betyder att alla aktörer som får tillslag får handla till det etablerade marknadspriset, oavsett sina initiala bud. Det görs ingen skillnad mellan olika produktionsteknologier. Därmed konkurrerar buden på lika villkor oavsett typ av produktion som bjuds in i marknaden.

På **intradagsmarknaden** matchas buden kontinuerligt när en motpart hittas, vilket betyder att handeln sker mellan två parter och utan prispåverkan på övriga transaktioner. Intradagsmarknaden är en justeringsmarknad som ger aktörerna möjlighet att handla sig i balans fram till en timme före drifttimmen om förutsättningarna har ändrats efter det att dagenföremarknaden stängt.

Svenska kraftnät har tillsammans med de andra nordiska systemansvariga upprättat **balansmarknaden** för att kunna säkerställa sitt behov av reglerresurser i realtid på ett kostnadseffektivt sätt. Balansmarknaden består av marknadspplatser för automatiska och manuella reserver. Svenska kraftnät upphandlar de

automatiska reserverna. Prissättningen för automatiska reserver innehåller två komponenter, en kapacitetsrelaterad och en energirelaterad komponent.

**Elnätet** delas i Sverige in i tre nivåer: transmissionsnät, regionnät och lokalnät. Transmissionsnätet transporterar el långa sträckor med höga spänningsnivåer. Regionnäten transporterar el från transmissionsnätet till lokalnäten och i vissa fall direkt till större elanvändare. Lokalnäten ansluter till regionnäten och transporterar el till hushåll och andra slutkunder. Det svenska elsystemet är sammankopplat med angränsande länder.

Det krävs tillstånd, så kallad nätkoncession, för att få bygga och använda starkströmsledningar (kraftledningar). Ei reglerar nätföretagens intäkter på förhand under en fyraårsperiod. Intäkterna ska täcka skäliga kostnader för att driva nätverksamhet samt ge en rimlig avkastning på investerat kapital. Syftet med tillsynsmodellen är dels att företagets kunder ska få förutsägbara avgifter, dels att göra det möjligt för företagen att investera och underhålla näten.

I syfte att förhindra korssubventionering mellan företag som bedriver olika typer av elverksamhet får nätverksamhet inte bedrivas av samma juridiska person som bedriver produktion av eller handel med el. Inom samma juridiska person ska nätverksamheten redovisas ekonomiskt skilt från all annan verksamhet. Detta innebär att elnätsverksamhet både måste vara juridiskt och redovisningsmässigt åtskild från företag som bedriver produktion av eller handel med el. Produktion av el får enligt gällande regler ske i ett nätföretag endast om den är avsedd för att täcka nätförluster eller för att ersätta utebliven el vid elavbrott. Utöver detta finns ett krav på att vissa nätföretag ska vara funktionellt åtskilda från företag som bedriver produktion av, eller handel med, el. Den funktionella åtskillnaden gäller företag som bedriver nätverksamhet och som ingår i en koncern vars samlade elnät har minst 100 000 elanvändare.

## 11.5 Nollalternativet

Samhällets ökade efterfrågan på el lokalt har medfört större trängsel i näten jämfört med hur situationen har sett ut tidigare. Utvecklingen med mer elektrifiering, mer förnybar väderberoende elproduktion, digitalisering, urbanisering, nedläggning av lokal kraftvärme och gamla elnät ställer större krav på anpassningsförmåga hos alla aktörer inom elsystemet. Hela systemet blir svårare att manövrera när produktion och användning uppstår på nya ställen och överföringskapaciteten är begränsad, samtidigt som produktionen blir mer varierande och användningen blir mer styrbar.

Den tekniska utvecklingen ger goda möjligheter att hantera den komplexa verklighet som råder och våra förslag syftar till att underlätta en effektiv drift och utveckling av nätet men också skärpa kraven på nätföretagen att vidta de åtgärder som behövs för ökad effektivitet. När det råder osäkerhet om vilka regler som gäller så riskerar det att hämma utvecklingen av nya produkter och tjänster. Nollalternativet, att inte göra någonting, riskerar därför att hämma den utveckling som är nödvändig för en effektiv och rationell nät drift och nätutveckling. Utan denna utveckling riskerar vi att få ett ineffektivt nätutnyttjande och höga nätavgifter för befintliga kunder, samtidigt som nya kunder stängs ute.

## 11.6 Förslag 1 - Förtydligad anslutningsplikt vid kapacitetsbrist

### Alternativa lösningar

Det enda relevanta alternativet är nollalternativet där nätkoncessionshavare enligt förarbeten till ellagen kan åberopa nätkapacitetsbrist som skäl för att neka en anslutning av nya kunder eller höjning av avtalad effekt för befintliga kunder.

### Beskrivning av förslaget

En nätkoncessionshavare är enligt ellagen skyldig att vid förfrågan ansluta nya kunder samt höja den avtalade effekten för befintliga kunder. Kapacitetsbrist är ett särskilt skäl som tillåter att nätkoncessionshavare får neka anslutning. Ei föreslår ett förtydligande i ellagen om att nätkoncessionshavaren inte får åberopa kapacitetsbrist som kan åtgärdas med andra samhällsekonomiskt motiverade åtgärder än utbyggnad av nätet.

Det är tydligt att förarbetena till ellagen skrevs i en tid då fokus i kapacitetsfrågorna låg på utbyggnad av nätet. I dag har vi däremot en annan situation då vi har flera olika alternativa resurser som i en del fall kan komplettera eller till och med ersätta investeringar i nätet. Att etablera användning av olika flexibilitetsresurser kan ta olika lång tid men dessa lösningar borde rimligtvis ta betydligt kortare tid att få på plats än utbyggnad av nätet. Dessutom borde flexibilitetsresurser i flera fall vara avsevärt billigare än investeringar i nätet, särskilt om de endast används för att hantera överbelastningar som uppstår under ett fåtal timmar per år. Mot bakgrund av detta bör användningen av flexibilitetsresurser alltid övervägas vid kapacitetsbrist.

Bevisbördan för nätkoncessionshavaren kommer att skärpas enligt förslaget eftersom den måste utreda om det finns flexibilitetsresurser eller annan åtgärd som kan lösa kapacitetsbristen. Åtgärden måste vara samhällsekonomiskt motiverad, vilket innebär att kostnaden som kundkollektivet kommer att bära måste vara rimlig i förhållande till den nytta som åtgärden medför. Alla flexibilitetsresurser som är billigare per kilowattimme än kundernas värdering av icke-levererad energi bör som en tumregel vara samhällsekonomiskt motiverade. En mer utförlig metodbeskrivning finns i Ei:s rapport, Ei R2018:06<sup>126</sup>.

Kunden har rätt att begära att Ei prövar villkoren för anslutning och prövningen kan omfatta fördelningen av kostnaden för flexibilitetsresursen på kunden, som en kundspecifik kostnad för anslutningen, och på kundkollektivet samt om de åtgärder som är tillgängliga är samhällsekonomiskt motiverade.

### Finansiering

Förslaget kommer leda till marginellt ökade administrationskostnader för nätföretag och Ei, se beräkningar nedan. Nätföretagen finansieras genom nätavgifter och belastar således inte statsbudgeten, andra myndigheter, kommuner eller landsting. Ei kommer att få ökade kostnader som kan hanteras inom ramen för befintligt anslag.

---

<sup>126</sup> Samhällsekonomiska analyser vid investeringar i stamnätet för el.

## Överrensstämmelse med EU-regler

Artikel 6.2 i elmarknadsdirektivet har bestämmelser om anslutningsskyldighet och kapacitetsbrist. Där stadgas att en TSO eller DSO får vägra tillträde till systemet om den saknar nödvändig kapacitet. Motiverade skäl måste anges för vägran och ska grundas på objektiva och tekniskt och ekonomiskt motiverade kriterier. Artikel 6.2 anger också att om tillträde till systemet har vägrats ska tillsynsmyndigheten (Ei) säkerställa att den systemansvarige tillhandahåller relevant information om vilka åtgärder som skulle krävas för att förstärka nätet. Ei föreslår därför i rapporten Ei R2020:02 att det införs bestämmelser i ellagen om en skyldighet för elnätsföretagen att redogöra för vilka åtgärder som skulle krävas för att förstärka nätet i de fall företaget har nekat en anslutning och uppgett bristande kapacitet som anledning till detta. Skyldigheten för elnätsföretaget bör enligt förslaget endast gälla om någon begär att få ta del av informationen. Om det handlar om nekat tillträde för laddningspunkter ska dock information alltid tillhandahållas. Detta innebär en utökning av skyldigheten gentemot hur ellagen är utformad i dag. I dag är en DSO eller TSO endast skyldig att lämna information vid en eventuell prövning av anslutningsskyldigheten hos Ei.

I rapporten föreslår Ei vidare, utifrån artikel 17 i förnybartdirektivet<sup>127</sup>, att det införs en bestämmelse i ellagen som anger att en anläggning för produktion av förnybar energi som producerar el vars inmatning kan ske med en effekt om högst 43,5 kilowatt har rätt att bli ansluten om inte nätkoncessionshavaren har avslagit ansökan inom en månad efter det att anmälan har kommit in till nätkoncessionshavaren. I övrigt föreslår inte Ei några ändringar i ellagen vad gäller anslutningsskyldighet utifrån Ren energi-paketet.

Genom elmarknadsdirektivet införs också krav på att en DSO ska överlämna en nätutvecklingsplan till tillsynsmyndigheten, det vill säga Ei, och dessutom offentliggöra planen. Nätutvecklingsplanen ska omfatta användningen av efterfrågefleksibilitet, energieffektivitet, energilagringsanläggningar och andra resurser som en DSO ska använda som ett alternativ till en utbyggnad av systemet.

## Ekonomiska konsekvenser

I det här avsnittet redovisas ekonomiska konsekvenser av förslaget för primärt elnätskunder, nätföretag, Ei och de allmänna förvaltningsdomstolarna.

### *Konsekvenser för nätkunder*

Förslaget bedöms inte påverka leverans kvaliteten för befintliga nätkunder. Befintliga kunder utgörs av uttagskunder och inmatningskunder, det vill säga förbrukare och elproducenter. Den analys som följer utgår från de kortsiktiga ekonomiska effekterna av ett mer effektivt nätutnyttjande. På riktigt kort sikt är det inte realistiskt att bygga ut nätet utan då återstår endast alternativ som exempelvis köp av flexibilitetstjänster, koordinerad driftsplanering eller andra åtgärder för ett mer effektivt nätutnyttjande. Beräkningen och de underliggande antaganden som görs är trots det kortsiktiga perspektivet behäftad med stor osäkerhet och mer forskning behövs inom området för att göra mer precisa skattningar av behov såväl som flexibilitetspotential.

---

<sup>127</sup> Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2018/2001 av den 11 december 2018 om främjande av användningen av energi från förnybara energikällor.

Ett mer effektivt nätutnyttjande innebär att nya överföringsbehov kan tillgodoses. Värdet på detta beror på vilket värde som de tillkommande kunderna tillmäter de produkter eller tjänster som den ökade överföringen kan möjliggöra. Det finns inga siffror att tillgå över potentialen så vi antar att förslaget kan medföra att den överförda energimängden i det befintliga nätet kan öka med 1–4 procent. Baserat på statistik på elanvändningen från 2019 så innebär 1–4 procent ökning att ytterligare 1,4–5,5 TWh kan överföras på årsbasis. Detta går att ställa i relation till det ökade elenergibehovet på 26 TWh om stora delar av transportsektorn elektrifieras (NEPP, 2020), eller Northvolts förväntade elenergibehov på 2 TWh per år (Svt, 2020). Som ett exempel kan 2 TWh motsvara anslutningar på mellan 300 MW – 1 000 MW installerad effekt. I en mycket förenklad beräkning där vi bortser från anläggningarnas individuella bidrag till topplasttimmen så förutsätter det undre intervallet att anläggningen har 6 667 fullasttimmar<sup>128</sup>, vilket motsvarar Northvolts planerade anläggning i Skellefteå med ett förväntad kapacitetsbehov på 300 MW. Det övre intervallet med 1 000 MW installerad effekt förutsätter att de anslutna anläggningarna har 2 000 fullasttimmar i genomsnitt.

