

Ärende nr: Svk 2022/3774

Datum: 2023-03-31

---

# Framtidens kapacitetsmekanism för att säkerställa resurstillräcklighet på elmarknaden

**Regeringsuppdrag om förslag på utformning efter 16 mars 2025**

---

# Svenska kraftnät

---

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

## **Version 1**

Org. Nr 202 100-4284

Svenska kraftnät  
Box 1200  
172 24 Sundbyberg  
Sturegatan 1

Tel: 010-475 80 00  
Fax: 010-475 89 50  
[www.svk.se](http://www.svk.se)

# Innehåll

Sammanfattning .....	6
Uppdraget och dess avgränsningar .....	6
Slutsatser och bedömningar .....	6
Sverige behöver fortsatt en kapacitetsmekanism efter 2025 .....	7
En marknadsomfattande kapacitetsmarknad bör införas .....	8
En svensk kapacitetsmarknad bör vara geografiskt uppdelad utifrån elområden ..	8
Utländskt deltagande på en svensk kapacitetsmarknad är troligen en förutsättning för godkännande .....	8
En svensk kapacitetsmarknad bör utformas med centraliserad upphandling .....	9
Säkerställande av tillgänglighet bör primärt ske genom införandet av tillförlitlighetsoptioner (reliability options) .....	9
Det bör övervägas om hårdare krav avseende koldioxidutsläpp än EU:s minimikrav ska ställas .....	10
Kapacitetsmarknaden bör rimligen utformas utifrån en marginalprissättningsmodell .....	10
Den upphandlade kapaciteten bör vara prisberoende .....	10
Upphandlingarna bör genomföras med en framförhållning på ca 4 år .....	11
Ny kapacitet med höga kapitalkostnader bör kunna upphandlas på långa kontrakt .....	11
Kapacitetsmekanismen kommer att behöva finansieras via en avgift som belastar slutkunderna .....	11
Omfattande regelverk och långa ledtider för införande .....	11
<b>1 Introduktion .....</b>	<b>13</b>
1.1 Bakgrund .....	13
1.2 Uppdraget .....	14
1.3 Avgränsningar .....	14
1.4 Metod och genomförande .....	14
1.5 Rapportstruktur .....	15
<b>2 Sverige behöver fortsatt en kapacitetsmekanism efter 2025 .....</b>	<b>16</b>
2.1 Rättsliga förutsättningar att införa en kapacitetsmekanism .....	16
2.1.1 Elmarknadsförordningen .....	17
2.1.2 Statsstödsregler .....	21

2.2	Minskad resurstillräcklighet i Sverige över tid .....	22
2.2.1	Sammanställning av tidigare regeringsuppdrag rörande tillräcklighet ....	22
2.2.2	Elsystemets och resurstillräcklighetens utveckling .....	24
2.3	Resurstillräcklighet på elmarknaden .....	31
2.3.1	Investeringar och resurstillräcklighet på en energy-only-marknad .....	31
2.3.2	Investeringar med en kapacitetsmekanism .....	35
2.4	Samhällsekonomisk effektivitet .....	37
<b>3</b>	<b>En riktad eller marknadsomfattande kapacitetsmekanism .....</b>	<b>39</b>
3.1	Rättslig översikt .....	41
3.1.1	Strategisk reserv .....	42
3.1.2	Övriga kapacitetsmekanismer .....	43
3.2	Riktad kapacitetsmekanism .....	44
3.2.1	För- och nackdelar med en strategisk reserv .....	44
3.2.2	Exempel på strategiska reserver .....	47
3.3	Marknadsomfattande kapacitetsmekanism.....	49
3.3.1	För- och nackdelar med en marknadsomfattande kapacitetsmekanism..	50
3.4	Samverkan med andra stödordningar och översyn av den europeiska marknadsdesignen .....	52
3.4.1	Prisskillnadskontrakt .....	53
3.4.2	Riktat stödsystem för icke-fossil flexibilitet genom efterfrågefleksibilitet och lager .....	54
3.4.3	Produkt med förbrukningsreduktion som en icke-frekvensrelaterad stödtjänst.....	54
3.4.4	Långsiktiga kraftkontrakt .....	55
<b>4</b>	<b>Designval .....</b>	<b>56</b>
4.1	Kapacitetsmarknadens geografiska avgränsning och hantering av överföringskapacitet .....	56
4.1.1	Marknadens geografiska avgränsning bör följa elområden .....	56
4.1.2	Hantering av överföringskapacitet inom Sverige .....	58
4.1.3	Utländskt deltagande via utlandsförbindelser .....	60
4.2	Centraliserad eller decentraliserad kapacitetsmarknad.....	64
4.2.1	Teori och praktik avseende en centraliserad eller decentraliserad kapacitetsmarknad .....	65
4.3	Incitament att vara tillgänglig .....	67
4.3.1	Krav att bjuda in kapaciteten och straff vid otillgänglighet .....	67

4.3.2	Finansiella incitament genom tillförlitlighetsoptioner.....	67
4.3.3	Stop-loss .....	71
4.4	Produktdefinition och miljökrav vid upphandlingen .....	71
4.4.1	Teori och praktik avseende antal produkter .....	72
4.4.2	Miljökrav vid upphandlingen .....	77
4.5	Auktionsdesign.....	79
4.5.1	Marginalpris eller betalning enligt bud.....	79
4.5.2	Definition av efterfrågekurvan .....	81
4.5.3	Hantering av övervinster och marknadsmakt.....	83
4.5.4	Typ av auktion .....	85
4.5.5	Andrahandsmarknad .....	87
4.6	Kontraktslängd och auktionens framförhållning .....	87
4.6.1	Auktionernas framförhållning .....	87
4.6.2	Kontraktslängd .....	88
4.7	Finansiering av kapacitetsmekanism .....	90
<b>5</b>	<b>Tidplan och hållpunkter vid ett införande av en svensk marknadsomfattande kapacitetsmekanism.....</b>	<b>93</b>
5.1	Ledtid för godkännande och utveckling av en kapacitetsmarknad .....	93
5.2	Övergångslösning.....	96
5.3	Ansvar och mandat för Svenska kraftnät .....	97
	<b>Litteraturförteckning.....</b>	<b>99</b>
	<b>Bilaga 1. Minskad resurstillräcklighet i Sverige över tid.....</b>	<b>102</b>
	Elsystemets utveckling under 2000-talet.....	102
	Tillräcklighetsstudier på europeisk nivå .....	105
	Resultat från ERAA 2021.....	106
	Resultat från ERAA 2022 .....	107
	Analyser angående tillräcklighet på nationell nivå .....	110
	Kraftbalansrapport 2022.....	110
	Kortsiktig marknadsanalys.....	111
	Långsiktig marknadsanalys.....	112
	<b>Bilaga 2. Förslag på frågor till intressenter i samband med en eventuell remiss.....</b>	<b>117</b>

# Sammanfattning

## Uppdraget och dess avgränsningar

Den 15 december 2022 gav regeringen Svenska kraftnät i uppdrag att, som ett led i att skapa en trygg elförsörjning, föreslå en utformning av kapacitetsmekanismer med förutsättningar att ersätta effektreserven och säkerställa resurstillräcklighet efter den 16 mars 2025 i enlighet med tillförlitlighetsnormen för Sverige. Det här deluppdraget utgör punkt två i ett större regeringsuppdrag om att stärka försörjningstryggheten i energisektorn (I2022/02319).

Frågan om hur en kapacitetsmekanism ska vara utformad efter 2025 är en komplex fråga med potentiellt stor inverkan på elmarknadens funktion. Införandet av en kapacitetsmekanism behöver föregås av en ansökan hos EU-kommissionen. Vid en prövning kommer EU-kommissionen att beakta om utformningen är förenlig med elmarknadsförordningen och statsstödsregler och en framgångsrik utformning förutsätter en dialog med många aktörer, såväl nationellt som internationellt. Svenska kraftnät har på grund av den korta tidsramen i det här deluppdraget inte lagt fram ett fullständigt förslag på en kapacitetsmekanism utan fokuserat på att identifiera och kritiskt värdera större väg- och designval som behöver göras i samband med den fortsatta processen med att utforma en kapacitetsmekanism efter 2025.

## Slutsatser och bedömningar

Sverige har ett tilltagande problem med resurstillräckligheten på elmarknaden vilket innebär perioder med höga elpriser och en ökad risk för effektbrist och påföljande förbrukningsfrånkoppling. Enligt de senaste nationella analyserna från Svenska kraftnät och på europeisk nivå riskerar Sverige inom några år att inte uppfylla den fastställda svenska tillförlitlighetsnormen på en timme. Det finns ett flertal utmaningar kopplade till investeringar i ny elproduktion såsom exempelvis, tillståndprocesser och olika typer av miljökrav. Aktörer betonar också vikten av politisk långsiktighet. Inom ramen för detta uppdrag har Svenska kraftnät analyserat om det finns ett behov av en kapacitetsmekanism efter 2025 samt hur en sådan mekanism i så fall bör utformas. Den förväntade elektrifieringen för med sig ett ökat elbehov, men det föreligger stora osäkerheter kring den framtida elanvändningen. Detta skapar stora risker för investerare, vilket inverkar negativt på investeringsbeslut om ny produktionskapacitet. Svenska kraftnät bedömer att införandet av en väl utformad kapacitetsmekanism kan bidra till att förbättra incitamenten för

investeringar, men kan i sig inte hantera alla de utmaningar som finns kopplade till investeringar i ny kapacitet.

De antaganden som ligger till grund för prognoser och långsiktiga scenarier om framtidens elanvändning är behäftade med osäkerheter. Svenska kraftnät gör ett antal bedömningar utifrån de senaste analyserna som samstämmigt pekar på en kraftigt försämrad effektbalans inom några år. Möjliga implikationer av den europeiska energikrisen med dess höga elpriser har inte hunnit få fullt genomslag i analyserna och bedömningarna kan ändras om tidplanerna för en eller flera aviserade elkrävande industrisatsningar i Sverige försenas eller avbryts. Räntorna har dessutom höjts i snabb takt för att stävja den höga inflationen vilket kan påverka dylika industrisatsningar negativt. Svenska kraftnät kommer att följa utvecklingen och är beredd att ompröva bedömningarna om elanvändningen utvecklas i en långsammare takt. Med tanke på de långa ledtiderna för att införa en kapacitetsmekanism är det dock viktigt att påbörja processen i god tid för att kunna nå tillförlitlighetsnormen i en trolig framtid med en kraftigt ökande elanvändning.

Om förslagen som presenteras i denna rapport genomförs utgör det en betydande förändring av svensk elmarknad. Svenska kraftnät har ännu inte haft möjlighet att genomföra en fullständig konsekvensutredning av förslagen. Ett nödvändigt nästa steg är därför att mer ingående analysera konsekvenserna för den svenska och nordiska elmarknaden och dess aktörer.

### **Sverige behöver fortsatt en kapacitetsmekanism efter 2025**

Energiomställningen förväntas medföra en kraftigt ökande elförbrukning över tid och ändrad produktionsmix med en ökande andel förnybar och väderberoende elproduktion. För Sverige visar prognoser och scenarier på en kraftig tillväxt i elförbrukningen, som inte åtföljs av motsvarande ökning av produktionskapacitet som kan tillgodose efterfrågan under ansträngda timmar. Redan 2027 kan det tillkommande kapacitetsbehovet för att klara effektbalansen att uppgå till mellan 2 500–3 000 MW i södra Sverige för att nå tillförlitlighetsnormen på maximalt en timme med effektbrist per år. År 2045 kan det tillkommande kapacitetsbehovet nationellt uppgå till mellan 13 700–15 000 MW i det mest extrema scenariot, vilket potentiellt kan lösas via en kombination av produktionskapacitet, förbrukningsflexibilitet och energilager. Svenska kraftnät bedömer att en energy-only-marknad under rådande omständigheter inte kan leverera all den flexibilitet som behövs för att nå tillförlitlighetsnormen. För att möjliggöra energiomställningen utan att kompromissa på uppfyllelse av tillförlitlighetsnormen bedömer Svenska kraftnät att en kapacitetsmekanism fortsatt behövs efter 2025.

### **En marknadsomfattande kapacitetsmarknad bör införas**

Ett grundläggande vägval avseende kapacitetsmekanismer är om de ska vara riktade eller marknadsomfattande. Riktade mekanismer är i praktiken begränsade till en strategisk reserv i likhet med den nuvarande effektreserven och bedöms ha en liten påverkan på en energy-only-marknad. En strategisk reserv är dock primärt utformad för att bibehålla existerande kapacitet som annars skulle stängas ned och inte för att ge incitament till nyinvesteringar. Mot bakgrund av att den förväntade elektrifieringen leder till ett stort behov av nyinvesteringar gör Svenska kraftnät bedömningen att en strategisk reserv inte är långsiktigt ändamålsenlig för att möta de svenska kommande behoven. Svenska kraftnät bedömer därför att en marknadsomfattande kapacitetsmarknad på sikt bör införas i Sverige.

### **En svensk kapacitetsmarknad bör vara geografiskt uppdelad utifrån elområden**

Sverige är ett avlångt land med skiftande förutsättningar för elproduktion och elanvändning. Norra Sverige (SE 1 och 2) har vid tidpunkten för framtagandet av denna rapport ett överskott av elproduktion som exporteras till det förbrukningsdominerade underskottsområdet i södra Sverige (SE 3 och 4). En hög utbyggnadstakt av förnybar elproduktion i framförallt norra Sverige gör det svårt att bygga bort överföringsbegränsningarna i transmissionsnätet i den takt som krävs. Kapacitetsmarknaden bör därför ha en indelning som synliggör överföringsbegränsningarna i transmissionsnätet så att kapacitetsbetalningen blir högre i underskottsområden.

Svenska kraftnät bedömer att kapacitetsmarknadens geografiska avgränsning åtminstone behöver följa den för var tid rådande elområdesindelningen då varje elområde har unika utmaningar såväl som förutsättningar att nå den nationella tillförlitlighetsnormen med hjälp av ny produktionskapacitet, flexibel elanvändning eller nettoimport. En ändrad elområdesindelning innebär därmed att kapacitetsmarknadens geografiska uppdelning ändras.

### **Utländskt deltagande på en svensk kapacitetsmarknad är troligen en förutsättning för godkännande**

Elmarknadsförordningen artikel 26 fastställer flera villkor för gränsöverskridande deltagande i kapacitetsmekanismer som inte är en strategisk reserv. Svenska kraftnät bedömer att utländskt deltagande på en marknadsomfattande kapacitetsmarknad är en förutsättning för ett godkännande av en sådan mekanism, vilket också är fallet i samtliga beslut som EU-kommissionen fattat de senaste åren. Svenska kraftnät ifrågasätter dock effektiviteten i gränsöverskridande deltagande från länder utan



kapacitetsmarknader vad gäller påverkan på resurstillräckligheten i Sverige eftersom det inte bedöms leda till investeringar i ny kapacitet. Sveriges sammanlagda importkapacitet är 10,3 GW men det utländska deltagandet kommer att vara avsevärt mycket lägre eftersom den beror på den förväntade tillgängligheten på utlandsförbindelser och tillgången på ej avropade bud i utlandet. Man bör också ha i åtanke att delar av importkapaciteten går till norra Sverige och därmed inte har ett direkt bidrag vid en bristsituation i södra Sverige.

### **En svensk kapacitetsmarknad bör utformas med centraliserad upphandling**

Kapacitetsmarknaden kan antingen utformas så att en central aktör, exempelvis en TSO, upphandlar kapaciteten eller att upphandlingen av kapacitet sker decentraliserat av nätägare eller elhandlare/balansansvariga. Merparten av de europeiska länder som har infört kapacitetsmarknader har valt en centraliserad modell. Svenska kraftnät gör bedömningen att en centraliserad modell är mer ändamålsenlig för Sverige.

En centraliserad upphandling innebär bättre förutsättningar för måluppfyllelse hos centralplaneraren. Standardiserade produkter som upphandlas i en stor upphandling innebär minskade transaktionskostnader genom en ökad likviditet och pristransparens, möjligen på bekostnad av att villkoren inte passar alla potentiella leverantörer av kapacitet. En centraliserad kapacitetsmarknad underlättar också hantering av överföringskapacitet mellan elområdesgränser i Sverige och utomlands.

### **Säkerställande av tillgänglighet bör primärt ske genom införandet av tillförlitlighetsoptioner (reliability options)**

Svenska kraftnäts bedömning är att det primära kravet för att säkerställa tillgänglighet hos kapacitetsresurserna bör komma via finansiella incitament i form av tillförlitlighetsoptioner. Eventuellt kan dessa också kombineras med krav på tillgänglighet i deklarerade bristsituationer. Utöver att ge starka incitament för tillgänglighet ger tillförlitlighetsoptioner också andra fördelar som att begränsa resursägarnas marknadsmakt samt bidra till en prissäkring/återbetalning till kundkollektivet vid höga energipriser.

### **En produkt är att föredra ur ett svenskt perspektiv**

Produktens utformning är viktig för att uppnå en teknikneutral upphandling som är öppen för alla. En jämförelse av ett antal europeiska länder som nyligen infört, eller planerar att införa, en marknadsomfattande kapacitetsmekanism ger för handen att samtliga (Belgien, Italien, Polen, Irland och Nordirland) har

valt att endast inkludera en produkt i upphandlingen. Svenska kraftnät bedömer att en produkt är att föredra ur ett svenskt perspektiv.

### **Det bör övervägas om hårdare krav avseende koldioxidutsläpp än EU:s minimikrav ska ställas**

EU anger vissa minimikrav avseende utsläpp av koldioxid för resurser som ingår i en kapacitetsmekanism. Nya anläggningar får maximalt släppa ut 550 g koldioxid per kWh, medan äldre anläggningar antingen ska understiga gränsvärdet på 550 g koldioxid per kWh eller i genomsnitt inte får släppa ut mer än 350 kg koldioxid per installerad kW. Kravet på maximalt 550 g koldioxid per kWh innebär dock att det är möjligt för moderna gaskraftverk att ingå i en kapacitetsmekanism. Detta skulle potentiellt kunna innebära att nyinvesteringar sker i anläggningar med betydande klimatpåverkan samt leda till mer långsiktiga inlåsnings effekter. Till skillnad från de flesta nationella elsystemen i Europa är det svenska elsystemet i stort sett fritt från fossilbaserad produktion. Nyinvesteringar i fossilbaserad produktion skulle därmed ur ett svenskt perspektiv förflytta oss i riktning mot ett system med mer klimatpåverkan. Mot denna bakgrund bör regeringen överväga om det är motiverat att ställa hårdare krav avseende koldioxidutsläpp än EU:s minimikrav.

### **Kapacitetsmarknaden bör rimligen utformas utifrån en marginalprissättningsmodell**

En grundläggande designfråga är om prissättning ska ske utifrån marginalpris eller att varje aktör får betalt utifrån sitt eget individuella bud. Generellt sett är marginalprissättning att föredra, men betalning enligt bud kan under vissa förutsättningar vara att föredra. Kapacitetsmarknader har vissa egenskaper som gör att betalning enligt bud skulle kunna vara att föredra och en fortsatt analys kan därmed vara berättigad. Inom det europeiska regelverket finns dock en stark preferens för marginalprissättning, och Svenska kraftnäts bedömning är att det sannolikt är svårt att få ett godkännande för en mekanism som inte bygger på marginalprissättning.

### **Den upphandlade kapaciteten bör vara prisberoende**

På de första kapacitetsmarknaderna som infördes i USA upphandlades en fast, prisberoende, kapacitet. Detta visade sig ha betydande nackdelar i termer av ökad marknadsmakt hos resursägare samt stor prisvolatilitet i kapacitetspriserna. Dessa marknader har därför reformerats och på nyare kapacitetsmarknader är den upphandlade kapaciteten prisberoende, dvs. vid ett högt pris upphandlas något lägre volymer kapacitet än målnivån och vid ett lågt pris upphandlas något högre volymer kapacitet. Svenska kraftnäts

bedömning är att den kapaciteten som handlas upp bör vara prisberoende. Om det råder överskott på kapacitet bör det också resultera i ett pris på kapacitet som är noll eller nära noll.

### **Upphandlingarna bör genomföras med en framförhållning på ca 4 år**

För att öka konkurrensen på kapacitetsmarknaden och möjliggöra visst inträde av ny kapacitet bör upphandlingarna göras med en viss framförhållning innan leveransperioden. Ju större denna framförhållning är desto mer kan konkurrensen potentiellt öka, men det gör det också svårare att prognosticera hur mycket kapacitet som bör upphandlas. På de flesta kapacitetsmarknader sker upphandlingar med en framförhållning på 3–5 år innan leveransperioden, med kompletterande auktioner närmare leveransperioden. Svenska kraftnäts bedömning är att en framförhållning mellan auktion och start av leveransperiod på ca 4 år är ändamålsenlig.

### **Ny kapacitet med höga kapitalkostnader bör kunna upphandlas på långa kontrakt**

Ett grundläggande syfte med kapacitetsmarknader är att reducera risken förknippade med investeringar. För ny kapacitet med höga kapitalkostnader krävs längre kontrakt för att detta syfte ska uppnås. På de flesta europeiska kapacitetsmarknader ges kontrakt för ny kapacitet på 7–15 år. Svenska kraftnäts bedömning är kontraktslängder i den storleksordningen är ändamålsenliga för att effektivt reducera risken med nyinvesteringar.

### **Kapacitetsmekanismen kommer att behöva finansieras via en avgift som belastar slutkunderna**

Nettokostnaden för en kapacitetsmekanism kommer att behöva finansieras genom en avgift som i slutändan belastar slutkunderna via sin elhandlare eller nätföretag. En sådan avgift bör utformas så att den primärt belastar förbrukningen i perioder då risken för effektbrist är hög. Avgiften kan antingen tas ut via balansansvariga eller via nätföretagen. Svenska kraftnät har i nuläget ingen bestämd uppfattning avseende vilket upplägg som är mest ändamålsenligt.

### **Omfattande regelverk och långa ledtider för införande**

Införandet av en kapacitetsmekanism kräver enligt gällande regelverk ett godkännande av EU-kommissionen. En strategisk reserv innebär sannolikt en något enklare godkännandeprocess då utformningen av en sådan är relativt detaljerat beskriven i den europeiska lagstiftningen. En marknadsomfattande

mekanism behöver motiveras mer utförligt och det finns betydligt fler designval att göra. Detta innebär att införandet av en marknadsomfattande kapacitetsmekanism innebär en process som kan förväntas ta 5–8 år från att arbetet inleds med att utforma en sådan mekanism till den första leveransperioden. Detta är också vad erfarenheter från andra länder visat. Oavsett val av kapacitetsmekanism kommer det också att vara nödvändigt att få nationell lagstiftning på plats.

Med tanke på de långa leetiderna för en marknadsomfattande kapacitetsmekanism förefaller det uteslutet att en sådan kan finnas på plats när nuvarande effektreserv upphör att gälla och därför är någon form av övergångslösning nödvändig. Svenska kraftnät bedömer att den nuvarande effektreserven, med vissa modifieringar, bör förlängas ca tre år. Även detta kräver ett godkännande av EU-kommissionen.

# 1 Introduktion

Den nuvarande effektreserven är upphandlad till och med vintern 2024/25. Svenska kraftnät fick den 15 december 2022 i uppdrag av regeringen att föreslå en utformning av en kapacitetsmekanism med förutsättningar att ersätta effektreserven efter den 16 mars 2025 och att säkerställa resurstillräcklighet i enlighet med tillförlitlighetsnormen för Sverige.

Svenska kraftnät ska vid uppdragets genomförande särskilt beakta:

- Kapitel IV Resurstillräcklighet i Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el (elmarknadsförordningen), samt övrig relevant europeisk lagstiftning.
- Det pågående arbetet inom EU med revision av nuvarande elmarknadsdesign och eventuella förändringar i regelverket det medför.
- I möjligaste mån utforma avtal och förslag till kapacitetsmekanism på sådant sätt att de är förenliga med det europeiska regelverket för statsstöd.

## 1.1 Bakgrund

Regeringen beslutade i november 2022 att tillförlitlighetsnormen för Sverige ska uppgå till en (1) timme per år. En fastställd tillförlitlighetsnorm och en genomförandeplan för att förbättra elmarknadens funktion är en förutsättning för att införa eller behålla nationella kapacitetsmekanismer (likt Sveriges effektreserv), enligt elmarknadsförordningen. Tillförlitlighetsnormen, som ska ange den nödvändiga nivån för medlemsstaternas försörjningstrygghet, ska jämföras med bedömningar av resurstillräcklighet. Resurstillräcklighet är, enkelt uttryckt, ett mått på i vilken mån produktionsresurser och annan tillförsel av elenergi så som import i en medlemsstat förmår möta den förväntade efterfrågan.

Svenska kraftnät redovisar årligen i sin kraftbalansrapport den nationella resurstillräckligheten. Trenden över tid är att marginalerna minskar och att Sveriges importberoende av el under ansträngda perioder ökar. Den senaste säsongsanalysen från samarbetsorganisationen för systemansvariga för el (ENTSO-E), Winter Outlook 2022–2023, lyfter fram södra Sverige som ett av de mest ansträngda områdena i Europa, med ett värde på förväntad förlorad last (på engelska loss of load expectation [LOLE]) som är högre jämfört med tidigare år och som överstiger tillförlitlighetsnormen för Sverige (ENTSO-E, 2022:2). Även den långsiktiga resurstillräcklighetsanalysen visar att Sverige på

några års sikt har en avsevärt högre risk för effektbrist än vad tillförlitlighetsnormen på en (1) timme per år medger.

Den nuvarande effektreserven, som Svenska kraftnät disponerar under perioden den 16 november till och med den 15 mars varje år, består i dag av produktion på 562 MW. Ingångna avtal gäller fram till och med vintern 2024/25. Den nuvarande elmarknadsförordning som började tillämpas den 1 januari 2020 begränsar möjligheten att efter 2025 anskaffa effekt enligt tidigare förfarande. För att tillämpa en kapacitetsmekanism krävs att resurstillräckligheten är sämre än beslutad tillförlitlighetsnorm, vilket analyserna alltså visar för södra Sverige.

## 1.2 Uppdraget

Som ett led i att skapa en trygg elförsörjning ska Svenska kraftnät föreslå en utformning av kapacitetsmekanismer med förutsättningar att ersätta effektreserven och säkerställa resurstillräcklighet efter den 16 mars 2025 i enlighet med tillförlitlighetsnormen för Sverige.

Denna rapport utgör den andra punkten i ett större regeringsuppdrag om att stärka försörjningstryggheten i energisektorn (I2022/02319) och rapporterades till regeringen den 31 mars 2023.

## 1.3 Avgränsningar

Frågan om hur en kapacitetsmekanism ska vara utformad efter 2025 är en omfattande och komplex fråga med potentiellt stor inverkan på elmarknadens funktion. En framgångsrik godkännandeprocess hos EU-kommissionen förutsätter en dialog med många aktörer, såväl nationellt som internationellt. Svenska kraftnät har på grund av den korta tidsramen i det här deluppdraget därför inte lagt fram ett fullständigt förslag på en kapacitetsmekanism utan fokuserat på att identifiera och kritiskt utvärdera större väg- och designval att ta ställning till i samband med den fortsatta processen med att utforma en kapacitetsmekanism efter 2025.

## 1.4 Metod och genomförande

Arbetet har utförts genom en litteraturstudie över hur den nationella resurstillräckligheten har utvecklats över tid, en översikt av de rättsliga förutsättningarna och en analys av de teoretiska och praktiska avvägningar som behöver göras vid utformningen av en eventuell kapacitetsmekanism. Flera analyser grundar sig på en workshopserie som Svenska kraftnät genomfört

under hösten 2022 tillsammans med konsultbyråerna Compass Lexecon och DNV.

## 1.5 Rapportstruktur

Kapitel 2 innehåller en redogörelse av förutsättningarna att införa kapacitetsmekanismer utifrån EU-rätten, resurstillräcklighetsanalyser och ekonomiska argument. I kapitel 3 utvärderas för- och nackdelarna med en riktad eller marknadsomfattande kapacitetsmekanism utifrån ett nationellt perspektiv. Kapitel 3 innehåller också en diskussion om hur en kapacitetsmekanism kan samverka med andra stödordningar. Kapitel 4 innehåller en genomgång av designval som behöver göras och motiveras i samband med en eventuell ansökan till EU-kommissionen om en marknadsomfattande kapacitetsmekanism. Kapitel 5 innehåller en tidplan och hållpunkter vid ett införande av en svensk marknadsomfattande kapacitetsmekanism. Bilaga 1 innehåller en fördjupad beskrivning av resurstillräcklighetsanalyser. Slutligen innehåller Bilaga 2 förslag på frågor till intressenter i samband med en eventuell remiss.