Marknadsvärdet av den ökade överföringen skiljer sig åt mellan förbrukare och producenter. På förbrukarsidan utgör slutkundspriset för el ett lägre estimat för marknadsvärdet av en ökad överföring av el. Slutkundspriset är för närvarande cirka 2 kronor per kilowattimme, inklusive skatter och nätavgifter (Energimyndigheten, 2020). Det innebär att den ökade överföring som ett mer effektivt utnyttjande möjliggör är värd mellan 2,8–11 miljarder kronor för nya förbrukare, eller för befintliga förbrukare som vill öka den avtalade effekten.

På producentsidan så kan ett mer effektivt nätutnyttjande främst leda till att fler vindkraftsanläggningar kan ansluta sig till nätet. Svenska kraftnät har uppgett till Ei att de har förfrågningar om att ansluta 36 GW vindkraft, varav 33 GW utgörs av landbaserad vindkraft. Detta bara till transmissionsnätet. Om vi utgår från att förslaget kan möjliggöra att 1–4 procent av förfrågningarna kan anslutas till elnätet så innebär det att elproduktionen kan öka med 1,0–3,9 TWh på årsbasis, givet 2 700 fullasttimmar per år. Givet ett scenario med fortsatt låga bränslepriser där det teknologiviktade genomsnittspriset för vindkraft är 22 öre per kilowattimme så innebär det ett marknadsvärde på mellan 214–856 miljoner kronor. Om man också tar hänsyn till de kostnader som kraftslaget har så blir det emellertid en nettoförlust för samhället om de ansluts till dessa prisnivåer (Ei, R2016:14).

Om den befintliga nätinfrastrukturen kan utnyttjas bättre kommer de befintliga nätkunderna att få lägre nätavgifter. Om förslaget medför att den överförda energimängden i det befintliga nätet kan öka med 1–4 procent på årsbasis så bör nätavgiften kunna minska med storleksordningen ungefär lika mycket. Om man utgår från den samlade intäktsram<sup>129</sup> för DSO:erna (lokal- och regionnätsföretagen) och TSO:n Svenska kraftnät som beslutades inför reglerperioden 2020–2023 så innebär det en potentiell kostnadsbesparing för befintliga kunder på mellan 0,3–1,2

---

<sup>128</sup> Fullasttimmar beräknas genom att dividera årsproduktionen/årsförbrukningen från en anläggning med den installerade effekten. En anläggning som producerar/förbrukar enligt maxkapacitet under hela året skulle således få 8 760 fullasttimmar.

<sup>129</sup> I beräkningen exkluderas opåverkbara löpande kostnader eftersom de innehåller nätförluster samt kostnader för överliggande nät. Nätförluster är exkluderade eftersom de ökar med den överförda energimängden och kostnader för överliggande nät är exkluderade eftersom de ger upphov till dubbelräkning när intäktsramarna för lokal-, region- och transmissionsnät summeras.

miljarder kronor<sup>130</sup> per år. Denna kostnadsbesparing kan helt eller delvis vägas upp av ökade kostnader för köp av flexibilitets tjänster och andra åtgärder, beroende på hur de finansieras.

Finansiering av nätutbyggnad och andra alternativ för att ansluta nya kunder görs av nätkunderna. Huvudprincipen i dag är att de nya kunder som ansluts ska stå för de kundspecifika kostnader som följer av åtgärder med anledning av anslutningen. Frågan är om även kostnader för flexibilitetsresurser kan betraktas som kundspecifika kostnader. Det kan verka rimligt om flexibilitetsresurserna används enbart för att möjliggöra specifika anslutningar. Utifrån de flexibilitetsresurser som i dagsläget kan vara aktuella bedömer vi att kostnaderna i normalfallet inte är knutna till anläggningstillgångar och därmed inte utgör kapitalkostnader för nätföretagen, utan att dessa i stället är en löpande kostnad för företagen. Detta medför att det blir svårare att identifiera och beräkna framtida löpande kostnader associerade med anskaffning av flexibilitetsresurser som en specifik kund ska bära vid anslutningstillfället. Detta försvåras särskilt av att det kan råda osäkerhet om hur behovet av flexibilitetsresurser kvarstår, till exempel om en nätförstärkning sker. Sammantaget är det svårt att bedöma hur stor del av de löpande kostnaderna som ska hänföras till den specifika kunden och hur stor del som ska fördelas på kundkollektivet. Vissa initiala kostnader bör dock kunna betraktas som kundspecifika. De kan röra sig om kostnader för anslutning till marknadsplats eller investering i integrerade komponenter.

#### ***Konsekvenser för företagen***

De företag som primärt berörs av förslagen är elnätsföretagen. Sammanlagt finns det cirka 170 nätföretag i Sverige. Av dessa bedriver ungefär 150 lokalnätsverksamhet, 23 regionnätsverksamhet och en transmissionsnätsverksamhet. Sex nätföretag bedriver både lokal- och regionnätsverksamhet.

#### ***Påverkan på nätföretagens kostnader och verksamhet***

Förslaget kommer att leda till ökade kostnader för nätföretagen. Merkostnaderna kommer främst att vara administrativa. Ei bedömer att merkostnaderna begränsas av de nya bestämmelserna i elmarknadsdirektivet. De nya bestämmelserna innebär att den systemansvarige ska tillhandahålla information om vilka åtgärder som skulle krävas för att förstärka nätet i samband med en nekad anslutning, med motiveringen att det är bristande kapacitet. Skyldigheten för elnätsföretaget bör enligt förslaget endast gälla om någon begär att få ta del av informationen. Detta innebär en utökning av skyldigheten gentemot hur ellagen är utformad i dag. I dag är en DSO eller TSO endast skyldig att lämna information vid en eventuell prövning av anslutningsskyldigheten hos Ei.

Merkostnaderna begränsas också genom det nya kravet i elmarknadsdirektivet om att en DSO ska överlämna en nätutvecklingsplan till tillsynsmyndigheten, det vill säga Ei, och dessutom offentliggöra planen. Nätutvecklingsplanen ska offentliggöras minst vartannat år och ska omfatta användningen av

---

<sup>130</sup> Det ursprungliga beslutet avseende kapitalkostnader och påverkbara löpande kostnader var cirka 121,4 miljarder kronor, som efter medgivande i den ännu ej avslutade domstolsprocessen har stigit till 123,4 miljarder kronor. Siffrorna är i 2018 års prisnivå och underintäkter från tidigare reglerperioder, inklusive det så kallade särskilda investeringsutrymmet, är inte medräknade.

efterfrågeflexibilitet, energieffektivitet, energilagransanläggningar och andra resurser som en DSO ska använda som ett alternativ till en utbyggnad av elnätet.

#### **Administrativa kostnader för nätföretagen**

Ei har frågat Vattenfall, Eon och Ellevio om vilka konsekvenser som de ser på grund av vårt förslag om förtydligad anslutningsplikt vid kapacitetsbrist.

Vattenfall uppger att de redan i dag utvärderar alternativ för att kunna ansluta större nya kunder eller genomföra större höjningar av den avtalade effekten för befintliga kunder i områden med kapacitetsbrist. För exempelvis Uppsalaregionen är det vid tidpunkten för rapporten cirka 15 större förfrågningar som utreds. Ett förtydligande av anslutningsplikten vid kapacitetsbrist kommer därmed inte att innebära några merkostnader för Vattenfall i det avseendet. Vattenfall betonar att analyser av andra alternativ än nätförstärkningar och abonnemangshöjningar mot överliggande elnät kostar arbetstid och pengar. Det är därför viktigt att det finns möjlighet för nätkoncessionshavaren att ta ställning till om nyttan överstiger kostnaderna från fall till fall.

Eon ser stora möjligheter, men också kostnader, förknippade med att utvärdera alternativ till traditionell nätutbyggnad vid framtagande av nätutvecklingsplaner. De behöver förändra och utveckla deras arbetssätt för att uppfylla intentionerna med nätutvecklingsplaner och möta samhällets utvecklingsbehov. När genomarbetade och förankrade nätutvecklingsplaner är på plats blir kostnaden för att i varje enskilt anslutningsärende beskriva kapacitetsbristen och dess kostnader marginell och många bristsituationer kan också förebyggas genom ett proaktivt investeringsprogram.

Ellevio har sedan en tid tillbaka brutit ut nya uttagskunder över 1 MW i Stockholm ur den ordinarie anslutningsprocessen för att genomföra enskilda möten. På detta sätt kan Ellevio ta hänsyn till kundens individuella förutsättningar. Merarbetet för denna nya hantering kan delas upp i två arbetsmoment:

- Initial dialog med kunden om deras behov, verksamhet och lastprofil beräknas ta 20–40 timmar.
- Utredning av flera alternativ innan man kan neka en anslutning eller hitta en bra teknisk lösning beräknas ta 20–100 timmar. Projekteringsfasen är längre och mer omfattande men blir inte aktuell om anslutningen nekas.

För inmatningskunder i form av vindkraft uppger Ellevio att det i princip alltid råder kapacitetsbrist för nya projekt initialt. Merarbetet för att möjliggöra denna omställning av elproduktionen i elnätet innebär:

- Initial dialog med kunden för att utröna behovet och specificering av den anläggning som planeras beräknas ta 20–40 timmar.
- Utredning av olika alternativ (ej projektering) framkomlighet, överliggande nät, kontakter, etcetera beräknas ta 100–500 timmar.

För Stockholms del bedömer Ellevio att all vindkraft samt anslutningar från 400 ampere och 10 procent av anslutningarna upp till 400 ampere omfattas av förslaget. Det innebär i genomsnitt 80–85 nyanslutningar, 45 höjningar av avtalad effekt, 5–10 regionnätsanslutningar och 3–5 vindkraftsanslutningar per år.

Om det samlade merarbetet är 50–60 timmar per ärende i genomsnitt så innebär det för Ellevios del 4–7 årsarbetskrafter för Stockholm, vilket motsvarar 4,5–7,9 miljoner kronor. Detta är exklusive det grundarbete som behövs för att löpande bedöma kapacitetläget i nätet, förbättrad prognoshantering, etcetera. Detta grundarbete är sammanknipat med nätutvecklingsplanerna. Dock kommer tidsåtgång för samråd, utredning av alternativ, analyserar på olika tidsperspektiv, redovisning, etcetera.

#### ***Annan påverkan på företag***

En effektivare användning av elnätet kan uppnås genom att nätföretag anskaffar olika flexibilitets tjänster som ett alternativ till utbyggnad av nätet. Ett krav på att flexibilitets tjänster ska användas i första hand när det är kostnadseffektivt för att lösa problem kopplade till kapacitetsbrist i elnätet förväntas öka efterfrågan på, och därmed lönsamheten för, energitjänsteföretag och flexibilitetsresurser anslutna på lägre spänningsnivåer. Detta kommer att gynna aggregatorer som samlar flexibiliteten hos flera mindre nätanvändare samt stimulera ny teknologi och nya innovationer inom området.

#### ***Påverkan på konkurrensförhållanden***

Nätföretagen kommer att ha ett fortsatt monopol på nätmarknaden i och med Ei:s förslag. Ei:s förslag bidrar däremot till att nätföretagen i ökad utsträckning beaktar alternativ till nätutbyggnad till gagn för energitjänsteföretag och aggregatorer. En mer effektiv nät drift och nätutveckling kommer att bidra till att det allmänna elnätet kommer vara fortsatt kostnadseffektivt i en framtid med sjunkande kostnader för energilagring och mikroproduktion.

#### ***Särskild hänsyn till små företag***

Ingen hänsyn behöver tas till små företag. Samtliga nätföretag ska använda alternativ till nätutbyggnad när det är samhällsekonomiskt motiverat, det vill säga när nyttan av åtgärden överstiger dess kostnad, inklusive kostnader för administration.

#### ***Konsekvenser för offentlig sektor***

En förtydligad anslutningsplikt vid kapacitetsbrist förväntas leda till ökade administrationskostnader för primärt Ei. För Ei innebär förslaget ett utökat tillsynsansvar, vilket även påverkar förvaltningsdomstolarna. Även tvister i frågor när någon har begärt information om vilka åtgärder som skulle krävas vid en nyanslutning ska kunna prövas av Ei. Ei kommer därför att få in prövningsärenden, men i vilken omfattning det kommer att ske är svårt att bedöma. Dessa kan inledningsvis vara svåra att avgöra innan principer för bedömningen har fastställts. Under denna tid lär även flera beslut överklagas till förvaltningsdomstol.

Ei har redan en organisation och rutiner för att hantera prövning av dessa frågor. Sedan januari 2016 har det inkommit cirka 600 ärenden avseende villkor för anslutning. Endast 2–3 av dessa ärenden har berört nekad anslutning, vilket



innebär cirka 0,5 prövningar per år i genomsnitt. Om anslutningsplikten förtydligas vid kapacitetsbrist förväntar Ei en ökad tillströmning av ärenden som berör nekad anslutning, särskilt under en övergångsperiod. Antalet ärenden förväntas dock inte överstiga 10 per år.

#### **Administrativa kostnader för Ei**

En ökad tillströmning av ärenden som berör nekad anslutning kommer ta resurser i anspråk hos Ei. Vi bedömer att merkostnaderna kommer att kunna hanteras inom ramen för Ei:s anslag. Prövningar av villkor för anslutning har historiskt krävt cirka två handläggare per år, vilket motsvarar cirka 60 ärenden per handläggare och år. En ökad tillströmning med upp till 10 ärenden per år förväntas därmed leda till att arbetsbördan ökar med 1/6 handläggare per år, eller 189 000 kronor per år<sup>131</sup>.

## **11.7 Förslag 2 – Ökad föreskriftsrätt för Ei avseende undantag från 24-timmarskravet**

### **Alternativa lösningar**

Ei anser att kravet om att elavbrott inte får överstiga 24 timmar i grunden är rimlig. Det finns goda skäl att ha denna grundregel inskriven i ellagen för att säkerställa en baskvalitet, även om det ofta är brukligt att ha mer tekniska krav i förordning eller föreskrift. Däremot har vi identifierat fall då det är problematiskt att det inte går att nyansera kravet genom att i föreskrift definiera undantag från funktionskravet.

Det enda relevanta alternativet är således nollalternativet med ett lagstadgat krav på att avbrott inte får vara längre än 24 timmar. Detta kan dock leda till att nya kunder nekas anslutning eller att utökade abonnemang för befintliga kunder försenas.

### **Beskrivning av förslaget**

Funktionskrav i ellagen och föreskrifter har en stor påverkan på distributionsnätens arbete med driftsäkerhet. Allt för strikta och fyrkantiga funktionskrav kan leda till att en anslutning nekas, försenas eller att den blir dyrare än den enskilda kundens betalningsvilja. Ei har redan mandat att meddela föreskrifter om funktionskrav, men vi lägger ett författningsförslag om att nuvarande bemyndigande ska utökas så att vi kan nyansera funktionskravet om att ett avbrott i princip aldrig får att överstiga 24 timmar.

Det förändrade bemyndigandet ger nätmyndigheten möjlighet att genom föreskrifter reglera i vilka fall undantag från kravet på att avbrott inte får överstiga 24 timmar får ske. Nätmyndighetens rätt att meddela föreskrifter bör underlätta för flexibilitetsresurser eftersom parterna i ett antal i förväg givna situationer, som annars skulle kunna bli föremål för tillsyn och ingripande, kan avtala om andra, mindre stränga, funktionskrav än vad som gäller i dag. I rapporten listar vi ett antal exempel som kommer att bli föremål för fortsatt utredning, förutsatt att Ei får ett bemyndigande.

---

<sup>131</sup> Givet att en anställd kostar 1,134 miljoner kronor per år.

- Om en kund inte kan ansluta på grund av nätkapacitetsbrist och där ett tillfälligt undantag på kravet skulle möjliggöra ett avtal som innebär att kunden ansluter med försämrade villkor i väntan på nätutbyggnad.
- För att möjliggöra mer kostnadseffektiv anslutning av förnybar elproduktion. I dag kan ett nätföretag exempelvis kräva redundans vid nyanslutning av vindkraft för att klara ett transformatorhaveri eller någon form av annan lösning så att uttagsdelen fungerar igen inom 24 timmar. Även om en annan lösning är billigare än en transformator, är det inte ändamålsenligt med speciallösningar (som ändå inte ger tillbaka produktionsmöjligheten) bara för att kringgå lagkravet. Väderberoende produktion bidrar dessutom sällan med någon systemnytta gällande till exempel balansering som skulle kunna motivera tvingande redundans.
- Under tillsynen har Ei identifierat uttagspunkter där det är orimligt att garantera nuvarande 24-timmarskrav till 100 procent. Till exempel om kombinationen av miljökrav och tekniska svårighet gör det orimligt att bygga en redundant matning som klarar ett längre oväder. I sådana undantagsfall måste nätföretaget emellertid försäkra sig om att ett längre avbrott inte riskerar att få oacceptabla konsekvenser för kunden.
- Om nätföretag och kund under pågående störning frivilligt kommer överens om att nätföretaget kan prioritera andra kunder mer för att göra reparationsarbetena mer kostnadseffektiva.
- När en kund uttryckligen ber nätföretaget att vänta med att åtgärda ett fel nära kundens hem, exempelvis för att undvika bli störd på natten.
- Att göra undantag avseende kontrollansvar och extrema händelser tydligare, mer förutsägbara och något mer tillåtande än skrivelsen i ellagen. Att något fler extremhändelser kan undantas kan i vissa fall ge en mer samhällsekonomiskt effektiv nivå på leveranssäkerheten.
- Om det i framtiden blir vanligare med lokala energisamhällen eller enskilda kunder som inte är lika beroende av elnätet som i dag och som därför kan klara längre avbrott än 24 timmar, exempelvis med eget energilager.

### **Finansiering**

Förslaget kommer leda till marginellt ökade administrationskostnader för nätföretag och Ei, se beräkningar nedan. Nätföretagen finansieras genom nätavgifter och belastar således inte statsbudgeten, andra myndigheter, kommuner eller landsting. Ei kommer att få ökade kostnader som kan hanteras inom ramen för befintligt anslag.

### **Överrensstämmelse med EU-regler**

Det finns ingen motsvarighet inom EU-rätten till det nationella funktionskravet i 3 kap. 9 a § ellagen om att ett avbrott i princip aldrig överstiga 24 timmar. Förslaget om att utöka Ei:s bemyndigande så att nätmyndigheten i föreskrift kan nyansera funktionskravet om att ett avbrott i princip aldrig får att överstiga 24 timmar står därmed inte i konflikt med EU-rätten.

## **Ekonomiska konsekvenser**

I det här avsnittet redovisas ekonomiska konsekvenser av förslagen för primärt elnätstkunder, nätföretag, Ei och de allmänna förvaltningsdomstolarna. Detaljerade effekter för kunder och nätföretag kommer att utredas i samband med ett framtida föreskriftsarbete.

### ***Konsekvenser för nätkunder***

Utan att föregå en framtida konsekvensutredning av detaljerade föreskrifter om undantag från 24 timmarskravet vid ett eventuellt bemyndigande så syftar förslaget på en övergripande nivå att göra funktionskravet mer ändamålsenligt och arbetet med det lokala driftsäkerhetsarbetet mer kostnadseffektivt. Detta förväntas leda till att nyanslutningar, inklusive höjningar av avtalad effekt, kan ske snabbare och till en lägre kostnad för kunden. Detta gäller särskilt för kunder som inte har behov av den redundans som krävs för att uppfylla nuvarande funktionskrav, till exempel vindkraftsparker.

### ***Konsekvenser för företagen***

De företag som primärt berörs av förslagen är elnätsföretagen. Sammanlagt finns det cirka 170 nätföretag i Sverige. Av dessa bedriver ungefär 150 lokalnätsverksamhet, 23 regionnätsverksamhet och en transmissionsnätsverksamhet. Sex nätföretag bedriver både lokal- och regionnätsverksamhet.

### ***Påverkan på nätföretagens kostnader och verksamhet***

Förslaget om att utöka bemyndigande för Ei att genom föreskrift meddela undantag från funktionskravet i 3 kap. 9 a § ellagen kan under en övergångsperiod leda till merkostnader för nätföretagen. Det nuvarande funktionskravet leder, trots sin trubbighet, till en tydlighet om vilka åtgärder som måste vidtas för olika typfall av nyanslutningar. Fler undantag från att elavbrott aldrig får överstiga 24 timmar kan inledningsvis leda till att nya rutiner och riktlinjer måste tas fram vid nyanslutningar. För att begränsa eventuella merkostnader vid tillämpningen kommer Ei att sträva mot att ta fram tydligt motiverade och avgränsade undantag.

### ***Administrativa kostnader för nätföretagen***

I de fall förslaget leder ökade kostnader för nätföretagen har de möjlighet att föra över de ökade kostnaderna på kundkollektivet inom den beslutade intäktsramen.

### ***Annan påverkan på företag***

Mer flexibla funktionskrav om att ett elavbrott aldrig får överstiga 24 timmar förväntas gynna energitjänsteföretag, leverantörer av energilager samt stimulera ny teknologi och nya innovationer inom området.

### ***Påverkan på konkurrensförhållanden***

Nätföretagen kommer att ha ett fortsatt monopol på nätmarknaden i och med Ei:s förslag. Ei:s förslag bidrar till att en anslutning till det allmänna elnätet fortfarande kan vara kostnadseffektivt, även i en framtid med sjunkande kostnader för energilager och mikroproduktion.

### ***Särskild hänsyn till små företag***

Ingen hänsyn behöver tas till små företag vid ett bemyndigande till Ei.

### **Konsekvenser för offentlig sektor**

Ett bemyndigande om att genom föreskrift meddela undantag från funktionskravet i 3 kap. 9 a § ellagen kan leda till begränsade merkostnader för Ei. Ei har redan en organisation och rutiner för att se över de utökade funktionskraven enligt 4 kap. 1 § EIFS 2013:1. Ei gör bedömningen att förslaget inte kommer att leda till en ökad arbetsbelastning för förvaltningsdomstolarna.

### **Administrativa kostnader för Ei**

Den första versionen av leverenskvalitetsföreskriften trädde i kraft den 1 juli 2011 och redan då fanns det utökade funktionskraven i den så kallade effektrappan med. Leverenskvalitetsföreskriften har reviderats sedan dess, då främst genom tillägg av fler funktionskrav. Den senaste revideringen av föreskriften skedde 2013 och det pågår vid tidpunkten för rapporten en ny översyn av de utökade funktionskraven med målet att göra dessa mer flexibla och ändamålsenliga. Denna översyn förväntas ta cirka en årsarbetskraft i anspråk. Det finns uppenbara synergieffekter mellan undantag från 24 timmarskravet och Ei:s kontinuerliga arbete med att utveckla de utökade funktionskraven, där själva utvecklingsarbetet endast skulle öka marginellt mot det planerade. Ett utökad bemyndigande förväntas i genomsnitt leda till en ökad resursåtgång i fråga om tillsyn och prövning motsvarande en arbetsvecka per år, motsvarande cirka 22 500 kronor per år<sup>132</sup>.

## **11.8 Miljömässiga konsekvenser av förslagen**

I uppdraget ingår det att Ei ska *bedöma hur föreslagna åtgärder bidrar till minskade utsläpp av växthusgaser*. I princip syftar Ei:s förslag till att elnätet ska användas och utvecklas på ett mer effektivt sätt. Det är dock inte givet hur ett mer effektivt nätutnyttjande påverkar utsläppen av växthusgaser och det finns ett antal politiska styrmedel som också påverkar analysen. I ett försök att reda ut hur våra förslag påverkar uppfyllelsen av de svenska klimatmålen följer nedan en principiell analys av de politiska styrmedel som omgärdar elsektorn och andra sektorer och som påverkar uppfyllelsen av de svenska utsläppsmålen. Avsnittet avslutas med en analys av hur ett effektivt utnyttjande av elnätet genom ett ökat deltagande av flexibilitetsresurser kan påverka Sveriges utsläpp av växthusgaser

### **De svenska klimatmålen**

Det långsiktiga svenska utsläppsmålet är noll nettoutsläpp av växthusgaser senast 2045, med viss hjälp av kompletterande åtgärder. Utsläppen från svensk verksamhet ska vid det laget vara minst 85 procent lägre jämfört med utsläppen 1990. Innan dess ska vi 2030 ha uppnått ett etappmål där utsläppen från ESR (det vill säga de sektorer som inte ingår i systemet med handel med utsläppsrätter (ETS)) ska vara minst 63 procent lägre än utsläppen år 1990, inklusive kompletterande åtgärder. Till detta kommer ett särskilt klimatmål för transportsektorn som innebär att utsläppen av växthusgaser från inrikes transporter (utom inrikes luftfart som ingår i EU:s handelssystem ETS) ska minska med 70 procent senast år 2030, jämfört med 2010. Det finns även ett etappmål för 2040 som vi inte går in på här. Staten ger förutsättningar att nå målen, bland annat genom de generella styrmedel och krav som implementeras (Regeringen, 2020).