## 2 Sverige behöver fortsatt en kapacitetsmekanism efter 2025

Energiomställningen förväntas medföra en kraftigt ökande elförbrukning över tid och ändrad produktionsmix med en ökande andel förnybar och väderberoende elproduktion. Att endast förlita sig på frivilliga kontrakt i en energy-only-marknad riskerar att medföra ökade kostnader för samhället i termer av försenad energiomställning, resurstillräcklighetsproblem i elmarknaden, ökad prisvolatilitet och associerad prisosäkerhet som kan hindra eller försena investeringar i ny kapacitet. En centraliserad upphandling av kapacitet ger en TSO bättre kontroll och styrning av marknaden så att tillförlitlighetsnormen uppnås.

För Sverige visar prognoser och scenarier på en kraftig tillväxt i elanvändningen, som inte åtföljs av motsvarande ökning av produktionskapacitet som kan tillgodose efterfrågan under ansträngda timmar. Redan 2027 kan det tillkommande kapacitetsbehovet under timmar med ansträngd effektbalans komma att uppgå till mellan 2 500–3 000 MW i SE 4 för att nå tillförlitlighetsnormen på en timme. År 2045 kan det tillkommande kapacitetsbehovet nationellt uppgå till mellan 13 700–15 000 MW i det mest extrema scenariot. Detta kapacitetsbehov kan potentiellt lösas via en kombination av produktionskapacitet, förbrukningsflexibilitet och energilager. Svenska kraftnät bedömer att en energy-only-marknad under rådande omständigheter inte kan leverera den flexibilitet som behövs för att nå tillförlitlighetsnormen varför det fortsatt behövs en kapacitetsmekanism.

### 2.1 Rättsliga förutsättningar att införa en kapacitetsmekanism

Inom EU-rätten är målmodellen en så kallad energy-only-marknad. På en energy-only-marknad får en producent i huvudsak<sup>1</sup> ersättning för den energi som den producerar, och inte för den produktionskapacitet som finns tillgänglig. En kapacitetsmekanism ger en elproducent ersättning för tillgänglig kapacitet och utgör därmed ett avsteg från en energy-only-marknad. Införandet är därför avhängigt ett godkännande från EU-kommissionen. Vid en prövning kommer EU att beakta om en ansökan från Sverige är förenligt med elmarknadsförordningen och statsstödsregler.

---

<sup>1</sup> Förutom för balanskapacitet eller andra kapacitetsbaserade stödtjänster eller avhjälpande åtgärder.



De villkor och kriterier som måste vara uppfyllda sammanfattas i Tabell 1 och redogörs för i mer detalj i det följande.

Tabell 1. Villkor och kriterier som måste vara uppfyllda inför införande av en kapacitetsmekanism.

EU-regelverk	Villkor och kriterier inför införande av en kapacitetsmekanism
Elmarknadsförordningen	<p>Om den europeiska bedömningen av resurstillräcklighet eller den nationella bedömningen har identifierat ett resurstillräcklighetsproblem ska medlemsstaten göra följande:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>a) Identifiera rättsliga eller marknadsmässiga snedvridningar som orsakat eller bidragit till att resurstillräcklighetsproblemet uppstått.</li> <li>b) Ta fram, publicera och implementera en genomförandeplan som EU-kommissionen får yttra sig om.</li> <li>c) Genomföra en omfattande analys och konsultation om konsekvenserna för angränsande medlemsländer.</li> <li>d) Bedöma om en strategisk reserv är tillräcklig för att adressera resurstillräcklighetsproblemen.</li> <li>e) Föreslå en utformning, inklusive plan för utfasning, för EU-kommissionen att godkänna för högst 10 år.</li> </ol> <p>Om endast den nationella analysen identifierar ett resurstillräcklighetsproblem och inte den europeiska bedömningen av resurstillräcklighet:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>f) Medlemsstaten ska förklara antaganden och känslighetsanalyser som ligger bakom skillnaden i resultat för ACER som bedömer om skillnaden är motiverad. Medlemsstaten ska ta hänsyn till ACER:s bedömning.</li> </ol>
Statsstöd	<p>Anmälan- och godkännandeprocess hos EU-kommissionen enligt följande förenlighetskriterier:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Nödvändighet</li> <li>• Stimulans effekt</li> <li>• Lämplighet jämfört med andra åtgärder</li> <li>• Stödberättigande</li> <li>• Offentligt samråd</li> <li>• Proportionalitet</li> <li>• Undvikande av otillbörliga negativa effekter på konkurrens, handel och balansering</li> </ul>

### 2.1.1 Elmarknadsförordningen

En kapacitetsmekanism utgör enligt artikel 2.22 i elmarknadsförordningen en tillfällig åtgärd för att säkerställa att önskad nivå av nödvändig resurstillräcklighet uppnås, genom ersättning till resurser för att de är tillgängliga, med undantag för åtgärder som rör stödtjänster eller hantering av

överbelastning. Övergripande metod för att bedöma resurstillräcklighet och under vilka förutsättningar kapacitetsmekanismer får användas för att öka resurstillräckligheten i enlighet med den nationella tillförlitlighetsnormen adresseras i elmarknadsförordningen Kapitel IV.

Elmarknadsförordningens artikel 20 anger att medlemsstaterna ska övervaka resurstillräckligheten inom sina territorier på grundval av den europeiska bedömningen av resurstillräcklighet enligt artikel 23 i samma förordning. En medlemsstat får också komplettera den europeiska bedömningen genom att utföra nationella bedömningar av resurstillräcklighet i enlighet med artikel 24 i elmarknadsförordningen.

En medlemsstat får inte införa en kapacitetsmekanism om varken den europeiska bedömningen av resurstillräcklighet eller den nationella bedömningen av resurstillräcklighet har identifierat ett resurstillräcklighetsproblem (artikel 21.4). Införandet ska också föregås av en omfattande studie av de eventuella effekterna på angränsande medlemsstater genom att åtminstone samråda med dem till vilka de har en direkt nätanslutning samt intressenter i dessa medlemsstater (artikel 21.2).

#### 2.1.1.1 Genomförandeplaner

Om den europeiska bedömningen av resurstillräcklighet som avses i artikel 23 eller den nationella bedömningen som avses i artikel 24 konstaterar ett resurstillräcklighetsproblem ska den berörda medlemsstaten kartlägga alla snedvridningar eller marknadsmisslyckanden till följd av lagstiftning som orsakat eller bidragit till att problemet uppstått. Medlemsstater med konstaterade resurstillräcklighetsproblem ska enligt artikel 20.3 i elmarknadsförordningen utveckla och offentliggöra en genomförandeplan med en tidsplan för antagande av åtgärder för att undanröja alla konstaterade snedvridningar till följd av lagstiftning eller marknadsmisslyckanden som en del av processen för statligt stöd. De berörda medlemsstaterna ska lämna sina genomförandeplaner till EU-kommissionen för översyn (artikel 20.4).

EU-kommissionen ska inom fyra månader avge ett yttrande över huruvida åtgärderna är tillräckliga för att undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning eller andra marknadsmisslyckanden och får uppmana medlemsländerna att ändra sina genomförandeplaner (artikel 20.5). De berörda medlemsstaterna ska övervaka tillämpningen av sina genomförandeplaner och ska offentliggöra resultaten i en årlig rapport som också ska överlämnas till EU-kommissionen (artikel 20.6). EU-kommissionen ska avge ett yttrande över huruvida genomförandeplanen har genomförts på ett tillfredsställande sätt och om resurstillräcklighetsproblemet har lösts (artikel

20.7). Medlemsstaterna ska fortsätta att följa genomförandeplanen efter det att konstaterade resurstillräcklighetsproblem har lösts (artikel 20.8)

För att undanröja kvarstående resurstillräcklighetsproblem får medlemsstaterna som en sista utväg, och samtidigt som de genomför de åtgärder som avses i artikel 20.3 i elmarknadsförordningen i enlighet med artiklarna 107, 108 och 109 i EUF-fördraget, införa kapacitetsmekanismer (artikel 21.1). Kapacitetsmekanismer ska enligt artikel 21.8 i elmarknadsförordningen vara tillfälliga. De ska godkännas av EU-kommissionen för högst tio år. De ska fasas ut alternativt ska mängden reglerad kapacitet minskas på grundval av de genomförandeplaner som avses i artikel 20. Medlemsstaterna ska fortsätta tillämpa genomförandeplanen efter införandet av kapacitetsmekanismen.

Medlemsstaterna får enligt artikel 21.5 i elmarknadsförordningen inte införa kapacitetsmekanismer innan EU-kommissionen enligt artikel 20.5, avgett ett yttrande om den genomförandeplan som avses i artikel 20.3.

Den 22 februari 2023 lämnade Sverige in en genomförandeplan till EU-kommissionen (dnr. KN2023/O1982). EU-kommissionen har vid tidpunkten för framtagandet av denna rapport inte avgett ett yttrande.

#### 2.1.1.2 Plan för utfasning

Om en medlemsstat tillämpar en kapacitetsmekanism ska den enligt artikel 21.6 elmarknadsförordningen se över kapacitetsmekanismen och säkerställa att inga nya avtal ingås inom ramen för mekanismen om ingen analys av resurstillräcklighet påvisar resurstillräcklighetsproblem. Vid utformningen av kapacitetsmekanismer ska medlemsstaterna i dessa inbegripa en bestämmelse som möjliggör en effektiv administrativ utfasning av kapacitetsmekanismen, om inga nya avtal ingås enligt artikel 21.6 under de tre påföljande åren.

#### 2.1.1.3 Tillförlitlighetsnorm

Utifrån ett samhällsekonomiskt perspektiv existerar en balans mellan nytta av en ökad tillförlitlighet och kostnaderna för investeringar i ökad kapacitet, vilket måste tas i beaktande när mål om tillförlitligheten definieras och kvantifieras. Enligt elmarknadsförordningen artikel 25 ska länder som tillämpar en kapacitetsmekanism ha en tillförlitlighetsnorm som på ett transparent sätt anger den nödvändiga nivån för medlemsstatens försörjningstrygghet. Vidare ska tillförlitlighetsnormen baseras på den metod som anges i artikel 23.6.

Enligt elmarknadsförordningen ska Europeiska unionens byrå för samarbete mellan energitillsynsmyndigheter (ACER) besluta om en metod för att beräkna

tillförlitlighetsnormen<sup>2</sup>. Normen uttrycks i termer av Loss Of Load Expectation (LOLE) och Expected Energy Not Served (EENS). Den fastslagna metoden utgår från en beräkning av LOLE, för att sedan beräkna EENS indirekt. Beräkningen av LOLE baseras på nyckeltalen Value of Lost Load (VoLL) samt Cost Of New Entry (CONE).

Baserat på den av ACER fastslagna metoden, har Energimarknadsinspektionen (Ei) beräknat ett förslag till en tillförlitlighetsnorm med en nivå på LOLE om 0,99 timmar/år (Ei, R2021:05). Regeringen har sedan fastslagit nivån till 1 timme/år. Det ingående nyckeltalet VoLL har Ei fastslagit till 7 869 EUR/MWh, vilket avser uppskatta ett viktat högsta pris som kunder i genomsnitt är villiga att betala för att undvika leveransavbrott. Rörande CONE ska detta nyckeltal innefatta fasta och rörliga kostnader för nya anläggningar. Metoden för att beräkna CONE och resultat för olika tekniker återfinns i Ei:s rapport om en tillförlitlighetsnorm.

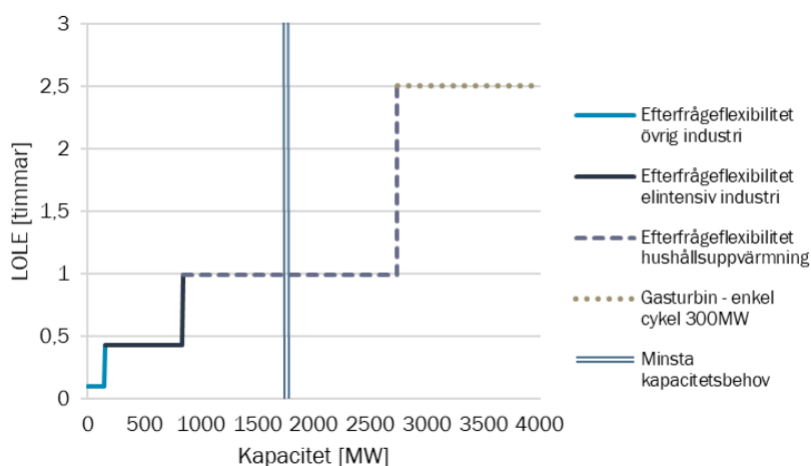
Utöver VoLL och CONE behövs en uppskattning om minsta kapacitetsbehov för tillförlitlighetsnormen, vilken ska vara mindre än eller lika med den högsta möjliga effektbristen som framkommit i den senaste europeiska, regionala eller nationella tillräcklighetsanalysen. Ei använder underlag från Svenska kraftnät gällande resurstillräcklighet från 2021, vilken pekar på en maximal effektbrist om 1 750 MW (Svenska kraftnät, 2021:5).

Sammantaget visar Ei:s analys att den summerade tillgängliga kapaciteten som möter nivån om 1 750 MW består av efterfrågefleksibilitet från övrig industri, elintensiv industri samt hushållsuppvärmning. Detta resulterar i ett värde för LOLE om 0,99 timmar, se Figur 1.

---

<sup>2</sup> Methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry and the reliability standard, in accordance with Article 23(6) of Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity, 2 October 2020.

Figur 1. Tillgänglig kapacitet och kapacitetsbehov.



Källa: Ei (R2021:05).

### 2.1.2 Statsstödsregler

En kapacitetsmekanism ska utformas i enlighet med artiklarna 107, 108 och 109 i fördraget om europeiska unionens funktionssätt (EUF-fördraget). Hancher, De Hauteclocque, Huhta, & Sadowska (2022) argumenterar för att det är mycket svårt att utforma en kapacitetsmekanism som undkommer artikel 107.1 i EUF-fördraget eftersom de antingen direkt eller indirekt är finansierade av statsmedel. EU-kommissionen har i flera meddelanden under perioden 2014–2021 särskilt adresserat kapacitetsmekanismer och deras utformning för att den ska vara förenlig med den inre marknaden. Det senaste uppdaterade meddelandet från EU-kommissionen med riktlinjer för statligt stöd till klimat, miljöskydd och energi 2022 berör bland annat stöd för att trygga elförsörjningen.

I korthet ska en kapacitetsmekanism bedömas av EU-kommissionen enligt följande förenlighetskriterier:

- Nödvändighet
- Stimulanseffekt
- Lämplighet jämfört med andra åtgärder
- Stödberättigande
- Offentligt samråd
- Proportionalitet
- Undvikande av otillbörliga negativa effekter på konkurrens, handel och balansering

Flera av förenlighetskriterierna antingen bygger på, eller refererar direkt till elmarknadsförordningen. Exempelvis bedömning av nödvändighet bygger på

den resurstillräcklighetsanalys och tillförlitlighetsnorm som föreskrivs i elmarknadsförordningen. Andra efterlevandekriterier går längre, eller har en delvis annan inriktning, än vad som föreskrivs i elmarknadsförordningen, till exempel stimulanseffekt och offentligt samråd.

## 2.2 Minskad resurstillräcklighet i Sverige över tid

Detta avsnitt innehåller en sammanfattande litteraturstudie rörande resurstillräckligheten och vilka antaganden om framtiden som ligger till grund för varför marginalerna förväntas att minska över tid. Den samlade bilden från studier på internationell och nationell nivå kan summeras enligt följande punkter:

- Marginalerna på elmarknaden har minskat över tid, med negativa effekter avseende tillräcklighet och risk för effektbrist.
- I dagsläget föreligger en ökad risk för effektbrist och problematiken kan komma att förvärras. Det finns en överhängande risk att den fastställda tillräcklighetsnormen för Sverige inte kan uppnås i framtiden givet dagens regelverk.
- Den förväntade elektrifieringen för med sig ett ökat elbehov, men det föreligger stora osäkerheter kring framtida elanvändning.

### 2.2.1 Sammanställning av tidigare regeringsuppdrag rörande tillräcklighet

Svenska kraftnät har utfört ett antal regeringsuppdrag som till viss del beaktat olika aspekter rörande tillräcklighet. Nedan återfinns en sammanfattning av dessa uppdrag avseende frågor om tillräcklighet.

Regeringen gav i november 2020 Svenska kraftnät i uppdrag att beskriva det pågående arbetet med stödtjänster för upprätthållande av normaldrift samt för avhjälpande åtgärder och skyddstjänster för skärpt drift och nöddrift, vilket rapporterades i oktober 2021 (Svenska kraftnät, 2021:3). Rapporten fokuserar på marknaderna för balansering och stödtjänster och ger ett antal förslag om förändringar angående dessa marknader. Utöver ovanstående innehåller också rapporten en översiktlig genomgång gällande tillräcklighet, speciellt avseende den strategiska effektreserven och utveckling kopplad till denna.

I januari 2022 fick Svenska kraftnät i uppdrag av regeringen att kvartalsvis rapportera om åtgärder för att öka handelskapaciteten mellan elområden<sup>3</sup>, vilket rapporterades 31 mars, 30 juni, 30 september samt 31 december 2022<sup>4</sup>. Bakgrunden till uppdraget var de begränsningar i överföringskapacitet som införts och som bidrog till ökade prisskillnader mellan olika elområden. Rapporteringen fokuserade på marknadslösningar och tekniska lösningar som på kort sikt (kommande tre år) påverkar handelskapaciteten. Exempel på genomförda marknadsåtgärder är summaallokering<sup>5</sup>, upphandling av resurser för mothandel och justeringar av driftsäkerhetsmarginaler för överföringskapacitet. Den sista rapporteringen innehåller också en punkt angående effektreserven och analys av framtida behov. Svenska kraftnät drar här slutsatsen, baserad på genomförda analyser av tillräckligheten, att det finns ett behov av en kapacitetsmekanism även efter 2025 och att behovet har förstärkts. Slutsatsen baseras på tillräcklighetsanalyser på nationell och europeisk nivå.

Mot bakgrund av situationen med mycket höga elpriser fick Svenska kraftnät i uppdrag av regeringen att utreda möjligheterna och förbereda för att kunna upphandla efterfrågefleksibilitet och elproduktion med tydlig påverkan på prisbildningen på elmarknaden, vilket slutrapporterades i oktober 2022 (Svenska kraftnät, 2022:3). Gällande efterfrågefleksibilitet presenteras tre olika modeller för upphandling vilka samtliga anses vara möjliga. Svenska kraftnät presenterade också två modeller för upphandling av planerbar elproduktion, men konstaterar också att det föreligger legala hinder som medför att en sådan upphandling svårligen kan genomföras. Dock pekas på möjligheterna att upphandla större produktionsanläggningar för omdirigering och mothandel, vilket också genomfördes under vintern 2022/23. Vidare diskuteras möjligheterna för effektreserven att kunna delta på spotmarknaden och därmed potentiellt kunna ha en prisdämpande effekt. För att detta ska kunna åstadkommas behövs dock förändringar i såväl nationell som europeisk lagstiftning

I mars 2022 rapporterade Svenska kraftnät uppdraget i regleringsbrevet om att redogöra för implementeringen av EU:s ren-energipaket (Svenska kraftnät, 2021:2). Ett avsnitt i denna rapportering behandlar elmarknadsförordningen och området resurstillräcklighet. Det är medlemsstaternas ansvar att övervaka

---

<sup>3</sup> <https://www.regeringen.se/regeringsuppdrag/2022/01/uppdrag-att-kvartalsvis-informera-om-atgarder-for-att-oka-handelskapaciteten-mellan-elomraden/>

<sup>4</sup> <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2022/sa-arbetar-vi-for-att-oka-overforingskapaciteten-kortsiktiga-atgarder-kvartal-4-2022.pdf>

<sup>5</sup> <https://www.svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/systemansvar--elmarknad/ny-summaallokering-for-att-oka-tillganglig-handelskapacitet-for-se3-till-dk1-och-no1/>

resurstillräckligheten. Övervakningen ska ske utifrån den europeiska resurstillräcklighetsbedömning som ENTSO-E ska genomföra en gång per år. Resurstillräcklighetsbedömningen ska genomföras utifrån den metod som ENTSO-E ska ta fram och som ska godkännas av ACER. Varje medlemsstat har därtill möjlighet att utföra en nationell bedömning av resurstillräckligheten. Den nationella bedömningen ska ha ett regionalt tillämpningsområde och genomföras utifrån samma metod som den europeiska. Svenska kraftnät har fått i uppdrag att övervaka resurstillräckligheten i Sverige, genom ett tillägg i förordning (2007:1119) med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät. I rapporten framförs bedömningen att implementeringen är avslutad eller pågående för merparten av de krav som ställs i elmarknadsförordningen.

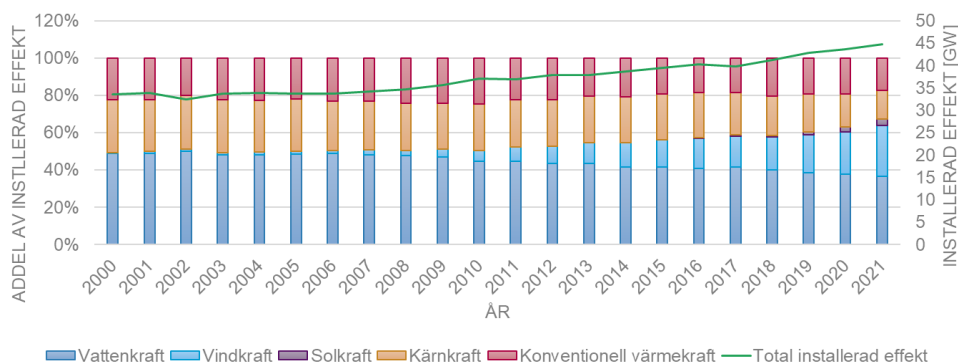
## 2.2.2 Elsystemets och resurstillräcklighetens utveckling

I detta avsnitt sammanfattas analyser och studier avseende resurstillräcklighet och dess utveckling över tid. En mer detaljerad beskrivning återfinns i Bilaga 1.

### 2.2.2.1 Elsystemets utveckling under 2000-talet

Elsystemet har genomgått en utveckling under 2000-talet, bland annat genom att andelen förnybar och väderberoende produktion har ökat och andelen planerbar produktion minskat. Figur 2 visar utvecklingen av installerad produktionskapacitet i Sverige under perioden 2000–2021. Som figuren visar har den totala installerade kapaciteten ökat, där ökningen främst har bestått av ny vindkraft. Vattenkraftens andel av kapaciteten har minskat, men är i stort sett konstant i absoluta termer omkring 16 GW. Kärnkraften har minskat både i relativa och absoluta termer från att ha haft som högst installerad kapacitet om 9 768 MW år 2016 till en nivå om 6 899 MW år 2021. Utvecklingen återspeglas också i producerade volymer med en tydlig trend med ökande mängder vindkraftsproduktion som tillkommit det senaste decenniet.

Figur 2. Installerad produktionskapacitet och andel per kraftslag.

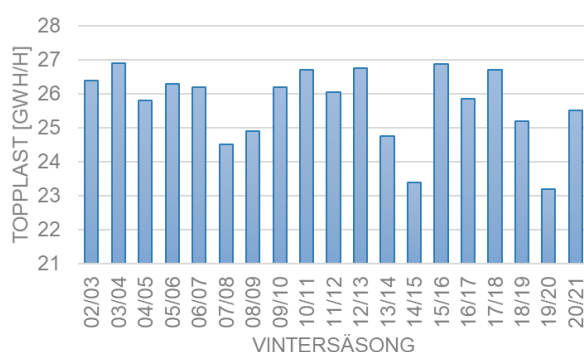


Källa: Data från SCB.



Årsförbrukningen har varit i stort sett konstant de senaste 20 åren i Sverige. Under 2000-talet har den hittills högsta inhemska elförbrukningen på årsbasis varit drygt 150 TWh, vilket inträffade 2001. Under år 2020 sjönk elförbrukningen till ca 135 TWh, vilket devis kan förklaras som en följd av samhällets nedstängning i och med Covid-19. Utifrån ett tillräcklighetsperspektiv är den maximala förbrukningen under året av särskilt intresse. Denna kan studeras genom den så kallade "topplasttimmen", vilken historiskt inträffat under vintersäsongen antingen under en morgontimme eller eftermiddags-/kvällstimme. Nivån på förbrukningen under denna timme är beroende av bland annat temperatur och vind, vilket starkt påverkar uppvärmningsbehovet och därmed förbrukningen. Figur 3 visar förbrukningen i Sverige under topplasttimmen för respektive vintersäsong. Det är inte möjligt att urskilja någon tydlig trend gällande topplast utifrån de senaste 20 årens data. Dock är det möjligt att det i framtiden blir högre nivåer i och med elektrifieringen och därmed en generellt högre förbrukningsnivå.

Figur 3. Högsta timvisa elförbrukning per vintersäsong.



Gällande efterfrågan under 2022 och 2023 och den energikris som Europa befinner sig i, har de höga marknadspriserna och en ökad medvetenhet lett till en minskad förbrukning. Svenska kraftnät har rapporterat om tydliga trender jämfört med tidigare år om minskningar för Sverige om hittills som mest 8,2 %, vilket inträffade i december 2022 (Svenska kraftnät, 2023). Skillnaderna mellan inhemska produktion och förbrukning utgörs av export eller import. Under samtliga år under 2000-talet har Sverige både importerat och exporterat el, dock har exporten av el ökat det senaste 10 åren och Sverige har sedan 2011 varit en nettoexportör sett på årsbasis. Gällande energi över längre tid har således Sverige ett överskott, men det bör noteras att tillgången kan variera kraftigt på kortare tidshorisonter beroende på bland annat variationer i vindkraftsproduktionen.

Sammanfattningsvis kan utvecklingen de senaste 20 åren beskrivas som att förbrukningssidan har varit relativt oförändrad över perioden, men att större förändringar skett gällande produktion och import/export. Produktionsmixen

har förändrats till att innehålla mer väderberoende elproduktion framför allt i de norra och mellersta delarna av landet, och med en minskad planerbar produktionskapacitet i de södra delarna av landet. Totalt sett har produktionen ökat och så också årliga exportvolymerna.

#### 2.2.2.2 Tillräcklighetsstudier på europeisk nivå

På europeisk nivå genomförs tillräcklighetsstudier inom den så kallade European Resource Adequacy Assessment (ERAA) som utförs årligen av samarbetsorganisationen för europeiska TSO:er, ENTSO-E. Syftet med ERAA är att ge intressenter och beslutsfattare underlag för informerade beslut om olika investeringar och policyåtgärder. ERAA är också av central betydelse för medlemsstaternas möjligheter att införa eller behålla kapacitetsmekanismer genom att resultaten från ERAA i termer av LOLE (och EENS) kan användas som motivering för införandet av kapacitetsmekanismer om LOLE överstiger den nationellt framtagna tillförlitlighetsnormen. Metoderna för hur ERAA ska genomföras har godkänts av ACER i oktober 2020, vilket bland annat innefattar att en probabilistisk metod ska tillämpas. Det sker en metodutveckling för att göra detta möjligt både internationellt hos ENTSO-E och hos Svenska kraftnät.

Det första året som ERAA genomfördes var 2021, och innehåller tillräcklighetsanalyser för åren 2025 och 2030 (ENTSO-E, 2021). Studien är baserad på fyra scenarier, där utgångspunkten är nationella prognoser som insamlats från TSO:er. De slutliga resultaten från ERAA 2021 för Sveriges vidkommande kan sammanfattas med att LOLE som mest uppgår till 0,4 timmar/år i studien för SE4. Man bör dock notera att delar av ERAA-metodiken enligt elmarknadsdirektivet inte hade implementerats vid utförandet av ERAA 2021, och resultaten bör därför betraktas med detta i åtanke.

Metodiken för ERAA utvecklades vidare inför analyserna som utfördes i samband med ERAA 2022 (ENTSO-E, 2022). Resultaten för svenskt vidkommande presenteras i Tabell 2. I jämförelse med resultaten från ERAA 2021 har tillräckligheten kraftigt försämrats för södra Sverige. Till exempel ses en ökning av LOLE i SE4 för år 2030 från 0,4 timmar/år i ERAA 2021 till 5,5 timmar/år i ERAA 2022 för jämförbara scenarier. Skillnaderna mellan ERAA 2021 och 2022 kan dels förklaras med att metodutveckling skett under tiden mellan de två analyserna, och dels på skillnader i de nationella prognoser som scenarierna grundar sig på.

Tabell 2. LOLE i timmar/år från ERAA 2022 för SE3 och SE4. Övriga elområden i Sverige har LOLE=0 för samtliga analysår.

Elområde	2025	2027	2030
SE3	1,9	2,5	1,2
SE4	2,0	5,1	5,5

Sammankopplingen mellan olika länder och områden i Europa innebär att länder har möjlighet att bidra till tillräckligheten i andra länder genom import och export via överföringsförbindelser. Det är därför av vikt att även beakta tillgängligheten hos överföringsförbindelser avseende deras förmåga att exportera till Sverige och effektbalansen i närliggande länder när tillräcklighet analyseras och diskuteras. De största utmaningarna för Sverige gällande tillräcklighet återfinns i SE3 och SE4, och LOLE för länder och områden som är direkt sammanlänkade med SE3 och SE4 återfinns i Tabell 3. Som tabellen visar existerar det även utmaningar för tillräckligheten i omkringliggande länder och områden, vilket indikerar att möjligheten för import till Sverige kan vara begränsad under ansträngda timmar. Detta bekräftas också av den korrelationsanalys som genomförts inom ramen för ERAA.