---

<sup>132</sup> Givet att en anställd kostar 1,134 miljoner kronor per år.

## Priset på utsläpp varierar mellan sektorer

I Trafikverkets analysmetod och samhällsekonomiska kalkylvärden för transportsektorn (ASEK) ingår ett antal kalkylvärden som används i transportsektorns samhällsekonomiska analyser för att kunna göra en ekonomisk värdering av exempelvis utsläpp av föroreningar och trafiksäkerhetsrisker förenade med olika projekt. ASEK har redovisat grunderna för värdering av utsläpp och nya kalkylvärden i en nyligen publicerad rapport (ASEK, 2020). Kalkylvärdet för en miljöeffekt ska i första hand bygga på bästa möjliga bedömning av de framtida skadekostnaderna. Under lång tid har en utbredd uppfattning varit att skadekostnaderna ligger i storleksordningen 20 öre per kilogram koldioxid. På senare år har allt fler studier visat på avsevärt högre skadekostnader. Skattningar av den samhällsekonomiska kostnaden motsvarande 0,20–4 kronor per kilogram utsläpp med 2 procents ökning per år (Tol, 2018). År 2040 skulle det motsvara 0,30–6,30 kronor per kilogram utsläpp. Även om osäkerheten om de framtida skadekostnaderna är hög så pekar resultatet på att Sveriges uppskattning historiskt har varit i det lägre intervallet.

Produktionen av el och fjärrvärme ingår i princip i den handlande sektorn och möter således ett pris på utsläpp motsvarande marknadspriset på utsläppsrätter. Större fjärrvärme- och kraftvärmeanläggningar ingår i den handlande sektorn, men betalar också en skatt på koldioxid. Detta trots att de inte ingår i vare sig ESR-sektorn eller omfattas av transportsektorns mål. Den totala kostnaden för utsläpp av koldioxid i värmeproduktionen är 1,30 kronor per kilogram, förutsatt att marknadspriset på utsläppsrätter är 0,25 kronor per kilogram utsläpp.

Ei kan också konstatera att ASEK har höjt sin värdering av koldioxidutsläppens skadekostnader i transportsektorn sedan den förra rapporten. Värderingen har höjts från 1,14 till 7 kronor per kilogram koldioxid. Den högre värderingen härleds ur reduktionsplikten som syftar till att bidra till att minska växthusgasutsläppen från inrikestransporter, utom luftfart, med minst 70 procent senast 2030 jämfört med 2010. Stöd för höjningen finns till exempel i Konjunkturinstitutets analys (Konjunkturinstitutet, 2017) där man bland annat tagit fram hur stor höjning av koldioxidskatten som skulle krävas för att nå etappmålet till 2030, med fullt utnyttjande av kompletterande åtgärder. Analysen visar att koldioxidskatten behöver öka med en faktor 5,5. Detta motsvarar koldioxidskatter på i runda tal 7 kronor per kilogram.

Att det behövs en skatt, eller annan styrning som ger ett incitament att minska utsläppen med cirka 7 kronor per kilogram i ESR-sektorn, samtidigt som incitamenten att minska utsläppen från ETS-sektorn begränsar sig till cirka 0,25 kronor per kilogram utsläpp, innebär att vissa utsläppsminskningar blir betydligt mer värda än andra, trots att den marginella skadekostnaden är densamma. Detta kan verka snedvridande för konkurrenskraften mellan olika sektorer<sup>133</sup> samt att det blir mer kostsamt för samhället att nå utsläppsmålen.

---

<sup>133</sup> Det blir med andra ord lönsamt att flytta utsläpp från transportsektorn till elsektorn, även om det inte skulle innebära några förändringar av utsläppen alls.

## Hur påverkar ett effektivt nätutnyttjande utsläppen av koldioxid?

Syftet med de förslag som Ei lägger är att främja ett effektivare utnyttjande av elnätet och en effektiv utveckling av nätet genom att uppmuntra deltagande av fler flexibilitetsresurser. Detta kan både ha direkta och indirekta effekter på utsläppen av koldioxid. De direkta effekterna utgörs av att koldioxidintensiteten i systemet påverkas, till exempel genom att fossileldade topplastanläggningar inte aktiveras i samma utsträckning. Indirekta effekter kan vara att energiomställningen underlättas när fler laddbara elbilar kan anslutas till systemet och att fler industrier kan elektrifieras. Dessutom kan den ökade flexibiliteten i systemet möjliggöra en ökad integration av förnybar elproduktion.

Den relativt rena produktionsmixen i Sverige gör att de direkta effekterna av ett ökat deltagande av flexibilitetsresurser är försumbara, i alla fall om analysen avgränsas till Sverige. De indirekta effekterna i form av en snabbare energiomställning, som möjliggörs av en effektiv nätanvändning, kan vara mycket större.

### **Direkta effekter**

Globalt står bostadssektorn för 34 procent av energiförbrukningen, och den står för merparten av koldioxidutsläppen eftersom den bidrar till topplasttimmar som i sin tur ofta medför att fossileldade kraftverk måste aktiveras (Mata, Ottoson, & Nilsson, 2020). En nyligen genomförd litteraturstudie som omfattade Frankrike, Tyskland, Sverige och Storbritannien indikerade att mellan 2 och 18 procent av elanvändningen inom bostadssektorn kan flyttas i tid. Om den här flexibiliteten används för att minska topplasttimmar eller för att styra mot förnybara energikällor kan det för de studerade länderna ge utsläppsminskningar på mellan 10 och 24 megaton koldioxid varje år. Enligt litteraturstudien ligger den ekonomiska<sup>134</sup> flexibilitetspotentialen för Sveriges del i det undre intervallet (2 procent). Den låga flexibilitetspotentialen i kombination med Sveriges relativt rena produktionsmix gör att den potentiella effekten på utsläpp av koldioxid är noll, eller till och med något ökande, beroende på scenario (Mata, Ottoson, & Nilsson, 2020).

Om flexibiliteten också används för att styra förbrukningen mot timmar då förnybara energikällor producerar så är den svenska potentialen att reducera utsläpp av koldioxid från bostadssektorn 2–2,5 procent. I studien används tämligen schabloniserade estimat för koldioxidintensiteten för höglastperioder och övriga perioder. Det är möjligt att den svenska potentialen skulle öka väsentligt om hänsyn också skulle tas till hur en ökad användning av flexibilitetsresurser påverkar exporten av förnybar energi till kontinentala Europa. Kontinentala Europa har en betydligt högre koldioxidintensitet jämfört med Sverige och en ökad export av billig förnybar elproduktion under höglastperioder tränger undan dyrare fossileldade kraftslag.

### **Indirekta effekter**

Ett mer effektivt utnyttjande av det befintliga elnätet genom ett ökat deltagande av flexibilitetsresurser och andra åtgärder kan göra att energiomställningen sker

---

<sup>134</sup> Den tekniska flexibilitetspotentialen kan vara betydligt större, se till exempel rapporten *Scenarier för den framtida elanvändningen*, där den sammanlagda potentialen uppskattas till minst 4 000 MW, eller 15 procent av den maximala nationella effekttoppen på 28 000 megawatt (IVA, 2015).

snabbare samt leda till att utsläppen av koldioxid på både användarsidan och produktionssidan kan minska. På användarsidan kan en mer effektiv användning av elnätet möjliggöra en snabbare energiomställning genom elektrifiering av transportsektor och industri samt ökad integration av värmepumpar. De minskade utsläpp på användarsidan som energiomställningen medför bör vara positiv ur klimatsynpunkt, beroende på hur den automatiska annulleringen i ETS påverkas.

På produktionssidan kan en effektivare användning av elnätet möjliggöra energiomställningen eftersom de underlättar för väderberoende förnybara energikällor så som sol och vind att ansluta sig till elnätet, vilket har en potential att minska utsläppen. Ett bättre resursutnyttjande leder också till att lönsamheten för väderberoende produktionskällor ökar genom att elprisets volatilitet minskar. En ökad lönsamhet leder till att energiomställningen kan ske snabbare och till en lägre kostnad för samhället genom att den förnybara elproduktionen i ökad utsträckning är lönsam på egna meriter.

En snabbare energiomställning torde också leda till att den svenska nettoexporten av el producerad av förnybara produktionskällor kan öka jämfört med nollalternativet. Om den ökade nettoexporten konkurrerar ut fossila produktionskällor i Europa kan klimateffekten bli betydande, även om det också beror på effektiviteten i den automatiska annulleringen i ETS.

Ei bedömer att de två nya författningsförslag som vi presenteras i denna rapport endast kommer att ha en marginell påverkan på utsläppen av koldioxid om de utvärderas enskilt. Ei bedömer att om våra förslag utvärderas i det mycket större paket av reformer som introducerades i samband med införandet av Ren energi-paketet, EU-förordningar som följer av tredje inre marknadspaketet och andra författningsförslag som vi refererar till i rapporten kommer effekterna på utsläppen av koldioxid att vara mycket större.

# 12 Ikraftträdande och övergångsbestämmelser

**Förslag:** Följande bestämmelser träder i kraft den 1 januari 2023.

- 1 3 kap. 6 § ellagen (1997:857) om att kapacitetsbrist som kan åtgärdas med andra samhällsekonomiskt motiverade åtgärder än utbyggnad av nätet utgör inte sådana särskilda skäl som ger rätt att neka anslutning,
- 2 3 kap. 7 § (1997:857) om att kapacitetsbrist som kan åtgärdas med andra samhällsekonomiskt motiverade åtgärder än utbyggnad av nätet utgör inte sådana särskilda skäl som ger rätt att neka anslutning,
- 1 3 kap. 9 a § om bemyndigande till tillsynsmyndigheten rörande avsteg från kravet på att avbrott inte får omfatta mer än 24 timmar.

## **Bedömning:**

Med tanke på lagstiftningsprocessen och att de föreslagna reglerna medför en omställning för nätföretagen och kunderna är det inte realistiskt att sätta ett tidigare ikraftträdandedatum för bestämmelserna än den 1 januari 2023.

### **3 kap. 6 och 7 §§ ellagen**

Bestämmelserna ställer nya och förändrade krav på nätföretagen som får en skyldighet att utreda möjligheten till flexibilitetsresurser innan man kan påstå att det föreligger kapacitetsbrist. Det bör också finnas rimlig tid för flexibilitetsmarknaden att utvecklas och bli tillgänglig för nätföretagen så att flexibilitetsresurserna kan bli ett realistiskt alternativ till nätutbyggnad.

### **3 kap. 9 a § ellagen**

För att undantaget från 24 timmars kravet ska kunna användas måste tillsynsmyndigheten först ta fram föreskrifter enligt det föreslagna bemyndigandet. Marknadens parter behöver också tid för att ta fram nya rutiner för att hantera möjligheten till undantag.



# 13 Författningskommentarer

Förslag till ändring i ellagen (1997:857)

*3 kap. Nätverksamhet m.m.*

*Skyldighet att ansluta anläggning*

6 § Den som har nätkoncession för linje är, om det inte finns särskilda skäl, skyldig att på skäliga villkor ansluta en elektrisk anläggning till ledningen. Kapacitetsbrist som kan åtgärdas med andra samhällsekonomiskt motiverade åtgärder än utbyggnad av nätet utgör inte sådana särskilda skäl.

Tvister om koncessionshavarens skyldigheter enligt första stycket prövas av nätmyndigheten. Beslut i ett sådant ärende skall fattas inom två månader från det att ansökan kommit in till nätmyndigheten. Om myndigheten behöver ytterligare tid för att avgöra ärendet får nätmyndigheten förlänga tiden med två månader eller, om sökanden medger det, med den ytterligare tid som kan behövas för att ärendet skall kunna avgöras.

Nätmyndighetens beslut enligt andra stycket gäller omedelbart.