Tabell 3. LOLE i timmar/år för länder och områden angränsande till SE3 och SE4.

Område	2025	2027	2030
NO1	0	0	0
DK1	9,8	13,4	2,3
DK2	7,4	11,1	10,9
FI	3,5	1,6	2,1
DE	10,5	13,7	20,4
PL	≤ 0,1	0,2	2,0
LT	3,8	6,2	6,0

### 2.2.2.3 Analyser angående tillräcklighet på nationell nivå

Svenska kraftnät genomför olika analyser och uppföljningar angående tillräcklighet med olika tidsperspektiv med fokus på nationell nivå. En sådan uppföljande analys sker genom kraftbalansrapporten som Svenska kraftnät varje vår rapporterar till regeringen angående kraftbalansen i Sverige den senaste vintern samt en prognos för kommande vinter och på längre sikt. Den senaste rapporten levererades i slutet av maj 2022 (Svenska kraftnät, 2022:2).

Under vintern 2021/22 var topplasten 25 600 MWh/h, vilket inträffade kl 17–18 den 7 december. Nettoimporten till Sverige var då 1 600 MWh/h. Flödena mellan elområden inom landet gick i nord-sydlig riktning, med full överföring i snitt 2 mellan SE2 och SE3. Således utgjorde SE3 och SE4 områden med import, och för att studera tillräckligheten i systemet är det således av extra intresse att studera SE3 och SE4 mer i detalj. Gällande situationen i södra Sverige under topplasttimmen dras i kraftbalansrapporten slutsatsen att det fanns 710 MW i form av tillgängliga uppregleringsbud och effektreserv i södra Sverige, och teoretiskt ytterligare 1 300 MW i import från andra länder. Detta innebär att ca 2 000 MW ytterligare i nettoförbrukning hade kunnat hanteras. Dock var förutsättningarna mer gynnsamma än vid normala förhållanden med lägre temperatur och mer vind. En reducerad vindkraftsproduktion som speglar nivån som används i den statistiska analysen av kraftbalansen hade inneburit 1 600 MW lägre produktion, vilket inte hade kunnat täckas av tillgängliga reglerresurser och effektreserv utan förbrukningsfrånkoppling hade varit aktuellt.

Svenska kraftnät publicerar årligen kortsiktiga marknadsanalyser (KMA) för att analysera utvecklingen av elsystemet för de kommande fem åren baserat på kända planer och beslut. Den senaste versionen publicerades i december 2022 (Svenska kraftnät, 2022:1) och täcker åren 2023–2027. Indata till KMA består av prognoser för elproduktion, förbrukning och överföringsförbindelser, och inhämtas bland annat från Svenska kraftnät, Energimyndigheten, Svensk vindenergi och Svenska bioenergiföreningen. Utifrån uppskattningar baserade på ledtider för nätutveckling och ansökningar om effektuttagsökningar som inkommit kan den svenska elanvändningen komma att öka kraftigt under perioden, där den huvudsakliga ökningen antas komma från industrietableringar. Erfarenheter från stora investeringsprojekt visar dock att osäkerheter kan senarelägga tidplaner vilket i så fall kan medföra att den ökade elanvändningen förskjuts i tiden. Gällande osäkerheter konstateras i rapporten också att energisituationen i EU är mycket osäker och därmed svår att prognosticera. Den energikris som uppstått innebär att utvecklingen av omvärldsläget och hastiga förändringar i stor omfattning påverkar elsystemet.

Sammantaget visar analyser från KMA 2022 att risken för effektbrist för Sverige är lägre än beslutad tillförlitlighetsnorm om en timme/år under början av analysperioden, för att sedan öka kraftigt mot slutet av analysperioden givet att den elförbrukning som prognostiseras realiserar. I Tabell 4 visas detta i termer av LOLE och EENS. Som synes uppgår LOLE till 1 timme/år under 2026, vilket utgör den nuvarande tillförlitlighetsnormen, för att under 2027 uppgå till 9,6 timmar/år. Analyserna visar därmed en drastisk försämring av resurstillräckligheten i elmarknaden fram till 2027. Preliminära bedömningar ger att ytterligare 2 500 till 3 000 MW tillgänglig planerbar

produktionskapacitet krävs för att nå nivån för LOLE om 1 timme/år för år 2027. Som tabellen visar genomförs också analyser för att fånga känsligheten i analyserna avseende effektreserven och en minskad elanvändning. Trots en minskad elanvändning överstiger LOLE även i det fallet tillförlitlighetsnormen under 2027.

Tabell 4. Resultat från KMA 2022.

	2023	2024	2025	2026	2027
LOLE (h/år)	0,2	<0,1	0,4	1,0	9,6
EENS (GWh/år)	0,1	<0,1	0,1	0,4	6,6
LOLE (känslighet effektreserv kvar)			0,1	0,5	5,9
LOLE (känslighet minskad elanvändning)	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	1,9

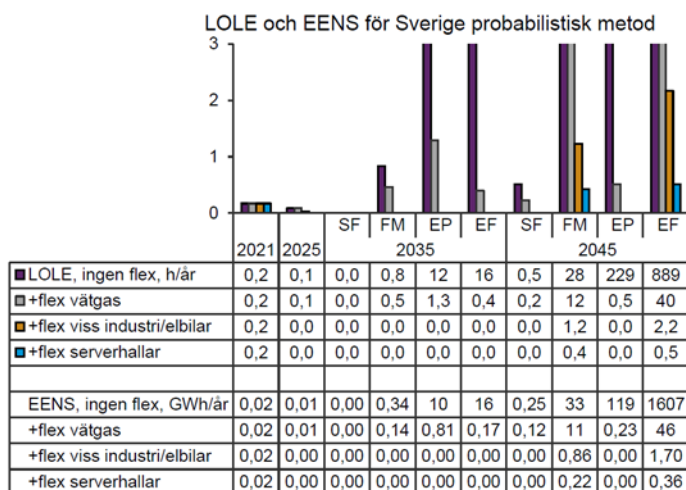
Utmaningarna för resurstillräckligheten lyfts också i Svenska kraftnäts långsiktiga marknadsanalys (LMA) som publiceras vartannat år och i vilken olika möjliga utvecklingsvägar för systemet presenteras och analyseras. Den senaste LMA publicerades 2021 (Svenska kraftnät, 2021:1) och en ny planeras till hösten 2023. LMA har en längre tidshorisont och studerar olika scenarier fram till år 2050 med syftet att kunna utvärdera investeringsalternativ och möjliggöra ett proaktivt arbetssätt. Utgångspunkten för analyserna är fyra olika scenarier som avser representera fyra olika utvecklingsvägar för elsystemet: Småskaligt förnybart (SF); Färdplaner mixat (FM); Elektrifiering planerbart (EP); samt Elektrifiering förnybart (EF). Scenarierna skiljer sig åt avseende elanvändning, investeringar i produktionskapacitet, etc. Det bör här noteras att LMA till skillnad från KMA utgår från *scenarier*, inte från prognoser. Skillnaden ligger i att en prognos utgör ett estimat om en rimlig, om än osäker, framtid (en bästa gissning om vad som kommer inträffa) medan ett scenario utgör en möjlig utveckling av många möjliga utvecklingar. Utgångspunkten för prognoser och scenarier är således olika, där scenarier används för att definiera utvecklingsvägar som signifikant skiljer sig åt.

En central drivkraft för utvecklingen av elsystemet är den starka rådande trenden om elektrifiering av transportsektorn, industri och nya aktörer som datahallar. De definierade scenarierna innefattar olika antaganden om omfattningen av denna elektrifiering, men samtliga scenarier innefattar en ökning av elanvändningen. För att representera olika nivåer på denna elektrifiering finns ett spann på användningen mellan 173–286 TWh/år för 2045 för de olika scenarierna. Gällande produktion innefattar samtliga

scenarier en ökning av vindkraft, men nivåerna på investeringar i vindkraft varierar mellan scenarierna inom ett spann på 22,6 GW till 55,3 GW i installerad kapacitet för 2045.

I Figur 4 visas resultaten från de genomförda simuleringarna inom LMA avseende LOLE och EENS för åren 2021, 2025, 2035 och 2045 för respektive scenario som definierats. Vidare har ökade nivåer av flexibilitet antagits i analyserna, där påverkan på LOLE och EENS presenteras. Som figuren visar existerar det avsevärda utmaningar gällande tillräckligheten för flertalet av scenarierna. Simuleringsresultaten visar att flexibilitet är en nödvändighet för ett fungerande system år 2045 i majoriteten av scenarierna. För de scenarier som har de högsta värdena för LOLE krävs dock en avsevärd mängd flexibilitet för att nå värden på LOLE som uppfyller den nu rådande tillförlitlighetsnormen om 1 timme/år. Den mängd flexibilitet som skulle behövas för att hålla LOLE på en acceptabel nivå för de mer extrema scenarierna är så pass omfattande att det kan betraktas som osannolikt att den kan realiseras i en energy-only-marknad. Exempelvis skulle det för scenariot EF krävas en flexibilitet i intervallet 13 700 till 15 000 MW för att nå LOLE om 1 timme/år för år 2045.

Figur 4. Resultat avseende tillräcklighet från LMA 2021.



Arbetet med nästa version av LMA pågår med en planerad publicering under hösten 2023. En central förändring i den uppdaterade versionen är en väsentlig revidering av efterfrågeutvecklingen, där volymer i elanvändning har ökat i jämförelse med nivåerna i LMA 2021.

Sammantaget visar analyserna avseende tillräcklighet på nationell nivå att det i dagsläget föreligger en ökad risk för effektbrist och problematiken kan komma att förvärras. Det finns en överhängande risk att den fastställda

tillräcklighetsnormen för Sverige inte kan uppnås i framtiden givet dagens regelverk.

## 2.3 Resurstillräcklighet på elmarknaden

I detta avsnitt redogörs för teorierna angående hur investeringar uppstår, speciellt avseende elproduktion. Generellt motiveras investeringar i produktionskapacitet av att förväntade intäkter överstiger fasta och rörliga kostnader och på så sätt bidrar till lönsamhet. Intäkterna inkluderar försäljning på energimarknaderna, men kan också avse eventuella kapacitetsbetalningar och subventioner. Detta avsnitt inleds med att beskriva investeringar utifrån en energy-only-marknad, för att sedan också inkludera kapacitetsmekanismer.

### 2.3.1 Investeringar och resurstillräcklighet på en energy-only-marknad

Den europeiska modellen utgår från en energy-only-marknad, där den handlade produkten utgörs av energi över olika tidshorisonter. Givet en ideal marknad av energy-only-modell är det rationellt för producenter att investera i kapacitet så länge som marknadsintäkterna som genereras av investeringen överstiger fasta och rörliga kostnader. Utgångspunkten i den europeiska marknadsmodellen för el är en fri marknad med fri prissättning, vilket innebär att marknadspriserna följer principerna för marginalprissättning (Schweppe, Caramanis, & Tabors, 1988).

Ett sätt att studera olika investeringsalternativ för exempelvis produktionsanläggningar är genom den förväntade nyttjandegraden och fördelningen mellan fasta och rörliga kostnader. Alternativ med höga fasta kostnader men låga rörliga kostnader är typiskt lämpliga för anläggningar med hög nyttjandegrad (dvs. många fullasttimmar) eftersom den totala kostnaden över tid minimeras. På motsvarande sätt utgör anläggningar med låga fasta kostnader men höga rörliga kostnader effektiva investeringsalternativ vid låga förväntade nyttjandegrader.

Utifrån ett resurstillräcklighetsperspektiv är topplastanläggningar, dvs. anläggningar som används få timmar men som då är avgörande för att upprätthålla effektbalansen, av särskilt intresse. Enligt ovan har denna typ av anläggningar relativt låga fasta men höga rörliga kostnader. Eftersom antalet timmar där topplastanläggningar används är förhållandevis få, måste priserna på energimarknaden vara förhållandevis höga under dessa timmar för att tillräckliga intäkter ska kunna genereras för att anläggningen ska bli lönsam. Även basproduktion som behövs för att möta förbrukningsökningen över tid behöver perioder med höga priser i energimarknaden för att anläggningen ska vara lönsam.

En energy-only-marknad kan utifrån ett teoretiskt ekonomiskt perspektiv skapa tillräckliga incitament för investeringar i topplastkapacitet, under förutsättning att marknadspriserna tillåts vara tillräckligt höga för att skapa intäkter under topplasttimmarna som överstiger de totala kostnaderna för anläggningen. Under antagandet att investeringar sker om priserna tillåts vara tillräckliga höga, blir då frågan utifrån ett samhällsekonomiskt perspektiv vilka prisnivåer som är försvarbara och effektiva. Givet att en bristsituation uppstår kan samhällsnyttan av ytterligare en kWh produktion uttryckas som differensen av VOLL och marginalkostnaden för den tillkommande marginalproduktionen. Eftersom den tillkommande produktionen över tid i genomsnitt antas användas de antal timmar som det råder effektbrist (dvs. LOLE), blir den totala samhällsnyttan produkten av LOLE och differensen mellan VOLL och marginalkostnaden. Resultatet av denna beräkning kan sedan jämföras med investeringskostnaden. I de fall som investeringskostnaden är lägre än eller lika med den totala samhällsnyttan kan investeringen sägas vara samhällsekonomiskt effektiv eftersom nyttan överstiger kostnaderna (Holmberg & Tangerås, Kommande). Det kan här noteras att nyttan av investeringar i topplastproduktion för att minska antalet timmar med effektbrist vägs mot kostnaderna för dessa investeringar. Denna avvägning utgör utgångspunkten för metoderna för beräkningen av tillförlitlighetsnormen som beskrivs i avsnitt 2.1.1.3.

För att tillräckliga investeringar i topplastproduktion ska kunna realiseras på en energy-only-marknad krävs att marknadspriserna tillåts nå samma nivå som VOLL, annars kommer aktörerna inte att kunna täcka sina samtliga kostnader under det fåtalet timmar som anläggningen används. Marknadspriser som överstiger VOLL ger dock utrymme för överinvesteringar vilket avviker från samhällsekonomiskt optimum. Det går att teoretiskt bevisa att ett pristak på energimarknaden som är lika med VOLL ger effektiva incitament under vissa förenklande antaganden om marknaden (Joskow & Tirole, 2007).

Ovanstående principer utgör en utgångspunkt i argumentationen att en energy-only-marknad ger tillräckliga och effektiva incitament för investeringar i ny produktion. Genom ”peak-load pricing” med ett tillräckligt högt pristak kommer marknaden utifrån ett teoretiskt perspektiv att ge tillräckliga incitament för att uppnå ett system med samhällsekonomiskt effektiv nivå för tillräckligheten (Stoft, 2002).

#### 2.3.1.1 Intäkter på en energy-only-marknad

En marknad av energy-only-modell innefattar flera marknader och handeln med el sker över olika tidsperspektiv från långsiktiga bilaterala avtal som PPA:er, via finansiella marknader, dagen före- och intradagsmarknaden till



balansmarknaderna som sker nära realtid. Incitamenten för investeringar uppstår således från de sammanlagda intäkterna från dessa marknader.

Beroende på vilken typ av resurs som investeringen gäller och olika aktörers preferenser kan de olika marknaderna ha olika betydelse för investeringsbeslut. Gällande investeringar i ny produktion med låga marginalkostnader har långsiktiga kontrakt som PPA:er en betydelse genom att skapa en långsiktighet i intäktströmmar för producenter, och på så sätt minska osäkerheter och kapitalkostnader. För vissa investeringar, som exempelvis effekthöjande åtgärder, kan riskhantering på kortare tidshorisonter vara tillräckliga. Detta kan hanteras genom de finansiella marknader som beroende på produkt har tidshorisonter på upp till 6 år. Dagen före-marknaden omfattar kortare tidshorisonter, men har en central roll i att skapa ett referenspris för de mer långsiktiga marknaderna. Slutligen ger realtidsmarknaderna för balansering också till viss del investeringssignaler genom att visa på hur behovet av balanseringsresurser utvecklas.

Gällande produktionsresurser med låg nyttjandegrad och som används få timmar, kommer intäkterna främst från de kortsiktiga marknaderna som dagen före-marknaden, intradagsmarknaden och realtidsmarknaderna.

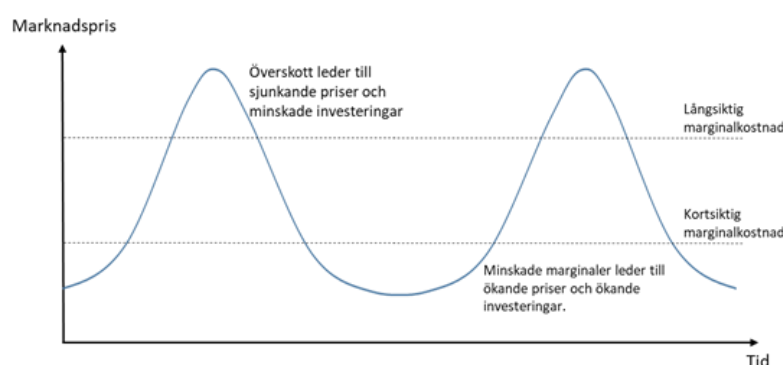
#### 2.3.1.2 Utmaningar för investeringar och resurstillräcklighet på en energy-only-marknad

Samtliga marknader som omnämnts i föregående avsnitt kan bidra med intäkter för aktörer och därmed bidra till incitament för investeringar i produktion och flexibilitet. Generella prisnivåer såväl som volatilitet på dessa marknader kan ge upphov till investeringar i olika typer av anläggningar med varierande egenskaper. Dock existerar ett antal utmaningar gällande investeringar på en energy-only-marknad.

På en energy-only-marknad tenderar investeringar i produktionskapacitet att ske ”klumpvis” och ett cykliskt mönster kan uppträda med tider av överinvesteringar som sedan följs av tider med underinvesteringar (Arango & Larsen, 2011; Hary, Rioux, & Saguan, 2016), vilket illustreras i Figur 5. Logiken kring detta är att vid tider av överskott börjar medelpriset på el att falla för att gå mot den kortsiktiga marginalkostnaden för produktion. Detta leder i sin tur till underinvesteringar på grund av otillräckligt täckningsbidrag för fasta kostnader. Att denna fas inleds kan förklaras med att aktörer tenderar vara riskaversiva och därmed skjuta på investeringar på grund av osäkerheter avseende framtida intäkter, vilket gör att de investeringar som skulle behövas inleds sent i förhållande till behovet. När produktionsanläggningar läggs ned på grund av ålder och inga nyinvesteringar sker uppstår en ökad knapphet och därmed ökade energipriser. Ökningen i medelpriset ger en tydlig

investeringsignal till marknads aktörer, vilket leder till att ökade volymer kapacitet tillförs systemet i en ökad takt. En förklaring till att överinvesteringar uppstår kan vara ofullständig information om konkurrenternas investeringar, vilket leder till ett ”flockbeteende”. Långa ledtider och oåterkalleliga investeringsbeslut accentuerar ytterligare denna effekt. Detta medför att marknaden är tillbaka vid utgångspunkten med ett överskott på kapacitet, och därmed påbörjas nästa cykel. Utifrån ett tillräcklighetsperspektiv innebär detta cykliska beteende att tillförlitligheten blir lidande under perioder med underinvesteringar, och att det under perioder med överinvesteringar existerar för stora marginaler i förhållande till vad som är samhällsekonomiskt försvarbart.

Figur 5. Cykliska investeringsmönster på en energy-only-marknad.



Utifrån ett tillräcklighetsperspektiv utgör investeringar för att täcka residuallasten<sup>6</sup> en kritisk aspekt. En parameter av central betydelse för investeringsbeslut i produktion är antalet fullasttimmar som en anläggning kan tänkas användas. Investeringar i icke styrbar produktion kommer typiskt minska fullasttimmarna för övrig produktion, men kommer endast i begränsad omfattning att bidra till att lösa frågan om att täcka den högsta residuallasten i systemet. Dock, när antalet timmar som en anläggning kan tänkas användas minskar undermineras marknadsunderlaget för investeringar i sådana anläggningar och gör intäkterna mer volatila över tid (Gross, Heptonstall, & Blyth, 2007).

Som tidigare nämnts är det nödvändigt att marknaden tillåter höga priser på nivåer som vida överstiger marginalkostnaderna vid situationer med ökad knapphet för att investeringar i marginalproduktion ska kunna genomföras. Även om marknaden tillåter tillräckligt höga priser är en försvårande omständighet de relativt stora osäkerheterna som sådana investeringar bär

<sup>6</sup> Med residuallast menas här nettolasten inklusive icke styrbar produktion som vindkraft och solet.

med sig gällande behovet. Behovet av el och residuallasten kan variera kraftigt mellan olika år, vilket innebär att en anläggning som används ett år inte kan komma att användas på flera år framöver. Ytterligare en försvårande omständighet hos energy-only-marknader är att volatiliteten i marknadspriser ger upphov till osäkerheter vilket också ökar kapitalkostnaderna. Utifrån detta perspektiv blir risken relativt hög för sådana investeringar och det kan finnas mer attraktiva alternativ för användningen av kapital. Speciellt gäller detta riskaversiva aktörer. Vidare existerar det en politisk risk i och med att långa investeringscykler innebär att regulatoriska förutsättningar kan förändras flera gånger under anläggningens livstid. För investerare innebär detta en osäkerhet eftersom de behöver kunna lita på att de får behålla tidvis höga vinster under vissa perioder för att kompensera för dålig lönsamhet under andra perioder. Långa ledtider och tillståndprocesser ökar också osäkerheter för investeringar.

Historiskt sett har efterfrågan på elmarknaden varit i stort sett okänslig för marknadspriset, åtminstone sett i det kortare perspektivet (Cialani & Mortazavi, 2018). Detta utgör ytterligare en utmaning för bland annat dagen före-marknaden i termer av tillräcklighet och möjligheten att klarera marknaden. I och med att efterfrågan till stora delar är oelastisk kan det uppstå situationer där utbudet inte kan möta efterfrågan och det uppstår därmed en bristsituation. En ökad flexibilitet hos efterfrågan skulle eliminera eller mildra denna effekt. Genom detta kan det argumenteras att utmaningar med tillräckligheten snarare är en fråga om ett marknadsmisslyckande för efterfrågan än en fråga om otillräckliga investeringar i produktionskapacitet (Cramton, Ockenfels, & Stoft, 2013).

### **2.3.2 Investeringar med en kapacitetsmekanism**

#### **2.3.2.1 Argument för en kapacitetsmekanism**

Baserat på föregående avsnitt om investeringar på en energy-only-marknad existerar det potentiella svagheter som gör att investeringar inte sker i den omfattning, eller vid de tidpunkter, som krävs för att upprätthålla en effektiv tillräcklighet. Ett svar på dessa utmaningar kan vara införandet av en kapacitetsmekanism (Joskow, 2008).

En svaghet är huruvida priserna tillåts stiga i sådan omfattning att en tillräcklig mängd produktionskapacitet är "in-the-money" för att producera el endast ett fåtal timmar per år i genomsnitt. Det kan finnas flera skäl till att priserna inte når sådana nivåer därför att det finns pristak som ligger lägre än VOLL. Skäl till sådana pristak kan vara hantering av marknadsmakt (Holmberg & Newbery, 2010) eller för att skydda konsumenter från höga elpriser. En osäkerhet i sammanhanget är också nyttjandegraden för investeringen, eftersom

residuallasten varierar mellan olika år och att marginalproduktion kan stå outnyttjad långa tider. En osäkerhet i detta sammanhang är också framtida förändringar i marknadsregler vilket gör att förutsättningarna kan förändras över tid gällande bland annat pristak. Införandet av en kapacitetsmekanism är ett sätt att överbygga ”problem med otillräckliga täckningsbidrag och därmed skapa det utrymme som krävs för investeringar att komma till stånd.

Ytterligare en svaghet utifrån ett tillräcklighetsperspektiv är det cykliska investeringsbeteendet, vilket är vanligt förekommande i kapitalintensiva verksamheter. En kapacitetsmekanism kan här skapa förutsättningar för att investeringar sker vid rätt tidpunkt genom att minska risken för riskaversiva aktörer.

Argumenten för olika former av kapacitetsmekanismer utgörs således av att mildra effekterna av de potentiella svagheter som energy-only-marknader besitter utifrån sin grundfunktion. Vidare ger okänsligheten för marknadspriserna som efterfrågan uppvisar svårigheter att skapa ”marknadsbaserad bortkoppling” vid tidpunkter med knapphet där priset skulle närma sig VOLL, vilket teoretiskt skulle leda till samhällsekonomiskt effektiv balans mellan investeringar i produktion och bortkoppling av last. Det övergripande syftet med en kapacitetsmekanism är utifrån det perspektivet att tillhandahålla den mängd kapacitet som optimerar antalet timmar med effektbrist (Cramton, Ockenfels, & Stoft, 2013).

#### 2.3.2.2 Kritik gällande kapacitetsmekanismer

Det finns en mängd tänkbara designval för kapacitetsmekanismer och kriterier för hur utformningen kan se ut (Battle & Pérez-Arriaga, 2008). Vanligen finns det en centralt ansvarig aktör, till exempel en TSO, som definierar behov och direkt eller indirekt<sup>7</sup> upphandlar en specificerad volym kapacitet. Därmed är efterfrågan given och konkurrensen sker genom priset för kapaciteten. Detta kräver att behovet av kapacitet måste kvantifieras i förväg för den period som kapacitetsmekanismen avser. Eftersom mekanismen motiveras av otillräckliga investeringar krävs relativt långa kontraktslängder, vilket gör att behovet av kapacitet är associerad med stora osäkerheter. En kritik gällande kapacitetsmekanismer är således att behovet är väldigt osäkert, och att den centrala aktör som ansvarar för upphandlingen överinvesterar i kapacitet (Newbery, 2016). Anledningar till överinvesteringen kan vara ett upplevt tryck på att upprätthålla ett tillförlitligt system, vilket gör att man tar höjd för ett

---

<sup>7</sup> Vanligen upphandlar TSO kapacitet, men i vissa länder och system är detta decentraliserat till DSO eller återförsäljare (tex Frankrike och CAISO).

värsta utfall, i kombination med uteblivna incitament för den centrala aktören att hålla kostnaderna för kapacitetsmekanismen i schack.

Utöver att överinvesteringar genererar omotiverat höga kostnader, ger det också upphov till att problemet med otillräckliga täckningsbidrag i energimarknaden förvärras, trots att själva syftet var att överbrygga detta problem (Newbery, 2016). Anledningen är att genomsnittspriset på energimarknaden påverkas och blir lägre vid överinvesteringar, vilket ger upphov till en rad effekter. En sådan effekt är att aktörer undviker att investera om investeringen inte omfattas av kapacitetsmekanismen på grund av den komparativa nackdel det innebär att inte erhålla en kapacitetsbetalning. Vidare ökar kostnaderna för kapacitetsmarknaden eftersom intäkterna från energimarknaden minskar för aktörerna, vilket måste kompenseras genom ökade ersättningsanspråk inom ramen för kapacitetsmekanismen. På detta sätt skapas en negativ spiral där intäkterna från kapacitetsmarknaden ökar i andel på bekostnad av minskande andelar från energimarknaden. Detta leder i sin tur till en ökad centralstyrning av systemets och marknads utveckling genom att kapacitetsmekanismens betydelse växer och att investeringar frikopplas alltmer från intäkter från energimarknaden (Hogan, 2013).

Kapacitetsmarknader motiveras av en ineffektiv tillräcklighet. För att mekanismen ska ge effekt är det därför av central vikt att kapaciteten som upphandlas är tillgänglig vid ansträngda situationer (Holmberg & Tangerås, Kommande). Det finns dock exempel på motsatsen, exempelvis Texas som under vinterstormen 2021 förlorade nära 30 GW termisk produktion främst på grund av problem med gasleveranser när den behövdes som mest trots goda incitament att producera el (Crampton, 2022). För att vara effektiv bör således kapacitetsmekanismen vara utformad så att tillgänglighet vid ansträngda situationer premieras genom straffavgifter vid utebliven leverans vid sådana tidpunkter, eller genom så kallade ”reliability options” som skapar incitament för tillgänglighet vid situationer med höga marknadspriser (Bidwell, 2005).

## 2.4 Samhällsekonomisk effektivitet

Utformningen av en kapacitetsmekanism efter 2025 behöver motiveras på flera grunder än dess förenlighet med statsstödsregler och elmarknadsförordning eller förmåga att minska riskerna för investerare. Bland annat bör den gå att motivera utifrån samhällsekonomisk effektivitet i ett bredare perspektiv.

En korrekt utformad kapacitetsmekanism genom en konkurrensutsatt upphandling med rätt kapacitetsbehov på rätt plats i elsystemet kan resultera i minskade systemkostnader på medellång sikt genom att säkerställa att Sveriges tillförlitlighetsnorm uppnås till lägst kostnad. Minskade systemkostnader för

att nå ett givet utfall är en samhällsekonomisk nytta som kan värderas. Utan tillräcklig kapacitet under ansträngda timmar uppstår också flera mer eller mindre svårvärderade risker som är förknippade med minskad netto nytta i samhället:

- Fördröjd energiomställning och missade klimatmål.
- Försämrade resurstillräcklighet och effektbrist vilket leder till ökade kostnader i enlighet med värdet av förlorad last för industrianläggningar, tjänstenärings och hushåll.
- Prisvolatilitet och oförutsägbarhet avseende tillgången på ledig kapacitet vid nyanslutning försenar och avskräcker investeringar i elintensiva verksamheter på grund av investeringsrisker (ökade riskpremier) och ökade kapitalkostnader.
- Ökade kapitalkostnader leder i förlängningen till minskat konsumentöverskott hos slutkunder på grund av högre varupriser.
- Ökad risk för kortsiktiga och kostsamma marknadsinterventioner från politiken och TSO som skapar osäkerhet på marknaden.

Nackdelar som lyfts fram med dylika marknadsingripanden och som kan leda till ökade samhällskostnader är att upphandlaren sällan har fullständig information om framtiden och har en benägenhet att dimensionera kapacitetsmekanismen för ett värsta-scenario vilket leder till för mycket produktionskapacitet och strandade kostnader som får betalas av kundkollektivet. En annan risk är att kraven utformas så att de i praktiken gynnar elproduktion på bekostnad av flexibel elanvändning och lager med låga marginalkostnader.

### 3 En riktad eller marknadsomfattande kapacitetsmekanism

Det finns många former av kapacitetsmekanismer. På en övergripande nivå kan dessa grupperas i två kategorier: riktade eller marknadsomfattande mekanismer vilket illustreras av Figur 6. Detta utgör ett viktigt vägval vid införandet av en kapacitetsmekanism efter den 16 mars 2025. I en riktad kapacitetsmekanism upphandlas endast den tillkommande kapacitet som behövs för att nå tillförlitlighetsnormen. I en marknadsomfattande mekanism kan all kapacitet som behövs för att nå tillförlitlighetsnormen delta och få ersättning, oavsett om det är ny eller befintlig kapacitet. Det här gör att kapacitet blir en ny produkt som kompletterar de energiprodukter som finns på elmarknaden.

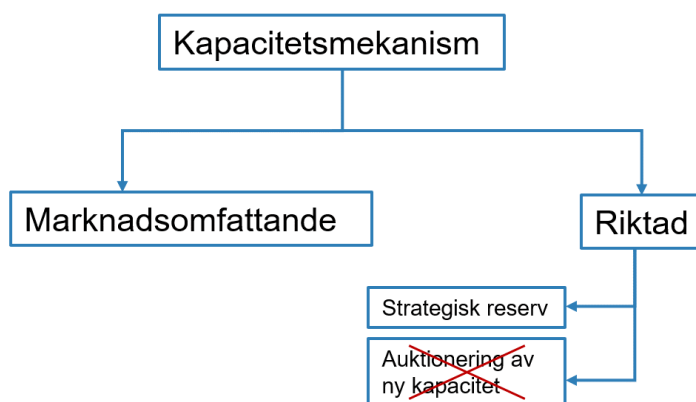
En upphandling inom ramen för en riktad kapacitetsmekanism kan i teorin utformas till att endast omfatta ny kapacitet<sup>8</sup> eller som en strategisk reserv där upphandlingen är öppen för alla att lämna anbud. I praktiken begränsar EU-rätten en riktad kapacitetsmekanism till att endast utformas som en strategisk reserv som är öppen för alla resurser att delta i.

I en marknadsomfattande kapacitetsmekanism finns en rad designval att göra, vilka beskrivs närmare i kapitel 4. Det här kapitlet inleder med det rättsliga ramverk som ges av elmarknadsförordningen och avslutar med en analys av för- och nackdelarna med en riktad och marknadsomfattande kapacitetsmekanism.

---

<sup>8</sup> Detta inkluderar också kapacitetsmekanismer utformade som statliga investeringsstöd.

Figur 6. Övergripande gruppering av kapacitetsmekanismer.



Sammanfattningsvis finns ett antal för- och nackdel med respektive vägval vilket framgår av Tabell 5.

Tabell 5. Jämförelse av riktade och marknadsomfattande kapacitetsmekanismer.

Egenskap	Riktad kapacitetsmekanism (strategisk reserv)	Marknadsomfattande kapacitetsmekanism
Påverkan på energy-only-marknaden	Liten: bibehållen eller ökad lönsamhet (prisvolatilitet) för flexibla resurser	Stor: minskad lönsamhet (prisvolatilitet) för flexibla resurser
Koppling till energimarknaden	Svag: ineffektiv användning av tillgängliga resurser	Stark: effektiv användning av tillgängliga resurser
Reaktiv eller proaktiv hantering av resurstillräcklighetsproblem	Reaktiv: kortsiktiga kapacitetsauktioner med korta leveransperioder	Proaktiv: framåtblickande kapacitetsauktioner med långa leveransperioder
Godkännandeprocess hos EU-kommissionen	Snabb	Långsam
Byråkrati för TSO och marknadsaktörer	Liten	Stor
Upphandlingsdesign	Låg komplexitet	Hög komplexitet

Det finns också för- och nackdelar som beror på kapacitetsbehovets storlek vilket framgår av Figur 7.



Figur 7. För- och nackdelar med riktade och marknadsomfattande kapacitetsmekanismer beror på kapacitetsbehovets storlek och hur det förväntas utvecklas över tid.

	Litet kapacitetsbehov med få driftstimmar	Stort kapacitetsbehov med många driftstimmar
Riktad kapacitetsmekanism	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Kostnadseffektiv, särskilt om det finns befintliga avskrivna anläggningar i systemet</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Hög andel kapacitet som hålls utanför marknaden ökar potentialen för producenter i elmarknaden att utöva marknadsmakt</li> <li>- Oacceptabelt hög prisvolatilitet på elmarknaden utifrån ett kundperspektiv</li> <li>- Ger inte incitament för de nyinvesteringar som krävs för att nå tillförlitlighetsnormen</li> </ul>
Marknadsomfattande kapacitetsmekanism	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Kostnadsdrivande, särskilt om det finns befintliga avskrivna anläggningar i systemet</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ger incitament för de nyinvesteringar som krävs för att nå tillförlitlighetsnormen</li> <li>- Kan utformas så att den minskar producenternas potential att utöva marknadsmakt i elmarknaden</li> <li>- Kan utformas som en prissäkring för kunderna (och producenterna)</li> </ul>

Svenska kraftnät bedömer att det tillkommande kapacitetsbehovet om ett antal år kan komma att vara så stort att den nuvarande effektreserven i form av strategisk reserv inte är ändamålsenlig. Eftersom det kan komma att vara mycket svårt att tillgodose det tillkommande kapacitetsbehovet med befintliga anläggningar, lager eller flexibel förbrukning som av olika skäl inte redan deltar i marknaden förordar Svenska kraftnät på sikt införandet av en marknadsomfattande kapacitetsmekanism. En strategisk reserv bedöms dock vara ändamålsenlig som en övergångslösning under några år efter 2025 (ca 3 år), dock med vissa modifieringar (t ex öppen för flexibel förbrukning och krav på att deltagande resurser ska vara tillgängliga hela året) för att få ett godkännande från EU-kommissionen.

### 3.1 Rättslig översikt

Elmarknadsförordningen innehåller ett antal allmänna principer för kapacitetsmekanismens utformning. 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 (artikel 21.3).

Enligt elmarknadsförordningen artikel 22.1 ska en kapacitetsmekanism vara tillfällig, inte leda till otillbörlig snedvridning av marknaden och inte begränsa handeln mellan elområden och inte gå utöver vad som är nödvändigt för att lösa de tillräcklighetsproblem som avses i artikel 20.

Kapacitetsleverantörer ska väljas på ett transparent, icke-diskriminerande och konkurrensbaserat sätt samt ge kapacitetsleverantörer incitament att vara tillgängliga vid förväntade systempåfrestningar. Mer specifikt ska kapacitetsmekanismen tillämpa lämpliga sanktioner för kapacitetsleverantörer som inte är tillgängliga under perioder av systempåfrestningar. Kapacitetsmekanismen ska också fastställa de tekniska villkoren för kapacitetsleverantörers deltagande före urvalsförfarandet och säkerställa att ersättningen bestäms genom en konkurrensbaserad process. Detta utesluter prisbaserade kapacitetsmekanismer där ersättningen är bestämd på förhand, utan förutsätter att upphandlingen är volymbaserad, dvs. genomförs utifrån en förutbestämd volym kapacitet och där ersättningen bestäms i konkurrens.

En kapacitetsmekanism ska vara öppen för deltagande av alla resurser, inklusive energilagring och efterfrågestyrning, som kan tillhandahålla den tekniska prestanda som krävs. Detta utesluter en riktad kapacitetsmekanism där endast ny kapacitet tillåts delta eftersom den inte är öppen för deltagande av alla befintliga resurser. Det har historiskt funnits olika typer av investeringsstöd i Sverige riktat till exempelvis småskalig vattenkraft, biobränsleeldade kraftvärmeverk och vindkraft, vilka är exempel på mekanismer utformad som ett riktat stöd. De har dock gemensamt att de inte är utformade som en kapacitetsmekanism med syfte att säkerställa tillgänglig kapacitet vid ansträngd effektbalans i elmarknaden. Belgien försökte 2014 genomföra en riktad upphandling av nya gasturbiner på sammanlagt 700–900 MW. De fick dock avbryta upphandlingen eftersom kapacitetsmekanismen mötte stor kritik från bland annat den nationella tillsynsmyndigheten CREG på grundval av dess diskriminering av övriga teknologier och befintlig kapacitet. Även EU-kommissionen bedömde i en utvärdering att kapacitetsmekanismen riskerade utgöra olagligt statsstöd eftersom det bland annat var diskriminerande och riskerade snedvrida konkurrensen och handeln mellan medlemsländer. Särskilt mot bakgrund av det då nyligen publicerade meddelandet från EU-kommissionen med riktlinjer för statligt stöd till miljöskydd och energi 2014–2020 (Hancher, De Hauteclocque, Huhta, & Sadowska, 2022).

Därmed kvarstår strategisk reserv som det enda alternativet för den riktade kapacitetsmekanismen, dock med villkor för de resurser som ingår vilket framgår av avsnitt 3.1.1.

### **3.1.1 Strategisk reserv**

En strategisk reserv är en riktad kapacitetsmekanism i den meningen att det endast är ett begränsat antal kapacitetsleverantörer som tilldelas kontrakt och får ersättning för att finnas tillgängliga. En strategisk reserv bör vara

förstahandsvalet enligt elmarknadsförordningen artikel 21.3.

Elmarknadsförordningen artikel 22.2 föreskriver ett antal principer och villkor för den strategiska reservens utformning för att den inte ska ha otillbörliga negativa effekter på konkurrens, handel och balansering:

a) När en kapacitetsmekanism har utformats som en strategisk reserv, ska dirigering av denna endast förekomma om de systemansvariga för överföringssystem sannolikt kommer att uttömma sina balansresurser för att upprätta jämvikt mellan tillgång och efterfrågan.

b) Under de avräkningsperioder för obalanser då resurser i den strategiska reserven dirigeras ska obalanser på marknaden avräknas till minst värdet av förlorad last eller till ett värde som är högre än den tekniska prisgräns på intradagsmarknaden som avses i artikel 10.1, beroende på vad som är högre.

c) Resultatet av den strategiska reserven efter dirigeringen ska tilldelas balansansvariga parter genom mekanismen för avräkning av obalanser.

d) De resurser som ingår i den strategiska reserven får inte erhålla ersättning från grossistmarknaderna för el eller från balansmarknader.

e) De resurser som ingår i den strategiska reserven ska hållas utanför marknaden, åtminstone under avtalets löptid.

Det krav som avses i första stycket led a påverkar inte aktiveringen av resurser före en faktisk dirigering i syfte att respektera rampningsbegränsningar och operativa krav. Resultatet av den strategiska reserven under aktivering ska inte tilldelas balansgrupper via grossistmarknader och ska inte förändra deras obalanser.

### **3.1.2 Övriga kapacitetsmekanismer**

Artikel 22.3 i elmarknadsförordningen föreskriver att andra kapacitetsmekanismer än strategiska reserver ska:

a) vara utformade så att de garanterar att det pris som betalas för tillgänglighet automatiskt rör sig mot noll när den levererade kapacitetsnivån förväntas vara tillräcklig för att tillgodose den efterfrågade kapacitetsnivån,

b) ersätta deltagande resurser enbart för deras tillgänglighet, och säkerställa att ersättningen inte påverkar kapacitetsleverantörens beslut att producera eller inte,

c) säkerställa att kapacitetsskyldigheter är överförbara mellan stödberättigade kapacitetsleverantörer.

## 3.2 Riktad kapacitetsmekanism

Det rättsliga ramverk som beskrivs i avsnitt 3.1 innebär att en riktad kapacitetsmekanism endast kan utformas som en strategisk reserv liknande den mekanism som Sverige tillämpar i dag. Figur 8 visar en schematisk bild över en strategisk reserv och länder i Europa som tillämpar en sådan.

Figur 8. Schematisk bild över en strategisk reserv.



### 3.2.1 För- och nackdelar med en strategisk reserv

En strategisk reserv bör vara förstahandsvalet enligt elmarknadsförordningen. Dess utformning är också mer utförligt detaljerad i elmarknadsförordningen jämfört med övriga kapacitetsmekanismer. En fördel med den inom EU-rätten höga detaljeringsgraden och den uttryckliga preferensen för strategisk reserv är att det bör förenkla och förkorta processen att få en ansökan godkänd av EU-kommissionen. Alternativen behöver motiveras på en övergripande nivå och har fler designval som behöver samrådats, göras och motiveras.

En strategisk reserv har inte heller samma krav på utländskt deltagande vilket bör vara förknippat med en mindre komplex upphandlingsdesign och lägre upphandlingskostnader. I en decentraliserad elmarknad likt den nordiska är en strategisk reserv förknippad med mindre byråkrati för TSO och marknadsaktörer då den endast kräver att en TSO definierar motsvarigheten till kapacitetsfaktorer och verifierar tillgängligheten för de resurser som ingår i reserven.

En strategisk reserv kan enligt teorin leda till mindre snedvridningar på en energy-only-marknad jämfört med alternativ som omfattar en marknadsomfattande kapacitetsmekanism. Det beror bland annat på att en strategisk reserv ska vara utformad som en sista utväg för en TSO att aktivera

innan manuell fränkoppling för att hantera tillfällena med förväntat effektbrist i elmarknaden. För att inte påverka lönsamheten (prisvolatiliteten) för befintliga och potentiella nya flexibilitetsresurser får en aktivering av resurser i den strategiska reserven inte påverka prissättningen av aktörernas obalanser i balansavräkningen, utan dessa ska avräknas till minst värdet av förlorad last eller till ett värde som är högre än den tekniska prisgränsen på intradagsmarknaden, vilket för närvarande är 9 999 Euro per MWh.

Det finns också krav på att deltagande resurser ska hållas utanför elmarknaden vilket eliminerar risken för snedvridning av konkurrensen på grund av att ett fåtal resursägare får en kapacitetsbetalning inom ramen för kapacitetsmekanismen vilket kan göra deras bud mer konkurrenskraftiga.

Om behovet av ytterligare kapacitet för att nå den nationella tillförlitlighetsnormen är litet med ett fåtal antal förväntade driftstimmar kan en strategisk reserv vara en kostnadseffektiv lösning. Särskilt om det i systemet finns befintlig kapacitet som annars skulle läggas ned av lönsamhetsskäl. Traditionellt har strategiska reserver motiverats utifrån just den aspekten då den utgjorts av termiska fossileldade kraftverk som blivit olönsamma på elmarknaden på grund av utbyggnaden av förnybar elproduktion med låga marginalkostnader.

Nackdelarna med en strategisk reserv blir allt mer framträdande när kapacitetsbehovet och antalet förväntade driftstimmar ökar. Ett stort kapacitetsbehov innebär att en stor andel kontrakterad kapacitet hålls utanför marknaden, vilket ökar potentialen för producenter som fortfarande deltar i energimarknaden att utöva marknadsmakt. Denna risk är högst reell givet den tämligen prisokänsliga efterfrågekurva som har observerats på elmarknaden historiskt.

Den stora nackdelen med en strategisk reserv är den reaktiva hanteringen av resurstillräcklighetsproblem och oförmågan att ge incitament till nyinvesteringar. Kort framförhållning mellan auktion och leveransperiod i kombination med korta kontraktslängder (i Sverige 1–5 år) är bra för äldre, befintliga anläggningar med osäker driftstatus, men ger inte incitament för nyinvesteringar. Dess fokus på befintliga anläggningar tenderar att ge bud från kapacitetsleverantörer som reflekterar kort- eller medellånga alternativkostnader för att undanhålla kapacitet från energimarknaden, plus fasta underhållskostnader minus förväntade vinster från att faktiskt bli aktiverad för att leverera energi (Cramton, Ockenfels, & Stoft, 2013). Kombinationen av korta kontrakt, kort framförhållning och låga priser gör det inte troligt att en strategisk reserv kan ge incitament för investeringar i ny kapacitet. EU-kommissionen för ett liknande resonemang i en rapport från

2016 där de konstaterar att en strategisk reserv kan vara användbar för att övervinna kortare perioder med tillräcklighetsutmaningar, förutsatt att det finns tillräcklig kapacitet tillgänglig som annars riskerar att lämna systemet. En strategisk reserv är således mindre lämplig för att främja nya investeringar, vilket vanligtvis kräver mer långsiktiga kapacitetsmekanismer (EU-kommissionen, 2016). Svenska kraftnät konstaterar att om nya investeringar mot förmodan skulle komma till stånd är det inte kostnadseffektivt att finansiera hela investeringskostnaden genom en strategisk reserv, sett till dess låga resursutnyttjande.

Ur ett marknadsperspektiv kommer en stor andel kapacitet som hålls utanför marknaden att innebära att prisvolatiliteten blir mycket stor. Även om den ökade prisvolatiliteten ger ökade incitament för nyinvesteringar i planerbar och flexibel produktion genom intäkter från energimarknaden kan det volatila energipriset uppfattas som oacceptabelt ur ett kundperspektiv, särskilt som kundkollektivet redan finansierar en kostsam strategisk reserv. Att undanhålla en stor andel kapacitet från energimarknaden kan också leda till ökad resursanvändning och högre elpriser genom ineffektiva avrop av tillgängliga resurser och över tid skapa snedvridningar i den långsiktiga produktionsmixen (Cramton, Ockenfels, & Stoft, 2013).

Tabell 6. För- och nackdelar med en strategisk reserv. Nackdelarna blir allt mer framträdande ju större kapacitetsbehovet är.

Fördelar	Nackdelar
Liten påverkan på energy-only-marknaden med bibehållen eller ökad lönsamhet (prisvolatilitet) för flexibla resurser	Svag koppling till energimarknaden kan leda till ineffektiv användning av tillgängliga resurser
Snabb och smidig godkännandeprocess hos EU-kommissionen	Reaktiv hantering av resurstillräcklighetsproblem
Mindre byråkrati för TSO och aktörer	
Mindre komplex upphandlingsdesign	
Givet ett litet kapacitetsbehov och ett fåtal driftstimmar: <ul style="list-style-type: none"> <li>Kostnadseffektiv, särskilt om det finns befintliga anläggningar i systemet</li> </ul>	Givet ett stort kapacitetsbehov och flertalet driftstimmar: <ul style="list-style-type: none"> <li>Hög andel kapacitet som hålls utanför marknaden ökar potentialen för producenter i energimarknaden att utöva marknadsmakt</li> <li>Oacceptabelt hög prisvolatilitet på energimarknaden utifrån ett kundperspektiv</li> <li>Ger inte incitament för de nyinvesteringar som krävs för att nå tillförlitlighetsnormen</li> </ul>

Sammanfattningsvis kan en strategisk reserv vara en kostnadseffektiv och ändamålsenlig övergångslösning för att adressera ett mindre resurstillräcklighetsproblem av tillfällig karaktär genom att kontraktera befintliga anläggningar som annars riskerar nedläggning. Den reaktiva hanteringen av resurstillräcklighetsproblem och oförmågan att ge incitament för nyinvesteringar i kapacitet gör att den inte är ändamålsenlig för att adressera större resurstillräcklighetsproblem.

### **3.2.2 Exempel på strategiska reserver**

I Europa är det ett fåtal medlemsstater som använder en strategisk reserv för att säkerställa resurstillräcklighet i elmarknaden. Nedan följer en genomgång av medlemsstater som har, eller har haft, en strategisk reserv.

#### **3.2.2.1 Sverige**

Den nuvarande svenska effektreserven regleras enligt lag (2003:436) om effektreserv som är tidsbegränsad till 16 mars 2025 samt förordning (2016:423) om effektreserv. Den nya elmarknadsförordningen började tillämpas den 1 januari 2020 vilket bland annat innebar att inga nya kontrakt för effektreserv fick ingås efter detta datum. Inför att den nya elmarknadsförordningen började tillämpas valde Svenska kraftnät som en övergångslösning att under hösten 2019 använda då gällande optioner och förlänga avtalet med Karlshamnsverket om att ställa 562 MW elproduktionskapacitet till effektreservens förfogande till och med den 16 mars 2025.

Förbrukningsreduktion bedömdes av rättsliga och praktiska skäl inte kunna ingå i övergångslösningen. Den rättsliga grunden för att utesluta förbrukningsreduktion utgjordes av skrivningar i artikel 22.2 i elmarknadsförordningen som innebär att aktörer som deltar i effektreserven bland annat ska hållas utanför marknaden. Det kan dock finnas anledning att ompröva den bedömningen mot bakgrund av elmarknadsförordningen artikel 22.1 som föreskriver att en kapacitetsmekanism ska vara öppen för deltagande av alla resurser, inklusive energilagring och efterfrågestyrning, som kan tillhandahålla den tekniska prestanda som krävs. Finland är ett exempel inom EU där förbrukningsreduktion kan delta i den strategiska reserven. Det praktiska skälet till att utesluta förbrukningsreduktion i Sverige var att förbrukare uppgavs vara ovilliga att ingå kontrakt med fem års löptid på grund av osäkerheter om den underliggande förbrukningens utveckling över tid.

En aktivering av effektreserven får endast ske om Svenska kraftnät sannolikt kommer att uttömma sina balansresurser. En sådan bedömning kan endast ske nära driftskedet. Det är anledningen till att möjligheten att aktivera

effektreserven på dagen före-marknaden togs bort inför vintern 2022/23. Aktivering av effektreserven sker nu endast då Svenska kraftnät bedömer att balansresurserna kommer att uttömmas. I de fall effektreserven aktiveras för balansreglering sätts obalanspriset till det högsta av:

- värdet av förlorad last (VoLL) eller,
- ett värde av en euro högre än den tekniska prisgränsen på intradagsmarknaden.

Om Sverige skulle förlänga den existerande effektreserven efter 2025 kommer detta sannolikt att kräva ett statsstöds godkännande. Dessutom kommer det ställas krav på modifieringar för att anpassa effektreserven fullt ut till de europeiska kraven.

I dag omfattar avtalet med Karlshamn endast en tillgänglighet under vinterperioden (16 nov–15 mars). Övrig tid kan resursägaren själv tillgängliggöra resursen på grossistmarknaderna för el eller på balansmarknaderna. Detta innebär att de kan få ersättning från grossistmarknaderna för el eller från balansmarknader vilket kan ifrågasättas utifrån skrivningarna i elmarknadsförordningen om att resurserna ska hållas utanför marknaden under avtalets löptid.

Förutom ändringar kopplade till att uppfylla de europeiska kraven måste lagen om effektreserv (2003:436) ändras då den är tidsbegränsad till och med 16 mars 2025. Förordning (2016:423) om effektreserv behöver också ses över då den bland annat begränsar volymen till 750 MW om det inte föreligger särskilda skäl.

### 3.2.2.2 Finland

Finland fick sin anmälan till EU-kommissionen om en finsk kapacitetsmekanism på 150 miljoner euro i form av en strategisk reserv godkänd den 11 oktober 2022.<sup>9</sup> Detta gör det möjligt för Finland att upphandla en effektreserv löpande fram till 2032.

Inför vinterperioden 2022/23 publicerade Fingrid den 23 augusti 2022 en första bedömning av kapacitetsbehovet för att hantera resurstillräcklighetsproblem. I den bedömningen uppskattades behovet till 600 MW. Energimyndigheten beslutade dock att avbryta upphandlingen av effektreserv för perioden 1 november 2022 till den 31 oktober 2023 då de inte mottagit ett enda godkänt anbud. Svenska kraftnät och Fingrid har en lång

---

<sup>9</sup> State Aid SA.55604 – Finnish strategic reserve.



tradition av harmoniserade regler på bland annat prissättningsprinciperna och vilka marknadsplatser effektreserven ska aktiveras. Om Finland hade upphandlat effektreserv hade dessa följt samma principer gällande aktivering och prissättning som Sverige.

#### 3.2.2.3 Belgien

Belgien hade en strategisk reserv fram till och med vintern 2021/22. Den strategiska reserven var godkänd från EU-kommissionen vars utformning byggde på EU-kommissionens meddelande med riktlinjer för statligt stöd till klimat, miljöskydd och energi 2014–2021. Belgien angav som motiv i sin ansökan till EU-kommissionen att de förväntas ha ett strukturellt underskott av kapacitet från 2025 då deras planerade stängning av kärnkraft har slutförts. De argumenterade vidare att en energy-only-marknad endast gav incitament för en mycket liten andel av det tillkommande kapacitetsbehovet till 2025. Den belgiska elektricitetslagen ändrades så att en marknadsövergripande mekanism för kapacitetsbetalning skulle kunna införas. Den första auktionen ägde rum i oktober 2021 med leverans i november 2025.

#### 3.2.2.4 Tyskland

I Tyskland finns flera kapacitetsreserver upphandlade för specifika ändamål som nättillräcklighet, resurstillräcklighet och att upprätthålla driftsäkerheten vid avbrott.

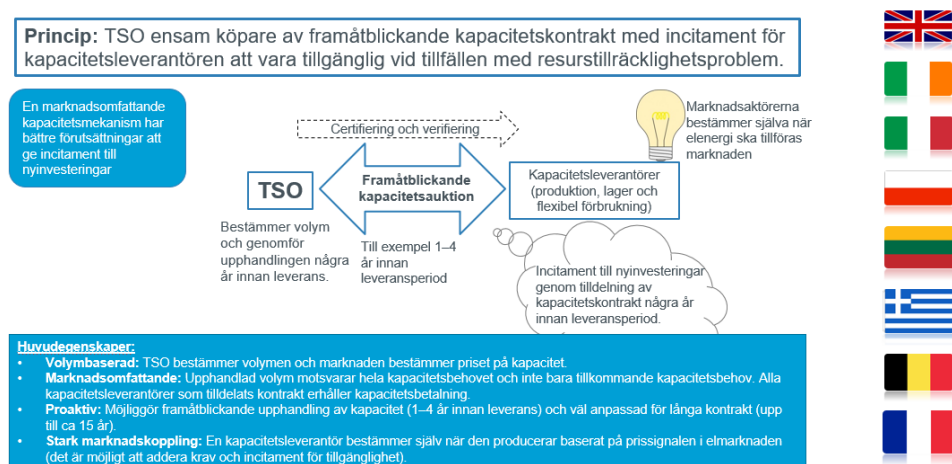
Kapacitetsreserven för resurstillräcklighet anses vara en strategisk reserv och blev godkänd av EU-kommissionen i februari 2018. Den första auktionen hölls december 2019 med leveransperiod oktober 2020–september 2022. Resurser som får en kapacitetsbetalning hålls utanför elmarknaden och aktiveras av tyska TSO:er vid tillfällen med resurstillräcklighetsproblem efter dagen före marknaden har stängts. Leveransperioden är två år med möjlighet till förlängning. Om kontrakten inte förlängs får dessa resurser inte återgå till att delta på marknaden utan måste avvecklas. Resurserna kan dock fortfarande användas som nätreserv.

### 3.3 Marknadsomfattande kapacitetsmekanism

En marknadsomfattande kapacitetsmekanism är inte lika detaljerad inom EU-rätten som en strategisk reserv och det finns därmed fler designval att ta ställning till för en ändamålsenlig utformning utifrån nationella förutsättningar. I det här avsnittet adresseras således för- och nackdelarna med en marknadsomfattande kapacitetsmekanism på en mer övergripande nivå.

Figur 9 visar en schematisk bild över en centraliserad<sup>10</sup> marknadsomfattande kapacitetsmekanism och länder i Europa som har eller planerar att tillämpa en sådan. Eftersom utformningen varierar mellan länderna kommer en mer noggrann genomgång av de olika tillämpningarna att presenteras i kapitel 4.

Figur 9. Schematisk bild över en centraliserad marknadsomfattande kapacitetsmekanism.