En tvist om villkoren för anslutning prövas inte, om det visas att ansökan om prövning kommit in till nätmyndigheten senare än två år efter det att nätkoncessionshavaren sänt ett skriftligt ställningstagande till berörd part under dennes senaste kända adress. Lag (2005:404).

Första stycket har fått ett tillägg som innebär att nätkoncessionshavaren inte får åberopa kapacitetsbrist som grund för att neka en anslutning, om kapacitetsbristen kan åtgärdas genom flexibilitetsresurser eller annan åtgärd som inte innebär en utbyggnad av befintligt nät. Bevisbördan för nätkoncessionshavaren skärps eftersom den måste utreda om det finns flexibilitetsresurser eller annan åtgärd som kan lösa kapacitetsbristen. Åtgärden måste vara samhällsekonomiskt motiverad, vilket innebär att kostnaden som kundkollektivet kommer att bära måste vara rimlig i förhållande till den nytta som åtgärden medför. Nyttan som en åtgärd medför är en funktion av betalningsviljan hos de kunder som kan anslutas till nätet. Flexibilitetsresursen bör också vara tillgänglig eller bli tillgänglig inom viss tid från det att prövningen görs. Ett rimligt riktmärke vad det gäller tiden är den tvåårsfrist som är huvudregeln vid anslutning och flexibilitetsresursen bör finnas tillgänglig inom denna tidsperiod. Vid prövningen bör också bedömas huruvida flexibilitetsresurserna kommer att finnas tillgängliga för en längre tidsperiod.

Kunden har rätt att begära Ei:s prövning av villkor för anslutning och prövningen kan omfatta fördelningen av kostnaden för flexibilitetsresursen på kunden, som en kundspecifik kostnad för anslutningen, och på kundkollektivet samt om de åtgärder som är tillgängliga är samhällsekonomiskt motiverade.

**7 § Den som har nätkoncession för område är, om det inte finns särskilda skäl, skyldig att på skäliga villkor ansluta en elektrisk anläggning inom området till ledningsnätet. Kapacitetsbrist som kan åtgärdas med andra samhällsekonomiskt motiverade åtgärder än utbyggnad av nätet utgör inte sådana särskilda skäl.**

**Tvister om koncessionshavarens skyldigheter enligt första stycket prövas av nätmyndigheten. Beslut i ett sådant ärende skall fattas inom två månader från det att ansökan kommit in till nätmyndigheten. Om myndigheten behöver ytterligare tid för att avgöra ärendet får nätmyndigheten förlänga tiden med två månader eller, om sökanden medger det, med den ytterligare tid som kan behövas för att ärendet skall kunna avgöras.**

**Nätmyndighetens beslut enligt andra stycket gäller omedelbart.**

**En tvist om villkoren för anslutning prövas inte, om det visas att ansökan om prövning kommit in till nätmyndigheten senare än två år efter det att nätkoncessionshavaren sänt ett skriftligt ställningstagande till berörd part under dennes senaste kända adress. Lag (2005:404).**

Paragrafen har fått motsvarande tillägg som 3 kap. 6 § ellagen.

#### ***Skyldighet att överföra el***

##### **9 a §**

**Om inte strängare krav följer av 9 § andra och tredje styckena eller av föreskrifter som meddelats med stöd av 9 § fjärde stycket, ska en nätkoncessionshavare se till att avbrott i överföringen av el till en elanvändare aldrig överstiger tjugofyra timmar.**

**Första stycket gäller inte om föreskrifter som meddelats med stöd av 9 § fjärde stycket tillåter att avbrott i överföringen understiger tjugofyra timmar eller om koncessionshavaren visar att avbrottet beror på ett hinder utanför koncessionshavarens kontroll som koncessionshavaren inte skäligen kunde förväntas ha räknat med och vars följder koncessionshavaren inte heller skäligen kunde ha undvikit eller övervunnit. Lag (2005:1110).**

Andra stycket har ändrats så att möjligheten till bemyndigandet med stöd av 3 kap. 9 § fjärde stycket tillåter att avbrott i överföringen överstiger 24 timmar. Ändringen föranleder ingen ändring av elförordningen (2013:208). Den förändrade bemyndigandet ger dock nätmyndigheten möjlighet att genom föreskrifter reglera i vilka fall undantag från kravet på att avbrott inte får överstiga 24 timmar får ske. Nätmyndighetens rätt att meddela föreskrifter bör underlätta för nätföretagen som i vissa givna situationer inte behöver upprätthålla kravet. Rätten att föreskrifter bör även underlätta för flexibilitetsresurser eftersom parterna i ett antal i förväg givna situationer, som annars skulle kunna bli föremål för tillsyn och ingripande, kan avtala om andra, mindre stränga, funktionskrav än vad som annars skulle följa av första stycket. Dispensmöjligheten enligt 9 b § har hittills inte utnyttjats, men bör finnas kvar för det fall då nätkoncessionshavarens behov inte ryms inom de meddelade föreskrifterna.

# 14 Referenser

- Andersson, L. (den 15 1 2018). Anjas samtal startade hela Northvoltresan. *Norran*.
- ASEK. (2020). *Analysmetod och samhällsekonomiska kalkylvärden för transportsektorn, ASEK 7.0*. Trafikverket.
- Bhagwat, P. C., Richstein, J. C., Chappin, E. J., Kaveri, I. K., & De Vries, L. J. (2017). Cross-border effects of capacity mechanisms in interconnected power systems. *Utilities Policy* 46, 33-47.
- Borenstein, S. (2016). The economics of fixed cost recovery by utilities. *The Electricity Journal*, 5-12.
- Bouloumpasis, I., Steen, D., & Tuan, L. A. (2019). Congestion Management using Local Flexibility Markets: Recent Development and Challenges. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (pp. 1-5). Bucharest, Romania: (ISGT-Europe).
- Boverket. (den 3 maj 2019). *Urbanisering*. Hämtat från boverket.se 2020-07-12: <https://www.boverket.se/sv/samhallsplanering/bostadsmarknad/bostadsforsorjning/flyttningar/urbanisering/>
- Bridge. (2019). *TSO-DSO Coordination – BRIDGE Regulation WG and Data Management WG*. Hämtat från [https://www.h2020-bridge.eu/wp-content/uploads/2020/01/D3.12.f\\_BRIDGE-TSO-DSO-Coordination-report.pdf?fbclid=IwAR2nuPTwMX\\_8fDO3Wic5YeCwduCa3vH-2Hca6BY5t56eh5yA2wjO2eHNrpI](https://www.h2020-bridge.eu/wp-content/uploads/2020/01/D3.12.f_BRIDGE-TSO-DSO-Coordination-report.pdf?fbclid=IwAR2nuPTwMX_8fDO3Wic5YeCwduCa3vH-2Hca6BY5t56eh5yA2wjO2eHNrpI)
- CEER. (2018). *Flexibility Use at Distribution Level A CEER Conclusions Paper*. Bryssel: Council of European Energy Regulators.
- Cepeda, M. (2018). Assessing cross-border integration of capacity mechanisms in coupled electricity markets. *Energy Policy* 119, 28-40.
- Coordinet. (2019). *Market and regulatory analysis: Analysis of current market and regulatory framework in the involved areas*. Hämtat från <https://www.iit.comillas.edu/docs/IIT-19-051I.pdf>
- Coordinet. (den 09 06 2020). *The Project – About Coordinet*. Hämtat från <https://coordinet-project.eu/projects/coordinet>
- E.ON. (den 09 06 2020a). *SWITCH – den digitala marknadspplatsen*. Hämtat från <https://www.eon.se/foeretag/elnaet/switch>

- E.ON. (den 06 09 2020b). *Flexibilitet krävs för smartare elnät*. Hämtat från <https://www.eon.se/content/dam/eon-se/swe-documents/swe-white-paper-switch.pdf>
- E.ON. (den 09 06 2020c). *Marknader och produkter*. Hämtat från <https://www.eon.se/foeretag/elnaet/switch/marknader-produkter>
- Ei. (2016). *Reduced capacity on German - Nordic interconnectors. Regulatory framework and socioeconomic effects on the European electricity market*.
- Ei. (den 16 September 2020). *Ei yttrar sig över elnätsföretagens överklaganden*. Hämtat från Ei.se: <https://www.ei.se/sv/nyhetsrum/nyheter/nyheter-2020/ei-yttrar-sig-over-elnaetsforetagens-overklaganden/>
- Ei. (den 16 September 2020). *Sammanfattande rapport från Svenska kraftnät, E.ON och Uniper om ansvar och roller vid olika drifttillstånd*. Hämtat från Ei: <https://www.ei.se/Documents/Projekt/Kapacitetsuppdraget/Svenska%20kraftn%C3%A4t,%20E.ON%20och%20Unipers%20sammanfattande%20rapport%20om%20ansvar%20och%20roller%20vid%20olika%20drifttillst%C3%A5nd.pdf>
- Ei. (PM2018:01). *Uppdaterade incitament i regleringen av elnätsföretagens intäktsramar*.
- Ei. (PM2020:01). *Ökade incitament för kostnadseffektiva lösningar i elnätsverksamhet - Förslag till lagändring*.
- Ei. (PM2020:03). *Lokaliseringssignaler i elnätstariffer - Förslag till lagändring*.
- Ei. (PM2020:05). *Tillsyn avseende leveranssäkerheten i elnäten - Planlagd tillsyn 2019*.
- Ei. (R2014:08). *Utvärdering av effekterna av elområdesindelningen*.
- Ei. (R2016:14). *Ökad andel variabel elproduktion. Effekter på priser och producenters investeringsincitament*.
- Ei. (R2016:15). *Åtgärder för ökad efterfrågefleksibilitet i det svenska elsystemet*. Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen.
- Ei. (R2018:06). *Samhällsekonomiska analyser vid investeringar i stamnätet för el*.
- Ei. (R2018:10). *Nya EU-förordningar för el och naturgas - Innehåll och genomförande*.
- Ei. (R2019:05). *Leveranssäkerhet i Sveriges elnät 2018*.
- Ei. (R2020:02). *Ren energi inom EU - Ett genomförande av fem rättsakter*.
- Energiföretagen Sverige. (2019). *Samling för nätkapacitet - Så river vi hindren för omställning och tillväxt*.

- Energimyndigheten. (2020, September 14). *Energimyndigheten*. Hämtad från slutkundspriser:  
<http://www.energimyndigheten.se/nulagetpaemarknaden/slutkundspriser/>
- Energimyndigheten. (ER 2020:21). *Kortsiktsprognos sommaren 2020*.
- Energimyndigheten. (ET 2020:1). *Energiläget 2020*.
- ENTSO-E. (2019). *Alternative configurations of the Bidding Zone Review Region "Nordics" which are to be considered in the Bidding Zone Review Process*. Bryssel.
- Europeiska kommissionen. (den 2 September 2020). *Capacity mechanisms*. Hämtat från Europeiska kommissionens webbplats:  
[https://ec.europa.eu/energy/topics/markets-and-consumers/capacity-mechanisms\\_en](https://ec.europa.eu/energy/topics/markets-and-consumers/capacity-mechanisms_en)
- Gopacs. (2019). *IDCONS Product Specification*. Hämtat från  
[https://en.gopacs.eu/wpcms/wp-content/uploads/2019/10/20190827-IDCONS-product-specifications-v1.01\\_EN.pdf](https://en.gopacs.eu/wpcms/wp-content/uploads/2019/10/20190827-IDCONS-product-specifications-v1.01_EN.pdf)
- Grimvall, G., Jacobsson, P., & Thedéen, T. (2003). *Risker i tekniska system*. Studentlitteratur.
- Gustavsson, B. (SOU 1984:69). *Säker elförsörjning*.
- Haarla, L., Mikko, K., Hirvonen, R., & Labeau, P.-E. (2011). *transmission Grid Security - PSA Approach*. Springer.
- Heden, H. (2012). *Energimarknadsinspektionen – En sekellång historia*. Elanders Sverige AB.
- Hilber, P., Dahlin, C., & Dahlgren, L. (2020). *Hybridmetod för riskbaserad värdering av driftsäkerhet*. Energiforsk.
- IVA. (2015). *Scenarier för den framtida elanvändningen*. Stockholm: Kungl. Ingenjörsvetenskapsakademin (IVA).
- Janssen, M., & Janssen, M. C. (2004). *Auctioning public assets: analysis and alternatives*. Cambridge University Press.
- Jin, X., Wu, Q., & Jia, H. (2020). Local flexibility markets: Literature review on concepts, models and clearing. *Applied Energy*, 1-35.
- Leandro Lind, J. P. (2019). *Market and regulatory analysis: Analysis of current market and regulatory framework in the involved areas*. Horizon 2020 – Cooperation / Energy.
- Mata, E., Ottoson, J., & Nilsson, J. (2020). A review of flexibility of residential electricity demand as climate solution in four EU countries. *Environmental Research Letters*.

- Meeus, L., & Glachant, J.-M. (2018). *Electricity Network Regulation in the EU*. Cheltenham, UK, Northampton, MA, USA: EdwardElgar Publishing.
- Meeus, L., Govaerts, N., & Schittekatte, T. (2020). Cost-reflective network tariffs: experiences with forward looking cost models to design electricity distribution charges. *RSCAS Policy Paper 2020/04*, 1-14.
- NEPP - North European Energy Perspectives Project. (Mars 2019). Hämtat från [http://www.nepp.se/pdf/Halvtidsrapport\\_mars\\_2019.pdf](http://www.nepp.se/pdf/Halvtidsrapport_mars_2019.pdf)
- Nepp. (den 15 September 2020). *Elektrifiering av Sveriges transportsektor*. Hämtat från Nepp.se: [http://www.nepp.se/pdf/elektrifiering\\_Sveriges\\_transportsektor.pdf](http://www.nepp.se/pdf/elektrifiering_Sveriges_transportsektor.pdf)
- Nodes. (den 10 06 2020a). *Flexibility*. Hämtat från <https://nodesmarket.com/flexibility/>
- Nodes. (2020b). *A fully integrated marketplace for flexibility*. White Paper.
- Nord Pool. (den 9 September 2020). *Maximum NTC*. Hämtat från [nordpoolspot.com: https://www.nordpoolspot.com/globalassets/download-center/tso/max-ntc.pdf](https://www.nordpoolspot.com/globalassets/download-center/tso/max-ntc.pdf)
- Nordel. (2007). *Nordic Grid Code 2007*.
- NordREG (2020). *Nordic Regulatory Framework for Independent Aggregation*.
- Nouicer, A., Meeus, L., & Delarue, E. (2020). *The economics of explicit demand-side flexibility in distribution grids: the case of mandatory curtailment for a fixed level of compensation*. Robert Schuman Centre for Advanced Studies, Florence School of Regulation.
- Nätkoncessionsutredningen. (SOU 2019:30). *Moderna tillståndsprocesser för elnät*.
- Ofgem. (2018). *Getting more out of our electricity networks by reforming access and forward-looking charging arrangements*.
- Ofgem. (den 30 06 2020). *Reform of network access and forward-looking charges*. Hämtat från [www.ofgem.gov.uk](http://www.ofgem.gov.uk): <https://www.ofgem.gov.uk/electricity/transmission-networks/charging/reform-network-access-and-forward-looking-charges>
- Ofgem. (den 30 06 2020a). *Electricity Network Access and Forward-Looking Charging Review: Open Letter on our shortlisted policy options*. Hämtat från [www.ofgem.gov.uk](http://www.ofgem.gov.uk): [https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/03/access\\_scr\\_open\\_letter\\_march\\_2020\\_0.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/03/access_scr_open_letter_march_2020_0.pdf)
- Ofgem. (den 16 September 2020b). *Ofgem's Future Insights Paper 6 - Flexibility Platforms in electricity markets*. Hämtat från Ofgem:

<https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/ofgem-s-future-insights-paper-6-flexibility-platforms-electricity-markets>

Pérez-Arriaga, I. J., Jenkins, J. D., & Batlle, C. (2017). A regulatory framework for an evolving electricity sector: Highlights of the MIT utility of the future study. *Energy & Environmental Policy* 6, 71-92.

Persson, H. (2016). *Premium Quality Contracts - An investigation of the applicability of*. Uppsala Universitet.

Pihl, H., Tobiasson, W., & Brodin, M. (2019). *Report on market design for micro-grid markets including interaction with the surrounding system and market*. Hämtat från <https://m2m-grid.eu/wp-content/uploads/2019/12/Deliverable-5.3-Report-on-market-design-for-micro-grid-markets-including-interaction-with-the-surrounding-system-and-market.pdf>

Profu i Göteborg AB. (2017). *SOU 2017:83, Bilaga 4 - Konsekvensanalys av en skatt på avfallsförbränning*.

Prövning av Affärsverket svenska kraftnäts ansökan om undantag från kravet att göra 70 procent av sammanlänkningskapacitet tillgänglig för marknadsaktörer., Dnr 2019-102946 (den 19 12 2019).

Regeringen. (den 21 08 2020). *Regeringen.se*. Hämtat från <https://www.regeringen.se/artiklar/2017/06/det-klimatpolitiska-ramverket>

Regeringsbeslut M2018/01642/Ee. (2018). *Uppdrag till Statens energimyndighet att möjliggöra att Gotland blir en pilot för ett hållbart energisystem*.

Regeringskansliet. (den 16 September 2020). *Fyra länsstyrelser uppdras analysera elförsörjningen*. Hämtat från Regeringskansliet: [regeringen.se/pressmeddelanden/2019/10/fyra-lansstyrelser-uppdras-analysera-elforsorjningen/](https://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2019/10/fyra-lansstyrelser-uppdras-analysera-elforsorjningen/)

RME. (2020). *Fra brettet til det smarte nettet - Ansvar for driftskoordinering i kraftsystemet*.

SCB. (den 16 September 2020). *Folkmängden efter region, civilstånd, ålder, kön, tabellinnehåll och år*. Hämtat från SCB: [http://www.statistikdatabasen.scb.se/pxweb/sv/ssd/START\\_\\_BE\\_\\_BE0101\\_\\_BE0101A/BefolkningNy/sortedtable/tableViewSorted/?loadedQueryId=90367&timeType=item](http://www.statistikdatabasen.scb.se/pxweb/sv/ssd/START__BE__BE0101__BE0101A/BefolkningNy/sortedtable/tableViewSorted/?loadedQueryId=90367&timeType=item)

Schittekatte, T., & Meeus, L. (2018). *Introduction to network tariffs and network codes for consumers, prosumers and energy communities*. Florence: Florence School of Regulation, European University Institute.

Schittekatte, T., & Meeusa, L. (2019). *Flexibility markets: Q&A with project pioneers*.

- Smartnet. (2019). *D6.2 Evaluation on project results related to a number of models and roadmaps*. Hämtat från [https://www.researchgate.net/publication/335062784\\_SmartNet\\_D62\\_Evaluation\\_on\\_project\\_results\\_related\\_to\\_a\\_number\\_of\\_models\\_and\\_roadmaps](https://www.researchgate.net/publication/335062784_SmartNet_D62_Evaluation_on_project_results_related_to_a_number_of_models_and_roadmaps)
- Smartnet. (den 11 06 2020). *The project*. Hämtat från SmartNet: <http://smartnet-project.eu/the-project/>
- SOU 2017:83. (u.d.). *Brännheta skatter! Bör avfallsförbränning och utsläpp av kväveoxider från energiproduktion beskattas?*
- Statens energimyndighet. (2003). *Slutrapport HEL-projektet – Inriktning och ambitioner för elföretagens säkerhet och beredskap*.
- Statens energimyndighet. (ER 2005:19). *En leveranssäker elöverföring*.
- Stimo. (2020). *Regional elnätsanalys – Norrbotten och norra Västerbotten*.
- Sweco. (2019). *Elnätsutmaningen*.
- Sweco. (2019). *Flexibilitet för ökad kapacitet och effektiv nät drift*. Hämtat från [http://www.swedishsmartgrid.se/globalassets/publikationer/flex\\_for\\_oked\\_kapacitet191220.pdf](http://www.swedishsmartgrid.se/globalassets/publikationer/flex_for_oked_kapacitet191220.pdf)
- Sweco. (2020a). *Elektrifieringen av Sveriges transportsektor*.
- Sweco. (2020b). *Kartläggning av hur planerade nätinvesteringar avhjälper kapacitetsbrist i elnätet - En rapport till Energimarknadsinspektionen*.
- Swedish Smartgrid. (den 09 06 2020). *Coordinet – samarbete för smartare användning av elnätet*. Hämtat från <http://swedishsmartgrid.se/smarta-nat-i-sverige/fluor-projekt-i-branschen/coordinet--samarbete-for-smartare-anvandning-av-elnatet/>
- Svenska kraftnät. (2009a). *Mål för driftsäkerhet (dnr 2009/1058)*.
- Svenska kraftnät. (2009b). *Stamnätets tekniskt-ekonomiska dimensionering*.
- Svenska kraftnät. (den 24 maj 2017). *Svenska kraftnät bygger ingen ny elförbindelse till Gotland*. Hämtat från [www.svk.se](http://www.svk.se): <https://www.svk.se/press-och-nyheter/press/Svenska-kraftnat-bygger-ingen-ny-elforbindelse-till-Gotland---3243690/>
- Svenska kraftnät. (2019). *Om Oss: Driftrådet*. Hämtat från Svenska kraftnäts webbplats: [https://www.svk.se/siteassets/om-oss/organisation/vara-rad/driftradet/2019/drad\\_1\\_19\\_bilaga4\\_divisionschef-system.pdf](https://www.svk.se/siteassets/om-oss/organisation/vara-rad/driftradet/2019/drad_1_19_bilaga4_divisionschef-system.pdf)
- Svenska Kraftnät. (2019a). *Systemutvecklingsplan 2020-2029*.
- Svenska kraftnät. (2019b). *Systemdrifttillstånd - grundläggande dimensionering- och riskkoncept i ett mer flexibelt kraftsystem*.



- Svenska Kraftnät. (den 11 06 2020a). *sthlmflex*. Hämtat från <https://www.svk.se/om-oss/organisation/forskning-och-utveckling/pagaende-projekt/sthlmflex/>
- Svenska Kraftnät. (den 11 06 2020b). *sthlmflex*. Hämtat från <https://www.svk.se/contentassets/47c91e83919c4ffab23ce89493fa2d83/informationsmote-sthlmflex-20200608.pdf>
- Svenska kraftnät. (den 27 maj 2020c). *Press och nyheter*. Hämtat från Svenska kraftnäts webbplats.: <https://www.svk.se/press-och-nyheter/press/flexibla-elanvandare-kan-minska-kapacitetsbristen-i-elnaten-i-stockholm---3277396/>
- Svenska kraftnät. (den 27 augusti 2020d). *Utredning om elförsörjning till Gotland*. Hämtat från [www.svk.se](https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/allmanna-nyheter/2020/utredning-om-elforsorjning-till-gotland/): <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/allmanna-nyheter/2020/utredning-om-elforsorjning-till-gotland/>
- Svenska kraftnät. (Nr 1:2003). *Elavbrottet 23 september 2003 - händelser och åtgärder*.
- Svt. (den 15 September 2020). *Kan blir en av Sveriges största energislukare*. Hämtat från Svt Nyheter: <https://www.svt.se/nyheter/lokalt/vasterbotten/sveriges-storsta-energislukare-om-batterifabriken-blir-verklighet>
- Tapper, M. (2019). *DARWin Driftstörningsstatistik 2018*. Enegiföretagen Sverige .
- Thema Consulting AS. (2020). *International Principles for the Prioritisation of Grid Connections*.
- Tillväxtverket. (2020). *Fyra framtidsscenarier – Om regionala effekter av framtidens elbrist*.
- Tol, R. (2018). The impact of climate change and the social cost of carbon. *Working Paper Series no 13-2018, Economics, University of Sussex*.
- Wallnerström, C., & Bertling, L. (2008). Investigation of the Robustness of the Swedish Network Performance Assessment Model. *IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 23, NO. 2, 773-780*.
- Weisman, D. L. (1991). A note on first-best marginal cost measures in public enterprise. *Energy economics 13.4, 250-253*.