### 3.3.1 För- och nackdelar med en marknadsomfattande kapacitetsmekanism

I en marknadsomfattande kapacitetsmekanism bestämmer kapacitetsleverantörerna själva när de producerar baserat på prissignalen i elmarknaden. Det är också möjligt att inom ramen för mekanismen addera krav och incitament för tillgänglighet, vilket också är ett krav enligt elmarknadsförordningen. Den starka kopplingen till elmarknaden möjliggör en effektiv användning av tillgängliga resurser, förutsatt att eventuella krav eller incitament i mekanismen inte snedvrider aktörernas budstrategi i den meningen att budet avviker från rörliga kostnader.

Den stora fördelen med en marknadsomfattande kapacitetmekanism är att den möjliggör en proaktiv hantering av resurstillräcklighetsproblem som förväntas uppstå några år framåt i tiden, särskilt om det förväntade behovet av tillkommande kapacitet överstiger tillgången på befintliga anläggningar som av olika skäl inte redan deltar i energimarknaden. Tillkommande kapacitetsbehov kan upphandlas genom en serie framåtblickande auktioner med långa

<sup>10</sup> En centraliserad kapacitetsmekanism är den absolut vanligaste utformningen i Europa. Frankrike är det enda land som tillämpar en decentraliserad kapacitetsmarknad men har aviserat planer på att gå över till en centraliserad modell.

leveransperioder. Detta möjliggör för aktörer att finansiera och ansluta nya anläggningar till elsystemet inför leveransperioden (se avsnitt 4.6).

Andra fördelar med en marknadsomfattande kapacitetsmekanism är att den kan utformas så att den minskar producenternas potential att utöva marknadsmakt i energimarknaden, samtidigt som den kan utformas så att den erbjuder en prissäkring för kunder och producenter (se avsnitt 4.3).

Några nackdelar med en marknadsomfattande kapacitetsmekanism relaterar till en tidskrävande godkännandeprocess hos EU-kommissionen och komplex upphandlingsdesign med krav på deltagande från utländska kapacitetsleverantörer i enlighet med resonemanget i avsnitt 4.1.3. Deltagande på en kapacitetsmarknad bygger på anläggningsspecifika bud och kan behöva föregås av någon form av förkvalificering och slutligen en verifiering av resursens tillgänglighet under ansträngda timmar. Det innebär en ökad byråkrati för TSO och marknadsaktörer, vilket i synnerhet riskerar att drabba mikroproducenter och förbrukarflexibilitet. Den ökade byråkratin står i bjärt kontrast mot den nordiska elmarknaden där den balansansvarige kan lägga portföljbud baserad på sin nettoposition i elmarknaden. De kapacitetsfaktorer som används för att göra bud från olika teknikslag jämförbara är komplexa att beräkna på ett rättvisande sätt och kan ge upphov till snedvridningar i marknaden. Det gäller särskilt för icke-termiska teknologier så som solkraft, vindkraft, flexibel förbrukning, vattenkraft och energilagring som kan uppföras i en mängd olika konfigurationer (Holmberg & Tangerås, Kommande). Det bör rimligen också gälla kraftvärme som har olika säsongprofiler beroende på skiftande värmeunderlag, möjlighet till kylning, rökgaskondensering etc.

En marknadsomfattande kapacitetsmekanism kan leda till minskad lönsamhet (prisvolatilitet) för flexibla resurser på en energy-only-marknad. Det gäller i synnerhet om den centrala köparen (en TSO) upphandlar för mycket kapacitet i förhållande till vad som är optimalt, vilket leder till överutbud och låga priser på energimarknaden. När de förväntade intäkterna från energimarknaden minskar ökar ersättningsanspråken och därmed auktionspriserna i kapacitetsmarknaden. En överdimensionerad kapacitetsmekanism kan således leda till att volymen nyinvesteringar helt bestäms av en TSO vilket effektivt sätter den grundläggande funktionen med den avreglerade energy-only-marknaden ur spel (Newbery, 2016).

En marknadsomfattande kapacitetsmekanism är inte kostnadseffektiv om behovet av ytterligare kapacitet för att nå den nationella tillförlitlighetsnormen är litet och tillfälligt med ett fåtal antal förväntade driftstimmar. Särskilt om kapacitetsbehovet kan tillgodoses med befintlig kapacitet som annars skulle läggas ned av lönsamhetsskäl.

Tabell 7. För- och nackdelar med en marknadsomfattande kapacitetsmekanism. Fördelarna blir allt mer framträdande ju större kapacitetsbehovet är.

Fördelar	Nackdelar
Stark koppling till energimarknaden leder till en effektiv användning av tillgängliga resurser	Minskad lönsamhet (prisvolatilitet) för flexibla resurser på energimarknaden
Möjliggör proaktiv hantering av framtida resurstillräcklighetsproblem	Tidskrävande godkännandeprocess hos EU-kommissionen
	Omfattande byråkrati för TSO och aktörer
	Komplex upphandlingsdesign
<p>Givet ett stort kapacitetsbehov och flertalet driftstimmar:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ger incitament för de nyinvesteringar som krävs för att nå tillförlitlighetsnormen</li> <li>• Kan utformas så att den minskar producenternas potential att utöva marknadsmakt i energimarknaden</li> <li>• Kan utformas som en prissäkring för kunderna (och producenterna)</li> </ul>	<p>Givet ett litet kapacitetsbehov och ett fåtal driftstimmar:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Kostnadsdrivande, särskilt om det finns befintliga avskrivna anläggningar i systemet</li> </ul>

Sammanfattningsvis kan marknadsomfattande kapacitetsmekanismer vara ändamålsenliga för att adressera stora resurstillräcklighetsproblem som förväntas inträffa några år framåt i tiden eftersom de ger incitament för nyinvesteringar. De är mindre lämpade för att hantera små och tillfälliga resurstillräcklighetsproblem som förväntas uppstå i närtid. Proaktiviteten hos marknadsomfattande kapacitetsmekanismer gör dem lämpliga för en medlemsstat som bedömer att det krävs en tydligare reglering och centralstyrning av marknaden för att säkerställa incitament till alla de investeringar i ny kapacitet som krävs för att nå tillförlitlighetsnormen inom en rimlig tid, trots den ökade byråkratisering som det innebär för TSO och marknadsaktörer.

### 3.4 Samverkan med andra stödordningar och översyn av den europeiska marknadsdesignen

Den 15 mars 2023 presenterade EU-kommissionen ett förslag på vissa revideringar av den europeiska elmarknadsdesignen. I förhållande till denna rapport är det i första hand förslag för att stärka investeringsincitamenten som är av intresse.

### 3.4.1 Prisskillnadskontrakt

För att främja utvecklingen av ny fossilfri elproduktion föreslår EU-kommissionen tvärsidiga prisskillnadskontrakt som en subventionsmodell för investeringar.

Ett prisskillnadskontrakt är i grunden ett finansiellt kontrakt om ersättning baserat på om energipriset avviker från ett kontrakterat referenspris. Inom energimarknaderna har de dock använts som en subventionsmodell där avvikelser från ett fastställt referenspris betalas ut till producenten avseende de energivolymerna som levererats. Principiellt kan det vara en modell där utbetalning sker om priset understiger det fastställda referenspriset och det blir därmed en garanti avseende lägsta pris. Ett tvärsidigt prisskillnadskontrakt är en mer symmetrisk modell där återbetalning sker om priset överstiger ett fastställt referenspris. Dessa kan antingen utformas så att samma referenspris används både för utbetalning (från staten) vid låga priser och återbetalning (till staten) vid höga priser. Ett alternativ är att olika referenspriser används och att mellan dessa referenspriser erhålls marknadspriset. Utformningen har därmed en prisutjämnande effekt och är tänkt att ge investerare den säkerhet i intäkter från energimarknaden som krävs för att investeringarna ska kunna genomföras, samtidigt som den offentliga parten mottar betalningar när marknadspriset för el överstiger det övre referenspriset.

Diskussionerna kring prisskillnadskontrakt på europeisk nivå ska ses utifrån perspektivet att det utgör en subventionsmodell för förnybar eller fossilfri produktion som inte är styrbar i någon större omfattning. Teknologier som omfattas av EU-kommissionens förslag är vind, sol, geotermi, vattenkraft utan magasin och kärnkraft. Givet utformningen av ett prisskillnadskontrakt är denna typ av subventionsmodell mindre lämplig för att ge incitament till investeringar i styrbar produktion.

De teknologier för vilka prisskillnadskontrakt föreslås vara ett lämpligt instrument bidrar i olika grad till att öka tillräckligheten i marknaden. Dock föreligger inga förslag att prisskillnadskontrakt ska innefatta krav på tillgänglighet under ansträngda situationer för att bidra till marknadens resurstillräcklighet. Vidare existerar det begränsade incitament för kapacitet som omfattas av ett prisskillnadskontrakt för att vara tillgänglig under ansträngda situationer eftersom det är troligt att marknadspriserna då överskrider det definierade referenspriset. Därmed når inte marknadspriserna aktören och incitamenten uteblir. Om denna typ av ordningar införs behöver en koordinering ske mellan prisskillnadskontrakten och kapacitetskontrakten. Eftersom båda kan anses utgöra någon form av statsstöd, är en rimlig utgångspunkt att anläggningar som omfattas av ett prisskillnadskontrakt inte är berättigade att få ersättning från kapacitetsmarknaden. Däremot bör hänsyn

tas till kapaciteten som anläggningar med prisskillnadskontrakt bidrar med vid ansträngda situationer så att den implicit tas med i utbudskurvan för kapacitetsmarknaden.

#### **3.4.2 Riktat stödsystem för icke-fossil flexibilitet genom efterfrågeflexibilitet och lager**

Kommissionen föreslår att medlemsstater som har kapacitetsmekanismer ska överväga att främja deltagande av icke-fossil flexibilitet som efterfrågeflexibilitet och lagring genom att införa ytterligare kriterier eller egenskaper i designen av kapacitetsmarknader. Vidare föreslås att om dessa åtgärder inte är tillräckliga för att uppfylla ett identifierat flexibilitetsbehov kan medlemsstaterna tillämpa stödsystem för flexibilitet bestående av betalningar för tillgänglig kapacitet. Medlemsstater som inte tillämpar kapacitetsmekanismer ska enligt förslaget också kunna införa riktade stödsystem för flexibilitet.

Enligt Svenska kraftnäts tolkning är detta i praktiken en riktad kapacitetsmekanism. I förslaget från EU-kommissionen är det inte helt tydligt om denna mekanism är strikt begränsad till efterfrågeflexibilitet och lagring, eller om även icke-fossil produktion skulle kunna omfattas av en sådan mekanism. Utgångspunkten för förslaget förefaller dock vara att specifikt stödja efterfrågeflexibilitet och lagring.

#### **3.4.3 Produkt med förbrukningsreduktion som en icke-frekvensrelaterad stödtjänst**

Kommissionen föreslår också en möjlighet att införa en produkt med förbrukningsreduktion som en icke-frekvensrelaterad stödtjänst. En TSO ska då kunna upphandla sådana produkter för att minska efterfrågan på el under topplasttimmar.

Dimensioneringen av en sådan produkt ska baseras på en analys av behovet av ytterligare tjänster för att säkerställa leveranssäkerheten. Denna analys ska beakta tillförlitlighetsnormen, samt nätstabilitetskriterier för att upprätthålla driftsäkerheten.

Förslaget är att kontrakten för en sådan produkt inte får ingås tidigare än två dagar före aktivering och att kontraktsperioden inte får vara längre än en dag. Aktiveringen ska vidare ske efter stängningen av dagen före-marknaden och före öppnandet av balansmarknaden. Det sistnämnda förefaller kunna innebära en uppenbar risk för att den ordinarie dagen före-marknaden och intradagsmarknaden dräneras på efterfrågeflexibilitet.

Denna typ av produkt kan därmed betraktas som en riktat kapacitetsmarknad (mot förbrukningsreduktion) med mycket kort framförhållning samt korta kontrakt.

#### **3.4.4 Långsiktiga kraftkontrakt**

Enligt EU-kommissionen kan långsiktiga kraftkontrakt (PPA:er) bidra till att minska effekterna av plötsliga och tillfälliga marknadsrörelser på elmarknaden och att det därför kan vara önskvärt att främja övergången till en mer långsiktig elmarknad. För att öppna PPA-marknaden för mindre aktörer föreslås bland annat införandet av vissa statliga garantier samt andra åtgärder för att främja användandet av PPA:er. PPA:er kan potentiellt bidra till att underlätta för investeringar, men det finns i övrigt ingen direkt koppling till en kapacitetsmekanism.

## 4 Designval

En marknadsomfattande kapacitetsmekanism kan utformas på flera olika sätt. Det här kapitlet innehåller en genomgång av designval som behöver göras och motiveras i samband med en eventuell ansökan till EU-kommissionen.

### 4.1 Kapacitetsmarknadens geografiska avgränsning och hantering av överföringskapacitet

Kapacitetsmarknadens geografiska avgränsning och hantering av överföringskapacitet mellan kapacitetsmarknader är viktiga aspekter vid dimensionering och upphandling av en kapacitetsmekanism. Den geografiska avgränsningen är också avgörande för att ge lokaliseringssignaler för ny kapacitet på rätt plats i elsystemet.

Det finns skäl att hantera överföringskapacitet på interna elområdesgränser inom Sverige annorlunda än utländskt deltagande via utlandsförbindelser då den senare är strikt reglerad i elmarknadsförordningen och förutsätter överenskommelser med andra TSO:er. Det finns fler frihetsgrader när det kommer till hanteringen av överföringskapacitet på interna elområdesgränser varför den utgör ett centralt designval vid utformningen av en kapacitetsmekanism.

Det här avsnittet innehåller en analys av rättsliga och teoretiska förutsättningar för hur den relevanta marknaden kan bestämmas och förslag på tentativa lösningar, inklusive hur överföringskapacitet mellan inhemska och utländska elområden bör hanteras.

#### 4.1.1 Marknadens geografiska avgränsning bör följa elområden

Svenska kraftnät bedömer att kapacitetsmarknadens geografiska avgränsning åtminstone behöver följa den för var tid rådande elområdesindelningen då varje elområde har unika utmaningar såväl som förutsättningar att nå den nationella tillförlitlighetsnormen med hjälp av ny produktionskapacitet, flexibel elanvändning eller nettoimport. En hög utbyggnadstakt av förnybar elproduktion i framförallt norra Sverige gör det svårt att bygga bort överföringsbegränsningarna i transmissionsnätet i den takt som krävs. Kapacitetsmarknaden bör därför ha en indelning som synliggör överföringsbegränsningarna i transmissionsnätet så att kapacitetsbetalningen blir relativt högre i områden med hög LOLE och stort behov av tillkommande kapacitet.



Sverige är ett avlångt land med skiftande förutsättningar för elproduktion och elanvändning. Norra Sverige (SE 1 och 2) har vid tidpunkten för framtagandet av denna rapport ett överskott av elproduktion som exporteras till det förbrukningsdominerade underskottsområdet i södra Sverige (SE 3 och 4). Nationella och europeiska analyser av resurstillräcklighet visar på ett ökande kapacitetsbehov i södra Sverige för att nå tillförlitlighetsnormen.

Framtiden kan medföra ett mer dynamiskt handelsflöde och prognoser om efterfrågeökningar i norra Sverige indikerar att det redan 2026 kan inträffa långa perioder med norrgående handelsflöden mellan SE 2 och 1 under sommarhalvåret (Svenska kraftnät, 2022:1). Om de planerade vätgassatsningarna i norra Sverige blir verklighet förstärks underskottet i SE 1 kraftigt under 2040-talet vilket väsentligt kan komma att förändra dynamiken i handelsflödena (Svenska kraftnät, 2021:4).



En analys av resurstillräcklighet i marknaden ska enligt artikel 23.1 i elmarknadsförordningen göras per elområde när det är relevant. Det kravet bör vara relevant för Sverige då vi har fyra elområden. Förutsättningarna att handla upp kapacitet med finare upplösning än elområden är små då kapacitetsmekanismer enligt elmarknadsförordningen behöver adressera ett konstaterat resurstillräcklighetsproblem på elområdesnivå, när det är relevant.

Överföringsbegränsningar inom ett elområde ska i första hand hanteras med hjälp av marknadsbaserad omdirigering av flexibla resurser eller nätförstärkningar. Det finns också exempel på länder i Europa som har löst interna överföringsbegränsningar inom elområden med hjälp av nätkapacitetsreserver (t ex. Tyskland och Österrike). Nätkapacitetsreserver finns inte definierat i elmarknadsförordningen men förutsätter rimligen en godkänd anmälan av EU-kommissionen i enlighet med regelverken om statsstöd. I Österrikes fall är godkännandet villkorat med att mekanismen utgör en tillfällig övergångslösning och att deltagande resurser hålls utanför elmarknaden. Tyskland har ett liknande upplägg även om de saknar ett formellt godkännande från EU-kommissionen. Syftet med en nätkapacitetsreserv kan inte vara att långsiktigt upprätthålla en felaktig

elområdesindelning utan huvudregeln är att elområdena ska vara utformat så att de reflekterar strukturella överföringsbegränsningar i transmissionsnätet. Förutsättningarna att handla upp kapacitet med en finare geografisk upplösning kan dock ändras i och med den elområdesöversyn som ska göras med jämna mellanrum.

#### 4.1.1.1 Elområdesindelningen kan förändras över tid

Elsystemen är under ständig förändring och strukturella överföringsbegränsningar kan över tid både upphöra och uppstå på nya platser. Varje medlemsstat är enligt elmarknadsförordningen artikel 14 skyldig att delta i den europeiska elområdesöversyn som ska ske återkommande.<sup>11</sup>

Elområdesöversynen kan få konsekvenser för den rådande elområdesindelningen i Sverige. En sådan förändring bör inte påverka åtagandet för befintliga anläggningsresurser i kapacitetsmekanismen. Dock kan det referenspris som används för den finansiella avräkningen vid en eventuell tillförlitlighetsoption ändras så att det baseras på priset i det nya elområde anläggningsresursen är belägen i, vilket på förhand kan innebära en ökad risk för en resursägare som deltar i mekanismen om priset väsentligt avviker från det tidigare referenspriset samtidigt som resursägaren har problem med att vara tillgänglig under perioder med höga priser.

#### 4.1.2 Hantering av överföringskapacitet inom Sverige

Svenska kraftnät bedömer att förväntade handelsflöden mellan inhemska elområden som uppstår i energimarknaden bör prissättas implicit i upphandling och prissättning av kapacitet enligt samma konceptuella ansats som auktionsalgoritmen på dagen före-marknaden.

Hantering av överföringskapacitet inom Sverige är ett viktigt designval. Den italienska kapacitetsmarknaden är utformad utifrån likartade förutsättningar som Sverige med flera inhemska elområden. Den italienska TSO:n definierar en efterfrågekurva för kapacitet utifrån respektive elområde och budgivarna lämnar bud för det område där kapaciteten är lokaliserad. Auktionsalgoritmen accepterar sedan bud med målfunktionen att minimera kostnaderna för att uppnå den önskade kapacitetsnivån samtidigt som överföringsbegränsningar mellan områden inte överskrids. Konceptuellt är detta samma ansats som gäller för dagen före-marknaden. Det innebär att om det inte finns några bindande överföringsbegränsningar så kommer det klarerade marknadspriset för kapacitet att vara det samma i alla elområden, men om det finns bindande

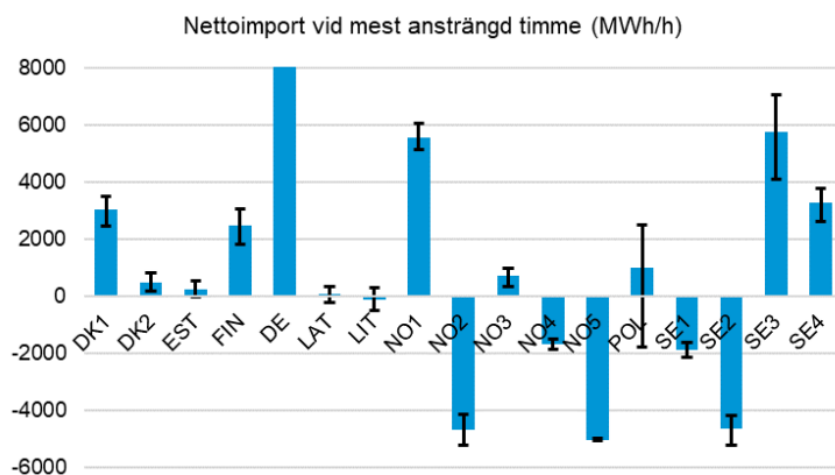
---

<sup>11</sup> Den pågående elområdesöversynen beskrivs på Svk:s hemsida <https://www.svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/systemansvar--elmarknad/elomradesoversyn/>.

begränsningar så delar algoritmen upp marknaden i två eller flera områden ("market split") med olika priser på kapacitet.

En skillnad mot auktionsalgoritmen på dagen före-marknaden är hur kapacitetsberäkningen för överföringskapacitet går till. En kapacitetsmarknad ska enligt statsstödsreglerna undvika otillbörliga negativa effekter på bland annat handel och balansering. Detaljer för hur det ska gå till föreskrivs i elmarknadsförordningen artikel 26.4. I praktiken innebär det att en kapacitetsmekanism måste hedra handelsutfallet på dagen före-marknaden och balansmarknaden och de kapacitetsberäkningar av överföringskapacitet som ligger till grund för det. Det innebär att dimensionering av kapacitetsbehovet och definiering av efterfrågekurvan måste ta hänsyn till handelsflödet och mer specifikt den förväntade nettoimporten till elområdet under timmar med effektbrist i elmarknaden. Figur 10 illustrerar resultatet från en simulering av nettoimport till svenska och utländska elområden under den mest ansträngda timmen per elområde för modellåret 2025 som Svenska kraftnät redovisade i rapporten KMA 2022 (Svenska kraftnät, 2022:1).

Figur 10. Simulerad nettoimport vid den mest ansträngda timmen per elområde för modellåret 2025. Negativt värde innebär att elområdet har nettoexport under den mest ansträngda timmen. Klammrarna visar importen motsvarande 10:e och 90:e percentilen för de 245 simuleringarna. Stapeln för Tyskland är brutet, värdet är 14 400 MW.



Källa: Svenska kraftnät (2022:1).

Vid dimensioneringen av kapacitetsbehovet per elområde behöver förväntad nettoimport under timmar med effektbrist i elmarknaden beräknas utifrån hur den framtida flödesbaserade metoden för att beräkna överföringskapacitet troligen kommer att se ut och beakta hur en ansträngd effektbalans påverkar tilldelad överföringskapacitet.

Ur ett aktörsperspektiv kan kapacitet lokaliserad i ett elområde med ett produktionsöverskott bidra till resurstillräcklighet i ett elområde med produktionsunderskott i enlighet med den nettoexport mellan elområden som förväntas under dimensionerande timmar. Detta ökar efterfrågan, och därmed värdet, på kapaciteten i det exporterande elområdet jämfört med om det förväntade handelsutbytet inte hade beaktats vid dimensioneringen. För kapacitet lokaliserad i ett elområde med ett produktionsunderskott kommer det ökade utbud som den förväntade nettoimporten under dimensionerande timmar innebära att värdet på kapacitet minskar jämfört med om det förväntade handelsutbytet inte hade beaktats vid dimensioneringen. Marknadpriset på kapacitet kommer dock alltid att vara relativt högre i underskottsområdet om det förväntade handelsutbytet är bindande i den meningen att dyrare resurser måste kontrakteras inom elområdet med ett kapacitetsunderskott för att nå tillförlitlighetsnormen.

Eventuella prisskillnader som uppstår mellan elområden reflekterar värdet av ökat överföringskapacitet och bör bokföras som en flaskhalsinkomst för Svenska kraftnät för att ge korrekta incitament till nätförstärkningar eller andra åtgärder som kommer kundkollektivet till del.

#### **4.1.3 Utländskt deltagande via utlandsförbindelser**

Sverige är sammanlänkat med elområden i andra länder och den sammanlagda importkapaciteten är 10,3 GW vilket motsvarar ungefär 25 % av den installerade produktionskapaciteten på nationell nivå, eller 40 % av den maximala förbrukningen i Sverige på cirka 27 GW. Möjligheten att importera kapacitet från andra länder under timmar med förväntad effektbrist i elmarknaden är väsentligt mycket mindre än 10,3 GW eftersom det beror på tillgängligheten på utlandsförbindelser och tillgången på ej avropade bud i utlandet. Man bör också ha i åtanke att delar av importkapaciteten går till norra Sverige och därmed inte har ett direkt bidrag vid en bristsituation i södra Sverige.

Hanteringen av utlandsförbindelser och utländska resursägare i kapacitetsmekanismer är relativt strikt reglerat inom EU-rätten och regelverket har utvecklats över tid. Ursprungligen hanterades förväntad nettoimport från utlandsförbindelser vid timmar med förväntad effektbrist i elmarknaden indirekt i kapacitetsmekanismen. Detta gjordes genom att beräkna det förväntade bidraget från utlandsförbindelser under timmar med förväntad effektbrist i elmarknaden. Sedan justerades kapacitetsbehovet i den nationella kapacitetsmekanismen i enlighet med det förväntade bidraget så att endast det resterande behovet upphandlades. Exempel på detta är de första kapacitetsauktionerna i Storbritannien och Frankrike. Potentiella nackdelar med den här ansatsen är att varken överföringskapaciteten eller utländska

resursägare får någon kapacitetsbetalning. Det här påminner om hur utländsk kapacitet hanteras vid dimensionering och anskaffning av den strategiska reserv som Sverige har för närvarande.

En utveckling av den här ansatsen var att modifiera kapacitetsmekanismen med syfte att prissätta överföringskapaciteten genom att tillåta att utlandsförbindelserna deltog direkt i upphandlingen. De fick delta i enlighet med den kapacitetsfaktor som beräknades utifrån den förväntade nettoimporten under timmar med förväntad effektbrist i elmarknaden. De fick sedan konkurrera med inhemska resursägare och fick ingå i kapacitetsmekanismen om buden var konkurrenskraftiga. Exempel på den här utformningen är Storbritannien som infört den som permanent lösning. Ansatsen med direkt deltagande från utlandsförbindelser antogs tidigare också i Polen och Irland som en övergångslösning. En konsekvens av den här ansatsen är att enskilda utländska resursägare inte får någon betalning utan ansatsen tar fasta på att det är det bakomliggande elsystemet som kollektivt bidrar till att möjliggöra nettoexport till elområden med otillräcklighet.

Den rådande målmodellen inom EU-rätten är att kapacitetsmekanismer som inte är strategiska reserver ska vara öppna för direkt gränsöverskridande deltagande av kapacitetsleverantörer i en annan medlemsstat. Exempel på länder som tillämpar målmodellen är Frankrike, Irland, Polen och Belgien. Ett vanligt villkor är att kapacitetsleverantörer i annan medlemsstat endast får lägga anbud på korta kontrakt på ett år eller liknande och motiveras av osäkerheter om hur mycket en utlandsförbindelse förväntas bidra till resurstillräckligheten vid timmar med förväntad effektbrist i elmarknaden.

En nackdel med gränsöverskridande deltagande är att en kapacitetsbetalning till enskilda resursägare i andra medlemsstater i bästa fall har en försumbar påverkan på den nationella resurstillräckligheten. Svenska kraftnät ifrågasätter särskilt effektiviteten i gränsöverskridande deltagande från länder utan kapacitetsmarknader vad gäller påverkan på resurstillräckligheten i Sverige eftersom det inte bedöms leda till investeringar i ny kapacitet. EU-kommissionen har i sina godkännandeprocesser dock blivit allt striktare över tid och kräver nu att kapacitetsmekanismen ska vara öppen för utländska resursägare redan från början (Irland, Italien, Polen och Belgien). De rättsliga förutsättningarna för utländskt deltagande redogörs för nedan.

#### 4.1.3.1 Rättsliga förutsättningar

Elmarknadsförordningen artikel 26 fastställer flera villkor för gränsöverskridande deltagande i kapacitetsmekanismer som inte är strategisk reserv:

- Öppen för resurser i åtminstone angränsande länder (artikel 26.2)
- Kapacitetsleverantörer ska kunna delta i mer än en kapacitetsmekanism (artikel 26.3 och 26.5)
- Elmarknadsutfallet får inte påverkas (artikel 26.4)
- Kapacitetsleverantörer ska åläggas att erlagga betalningar till följd av otillgänglighet om deras kapacitet inte är tillgänglig (artikel 26.6)
- De regionala samordningscentrum ska årligen beräkna den maximala överföringskapaciteten på respektive elområdesgräns som är tillgänglig för utländskt deltagande i syfte att ge rekommendationer till de TSO:er som använder kapacitetsmekanismer (artikel 26.7)
- Om kapacitetsmekanismer medger gränsöverskridande deltagande i två angränsande medlemsstater ska alla flaskhalsinkomster som uppstår i kapacitetsmarknaden tillfalla de berörda TSO:erna (artikel 26.9).

En TSO där den utländska kapaciteten finns är också skyldig att upprätta ett register med intresserade kapacitetsleverantörer som innehar rätt teknisk prestanda samt utföra tillgänglighetskontroller.

Acer godkände 2020 den detaljerade metod<sup>12</sup> som ENTSO-E har tagit fram enligt elmarknadsförordningen artikel 26.11 för att beräkna maximal överföringskapacitet tillgänglig för utländskt deltagande, fördelning av flaskhalsinkomster, gemensamma regler för tillgänglighetskontroller, betalning för otillgänglighet, villkor för driften av registret och kartläggning av kapacitet som är berättigad att delta i kapacitetsmekanismen.

4.1.3.2 Förslag på gränsöverskridande deltagande enligt EU:s målmodell  
Svenska kraftnät bedömer att gränsöverskridande deltagande bör vara utformad enligt EU:s målmodell som tagits fram av ENTSO-E och sedermera har beslutats av Acer (No 36/2020).

Den rådande målmodellen i EU för gränsöverskridande deltagande från kapacitetsleverantörer i en annan medlemsstat bygger på ett antal principer gällande exempelvis TSO-TSO samarbete avseende förauktioneringens utformning, förkvalificering av potentiella utländska kapacitetsleverantörer och

---

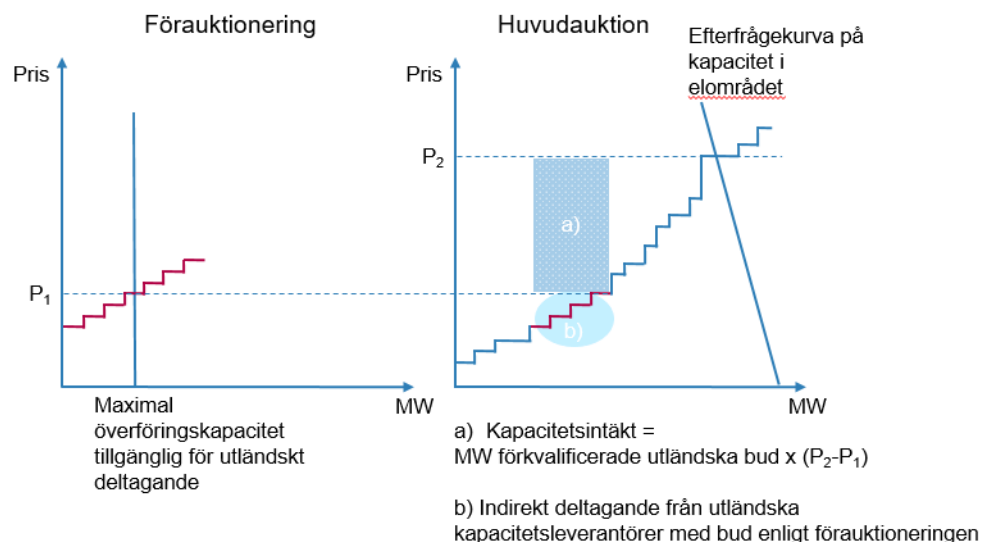
<sup>12</sup> Se Acers beslut (No 36/2020) och tillhörande bilaga 1 (Technical specifications for cross-border participation in capacity mechanisms, 2020).

övervakning av tillgängligheten hos kontrakterade kapacitetsleverantörer. I det följande kommer vi särskilt att fokusera på följande centrala principer:

- **Beräkning av maximal överföringskapacitet tillgänglig för utländskt deltagande** utifrån hur mycket en utlandsförbindelse förväntas bidra till resurstillräckligheten i det anslutande elområdet vid timmar med förväntad effektbrist i elmarknaden. Beräkningen av maximal överföringskapacitet uppdateras årligen. Syftet med beräkningen är att säkerställa att antal kontrakterade MW från utländska kapacitetsleverantörer inte överstiger importen från utlandsförbindelser vid timmar med förväntad effektbrist i elmarknaden.
- **Marknadsbaserad** tilldelning av kapacitetskontrakt bland alla potentiella kapacitetsleverantörer, till exempel genom en auktion.
- **Flaskhalsinkomst** på grund av utländskt deltagande ska fördelas mellan de TSO:er som är direkt sammanlänkade.

Figur 11 innehåller en beskrivning av de principer som gäller för utländskt deltagande och beräkning av flaskhalsinkomster. För att förenkla beskrivningen antas kapacitetsbetalningen bestämmas enligt marginalpris. I förauktioneringen bjuds utländska kapacitetsleverantörer in för att konkurrera om den maximala överföringskapacitet som beräknas vara tillgänglig för utländskt deltagande. En TSO utvärderar anbuden och väljer ut de kapacitetsleverantörer som fyller upp överföringskapaciteten till lägst kostnad. Dessa är förkvalificerade till den huvudauktion som följer. Förauktioneringen genererar ett jämviktspris ( $p_1$ ), som senare används för att beräkna den flaskhalsinkomst som ska fördelas mellan de TSO:er som är direkt sammanlänkade.

Figur 11. Principer för indirekt deltagande från utländska kapacitetleverantörer och beräkning av flaskhalsinkomst (kapacitetsintäkt).



Källa: Compass Lexecon, egen bearbetning.

I huvudauktionen deltar inhemska och förkvalificerade utländska kapacitetleverantörer. Utländska kapacitetleverantörer deltar indirekt med samma bud som i förauktionen. Kapacitetsbetalningen för inhemska leverantörer som tilldelas kontrakt bestäms av jämviktspriset i huvudauktionen ( $P_2$ ) medan betalningen för utländska kapacitetleverantörer bestäms av jämviktspriset i förauktionen ( $P_1$ ). En TSO beräknar flaskhalsinkomsten i enlighet med antal MW förkvalificerade utländska bud multiplicerat med prisdifferensen ( $P_2 - P_1$ ).

Man kan överväga att utveckla ömsesidiga regler som tillåter explicit deltagande av utländska kapacitetleverantörer på sammanlänkningar med medlemsstater som tillämpar marknadsomfattande kapacitetsmekanismer, till exempel Polen eller andra medlemsstater i framtiden.

## 4.2 Centraliserad eller decentraliserad kapacitetsmarknad

Frågan om centraliserad eller decentraliserad kapacitetsmarknad handlar i grund och botten om vem som är ansvarig för att göra en förbrukningsprognos och upphandla det av centralplaneraren ålagda kapacitetsbehovet i förhållande till den.

I en centraliserad kapacitetsmarknad är det en central upphandlare som har ensamt ansvar för att göra en förbrukningsprognos och anskaffa den kapacitet



som bedöms vara nödvändig för att säkerställa att resurstillräckligheten är i enlighet med den nationella tillförlitlighetsnormen. I praktiken är det oftast en TSO som ansvarar för att göra förbrukningsprognoser och genomföra upphandlingen.

I en decentraliserad kapacitetsmarknad läggs ansvaret på att göra förbrukningsprognoser och upphandla det ålagda kapacitetsbehovet på elhandlare eller lokalnätsägare.

Svenska kraftnät bedömer att en centraliserad upphandling av kapacitet är att föredra i en svensk kontext eftersom det möjliggör ett bättre utnyttjande av överföringskapacitet mellan elområden, minskad byråkrati och transaktionskostnader såväl som bättre förutsättningar för måluppfyllelse hos centralplaneraren jämfört med alternativet.

#### **4.2.1 Teori och praktik avseende en centraliserad eller decentraliserad kapacitetsmarknad**

De två alternativen har gemensamt att det är en central planerare som ansvarar för att bestämma hur stort kapacitetsbehovet är i förhållande till prognostiserad förbrukning – skillnaden utgörs av vem som ansvarar för att göra förbrukningsprognosen och genomföra upphandlingen.

Decentraliserade kapacitetsmarknader är vanliga i länder med vertikalt integrerade och mindre konkurrensutsatta elmarknader så som Chile, Brasilien och Peru. Bland mer utvecklade elmarknader som använder en decentraliserad kapacitetsmarknad kan nämnas den kaliforniska systemoperatören CAISO, där elhandlare åläggs att kontraktera en viss mängd kapacitet i förhållande till deras förväntade förbrukning. I Europa är det för närvarande endast Frankrike som använder en decentraliserad kapacitetsmarknad, även om de planerar att gå över till en centraliserad kapacitetsmarknad på grund av den minskade byråkrati och ökade garantier för måluppfyllelse som den innebär.

Centraliserade kapacitetsmarknader är den dominerande utformningen i Europa och används av Irland, Storbritannien, Belgien, Italien, Polen och PJM i USA.

##### **4.2.1.1 Decentraliserad kapacitetsmarknad**

En fördel med en decentraliserad kapacitetsmarknad är att beslutsfattandet av auktionerade volymer görs av en aktör som är närmare kunden vilket *kan* resultera i bättre förbrukningsprognoser. Här ligger ansvaret att anskaffa nödvändig kapacitet i förhållande till förbrukningsprognosen vanligtvis på lokalnätsägaren, vilket är logiskt eftersom den typiskt sett också är balansansvarig för de nätkunder som den har. Förbrukningsprognoser

underlättas av att nätkollektivet utgör en stabil kundbas då uttagpunkterna är svåra att flytta. Förbrukningsprognoser ligger inom nätägarens kärnverksamhet när den planerar reinvesteringar och nätutbyggnad för att på lång sikt uppfylla rimliga krav på överföring av el vilket ger upphov till synergieffekter i verksamheten.

Denna fördel är mindre framträdande i och med den rådande modellen inom EU där elhandel och balansansvar är konkurrensutsatta verksamheter med krav på åtskillnad från nätverksamheten. En logisk följd av den europeiska elmarknadsdesignen och dess åtskillnadsregler är att kravet på att anskaffa nödvändig kapacitet i förhållande till förbrukningsprognosen bör ligga på en konkurrensutsatt aktör, till exempel elhandlaren. Det innebär en ökad komplexitet och osäkerhet över det framtida åtagandet eftersom den har en mindre stabil kundbas jämfört med en nätägare. I Sverige omförhandlar eller byter cirka 20 % av hushållskunderna elhandlare varje år vilket kan innebära att kundstocken byts ut vart femte år. Denna komplexitet måste beaktas vid utformningen, till exempel genom att kapacitetscertifikat eller kapacitetskontrakt följer kunden om den byter elhandlare, vilket också kan ge upphov till ökade risker för elhandlare vid övertagandet av nya kunder.

En annan fördel som lyfts fram med en decentraliserad anskaffning är att den skapar möjligheter till skraddarsydda och innovativa lösningar som kan passa vissa aktörer. Denna möjlighet innebär också nackdelar p.g.a. ökad byråkrati genom många inblandade aktörer och ökade transaktionskostnader genom utspädd likviditet p.g.a. av många små upphandlingar av potentiellt icke-standardiserade produkter.

En annan nackdel som lyfts med en decentraliserad anskaffning är att den inte kan garantera centralplaneraren måluppfyllelse avseende resurstillräcklighet i förhållande till tillförlitlighetsnormen. Dessutom är det svårt att hantera överföringskapacitet i decentraliserade kapacitetsmekanismer, vilket är särskilt relevant ur ett svenskt perspektiv med tre interna elområdesgränser och flertalet utlandsförbindelser.

#### 4.2.1.2 Centraliserad kapacitetsmarknad

En centraliserad upphandling innebär bättre förutsättningar för måluppfyllelse hos centralplaneraren. Standardiserade produkter som upphandlas i en stor upphandling innebär minskade transaktionskostnader genom en ökad likviditet och pristransparens, möjligen på bekostnad av att villkoren inte passar alla potentiella leverantörer av kapacitet. En centraliserad kapacitetsmarknad underlättar också hantering av överföringskapacitet mellan elområdesgränser i Sverige och mot andra länder.

## 4.3 Incitament att vara tillgänglig

Med en marknadsomfattande kapacitetsmekanism förväntas kapacitetsleverantörerna att delta på energimarknaderna och få en väsentlig del av sina intäkter från energimarknaderna. Kapacitetsbetalningen ska därmed vara oberoende av avrop på energimarknaden ("dispatch") för att inte störa energimarknadernas funktionssätt. Däremot behöver man säkerställa att kapaciteten görs tillgänglig för energimarknaderna.

Det finns två grundläggande modeller för att ge incitament för kapacitetsresurserna att vara tillgänglig när de behövs. Den första modellen är att ha ett krav på att erbjuda den kontrakterade kapaciteten till marknaden vid ansträngda situationer kombinerat med en straffavgift vid otillgänglighet. Den andra modellen är att ge finansiella incitament via s.k. tillförlitlighetsoptioner (på engelska reliability options). Dessa två modeller kan också kombineras.

Svenska kraftnäts bedömning är att det primära kravet bör komma via finansiella incitament i form av tillförlitlighetsoptioner, men att dessa eventuellt bör kombineras med krav på tillgänglighet i deklarerade bristsituationer. Det senare kräver dock en mer omfattande byråkrati och kan vara svårt att genomföra i den nordiska elmarknaden eftersom möjligheten att lägga portföljbud baserad på aktörens nettoposition i elmarknaden väsentligt försvårar verifieringen av tillgängligheten hos enskilda anläggningar.

### 4.3.1 Krav att bjuda in kapaciteten och straff vid otillgänglighet

Modellen med krav på att bjuda in kapaciteten och straff vid otillgänglighet bygger i grunden på att det vid tillfällen när systemoperatören deklarerar en ansträngd situation finns ett krav att erbjuda kapaciteten på dagen före-, intradag- eller stödtjänstmarknaderna.

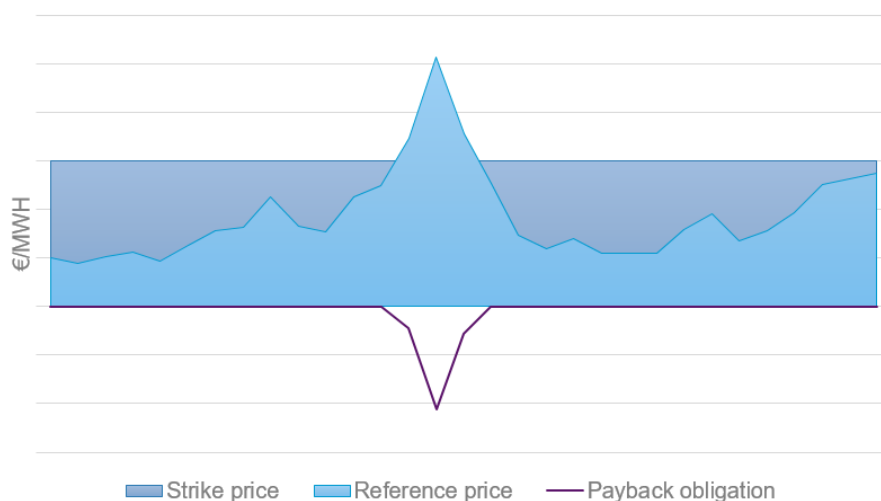
Om den kontrakterade kapaciteten inte erbjuds till marknaderna vid ansträngda situationer utgår ett straff för otillgänglighet.

### 4.3.2 Finansiella incitament genom tillförlitlighetsoptioner

Den andra modellen för att skapa incitament för tillgänglighet tar tillvara på det positiva sambandet mellan ansträngd effektbalans och höga priser i energimarknaden. Genom att införa ett krav på återbetalning vid höga priser, s.k. tillförlitlighetsoptioner, ges tydliga incitament för kontrakterad kapacitet att planera drift och underhåll för att vara tillgänglig vid tillfällen eller perioder med ansträngd effektbalans. En tillförlitlighetsoption innebär enkelt uttryckt att ett lösenpris definieras i förhållande till lämpligt marknadsreferenspris. Referenspriset kan utgöras av priset i dagen före-marknaden i aktuellt

elområde, men det är även möjligt att exempelvis beakta priset på reglerkraft i balansmarknaden. Vid tillfällen då referenspriset överstiger det definierade lösenpriset uppstår en återbetalningsskyldighet av skillnaden mellan marknadspriset och lösenpriset, vilket illustreras i Figur 12. Genom att återbetalningsskyldigheten uppstår oavsett om kapacitetsleverantören har producerat eller inte skapas ett starkt ekonomiskt incitament att vara tillgänglig under timmar med höga priser. Tillförlitlighetsoptioner gäller i grunden under alla timmar. Återbetalningsskyldigheten är kopplad till prisnivån och inte huruvida systemoperatören har deklarerat att en ansträngd situation föreligger.

Figur 12. Illustration av en tillförlitlighetsoption.



I tillägg till de starka ekonomiska incitamenten att vara tillgänglig vid höga energipriser som tillförlitlighetsoptioner ger upphov till finns en rad andra fördelar. Vid eventuella problem med marknadsmakt begränsar tillförlitlighetsoptioner incitamenten för deltagande resurser att utöva marknadsmakt, genom att återbetalningsskyldigheten inträder vid höga priser. Det gör att vinsterna av att exempelvis hålla tillbaka kapacitet för att pressa upp priset blir lägre än vad de annars skulle ha varit. Vidare byggs en prissäkring in i systemet. Återbetalningarna från tillförlitlighetsoptioner kanaliseras tillbaka till slutkunderna, antingen genom att delvis täcka kostnaderna för kapacitetsmekanismen eller en mer direkt återbetalning. I tillägg begränsas då risken för att kapacitetsleverantörerna får ”dubbel” ersättning om det uppstår perioder med oväntat höga energipriser.

Det finns ett antal svårigheter med utformningen av tillförlitlighetsoptioner. I det följande diskuteras ett antal av dessa designval.

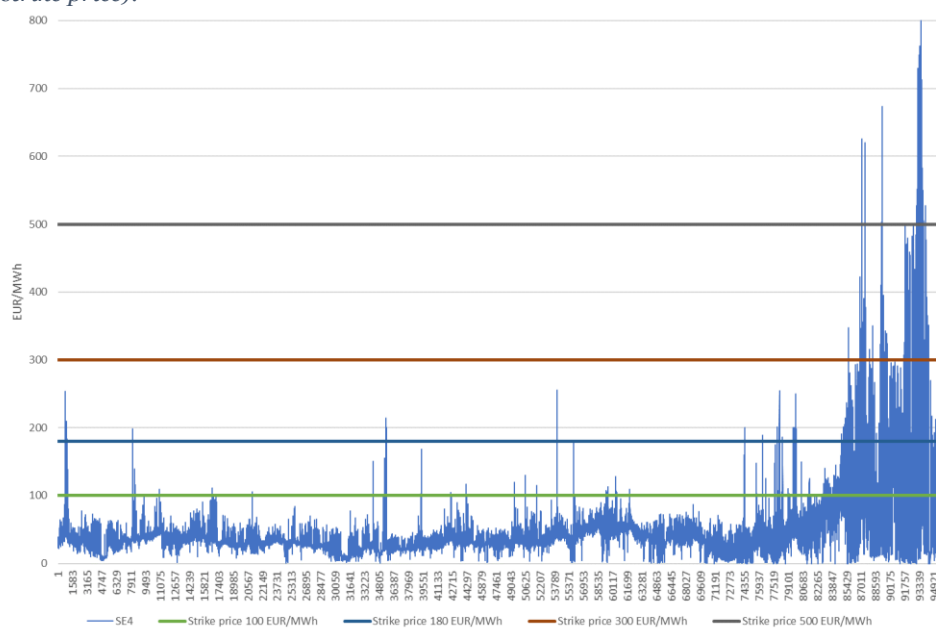
#### 4.3.2.1 Definition av lösenpris

För det första behöver relevant referenspris och lösenpris definieras. Särskilt det sistnämnda kan vara besvärligt. Ofta finns någon form av koppling till de rörliga kostnaderna för topplastkapaciteten, vilket på många marknader traditionellt har utgjorts av gaseldade kraftverk. Det är då vanligt att lösenpris indexeras till exempelvis gas- eller annat bränslepris, eftersom lösenpris behöver överstiga de rörliga kostnaderna. För svensk del är det sannolikt mer ändamålsenligt att definiera lösenpris oberoende av bränslepriser. Om lösenpriset sätts relativt lågt innebär det att incitamenten att vara tillgänglig gäller under fler timmar, samt att perioder med höga priser innebär en större återbetalning till kunderna. Detta leder dock till lägre förväntade intäkter från energimarknaderna och därmed sannolikt högre kapacitetsbud. Vidare kan vid ett lågt lösenpris vissa teknologier ha rörliga kostnader som överstiger det fastställda lösenpriset.

Fastställandet av lösenpris kommer att innebära en avvägning mellan dessa faktorer. För det första bör lösenpris ligga klart över normala prisnivåer. Figur 13 visar de historiska timpriserna i SE4 det senaste decenniet i förhållande till hypotetiska lösenpriser i intervallet 100–500 EUR/MWh. Det högsta priset under perioden var ca 800 EUR/MWh. Av figuren framgår att den absoluta merparten av timmarna med priser över någon av dessa nivåer inträffade under 2022. För perioden före 2022 var det endast enstaka timmar som priset översteg även den lägsta nivån på 100 EUR/MWh. Priset nådde i stort sett aldrig över nivån 300 EUR/MWh.

En möjlig modell för fastställande av lösenpris skulle kunna vara att indexera till (historiskt) pris på dagen före-marknaden, exempelvis medelvärde under fastställd tidigare period plus ett lämpligt påslag.

Figur 13. Historiska timpriser i SE4 2012–2022 i förhållande till hypotetiska lösenpris (strike price).



Källa: Elpriser från NordPool.

Det är även möjligt att vissa teknologier kan behöva ett högre lösenpris till följd av att deras rörliga kostnad överstiger det generellt definierade lösenpriset. I princip bör detta undvikas så långt som möjligt, men det kan vara nödvändigt för individuellt satta lösenpris för anläggningar som kan påvisa högre verifierbara rörliga kostnader. Detta skulle exempelvis kunna vara en vätgaseldad gasturbin.

#### 4.3.2.2 Hantering av efterfrågefleksibilitet

Efterfrågefleksibilitet har en annan typ av intäktsström och kan behöva hanteras särskilt i förhållande till tillförlitlighetsoptioner. För efterfrågefleksibilitet genereras ingen intäkt vid höga energipriser, med undantag om aktören har finansiella eller andra långa kontrakt och kan ”sälja tillbaka” den tidigare inköpta elen. I utgångsläget undviker enbart efterfrågefleksibiliteten kostnad för inköp av elen.

Mot den här bakgrunden är det vanligt att efterfrågefleksibilitet hanteras annorlunda än produktion i förhållande till tillförlitlighetsoptioner och återbetalningskrav.

I Italien visade de italienska myndigheterna i sin ansökan till EU-kommissionen att de olika pengaflödena mellan TSO och efterfrågeresursen tog ut varandra. Efterfrågeresursen ska å ena sida få ersättning för kapaciteten, men också vara med och finansiera kapacitetsmekanismen. Dessa delar

menade man tog ut varandra. Vidare ska efterfrågeresursen enligt tillförlitlighetsoptionen både återbetala vid höga priser, men också kompenseras för de höga priserna. Vid icke-leverans i deklarerade bristsituationer utgår dock straff även för efterfrågeresurser. Här kan det dock förväntas uppstå betydande svårigheter avseende verifieringen.

Även på Irland finns en liknande ordning. Återbetalningsskyldigheten gäller inte för efterfrågeresurser så länge de levererar i enlighet med sina åtaganden, däremot inträder den om efterfrågefleksibiliteten inte levereras i en knapphetsituation. I detta sammanhang är det dock relevant att nämna att i den irländska designen finns inget straff för icke-leverans utöver återbetalningen för tillförlitlighetsoptioner.

Såväl för efterfrågeresurser som för energilager kan det också vara aktuellt att begränsa vilken uthållighet som förväntas av dessa resurser. Detta bör också återspeglas i den kapacitetsfaktor (på engelska de-rating) och ersättning för kapaciteten som dessa resurser erhåller.

### **4.3.3 Stop-loss**

Flera marknader med tillförlitlighetsoptioner tillämpar en ”stop-loss” avseende återbetalningarna. Belgien har exempelvis en stop-loss mekanism på såväl återbetalningsskyldigheten som straff för otillgänglighet. Denna mekanism innebär att kapacitetsleverantören aldrig behöver återbetala en summa som överstiger den årliga kapacitetsbetalningen, dvs. om kontraktsvärdet reduceras till noll så upphör även återbetalningskraven. Detta kan vara en lämplig riskbegränsning för kapacitetsleverantören. Det kan särskilt möjliggöra nollbud i en situation då problemet med otillräckliga täckningsbidrag från energimarknaden reducerats till noll. I Belgiens fall argumenterade man för att utan en sådan stop-loss mekanism kommer aldrig en kapacitetsleverantör att lämna in ett noll-bud, även om det inte finns något missing-money-problem för leverantören.

Detta argument förefaller mer rimligt i det fall det finns ett visst, men tämligen litet, problem gällande täckningsbidraget från energimarknaden. I ett fall där det inte alls finns ett sådant problem kan situationen hanteras genom att den aktuella kapacitetsleverantören inte deltar i auktionen, men att denna kapacitet implicit räknas med i utbudskurvan som ett noll-bud.

## **4.4 Produktdefinition och miljökrav vid upphandlingen**

Den produkt som upphandlas i en kapacitetsmekanism ska vara utformad så att den bidrar till att tillförlitlighetsnormen uppnås. Enligt

elmarknadsförordningen ska en marknadsomfattande kapacitetsmekanism vara utformad så att alla resursägare kan delta på samma villkor, oavsett teknologi. Produktens utformning är viktig för att uppnå en teknikneutral upphandling öppen för alla, med beaktande av de miljökrav som följer europeisk och nationell rätt samt eventuella ytterligare miljövillkor i upphandlingen. Oavsett om upphandlingen omfattar en eller två produkter är fastställandet av tekniks specifika kapacitetsfaktorer avgörande för att säkerställa effektiv konkurrens så att tillförlitlighetsnormen nås till lägst kostnad.

#### **4.4.1 Teori och praktik avseende antal produkter**

Antalet produkter i upphandlingen styrs lämpligen av antalet målfunktioner hos den centrala planeraren enligt devisen ett mål ett medel. Befintliga kapacitetsmekanismer inkluderar vanligtvis antingen en eller två produkter. En jämförelse av ett antal europeiska länder som nyligen infört, eller planerar att införa, en marknadsomfattande kapacitetsmekanism ger för handen att samtliga (Belgien, Italien, Polen, Irland och Nordirland) har valt att endast inkludera en produkt i upphandlingen. Svenska kraftnät bedömer att en produkt är att föredra ur ett svenskt perspektiv.

##### 4.4.1.1 En produkt

Fördelarna med att anskaffa en produkt är flera. För det första innebär det en väsentligt förenklad och mer robust auktionsdesign med en hög pristransparens hos potentiella leverantörer. För det andra anger tekniks specifika kapacitetsfaktorer (på engelska de-rating factor) sambandet mellan hur ytterligare en MW installerad kapacitet hos en anläggningsresurs med en given teknologi bidrar till att öka resurstillräckligheten, oavsett om det är basproduktion, en flexibel resurs eller både och (på engelska firm and flexible capacity). Den tekniks specifika kapacitetsfaktor som beräknas används för att göra anbuden från aktörer med olika teknologier jämförbara så att ”effektiva” MW är föremål för anbudsutvärdering.

Tekniks specifika kapacitetsfaktorer som kontinuerligt uppdateras så att de speglar det tekniks specifika marginella bidraget till resurstillräckligheten gör att problemet för planeraren reduceras till att över tid justera dimensioneringen av kapacitetsmekanismen (i effektiva MW) så att tillförlitlighetsnormen nås. Om andelen väderberoende produktion fortsätter att öka i kapacitetsmixen kommer en kapacitetsfaktor som reflekterar det marginella bidraget till resurstillräcklighet att premiera flexibel kapacitet. Om problemen med resurstillräcklighet övergår från att inträffa under topplasttimmen till att också inträffa under längre perioder med låg vind- och solinstrålning kommer metoden att premiera lager och andra flexibla resurser med lång uthållighet



(timmar eller dagar). Metoden att beräkna det marginella bidraget kommer då automatisk att ge högre kapacitetsfaktorer till tekniker med hög flexibilitet jämfört med tekniker som levererar basproduktion. Tabell 8 redovisar exempel på kapacitetsfaktorer baserat på Belgiens auktion 2021 samt Ei:s rapport med förslag på tillförlitlighetsnorm för Sverige (Ei, R2021:05).

Tabell 8. Exempel på kapacitetsfaktorer baserad på Belgiens auktion 2021 och Ei (R2021:05).