# Bilaga 1 Pilotstudier av flexibilitetsmarknader i Europa

## Coordinet

Pilotens namn	Coordinet
Geografiskt område som täcks	Grekland, Spanien och Sverige (Coordinet, 2020).
Deltagande aktörer	Samarbete i ett gemensamt EU-projektet mellan Vattenfall Eldistribution, E.ON Energidistribution och Svenska kraftnät. Tre länder och 23 aktörer (Swedish Smartgrid, 2020).
Typ av produkter/flexitjänster	Regional plattform där anslutna flexibilitetsleverantörer kan lägga bud om att antingen öka elproduktion eller minska elanvändning när nätföretaget ser behov av nätnyttan (Sweco, 2019b).
Typ av prissättning och marknadslösning	Startase 2019/2020 som en dagen före-marknad och sedan 2020/2021 som en intradagsmarknad och mFRR-marknad där det inkluderas bud på 1 MW som aggregeras på marknaden (Sweco, 2019b).
Samverkan DSO/TSO	<p>Samverkansmål, drivkrafter och hinder:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Optimal användning av resurser.</i> Flexibilitetsresurser anslutna på lägre spänningsnivåer (DER) används redan av många TSO:er. De hinder som finns är att DSO:er inte använder DER, tillhandahållandet av DER till DSO:er är fortfarande begränsad till vissa typer och storlekar av DER, samt att DSO:er kan sakna ekonomiska incitament till att använda DER.</li> <li>• <i>Säker och effektiv drift.</i> Informationsutbyte äger redan äger rum i pilotländer. De hinder som finns är att koordinering och förfaranden kommer att krävas när DSO:er börjar använda DER och behöver ta i beaktning dess påverkan för TSO, samt att en TSO:s användning av DER kan skapa begränsningar för DSO:er och förfarandet behöver därför vara samordnat.</li> <li>• <i>Underlätta marknadsutvecklingen.</i> Implementeringen av EU-förordningar kan leda till harmonisering av produkter och flexibilitetstjänster samt inkludera produkttegenskaper för DER. De hinder som finns är att aggregeringen fortfarande är i sin linda och att reglerna för aggregering är oklara, samt att produktdefinitioner och marknadsmekanismer behöver utvecklas (Coordinet, 2019).</li> </ul>
Produkter (hur ser dessa ut?) (budstorlek, aktiveringstid, tidpunkt, uthållighet, tidsupplösning, standardiserade)?	<p>Flexibla resurser som befinner sig i lokalnätet erbjuds först till lokalnätet. Om lokalnätet inte är intresserat av att köpa går erbjudandet vidare till regionnätet. Resurser som aggregeras till 1 MW kan delta på Svenska kraftnäts mFRR-marknad.</p> <p>Turordningen för bud sker först på lokalnätets dagen före-marknad. Sedan sker det på regionnätets dagen före-marknad. Efter detta sker det på lokalnätets intradagsmarknad. Sedan sker det på regionnätets intradagsmarknad och till sist sker det på Svenska kraftnäts mFRR-marknad.</p> <p>Aktör som bidrar med flexibilitet lämnar bud innan kl. 9:30 dagen före leverans. Lokalnätsägare kan handla flexibilitet i 30 min till kl. 10:00 innan den flyttas upp en nivå där regionnätsägaren kan välja att handla flexibilitet. Om flexibilitet har handlats får aktören ett mejl vid kl. 10:30. Flexibilitetsaktören ansvarar själv för att dra upp eller ner användning/produktion vid tillfället (Sweco, 2019b).</p>
Prismekanism (Pay-as-bid eller pay-as-clear?)	Överväger en kombination av gratis/obligatorisk försörjning (free/mandatory provision) (Bridge, 2019).

## Enera

Pilotens namn	Enera
Geografiskt område som täcks	Tyskland (Schittekatte & Meeus, 2019).
Deltagande aktörer	Samordnat projekt mellan EPEX SPOT, en tysk TSO och två DSO:er (Schittekatte & Meeus, 2019).
Typ av produkter/flexitjänster	Tillgängliggöra flexibla lösningar för att undvika ineffektiv nedreglering av överflödigt vindkraft (Schittekatte & Meeus, 2019).
Typ av prissättning och marknadslösning	Första handeln genomfördes februari 2019. Systemansvariga kan köpa flexibilitet på intradagsmarknaden för att proaktivt motverka överbelastning. Flexibilitetsleverantörer skickar flexibilitetserbjudanden till systemansvariga som kontinuerligt matchas på marknadsplattformen. Marknadsparter kan använda samma API som de använder när de handlar på intradagsmarknaden när de använder EPEX SPOT tjänster. Marknadsparter har möjlighet att skicka in erbjudanden på samma underliggande tillgång för olika marknader där erbjudandena kan skilja sig i pris (Schittekatte & Meeus, 2019).
Samverkan DSO/TSO	Plattformen tillåter en TSO att anskaffa flexibilitet på samma plattform som DSO:er. Båda parter kommunicerar bilateralt när de aktiverar ett erbjudande för att undvika konflikter. Tanken är även att erbjudanden kommer att filtreras på marknadsplattformen så att inga konflikter gällande aktiveringar ska kunna ske (Schittekatte & Meeus, 2019).
Produkter (hur ser dessa ut?) (budstorlek, aktiveringstid, tidpunkt, uthållighet, tidsupplösning, standardiserade)?	Erbjuder standardiserade produkter. Produkterna består av olika block av energi som handlas upp eller ner under en viss tid, 1 h eller kortare, och för en viss plats (Schittekatte & Meeus, 2019).
Prismekanism (Pay-as-bid eller pay-as-clear?)	Använder ett auktionsförfarande. Har inte reservationsbetalningar. Har en vision att i framtiden eventuellt integrera dessa (Schittekatte & Meeus, 2019).

## Gopacs

Plilotens namn	Gopacs
Geografiskt område som täcks	Nederländerna (Schittekatte & Meeus, 2019).
Deltagande aktörer	Holländsk TSO och fyra DSO:er (Schittekatte & Meeus, 2019).
Typ av produkter/flexitjänster	Är inte en marknadsplattform för flexibilitetstjänster, agerar i stället som mellanhand för behoven av systemansvariga och marknader. Är kopplad till nationella intradagsplattformen ETPA (Schittekatte & Meeus, 2019).
Typ av prissättning och marknadslösning	Via ETPA är den flexibilitet som erbjuds inte placerade på separata plattformar utan är i stället en delmängd av orderhandeln på intradagsmarknaden. Systemansvariga och marknadsaktörer kan handla samma flexibilitet. Flexibilitetsleverantörer har möjlighet att lägga två anbud för samma resurs, dvs. ett portföljerbudande för intradagsförsäljning och ett annat erbjudande med lokal information. Flexibilitetsleverantören ansvarar för att undvika dubbla aktiveringar (Schittekatte & Meeus, 2019).
Samverkan DSO/TSO	Är en av de första implementerade plattformarna för koordinering mellan TSO:er och DSO:er. Plattformen säkerställer att inga konflikter mellan aktiveringar förekommer, med den framtida idén är att identifiera synergier mellan behovet från olika systemansvariga (Schittekatte & Meeus, 2019).
Produkter (hur ser dessa ut?) (budstorlek, aktiveringstid, tidpunkt, uthållighet, tidsupplösning, standardiserade)?	Upphandlar standardiserade produkter från ETPA. Upphandlar alltid en kombination av två ordrar, en köporder och en säljorder (Schittekatte & Meeus, 2019). Den kortaste aktiveringstiden för bud är 15 min. Bud med aktiveringstid under 15 min kommer inte att godkännas. Om längre aktiveringstid krävs av deltagaren måste denna ansvara för att i tid dra tillbaka sitt bud hos ETPA. Alltså kan aktiveringstiden till viss mån bestämmas av deltagaren (Gopacs, 2019).
Prismekanism (Pay-as-bid eller pay-as-clear?)	Använder kontinuerlig handel (Gopacs, 2019). Har inte reservationsbetalningar. Har en vision att i framtiden eventuellt integrera dessa (Schittekatte & Meeus, 2019).

## Nodes

Plilotens namn	Nodes
Geografiskt område som täcks	Norge och Tyskland (Pihl, Tobiasson, & Brolin, 2019).
Deltagande aktörer	Samarbete mellan norska företaget Agder Energi och Nord Pool (Schittekatte & Meeus, 2019). Självständig plattform för nätföretag, producenter och konsumenter av energi (Nodes, 2020a).
Typ av produkter/flexitjänster	Marknadsplats för aktörer att handla lokal flexibilitet. Erbjuder finansiella tjänster (Nodes, 2020a). Produkten som handlas är upp- och nedreglering i MW och varje flexibel resurs är bunden till ett specifikt nät (Pihl, Tobiasson, & Brolin, 2019).
Typ av prissättning och marknadslösning	Etablerades i början av 2018. Integrerad plattform där de balansvariga och nätverksoperatörer kan anskaffa samma flexibilitet. Balansansvariga och systemansvariga kan anskaffa lokal flexibilitet på intradagsmarknaden. Den lokala flexibiliteten som inte behövs lokalt kommer vidarebefordras till andra existerande marknadsplattformar, dvs. intradags- och balansmarknaden (Schittekatte & Meeus, 2019).

Samverkan DSO/TSO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Möjliggör för DSO:er att modellera överbelastade områden i nätet och publicera dem som lokala marknader i marknadsplattformen. När en lokal marknad är skapad kan leverantörer av flexibilitet registrera sina flexibla tillgångar och erbjuda att öka eller minska förbrukning eller produktion till en DSO för att motverka lokala flaskhalsar. Genom etablering av lokala flexibilitetsmarknader kan DSO:er minska nätkostnader och utnyttja nätet mer effektivt samt säkerställa elleverans.</li> <li>Flexibilitet kan säljas till TSO:er när det inte finns några lokala flaskhalsar. Plattformen möjliggör att lokal flexibilitet kan integreras med en TSO:ernas balansmarknad. Genom att använda marknadsinformation om lokala flaskhalsar på DSO-nivå kan TSO:er och DSO:er koordinera aktiveringen av flexibilitetsresurser genom marknadsplattformen (Nodes, 2020a).</li> </ul>
Produkter (hur ser dessa ut?) (budstorlek, aktiveringstid, tidpunkt, uthållighet, tidsupplösning, standardiserade)?	Produkterna är inte standardiserade. Potentiella flexibilitetsleverantörer har valmöjligheten att specificera deras erbjudanden genom att använda ett stort antal parametrar, som exempelvis finansiella och tekniska parametrar. Köpare av flexibilitet kan välja från en katalog med flexibilitetserbjudanden och välja det billigaste erbjudandet som uppfyller deras behov. Tillåter även systemansvariga att skapa en mall med parametrar som de skulle vilja se specificerade (Schittekatte & Meeus, 2019).
Prismekanism (Pay-as-bid eller pay-as-clear?)	Tillåter inte reservationsbetalningar. Har vision att i framtiden eventuellt integrera dessa (Schittekatte & Meeus, 2019).. Intradagsmarknad (Nodes, 2020b). Använder auktion (Schittekatte & Meeus, 2019).

## Piclo flex

Pilotens namn	Piclo flex
Geografiskt område som täcks	Storbritannien (Sweco, 2019b).
Deltagande aktörer	Sex licensierade DSO:er i Storbritannien. Olika aggregatorer som samlar ihop efterfrågefexibilitet för industrier, kommuner, batterier och elbilsaddare (Sweco, 2019b).
Typ av produkter/flextjänster	Oberoende marknadsplats för handel med flexibilitet. Mindre aktörer ska kunna sälja flexibilitet på en rättvis och enkel marknad. Systemansvariga erbjuder en likvid marknad för handel med flexibilitet med tekniska krav (Sweco, 2019b).
Typ av prissättning och marknadslösning	Fick 2017 statligt stöd för att utreda en lokal flexibilitetsmarknad. 2018 startades den första piloten. 2019 skedde den första kommersiella handeln. Flexibilitetsleverantörer publicerar geografisk plats och anslutningsspänning för sina flexibla anläggningar. Aktiva anläggningar matchas mot ny efterfrågan för att minimera flaskhalsar i nätet. Priset sätts på marknaden med målet att systemansvariga ska slippa dyra och långsamma nätinvesteringar (Sweco, 2019b).
Samverkan DSO/TSO	Används endast av DSO:er (Schittekatte & Meeus, 2019).
Produkter (hur ser dessa ut?) (budstorlek, aktiveringstid, tidpunkt, uthållighet, tidsupplösning, standardiserade)?	Produkterna är standardiserade. Aktiveringstiden för produkten bestäms på kort sikt inom varje konkurrensområde vid tidpunkten för anbudet. Minsta budstorlek är 0,05 MW (Schittekatte & Meeus, 2019).
Prismekanism (Pay-as-bid eller pay-as-clear?)	Tillåter reservationsbetalningar. Piclo Flex reserverar flexibilitetsresurser sex månader eller mer framåt (Schittekatte & Meeus, 2019). Använder auktion (Pihl, Tobiasson, & Brolin, 2019).