Teknik	Kapacitetsfaktor (Belgien, auktion 2021)	Kapacitetsfaktor (Ei, R2021:05)
Kraftvärme	90-93%	90-95%
Kärnkraft	96%	n/a
Efterfrågeflexibilitet och lager	11-100%	50-95%
Havsbaserad vind	15%	n/a
Landbaserad vind	6%	9%
Solkraft	4%	n/a
Vattenkraft (run-of-river)	34%	n/a

En nackdel med att anskaffa enbart en produkt är att det är komplicerat att beräkna en kapacitetsfaktor för respektive teknologi. Beräkningen är också behäftad med osäkerhet som ökar ju längre fram i tiden beräkningen avser, vilket är särskilt relevant för längre kontrakt med en leveransperiod som börjar flera år framåt i tiden. Osäkerheten utgörs exempelvis av förbrukningens storlek och dess fördelning över tid samt vilken kapacitetsmix som finns i Sverige och utomlands vid den givna tidpunkten. Tanken är att kapacitetsfaktorerna ska beräknas inför varje ny upphandlingsomgång (t ex årligen) och ur ett aktörsperspektiv kan det leda till en ökad osäkerhet avseende hur marknadsvärdet på kapacitet kan komma att utvecklas i framtiden, vilket är särskilt relevant för kontrakt med kort löptid (t ex ettåriga kontrakt). Det kan underminera kapacitetsmekanismens funktion som en åtgärd för att mildra de ekonomiska effekterna av cykliska perioder med höga och låga priser på elmarknaden på grund av klumpvisa investeringar i långlivade anläggningar.

#### 4.4.1.2 Två produkter

Två produkter är att föredra om planeraren har en tydlig uppfattning om vilken sammansättning av förmågor som krävs hos anslutna anläggningsresurser för att tillförlitlighetsnormen ska nås. Även om definitionen kan variera formuleras vanligtvis behovet i termer av installerad kapacitet basproduktion respektive installerad kapacitet flexibilitetsresurser. En nackdel med två produkter är att sambandet mellan hur ytterligare en MW installerad kapacitet

hos en anläggningsresurs med en given teknologi bidrar till att öka resurstillräckligheten inte är lika tydlig vilket gör det svårt att utvärdera måleffektiviteten och vidta nödvändiga justeringar av upphandlad kapacitet basproduktion och flexibilitet över tid.

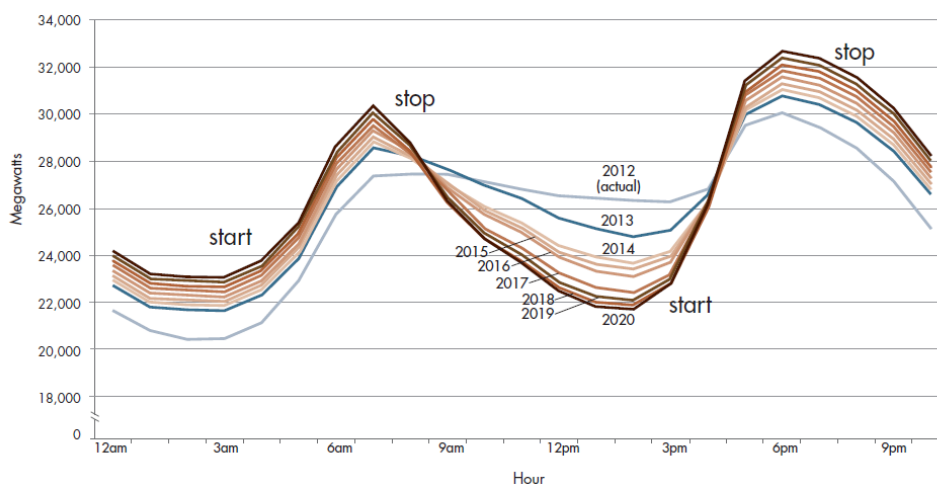
Dimensioneringsbehovet av installerad kapacitet basproduktion kan t ex härledas utifrån analyser av hur residuallasten<sup>13</sup> påverkas när mängden installerad kapacitet basproduktion varierar. Basproduktion kan också antas vara förknippad med stödtjänster så som svängmassa, reaktiv effekt och spänningsreglering eller bedöms kunna resultera i ökade driftsäkerhetsmarginaler i elsystemet vilket kan öka resurstillräckligheten genom att möjliggöra ökade importkapaciteter till ett elområde med bibehållen driftsäkerhet.

Dimensioneringsbehovet av installerad kapacitet flexibilitetsresurser kan också härledas utifrån en analys av residuallasten på olika tidsskalor (från en timme till flera timmar). Här bör fokus ligga på flexibilitet som kan balansera utbud och efterfrågan på dagen före-marknaden och dessa resurser kan därmed vara relativt långsamma. Flexibilitet med krav på snabbare responstid och rampningshastighet anskaffas i stödtjänstmarknaderna för balansering, varav flera produkter i Sverige också inkluderar kapacitetsbetalning för tillgänglighet. Ett exempel är CAISO som 2006 införde en kapacitetsmarknad. År 2015 utökade de den med en andra flexibilitetsprodukt på grund av den ökande andelen förnybara energikällor från sol och vind som över tid lett till att den dagliga residuallasten ställt allt högre krav på rampningsförmåga tidig morgon och kväll, se Figur 14.

---

<sup>13</sup> Residuallasten brukar definieras som differensen mellan elanvändning och elproduktion från väderberoende energikällor så som vind och solkraft. Ibland brukar också älvkraftverk (*eng. run-of-river*) definieras som väderberoende. Residuallasten ger en bild av vilket underskott eller överskott som behöver hanteras av planerbar produktion, import eller export för att bibehålla balansen i elsystemet.

Figur 14. Residuallastens utveckling i Kalifornien från 2012 till 2020 p.g.a. ökande andel väderberoende energikällor i elsystemet.



Källa: CAISO (2016).

Även i fallet med två produkter görs bud från anläggningsresurser jämförbara genom att tillämpa tekniskspecifika kapacitetsfaktorer avseende dess bidrag till installerad kapacitet basproduktion och flexibilitet. Eftersom egenskaperna förknippade med basproduktion och flexibilitetsresurser delvis kompletterar varandra går det inte att på ett trovärdigt sätt beräkna kapacitetsfaktorer analytiskt utan det är vanligt att dessa bestäms utifrån en enklare normativ ansats. Normativt bestämda kapacitetsfaktorer brukar inte uppdateras lika ofta vilket försvårar måluppfyllelse. Dock kan långsiktigt stabila kapacitetsfaktorer leda till ökad förutsägbarhet för aktörer hur marknadsvärdet på kapacitet i korta kontrakt kan komma att utvecklas i framtiden. En kapacitetsmekanism med två produkter har därmed en större potential att mildra de ekonomiska effekterna av cykliska perioder med höga och låga priser på energimarknaden.

En andra nackdel med två produkter, som också leder till minskad måluppfyllelse, är att resursägare med en given teknologi bedömer att kapacitetsfaktorn är orättvis, genom att ge vissa teknologier en konkurrensfördel som inte speglar dess bidrag till installerad kapacitet basproduktion eller flexibilitet. En tredje nackdel med två produkter är att auktionen blir mycket mer komplex jämfört med upphandling av en produkt eftersom upphandlaren måste ta hänsyn till att basproduktion och flexibla resurser kompletterar varandra och kan levereras från samma resursägare (exempelvis ett kärnkraftverk eller kraftvärmeverk).

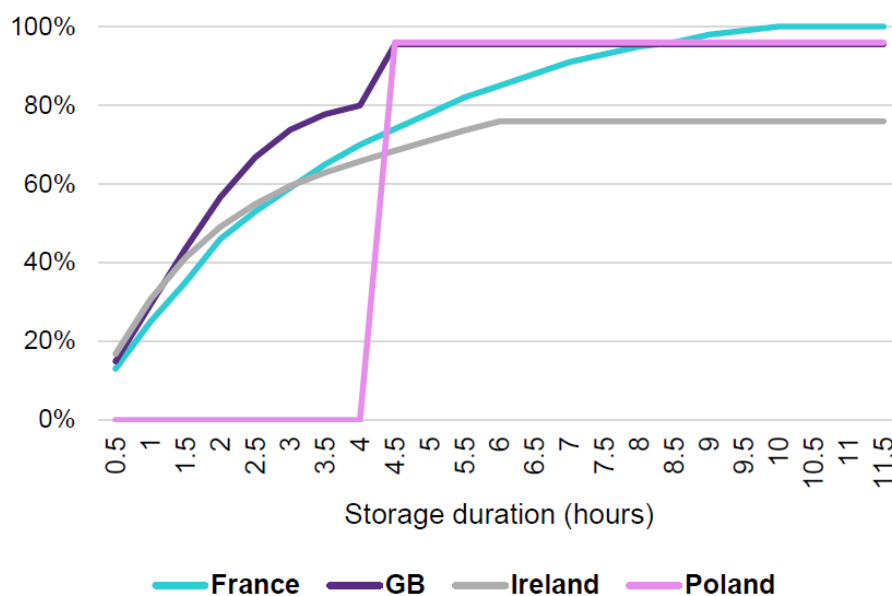
Upphandlingsdesignen behöver utvärderas noga i fallet med två produkter avseende dess substituerbarhet och komplementaritet och i teorin kan sekventiella eller samoptimerade auktioner leda till lägre upphandlingskostnader jämfört med simultana auktioner. Om upphandlingen

ska vara öppen för utländskt deltagande eller genomföras per elområde ökar dock komplexiteten ytterligare.

#### 4.4.1.3 Kapacitetsfaktorer för efterfrågefleksibilitet

Flexibilitetsresurser som utgörs av efterfrågefleksibilitet och lager (inklusive pumpvattenkraft) är en heterogen teknologi avseende tekniska och ekonomiska förutsättningar att vara tillgänglig och med vilken uthållighet som den kan vara aktiverad. Beräkning av tekniskspecifika kapacitetsfaktorer baserad på det marginella bidraget till resurstillräckligheten är komplex eftersom det beror både på produktionskapaciteten och energilagrets storlek (uthållighet). Figur 15 innehåller exempel på hur kapacitetsfaktorn varierar med energilagrets uthållighet i olika länder. Även fördelningen mellan små och stora lager i elsystemet behöver tas i beaktande eftersom påfyllning av energilagret blir allt svårare under låglasttimmar utan att öka LOLE.

Figur 15. Exempel på hur kapacitetsfaktorn varierar med energilagrets uthållighet i Frankrike, Storbritannien, Irland och Polen.



Källa: Compass Lexecon.

En lösning som används i Belgien för energibegränsade resurser är att resursägaren själv får välja bland en meny av olika servicenivåavtal beroende på anläggningens uthållighet i timmar, där kapacitetsfaktorn ökar med resursens uthållighet i timmar. Belgien tillåter också att resursägaren vid anbudstillfället bestämmer vid vilket energipris som resursen kan aktiveras, vilket också bestämmer lösenpriset för när ska aktiveras, se avsnitt 4.3.2.

Tabell 9. Exempel på meny av olika servicenivåavtal som används i Belgien.

Service­nivåavtal, uthållighet i timmar	Kapacitetsfaktor
1	11%
2	19%
3	28%
4	36%
6	52%
8	65%
O­begränsat	100%

#### 4.4.2 Miljökrav vid upphandlingen

Gällande miljökrav i kapacitetsmarknader är EU-rätten fokuserad på klimatpåverkan och föreskriver gränsvärden för utsläpp av koldioxid per kWh. Ett eventuellt lägre gränsvärde är ett viktigt designval att ta ställning till vid marknadsomfattande kapacitetsmekanismer eftersom det påverkar vilka teknologier som ges incitament till nyinvesteringar.

Grundfrågan gällande gränsvärde för utsläpp av koldioxid är om gaseldade och andra fossileldade kraftverk, ska tillåtas delta i kapacitetsmekanismen. Enligt amerikansk data från 2021 släppte gaseldade kraftverk i genomsnitt ut 440 g koldioxid per kWh (U.S Energy Information Administration, 2023). Ett modernt gaseldat kombikraftverk ligger därmed under det gränsvärde på 550 g koldioxid per kWh som anges i elmarknadsförordningen. Om gaseldade kraftverk tillåts delta i upphandlingen kan det innebära incitament till nyinvesteringar i kapitalintensiva och långlivade anläggningar med hög klimatpåverkan. Detta medför en risk för strandade kostnader som bärs av kundkollektivet om gränsvärdet behöver sänkas i framtiden för att nå miljöskyddsmål på europeisk eller nationell nivå. Ett lägre gränsvärde kan dock också påverka möjligheten för existerande och nya produktionsanläggningar som drivs med avfall eller biobränslen att delta, beroende på teknisk utformning och metod för att beräkna utsläppen av koldioxid.

Ett lägre gränsvärde för utsläpp av koldioxid bör rimligen exkludera flera av de referensteknologier som används vid Ei:s beräkning av tillförlitlighetsnorm. Eventuellt kan netto CONE bli beräknad utifrån batterier eller någon annan referensteknologi med relativt sett högre kostnader vilket leder till att tillförlitlighetsnormen blir lägre (dvs. LOLE tillåts öka), allt annat lika.

Till skillnad från de flesta nationella elsystemen i Europa är det svenska elsystemet i stort sett fritt från fossilbaserad produktion. Nyinvesteringar i fossilbaserad produktion skulle därmed ur ett svenskt perspektiv förflytta oss i riktning mot ett system med mer klimatpåverkan. Mot denna bakgrund bör regeringen överväga om det är motiverat att ställa hårdare krav avseende koldioxidutsläpp än EU:s minimikrav.

#### 4.4.2.1 Rättsliga förutsättningar

Elmarknadsförordningen anger gränsvärden för hur mycket koldioxid en anläggning maximalt får släppa ut för att få ingå i en kapacitetsmekanism. Gränsvärdena skiljer sig åt för nya och äldre anläggningar. Artikel 22.4 i elmarknadsförordningen föreskriver att produktionskapacitet som kom i kommersiell drift på eller efter 4 juli 2019 inte får släppa ut mer än 550 g koldioxid per kWh. För produktionsanläggningar som kom i kommersiell drift före 4 juli 2019 skärps gränsvärdet från 1 juli 2025. Antingen ska anläggningen understiga gränsvärdet på 550 g koldioxid per kWh eller så får det inte i genomsnitt släppa ut mer än 350 kg koldioxid årligen per installerad kW. Denna skärpning innebär att äldre fossileldade anläggningar som inte klarar gränsvärdet på 550 g koldioxid per kWh endast får köras ett begränsat antal timmar per år för att klara det andra gränsvärdet på 350 kg koldioxid årligen per installerad kW. De gränsvärden som anges i elmarknadsförordningen utesluter inte strängare nationella krav för att en anläggning ska få ingå i en kapacitetsmekanism.

EU-kommissionen medger i samband med publiceringen av meddelandet med riktlinjer för statligt stöd till klimat, miljöskydd och energi 2022 att gas fyller en funktion under en övergångsperiod, samtidigt som dess användning kan äventyra måluppfyllelsen av EU:s klimatmål för 2030 och 2050 (European Commission, 2023). Det är därför viktigt att statligt stöd genom till exempel en kapacitetsmekanism inte leder till inlåsnings effekter genom nyinvesteringar i kapitalintensiva och långlivade produktionsanläggningar med hög klimatpåverkan. För att ge ett godkännande till en mekanism som omfattar fossileldade kraftverk kan EU-kommissionen kräva åtaganden relaterade till avskiljning och lagring av koldioxid, plan för att ersätta naturgas med vätgas eller en tidsplan för utfasning av anläggningar.

#### 4.4.2.2 Internationell utblick

Tabell 10 innehåller en sammanställning av gränsvärden för de länder i Europa som har en marknadsomfattande kapacitetsmekanism. Som framgår av tabellen har de flesta länderna valt att följa gränsvärdet i elmarknadsförordningen. Det är bara Frankrike som valt ett väsentligt lägre gränsvärde.

Tabell 10. Gränsvärden för utsläpp av koldioxid som tillämpas i europeiska länder med en marknadsomfattande kapacitetsmekanism.

Land	Gränsvärde för utsläpp av koldioxid (g CO <sub>2</sub> /kWh) för att delta i kapacitetsmekanismen
Frankrike	200 g från och med 2020-auktionen för leverans 2024
Italien	550 g från och med 2021-auktionen för leverans 2024/25
Belgien	550 g
Storbritannien	450 g för nya produktionsanläggningar
Irland	550 g från och med 2021-auktionen för leverans 2024/25
Polen	Kompromiss genom en särskild klausul som säkrade kapacitetskontrakt med koleldade kraftverk som ingicks före 31 dec 2019. Förlängning av långsiktiga kontrakt med två år (15+2 år) för kapacitet under 450 g.

Källa: Compass Lexecon.

## 4.5 Auktionsdesign

Vid utformningen av en central kapacitetsauktion kommer en mängd olika designval att behöva göras och dessa kommer att behöva utredas vidare innan slutliga slutsatser om ändamålsenlig design kan göras.

### 4.5.1 Marginalpris eller betalning enligt bud

En grundläggande auktionsdesignfråga är om priset ska bestämmas utifrån marginalpris ("pay-as-cleared") eller att respektive aktör får betalt utifrån sitt individuella bud ("pay-as-bid").

En vanlig missuppfattning i detta sammanhang är att det genomsnittliga priset kommer att vara väsentligt lägre med betalning enligt bud, jämfört med marginalpris. Detta bygger dock i grunden på att aktörerna även med betalning enligt bud, väljer att bjuda in utifrån sina kostnader. I själva verket bör man förvänta sig att aktörerna kommer att göra en bedömning av det marginella priset och anpassa sina bud utifrån sina förväntningar om detta pris. I en teoretisk värld utan osäkerhet skulle utfallet då bli identiskt med betalning enligt bud, respektive marginalpris.

Med osäkerhet tillkommer en mängd olika frågeställningar som gör det svårt att med bestämdhet uttala sig om det exakta utfallet. Betalning enligt bud kan i allmänhet förväntas ge en försämrad effektivitet i marknaden, gynna relativt resursstarka aktörer med stor analyskapacitet samt att den minskade pristransparenzen kan fungera som ett inträdeshinder.

I vissa specifika fall kan betalning enligt bud trots dessa tydliga negativa effekter vara att föredra. Detta gäller exempelvis marknader med mycket hög grad av marknadsmakt, särskilt i kombination med inträdeshinder för lågkostnadsteknologier.

För att säkerställa att betalning enligt bud kan sänka upphandlingskostnaderna krävs sannolikt någon typ av reglering av budgivningen, exempelvis att bud ska sättas utifrån kostnader. Detta förutsätter dock att den upphandlade aktören (eller regleringsmyndigheten) har tillräcklig förmåga och kompetens att granska kostnadsredovisningar och i praktiken kommer det sannolikt enbart vara möjligt att ifrågasätta tämligen grova felaktigheter i budgivningen. Ett möjligt utfall är dock att med en design med betalning enligt bud skulle man potentiellt kunna undvika att existerande anläggningar får ersättning utifrån kostnaderna för en nyinvestering.

Det huvudsakliga argumentet avseende marginalpris och betalning enligt bud sammanfattas i Tabell 11.

Tabell 11. *Marginalpris och betalning enligt bud.*

	<b>Marginalpris</b>	<b>Betalning enligt bud</b>
Princip	Alla accepterade bud betalas enligt det marginella priset i auktionen	Accepterade bud betalas i enlighet med respektive budpris
Fördelar	Under förutsättning att det finns tillräcklig konkurrens: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Incitament för aktörerna att bjuda sin marginalkostnad</li> <li>• Lättare för aktörer att delta och bjuda – gäller särskilt mindre aktörer</li> <li>• Ett tydligt referenspris utifrån priset för den marginella enheten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• I en situation med marknadsmakt kan incitamenten och möjligheten att utöva marknadsmakt reduceras</li> <li>• Potentiellt minskad prisvolatilitet</li> <li>• Kan under vissa förutsättningar begränsa upphandlingskostnaderna och övertvinster för billigare resurser</li> </ul>
Nackdelar	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sannolikt mer volatila priser</li> <li>• Särskilt i en situation med inträdesbarriärer kan (i vart fall på kort sikt) leda till högre kostnader och övertvinster</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Komplexa budstrategier. Budgivare kommer att försöka lägga bud vid det förväntade marginalpriset för att maximera vinst/täcka så mycket fasta kostnader som möjligt</li> <li>• Mindre effektivt utfall. Olika aktörer har olika förväntningar och kommer utifrån detta att anpassa sina bud – sannolikt kommer dyrare resurser att accepteras framför billigare</li> <li>• Större aktörer gynnas framför mindre aktörer, vilket sannolikt leder till försämrad konkurrens över tid</li> </ul>



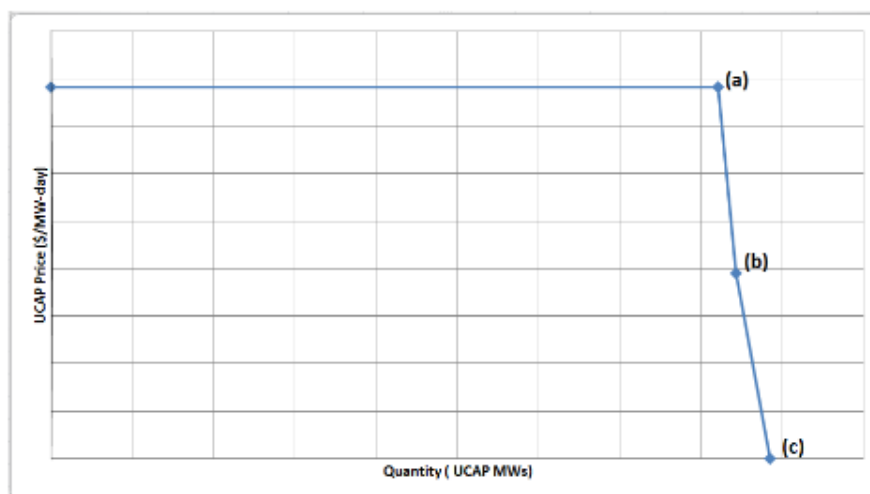
#### 4.5.2 Definition av efterfrågekurvan

Initialt när kapacitetsmarknader etablerades var det vanligt att efterfrågan på kapacitet var fast (prisokänslig), men att det fanns ett pristak. Utfallet av denna marknadsdesign var dock inte särskilt lyckosam och moderna kapacitetsmarknader har typiskt sett en priskänslig efterfrågan på kapacitet, dvs en nedåtlutande efterfrågekurva. Det finns ett antal centrala begrepp i definitionen av efterfrågekurvan:

- Brutto Cost of New Entry (Brutto CONE): Annuitet för investeringar plus fasta drift och underhållskostnader för att bygga och underhålla nya kapacitetsresurser
- Justering för intäkter från energi- och stödtjänstmarknader: Förväntade nettointäkter från deltagande i energi- och stödtjänstmarknader
- Netto CONE: Brutto CONE minus justering för intäkter från energi- och stödtjänstmarknader. Detta utgör de nettokapacitetsbetalningar som behövs för att attrahera nya resurser till kapacitetsmarknaden.
- Referensteknologi: Den teknologi som används för att estimerar netto CONE.

Figur 16 illustrerar hur den priskänsliga efterfrågekurvan på PJM's kapacitetsmarknad ser ut. Takpriset i punkt (a) definieras där som det största av brutto CONE eller 1,5 gånger netto CONE justerat för en kapacitetsfaktor baserad på förväntad otillgänglighet och kvantiteten är något lägre än den marginal som anses behövas för att uppfylla den tillförlitlighetsnorm som gäller för PJM. I punkt (b) är priset 0,75 gånger netto CONE justerat för förväntad otillgänglighet och kvantiteten är något högre än den marginal som anses behövas för att uppfylla tillförlitlighetsnormen. I punkt (c) är priset noll och kvantiteten ytterligare något högre.

Figur 16. Illustration av efterfrågekurva på en kapacitetsmarknad.



Källa: PJM Manual 18 ([PJM Manual 18: PJM Capacity Market](#)).

När efterfrågekurvan ska definieras finns ett antal parametrar som behöver fastställas. Två grundläggande egenskaper hos efterfrågekurvan är att den ska resultera i att en ändamålsenlig volym kapacitet upphandlas, dvs. en volym som gör att den fastställda tillförlitlighetsnormen nås, och dels att kurvans lutning härleds utifrån brutto och netto CONE för den valda referensteknologin.

För att bestämma hur efterfrågekurvan ska utformas kommer det att krävas mer ingående analyser än vad som ännu har gjorts, samt att efterfrågekurvan kan behöva ses över regelbundet.

När Ei tog fram sitt förslag till tillförlitlighetsnorm var den relevanta referensteknologin efterfrågeflexibilitet för uppvärmning av hushåll, och denna har därmed legat till grund för fastställande av den gällande tillförlitlighetsnormen i Sverige. Enligt Ei uppgick fast CONE för efterfrågeflexibilitet för hushållsuppvärmning till 79 100 kr/MW, samt en aktiveringskostnad på 2 700 kr/MWh (Ei, R2021:05). Potentialen för efterfrågeflexibilitet är begränsad och skulle dyrare resurser behövas för att möta tillförlitlighetsnormen utgörs nästa typ av resurs av gasturbiner (enkelcykel, 300 MW) med en fast CONE på 204 000 kr/MW. Detta illustrerar hur stor betydelse valet av referensteknologi kommer att ha på efterfrågekurvan, och därmed på förutsättningarna för att tillförlitlighetsnormen uppfylls.

Figur 17. Energimarknadsinspektionens resultat av CONE-beräkningar,

Tabell 13 Resultat av CONE-beräkningarna

Tekniker	Fast CONE CONE <sub>fast,RT</sub> [kr/MW]	Rörlig CONE CONE <sub>rörlig,RT</sub> [kr/MWh]
Batterilager	1 100 000	1 320
Efterfrågeflexibilitet hushållsuppvärmning	79 100	2 700
Efterfrågeflexibilitet för ventilation i fastigheter	2 040 000	5 400
Efterfrågeflexibilitet elintensiv industri	35 400	108
Efterfrågeflexibilitet övrig industri	6 050	19 200
Värme kraft – kolmotor	1 780 000	849
Värme kraft – gasturbin enkelcykel 150 MW	254 000	838
Värme kraft – gasturbin enkelcykel 300 MW	204 000	838
Värme kraft – gasturbin kombicykel 300 MW	658 000	605
Vindkraft	11 500 000	121
Värme kraft – kondenskraftverk	4 480 000	480

Källa: Ei (R2021:05).

### 4.5.3 Hantering av övervinster och marknadsmakt

Kapacitetsmarknader kan förväntas präglas av knapphet då det inte är sannolikt att en väsentlig överkapacitet kommer att finnas på marknaden. Detta gör att det finns en påtaglig risk för otillbörligt nyttjande av marknadsmakt. Det kan därför vara lämpligt att införa olika typer av åtgärder för att begränsa utövande av marknadsmakt. Ett antal designval som kan påverka incitamenten att utöva marknadsmakt, exempelvis marginalpris eller betalning enligt bud samt en prisberoende efterfrågekurva, har redan diskuterats ovan.

#### 4.5.3.1 Budbegränsningar

Utöver det generella takpriset kan det vara möjligt att införa budbegränsningar för existerande aktörer som bedöms kunna utöva marknadsmakt. Sådan budbegränsning kan exempelvis baseras på de kostnader som kan undvikas om anläggningen inte drivs vidare, till exempel fasta drift och underhållskostnader. Detta kräver dock att budgivarna lämnar in uppgifter avseende dessa kostnader, samt att upphandlande organisation har kapacitet och kompetens att bedöma det inlämnade materialet. Ett alternativ, eller som komplement, kan olika schablonbelopp tillämpas. Om budet sedan överstiger ett fastställt budtak, samt att detta påverkar marknadspriset för kapacitet vidtas motverkande åtgärder.

#### 4.5.3.2 Krav på att bjuda in resurser

Ett annat sätt att utöva marknadsmakt kan vara att hålla tillbaka kapacitet, dvs. att inte bjuda in existerande kapacitet. Det finns flera olika alternativ att begränsa möjligheten att hålla tillbaka resurser från budgivningen.

Ett alternativ är att existerande kapacitet som antingen inte kvalificerar sig till auktionen, eller som efter kvalificering inte deltar i auktionen ändå implicit räknas in i utbudskurvan. Deltagandet i kapacitetsauktionen är frivilligt, men existerande resurser som inte deltar betraktas då som noll-bud. De erhåller dock ingen kapacitetsbetalning, men omfattas inte heller av några specifika åtaganden i förhållande till att hålla kapacitet tillgänglig. Detta förfarande används exempelvis på den italienska kapacitetsmarknaden. Även Belgien tillämpar en regel som gör det obligatoriskt för alla anläggningar över 1 MW att förkvalificera sig till auktionen, men där deltagande i auktionen är frivilligt.

Ett annat alternativ är att ställa krav på att bjuda in existerande kapacitetsresurser, vilket i första hand är tillämparbart på produktionsresurser. Inom PJM's kapacitetsmarknad har man ett sådant "must-offer" krav, givet att anläggningen inte uppfyller uppställda kriterier för att undantas från kravet.

En fördjupad analys behöver göras av olika alternativa åtgärder, men Svenska kraftnäts tentativa bedömning är att det första alternativet med frivilligt deltagande men där icke-deltagande resurser räknas in i utbudskurvan är mest ändamålsenlig för en svensk kapacitetsmarknad.