## SmartNet

Pilotens namn	SmartNet
Geografiskt område som täcks	Danmark, Italien, Spanien (Smartnet, 2020).
Deltagande aktörer	22 aktörer, bland annat från den akademien, forskningsorganisationer och från industrin. Nio europeiska länder involverade. Finansieras av EU och Horizon 2020 (Smartnet, 2020).
Typ av produkter/flexitjänster	Målet är att tillhandahålla optimala mekanismer för att förbättra koordineringen mellan TSO:er och DSO:er samt se till att utbytet av information struktureras så att aktivering av flexibilitetsresurser anslutna till distributionsnätet sker på ett optimalt sätt (Smartnet, 2020).
Typ av prissättning och marknadslösning	På tre år ska Smartnet jämföra olika strukturer för hur interaktionen mellan TSO:er och DSO:er kan optimeras när de handlar flexibilitetstjänster från aktörer som är anslutna till distributionsnätet.  En ad hoc simulationsplattform byggs upp med tre lager: fysiskt nätverk, marknad och informationskommunikationsteknologi. Detta för att simulera tre olika fall som sedan kommer att implementeras i ett fullt replikerbart labbtest, där prestandan hos riktiga styrenheter kan testas.  Tre fysiska pilotprojekt kommer att demonstrera hur det stödjer utbyte av övervakning- och kontrollsignaler mellan TSO, DSO samt flexibilitetstjänster som kan erbjudas av enheter som är anslutna på DSO-nivå. Detta genom att utnyttja tröghet i värmen hos simbasängar och backup batterier i mobilmaster (Smartnet, 2020).
Samverkan DSO/TSO	Optimering av gränssnittet mellan TSO:er och DSO:er kommer att vara en avgörande faktor för att säkerställa att övergripande effektivitetsmål uppnås (Smartnet, 2020).
Produkter (hur ser dessa ut?) (budstorlek, aktiveringstid, tidpunkt, uthållighet, tidsupplösning, standardiserade)?	Har ingen begränsning för minimumkrav på budstorlekar. Dock bestämdes det under projektets gång att bud under 1 kW inte kommer att vidarebefordras till marknaden (Smartnet, 2019).  Har en aktiveringstid (FAT) på 10 min (Smartnet, 2019).
Prismekanism (Pay-as-bid eller pay-as-clear?)	Använder pay-as-clear (Smartnet, 2019).

## SthlmFlex

Pilotens namn	SthlmFlex
Geografiskt område som täcks	Sverige, Stockholm (Svenska Kraftnät, 2020a).
Deltagande aktörer	Svenska kraftnät, Ellevio och Vattenfall Eldistribution (Svenska Kraftnät, 2020a).
Typ av produkter/flexitjänster	Marknad för effektflexibilitet i Stockholmsregionen för att motverka flaskhalsar. Marknadsplats för flexibilitetsleverantörer tillhandahålls av marknadsoperatören Nodes. Flexibilitetsplattformen, kommer ha systemstöd för drift samt kunna avropa flexibilitet på marknadsplattformen, levereras av Switch (Svenska Kraftnät, 2020b).
Typ av prissättning och marknadslösning	Startar december 2020.  Köparna gör dagen-före avrop. Kontinuerlig marknad på intradagsmarknaden. Potentiella flexibilitetsleverantörer behöver genomgå en förkvalificering. Storlek på bud måste vara minst 1 MW, med steg om 1 MW. Flexibilitetsleverantörens balansansvarige måste vara med i processen (Svenska Kraftnät, 2020b).
Samverkan DSO/TSO	Möjligheter att utbyta flexibilitetsresurser mellan olika regionnät och dess systemansvariga (Svenska Kraftnät, 2020b).

Produkter (hur ser dessa ut?) (budstorlek, aktiveringstid, tidpunkt, uthållighet, tidsupplösning, standardiserade)?	Krav för "mFRR": Leveranstid på 60 min. Budstorlek på minst 1 MW, med steg om 1 MW. Är man tillräckligt stor för att delta på mFRR marknads regelverk deltar man inte i pilotprojektet. 15 min till full aktivering. Krav för "Fria Bud": Leveranstid på i genomsnitt 60 min. Budstorlek på 0,5 MW, med steg om 0,5 MW (Svenska Kraftnät, 2020b).
Prismekanism (Pay-as-bid eller pay-as-clear?)	Både pay-as-cleared och pay-as-bid för "mFRR". Endast pay-as-bid för produkten "Fria Bud" (Svenska Kraftnät, 2020b). Använder kontinuerlig handel .

## Switch

Plotens namn	Switch
Geografiskt område som täcks	Sverige, Malmö (E.ON, 2020a).
Deltagande aktörer	En del av Coordinet. Flexibilitetsplattform tillhandahålls av E.ON (Switch) med fokus på lokala aktörer som kommuner, landsting, industrier och näringsliv (E.ON, 2020a).
Typ av produkter/flexitjänster	Digital marknadsplats för elnätskapacitet. Leverantörer kan sälja flexibilitet, minska sitt effektuttag eller öka sin elproduktion under vissa perioder (E.ON, 2020a).
Typ av prissättning och marknadslösning	Introducerade den digitala handelsplatsen i Malmö 2019. I Mars 2020 slutfördes den första marknadsperioden. Mot slutet av 2020 och under 2021–2022 ska den andra marknadsperioden dra igång, där systemet används i större skala. Anger vilka tider och dagar som specificerad effekt ur nätet tas ut och till vilket pris. Den systemansvarige gör prognoser av effektuttag på daglig basis och vid risken av överbelastning kan de köpa utställd effekt (E.ON, 2020a).
Samverkan DSO/TSO	E.ON:s tjänst sker i samarbete med EU-finansierade projektet Coordinet, med Vattenfall och Svenska kraftnät inkluderade (E.ON, 2020a).
Produkter (hur ser dessa ut?) (budstorlek, aktiveringstid, tidpunkt, uthållighet, tidsupplösning, standardiserade)?	Marknaden är öppen under vinterhalvåret pga. att behovet av lokal balansering i elnäten är som störst denna tidpunkt. Flexibilitetsleverantörer kan välja mellan två former av avtal, där de i ena avtalet (Kapacitet) kan erbjuda ständigt tillgänglig flexibilitet, vilket innebär att elleverantören kan aktivera en sänkning av effektuttaget när som helst. Utöver ersättning för varje period som aktiveras utgår även fast ersättning för tillgänglighet. I det andra avtalet (Tillgänglighet) bestämmer flexibilitetsleverantörer själva när de kan minska sitt effektuttag. Ersättning utgår endast för aktiverade perioder, dvs. ingen fast ersättning (E.ON, 2020b). Minsta budstorlek: 0,5 MW. Minsta budsteg: 0,1 MW. Påverkan på nätbehov vid normaldrift på minst 40 %. Mätbarhet av förbrukningsreduktion, produktionsökning, minst timvärdesupplösning. mFRR: Uppfylla krav mot Svenska kraftnät. Leverans vid accepterade bud. Avräkning enligt överenskommelse. (E.ON, 2020c)
Prismekanism (Pay-as-bid eller pay-as-clear?)	För "Kapacitet": Pay-as-cleared, dvs. flexibilitetsleverantören sätter själv sitt pris. För "Tillgänglighet": Ersättning efter åtagande för tillgänglighet (E.ON, 2020c). Dagen före, intradag och timmen före (H–1, för mFRR). Avropsordning sker efter pris (E.ON, 2020c).

<b>Övriga projekt</b> Övriga projekt om flexibilitet	
Bridge	Består av flera projekt under Horizon 2020. <a href="https://www.h2020-bridge.eu/">https://www.h2020-bridge.eu/</a> <a href="https://www.h2020-bridge.eu/participant-projects/">https://www.h2020-bridge.eu/participant-projects/</a> <a href="https://www.h2020-bridge.eu/wp-content/uploads/2017/06/The-BRIDGE-initiative-and-project-fact-sheets-FinalVersion.pdf">https://www.h2020-bridge.eu/wp-content/uploads/2017/06/The-BRIDGE-initiative-and-project-fact-sheets-FinalVersion.pdf</a>
Cornwall Local Energy Market	<a href="https://www.centrica.com/innovation/cornwall-local-energy-market">https://www.centrica.com/innovation/cornwall-local-energy-market</a> <a href="https://event.networks.online/forum/wp-content/uploads/sites/85/2019/03/Sam-Wevers.pdf">https://event.networks.online/forum/wp-content/uploads/sites/85/2019/03/Sam-Wevers.pdf</a>
ENA Open Networks Project	<a href="https://www.energynetworks.org/electricity/futures/open-networks-project">https://www.energynetworks.org/electricity/futures/open-networks-project</a> <a href="https://www.energynetworks.org/assets/files/ON-PRJ-2020%20PID-v1%20Final%20(PUBLISHED).pdf">https://www.energynetworks.org/assets/files/ON-PRJ-2020%20PID-v1%20Final%20(PUBLISHED).pdf</a>
Flexitranstore	<a href="http://www.flexitranstore.eu/">http://www.flexitranstore.eu/</a>
iFleks	<a href="https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/kehityshankeet/local-flexibility-nordics-june2020.pdf">https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/kehityshankeet/local-flexibility-nordics-june2020.pdf</a> <a href="https://www.statnett.no/en/about-statnett/research-and-development/our-prioritised-projects/ifflex-price-sensitivity/">https://www.statnett.no/en/about-statnett/research-and-development/our-prioritised-projects/ifflex-price-sensitivity/</a>
Interrface	<a href="https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/kehityshankeet/local-flexibility-nordics-june2020.pdf">https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/kehityshankeet/local-flexibility-nordics-june2020.pdf</a> <a href="http://www.interrface.eu/">http://www.interrface.eu/</a>
Norflex	<a href="https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/kehityshankeet/local-flexibility-nordics-june2020.pdf">https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/kehityshankeet/local-flexibility-nordics-june2020.pdf</a> <a href="https://www.enova.no/om-enova/om-organisasjonen/teknologiportefoljen/norflex/">https://www.enova.no/om-enova/om-organisasjonen/teknologiportefoljen/norflex/</a> <a href="https://www.ae.no/en/our-business/innovation/the-norflex-project/">https://www.ae.no/en/our-business/innovation/the-norflex-project/</a>
The SINTEG Funding Programme	<a href="https://www.sinteg.de/en/programme/">https://www.sinteg.de/en/programme/</a>
The Smart Islands Energy System (SMILE) project	<a href="https://www.h2020smile.eu/">https://www.h2020smile.eu/</a> <a href="https://www.h2020smile.eu/wp-content/uploads/2020/05/D7.1_SMILE_final_rev1.pdf">https://www.h2020smile.eu/wp-content/uploads/2020/05/D7.1_SMILE_final_rev1.pdf</a>
Universal Smart Energy Framework (USEF)	<a href="https://www.usef.energy/">https://www.usef.energy/</a> <a href="https://www.nweurope.eu/media/6768/usef-white-paper-energy-and-flexibility-services-for-citizens-energy-communities-final-cm.pdf">https://www.nweurope.eu/media/6768/usef-white-paper-energy-and-flexibility-services-for-citizens-energy-communities-final-cm.pdf</a> <a href="https://www.vakbeursenergie.nl/files/54events/energie/pdf/2018/USEF.pdf">https://www.vakbeursenergie.nl/files/54events/energie/pdf/2018/USEF.pdf</a> <a href="https://www.usef.energy/app/uploads/2016/12/USEF_TheFrameworkSpecifications_4nov15.pdf">https://www.usef.energy/app/uploads/2016/12/USEF_TheFrameworkSpecifications_4nov15.pdf</a> <a href="http://www.globalsmartgridfederation.org/wp-content/uploads/2016/10/USEF_TheFrameworkExplained-18nov15.pdf">http://www.globalsmartgridfederation.org/wp-content/uploads/2016/10/USEF_TheFrameworkExplained-18nov15.pdf</a>