#### 4.5.3.3 Uppdelning av marknaden mellan existerande och nya resurser

Betalning enligt marginalpris har flera fördelar vilket framgår av avsnitt 4.5.1. För att begränsa aktörernas möjlighet att utöva marknadsmakt, samt begränsa omfördelningseffekterna från konsumenter till innehavare av existerande kapacitetsresurser, kan kapacitetsmarknaden delas upp, åtminstone för befintliga och nya produktionsresurser. Om marginalpriset sätts separat för dessa respektive kategorier av resurser undviker man att höga kostnader för nya anläggningar får fullt genomslag i kapacitetspriset för hela den existerande produktionsparken. För att en sådan modell ska kunna fungera krävs dock att någon typ av reglering av budgivningen införs, eftersom man annars skulle skapa starka incitament för strategisk budgivning.

Vid införandet av kapacitetsmarknaden i Italien definierades en *första implementeringsfas* och en *full implementeringsfas*. Ledtiden till full implementering var fyra år. Under den första implementeringsfasen genomfördes auktioner med relativt kort framförhållning och korta leveransperioder, med syfte att fasa in kapacitetsmarknaden. Framförhållningen mellan auktion och leveransperiod var under den första

implementeringsfasen från några månader upp till 3 år. Leveransperioderna uppgick till 1 år för existerande kapacitet och 15 år för ny kapacitet. I huvudauktionerna med en framförhållning kortare än tre år, samt i de kompletterande auktionerna, utgjorde budtaket för existerande kapacitet även ett pristak, dvs. existerande kapacitet kunde inte få en högre kapacitetsbetalning även om auktionen totalt sett klarerade på ett högre pris. Motivet var att givet den korta framförhållningen var det osannolikt att någon ny kapacitet faktiskt kunde byggas och därmed utöva ett effektivt konkurrenstryck gentemot existerande kapacitet. Genom pristaket begränsades möjligheten till utövandet av marknadsmakt. I huvudauktionerna med en framförhållning på minst tre år får existerande kapacitet ett högre pris än budtaket enbart om åtminstone ett bud från ny kapacitet överstigande budtaket accepteras.

I den efterföljande fasen (full implementering) är framförhållningen för huvudauktionerna tre år och leveransperioderna tre år för existerande kapacitet och 15 år för ny kapacitet. Budtaken för existerande och ny kapacitet finns även i denna fas, och existerande kapacitet får en ersättning högre än budtaket enbart om ny kapacitet kontrakteras.

#### **4.5.4 Typ av auktion**

Två olika huvudmodeller vad gäller utformningen av auktionen förefaller relevanta att överväga för en kapacitetsmarknad. Den ena är en modell med simultana slutna bud (på engelska single-round sealed bid) och den andra är en modell med flera omgångar där budgivarna kan sänka sina priser i varje runda (på engelska multi-round descending clock).

Det förstnämnda är helt enkelt en modell där samtliga budgivare samtidigt lämnar ett bud utan att ha kännedom om övriga budgivares bud. I en "descending clock" auktion är grundutformningen att budgivarna i varje runda sänker sitt bud, eller får säga om de är villiga att acceptera det lägre pris som budgivaren annonserar i varje runda. På den italienska kapacitetsmarknaden används en sådan typ av modell. I första rundan får varje deltagare ge ett pris (EUR/MW/år) och en volym (MW/år). Kapaciteten kan inte justeras i nästkommande rundor, men däremot kan deltagarna reducera priset.

De två modellerna har olika för- och nackdelar. Förenklat kan en descending clock auktion vara mer känslig för utövande av marknadsmakt, samtidigt som den modellen möjliggör för budgivarna att lära sig under auktionsprocessen vilket kan resultera i ett mer effektivt resultat.

Svenska kraftnät har hittills inte genomfört någon mer ingående analys av vilken av de två auktionsmodellerna som skulle vara att föredra för en svensk kapacitetsmarknad.

Tabell 12. Jämförelse av single-round sealed bid och multi-round descending clock.

	Single-round sealed bid	Multi-round descending clock
Principiell utformning	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Varje budgivare lägger ett bud med kapacitet och ett pris där den är villig att sälja.</li> <li>• Auktionsförrättaren samlar alla bud, skapar en aggregerad utbudskurva och matchar med den målkapacitet som ska köpas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Auktionsförrättaren inleder med att ange ett högt pris och fråga budgivaren vilken kapacitet de är villiga att sälja vid det priset.</li> <li>• Om den erbjudna kapaciteten överstiger målkapaciteten öppnas en ny runda där auktionsförrättaren anger ett lägre pris och frågar vilka kapaciteter som budgivarna är villiga att sälja.</li> <li>• Processen fortgår till dess att erbjuden kapacitet är nere på målkapaciteten.</li> </ul>
Fördelar	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Enkel auktionsmodell.</li> <li>• Kostnaden för att delta tenderar att vara lägre än i mer komplexa modeller.</li> <li>• Begränsar informationsasymmetrier och potential för "gaming" eller konkurrensbegränsande samarbete.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Budgivarna kan justera sina bud baserat på information som avslöjas under auktionen, vilket förbättrar effektiviteten i auktionen och motverkar s.k. "winner's curse".</li> <li>• I en modell med flera produkter har simultana "descending clock" auktioner fördelen att budgivarna kan göra arbitrage mellan olika produkter, dvs. om ens kapacitet inte accepteras i auktionen för den ena produkten kan man välja att bjuda mer "aggressivt" för den andra produkten.</li> </ul>
Nackdelar	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Risk för ineffektivt resultat eftersom det inte finns någon process där budgivarna får information om priset under auktionen.</li> <li>• Att vinna en auktion kan vara dåliga nyheter för vinnaren (Winner's curse) – tyder på att man har gjort en för optimistisk uppskattning om framtiden (exempelvis höga framtida energipriser =&gt; villiga att acceptera lägre pris för kapacitet).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Om konkurrensen är begränsad kan avslöjande av information vara kontraproduktiv eftersom budgivare kan använda informationen för att koordinera sin budgivning =&gt; högre pris.</li> </ul>

Källa: Baserat på underlag från Compass Lexecon.

#### 4.5.5 Andrahandsmarknad

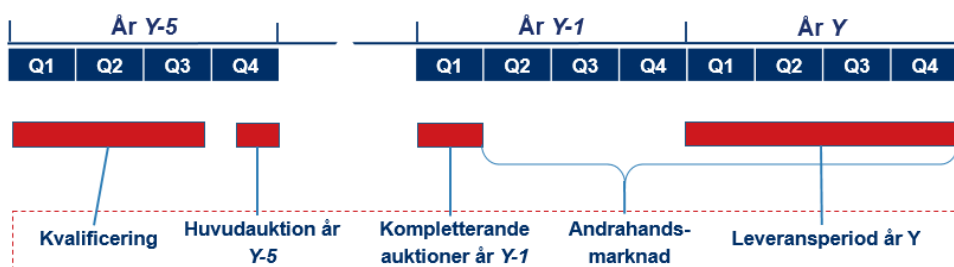
För att reducera risken för kapacitetsleverantörer förknippat med ett långsiktigt åtagande kan en andrahandsmarknad införas. Möjligheten att överföra kapacitetsskyldigheter mellan stödberättigade kapacitetsleverantörer är också ett krav enligt artikel 22.3 i elmarknadsförordningen. En sådan skulle möjliggöra för en kapacitetsleverantör som har lägre tillgänglighet än förväntat/kontrakterat att täcka skillnaden genom att överföra åtagandet till en annan part.

Detta är exempelvis fallet på den belgiska kapacitetsmarknaden. Den belgiska TSO:n har ingen organiserad marknadsplats, utan själva överenskommelsen mellan parterna sluts bilateralt eller via eventuella handelsplatser som arrangerar handel. På begäran av parterna registreras sedan en överlåtelse av åtagandet, efter att transaktionen godkänts av TSO:n. Ett godkännande av transaktionen förutsätter att ett antal villkor är uppfyllda, bland annat att ”kapacitetsmarknadsenheten” som övertar åtagandet är förkvalificerad. En överlåtelse innebär att samtliga åtaganden, inklusive ersättningen enligt den ursprungliga kapacitetsauktionen, övergår till den nya leverantören.

### 4.6 Kontraktslängd och auktionens framförhållning

Några viktiga designval vid utformning av kapacitetsmarknader är dels framförhållningen mellan auktion och leveransperiod, och dels längden på de tilldelade kapacitetskontrakten. Båda designvalen är viktiga för att möjliggöra nyinvesteringar. Figur 18 innehåller ett exempel på tidslinje baserat på Polens kapacitetsmarknad.

Figur 18. Exempel på tidslinje med en framåtblickande huvudauktion (Y-5) och kompletterande auktioner närmare leveransperiod (Y-1).



#### 4.6.1 Auktionernas framförhållning

Den typiska designen är att huvudauktioner hålls ca 3–5 år innan leveransperioden inleds, med kompletterande auktioner närmare leveransperioden. Ett exempel är kapacitetsmarknaden inom PJM där

huvudauktionen, s.k. Base Residual Auction, hålls tre år innan leveransperioden och stegvisa kompletterande auktioner hålls 20, 10 respektive 3 månader innan leveransperiodens start. På den polska kapacitetsmarknaden hålls huvudauktionen fem år innan leveransperioden.

Valet av framförhållning handlar i grunden om en avvägning avseende dels osäkerhet kring kapacitetsbehoven och dels aktörernas möjlighet till nyinvesteringar. Utifrån osäkerheten kring behoven skulle det vara önskvärt att göra planeringen och hålla auktionerna så nära leveransperioden som möjligt, men för att få bättre konkurrens och möjliggöra nyinvesteringar krävs en framåtblickande mekanism. Olika typer av resursägare kan också ha olika önskemål om hur framåtblickande en mekanism ska vara. En aktör som har för avsikt att bjuda in en ny produktionsanläggning önskar sannolikt en framförhållning som möjliggör byggnation av anläggningen i perioden mellan att kontraktet tilldelas och leveransperioden inleds. En efterfrågeresurs från en industriplanläggning kan vara beroende av hur marknadsläget för industrins produkter ser ut och kan därmed vara ovillig att ingå kontrakt flera år in i framtiden.

På den italienska kapacitetsmarknaden tillämpas ett kaskaderingssystem. Huvudauktioner i den första implementeringsfasen görs för år  $T+1$ ,  $T+2$  och  $T+3$  där  $1/3$  av efterfrågan förväntas uppfyllas i respektive auktion, dvs. behovet fylls gradvis på<sup>14</sup>. Existerande kapacitet får därmed enbart bjuda in  $1/3$  av sin samlade kapacitet till respektive auktion.

#### **4.6.2 Kontraktslängd**

Samtliga studerade kapacitetsmarknader har långsiktiga kontrakt för att stödja finansiering av nya eller ombyggda/reoverade anläggningar. Även om godkännande av kapacitetsmekanismer ges för en period om maximalt 10 år kan därmed kontrakten komma att löpa över en längre period.

Den samlade risken är en kombination av risker kopplade till förväntade intäkter, bygg och anläggningsrelaterade risker samt driftrelaterade risker, vilka samtliga behöver hanteras. Riskerna kopplade till intäkter kommer både från prisnivån, men också från hur många timmar anläggningen kommer att köras. Tydligast kan detta vara för en topplastanläggning som förväntas producera under relativt få timmar och med stor variation mellan åren. Intäktsströmmarna kan då vara behäftade med mycket stor risk.

---

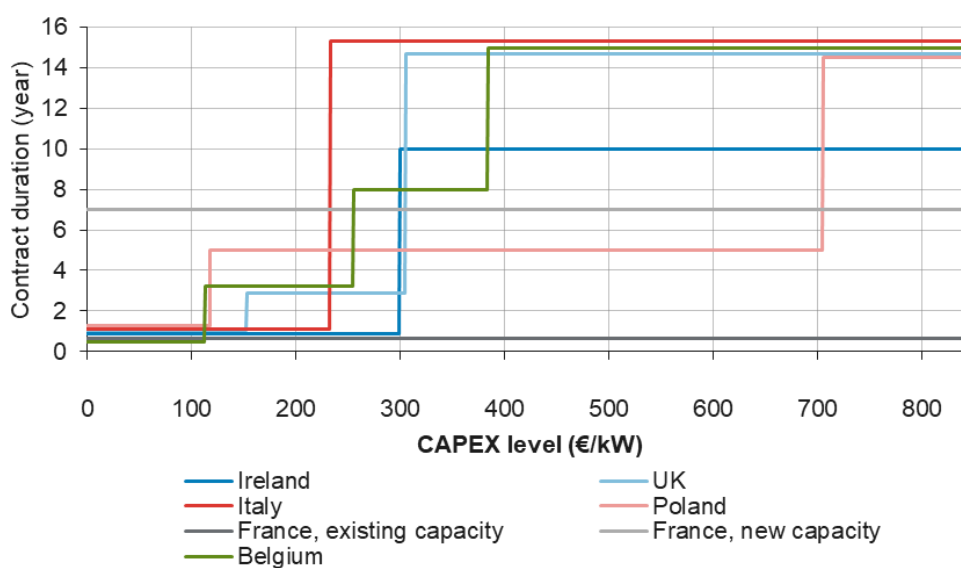
<sup>14</sup> T avser i detta sammanhang mekanismens första år.



Med längre kontraktslängd minskar den finansiella risken för investerarna, vilket kan förväntas leda till lägre kapitalkostnader. Den risken kommer då istället att bäras av kundkollektivet. Längden på kontrakten blir därmed en avvägning mellan att reducera kapitalkostnaderna och i vilken grad det är ändamålsenligt att kunderna tar över denna risk. Ur ett kundperspektiv kan dock ett system med mer installerad kapacitet förväntas leda till mindre variationer i energipriser.

Det är vanligt att kontraktslängden definieras i förhållande till de kapitalkostnader som kapacitetsleverantörerna har. Längden på kontrakt varierar dock kraftigt mellan olika marknader. I USA har exempelvis ISO New England kontrakt på upp till 7 år, medan PJM har kontrakt på upp till 3 år. I Ontario och Storbritannien finns kontrakt på upp till 15 år, medan den polska kapacitetsmarknaden kontrakterar på upp till 17 år<sup>15</sup>. Figur 19 ger en sammanställning över hur kontraktslängden varierar för ett antal europeiska kapacitetsmarknader.

Figur 19. Kontraktslängd och tröskelvärden för CAPEX (€/kW).



Källa: Compass Lexecon baserat på beslut från EU-kommissionen.

Beroende på vilket land vi ser på ges långa kontrakt i vissa fall redan med relativt låga kapitalkostnader (200–300 €/kW), medan i andra fall krävs

<sup>15</sup> För att premiera resurser med bra miljöprestanda förlänger Polen kontraktslängden med två år för kapacitet som släpper ut mindre än 450 g koldioxid per kWh så att den sammanlagda kontraktslängden blir 17 år (15+2 år).

väsentligt högre kapitalkostnader (700 €/kW). Vi kan jämföra detta med kapitalkostnader för ny elproduktion i Tabell 13 som redovisas i Energiforsk rapport El från nya anläggningar (Energiforsk, 2021:714). Baserat på de tröskelvärden som används i andra länder skulle investeringar i helt ny elproduktion få längre kontrakt, medan det skulle vara mer tveksamt med långa kontrakt vid en uppgradering av en befintlig vattenkraftstation (nya aggregat). Sannolikt skulle de flesta åtgärder som innefattar efterfrågefleksibilitet utifrån detta enbart få kortare kontrakt.

Tabell 13. Kapitalkostnader för olika kraftslag (kr/kW).

Teknologi	Lågt	Medel	Högt
Solkraft, villasystem	9 918	16 496	23 294
Solkraft, parker	6 952	7 262	7 380
Vindkraft, land	9 823	10 911	12 308
Vindkraft, hav	25 033	26 411	27 789
Kraftvärme*, skogsflis	41 250	45 625	50 000
Kraftvärme*, avfall	94 750	105 625	116 500
Vattenkraft, ny kraftstation på samma plats som tidigare kraftstation		18 729	
Vattenkraft, aggregat vid uppgradering	2 656	3 354	3 518
Kärnkraft	40 000	47 500	55 000

\*För kraftvärme ingår även kapitalkostnad för fjärrvärmelaterade delar.

Källa: Energiforsk rapport 2021:714.

## 4.7 Finansiering av kapacitetsmekanism

Nettokostnaden för en kapacitetsmekanism behöver finansieras via tariff eller avgifter. För den existerande effektreserven tas en avgift ut av balansansvariga som är aktiva i svenska elområden. Avgiften är baserad på kundernas uppmätta förbrukning inom koncessionspliktiga nätavräkningsområden, exklusive nätförluster. Denna avgift tas ut under perioden 16 november till och med 15 mars under vardagar klockan 06:00–22:00.

Finansieringen av en kapacitetsmarknad kan bygga på likartade principer. En förändring som kan förväntas ske över tid är dock att behovet av kapacitet inte

nödväntigtvis kommer att vara lika hårt kopplat till höglastperioder vintertid, utan effektknapphet kan även uppstå under andra perioder primärt kopplade till låg tillgänglighet för väderberoende produktion.

En grundläggande princip bör dock vara att sträva efter en dynamisk avgift som primärt tas ut under de perioder då knapphet kan förväntas. Det är även möjligt att differentiera avgiften mellan olika perioder beroende på sannolikheten för knapphet. I det kortare perspektivet skulle det innebära att den högsta avgiften tas ut vintertid och den lägsta, eller ingen, avgift tas ut sommartid. I tillägg kan det då vara möjligt att definiera en eller flera avgiftsnivåer för höst och/eller vår. Över tid kommer det sannolikt vara motiverat att justera avgiftsstrukturen utifrån hur elsystemet utvecklas, exempelvis kan det vara motiverat att öka tidsupplösningen över tid.

Eftersom den föreslagna kapacitetsmarknaden är geografiskt uppdelad kan det även argumenteras för att avgiften för finansiering ska differentieras på motsvarande sätt, men det är också ett alternativ att finansieringen sker solidariskt över hela kundkollektivet.

För det fall perioder med höga priser uppstår och kapacitetsleverantörerna därmed ska återbetala (potentiella) intäkter överstigande det definierade lösenpriset innebär det att nettokostnaden för kapacitetsmekanismen reduceras. Det administrativt enklaste är att ta hänsyn till detta vid fastställande av avgiften för nästföljande år. Om det skulle uppstå längre perioder med mycket höga priser kan det dock vara önskvärt att mer direkt återföra detta överskott till kunderna. Möjligheterna till en mer direkt återföring av överskott till kunderna kan dock påverkas om en stop-loss funktion införs (se avsnitt 4.3.3).

Oavsett vilken part som ska betala avgiften kommer nettokostnaden att belasta slutkunderna. Två huvudsakliga alternativ kan identifieras. Den första är att likt dagens avgift för effektreserven låta avgiften för kapacitetsmarknaden betalas av balansansvariga. Dessa kan sedan förväntas föra denna kostnad vidare till elleverantörerna och slutkunderna. Ett alternativ är att avgiften betalas via nätföretagen, vilket mer liknar hur elskatten i dagsläget hanteras.

En viktig fråga är hur direkt man önskar att kostnaden för kapacitetsmarknaden ska vidareföras till kunderna. I en modell där avgiften går via balansansvariga är en möjlighet att vidareföringen av avgiften för kapacitetsmekanismen bakas in i de övergripande kommersiella avtalen mellan balansansvariga, elleverantörer och slutkund. Med en sådan ansats är det svårare att säkerställa en dynamisk avgiftsstruktur eller en mer direkt återbetalning av eventuella överintäkter för det fall det skulle önskas. Det finns naturligtvis en möjlighet att reglera denna avgift även om den betalas via

balansansvariga för att säkerställa en mer direkt vidareföring, men detta innebär att man inför ett reglerat element i en annars fri prisbildning.

Om avgiften istället betalas via nätföretagen kommer den med nödvändighet att behöva vara reglerad. Den bör dock hanteras utanför nätföretagens intäktsreglering, eftersom en sådan avgift inte är kopplad till nätverksamheten.

En annan fråga är vem som ska ansvara för den finansiella avräkningen av kapacitetsmekanismen? Det skulle kunna hanteras av Svenska kraftnät, genom den befintliga organisationen för balansavräkning (eSett) eller en ny organisation dedikerad för syftet (till exempel liknande upplägget med Compensation Chamber i Storbritannien).

## 5 Tidplan och hållpunkter vid ett införande av en svensk marknadsomfattande kapacitetsmekanism

### 5.1 Ledtid för godkännande och utveckling av en kapacitetsmarknad

Införandet av en kapacitetsmekanism förutsätter godkännande från EU-kommissionen. I dagsläget finns enbart ett exempel där en marknadsomfattande kapacitetsmekanism har godkänts under det nuvarande regelverket (Belgien), även om det finns ett antal som godkänts innan den nya elmarknadsförordningen började tillämpas den 1 januari 2020. I avsnitt 2.1 redogörs för de rättsliga förutsättningarna och de huvudsakliga stegen för ett godkännande.

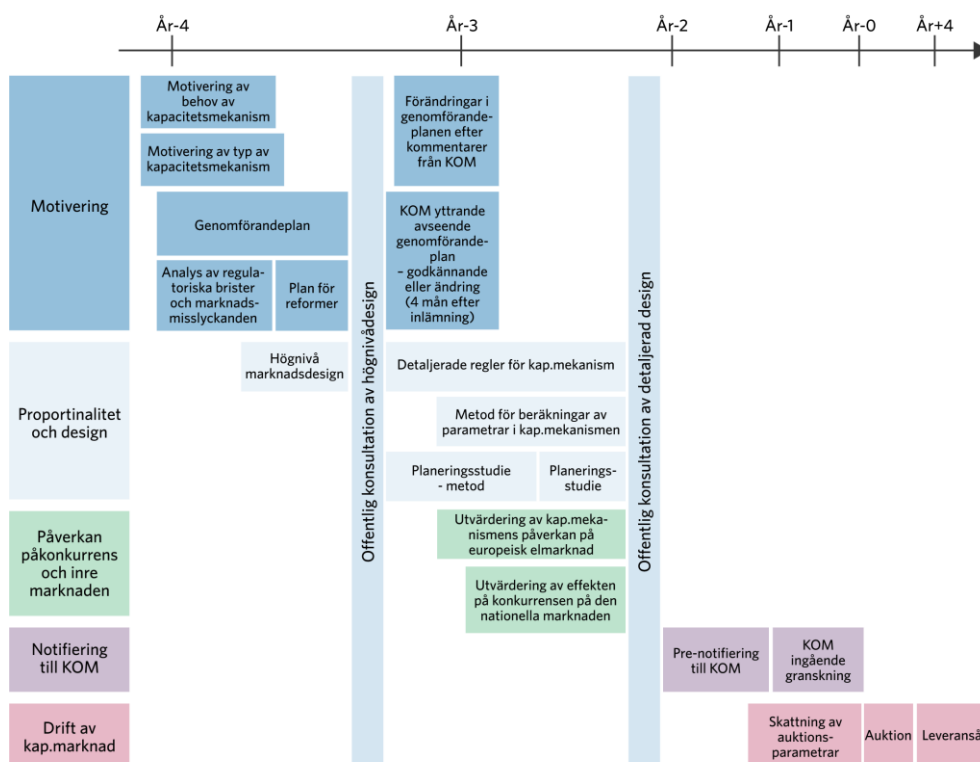
Eftersom Belgiens kapacitetsmarknad är den enda som godkänts sedan nuvarande elmarknadsförordning trädde i kraft är det relevant att se närmare på ledtiden för Belgien. Den belgiska TSO:n, Elia, hade sedan 2017 varnat för problem med tillräckligheten och framfört att åtgärder krävdes. År 2018 antogs en federal energistrategi som bland annat innefattade att leveranssäkerheten ska övervakas av TSO:n, regleringsmyndigheten och departementet. Samma år nåddes också en överenskommelse inom den belgiska regeringen (på engelska Council of Ministers) om en lag avseende kapacitetsmekanism, som sedan antogs av parlamentet i april 2019.

Lagstiftningen är dock i sig inte en komplett marknadsdesign eftersom det saknar ett detaljerat regelverk. I slutet av mars 2019 inleddes arbetet med att utveckla kapacitetsmarknadsdesignen, vilket pågick fram till december 2019.

Avseende processen gentemot EU-kommissionen genomförde Belgien en förhandsanmälan hos EU-kommissionen i juli 2019. Därefter skickade EU-kommissionen frågor till belgiska myndigheter och ett antal möten organiserades mellan EU-kommissionen och Belgien. Därefter anmälde Belgien åtgärden till EU-kommissionen i december 2019. Belgien inkom därefter på EU-kommissionens begäran med ytterligare information i flera vändor. I september 2020 meddelade EU-kommissionen att de beslutat att initiera den formella utredningsprocessen. Slutligen beslutade EU-kommissionen att godkänna den belgiska kapacitetsmarknaden i augusti 2021, dvs. drygt två år efter förhandsanmälan.

Baserat på de erfarenheter som finns avseende utvecklingen av kapacitetsmarknader beskriver Figur 20 en möjlig tidplan för godkännande och implementering av en kapacitetsmarknad i Sverige. Processen för godkännande och implementering kan delas upp i tre huvudsakliga faser. I viss utsträckning kan dock stegen göras parallellt, vilket kan bidra till att korta ledtiden.

Figur 20. Möjlig tidplan för godkännande och implementering av en kapacitetsmarknad.



Källa: Compass Lexecon.

I den första fasen behöver införandet av en kapacitetsmekanism motiveras, genomförandeplan för att korrigera för regulatoriska brister eller marknadsmisslyckanden tas fram, samt en högnivådesign för marknaden/mekanismen utvecklas. I dagsläget föreligger European Resource Adequacy Assessment 2022 (ERAA 2022) samt Svenska kraftnäts kortsiktiga marknadsanalys 2022 (KMA 2022), som grund för motiveringen av behovet av en kapacitetsmekanism. Den metod som ERAA ska göras i enlighet med implementeras dock stegvis och för ERAA 2022 är metoden inte fullt ut implementerad. Svenska kraftnäts bedömning är att de föreliggande analyserna visar på behovet av en kapacitetsmekanism.

Vidare är det lämpligt att i denna fas ta fram en högnivådesign av kapacitetsmarknaden, som kan remitteras till berörda intressenter. Denna

rapport kan utgöra ett förslag till högnivådesign för en svensk kapacitetsmarknad. I denna del är frågan om en riktad mekanism i form av en strategisk reserv eller en marknadsomfattande mekanism naturligtvis den första frågan. Eftersom en medlemsstat som önskar tillämpa en annan typ av kapacitetsmekanism än en strategisk reserv behöver visa att en strategisk reserv inte löser resurstillräcklighetsproblemen blir detta en central del i en ansökan.

I denna fas ska också en genomförandeplan för att förbättra elmarknadens funktion tas fram. Ei presenterade en sådan plan 2020 (Ei, R2020:09). Ei fick också i juni 2022 i uppdrag av regeringen att årsvis avrapportera om nio åtgärder i genomförandeplanen vilket rapporterades i december samma år (Ei, R2022:09). Svenska kraftnät har tidigare i huvudsak ställt sig positiv till de föreslagna åtgärderna. Noterbart är dock att de identifierade åtgärderna i genomförandeplanen är tämligen små justeringar och Svenska kraftnäts bedömning är att dessa åtgärder endast i mycket liten utsträckning, om alls, skulle påverka de långsiktiga investeringsincitamenten.

Den 22 februari 2023 lämnade Sverige in en engelsk version av genomförandeplanen (Ei, R2022:10) till EU-kommissionen (dnr. KN2023/01982). EU-kommissionen har vid tidpunkten för framtagandet av denna rapport inte avgett ett yttrande över huruvida åtgärderna är tillräckliga för att undröja snedvridningar till följd av lagstiftning eller marknadsmisslyckanden. EU-kommissionen får också uppmana medlemsstaten att ändra sina genomförandeplaner i enlighet därmed.

Sammanfattningsvis är ett antal av de första nödvändiga stegen redan påbörjade.

I den andra fasen görs eventuella justeringar i genomförandeplanen, men det mest omfattande arbetet avser att utveckla den detaljerade marknadsdesignen samt att genomföra kompletterande och fördjupande systemstudier. Analyser avseende påverkan på europeisk elmarknad och effekter på konkurrensen behöver också göras. Denna fas kan förväntas ta ca 1 år. Därefter kan den detaljerade marknadsdesignen remitteras.

Därefter kan förslaget anmälas till EU-kommissionen och den slutliga processen för ett godkännande genomföras. Sammantaget är erfarenheten att processen från de initiala analyserna till EU-kommissionens godkännande tar ca 4 år. Dock är den för Sveriges delvis redan påbörjad. Utifrån Svenska kraftnäts bedömning kan en ansökan till EU-kommissionen lämnas ca 1 år efter det att arbetet med att utveckla den detaljerade designen inletts. Dessförinnan är det nödvändigt att högnivådesignen remitteras, vilket skulle kunna ske genom en remiss av denna rapport. Den svenska genomförandeplanen kan också behöva uppdateras i enlighet med EU-

kommissionens yttrande som väntas inom kort. Vidare förutsätts att nödvändig nationell lagstiftning kommer på plats.

Efter det att en kapacitetsmekanism har godkänts och införts är det för en marknadsomfattande kapacitetsmarknad brukligt att auktioner genomförs med en framförhållning på ca 4 år. Detta innebär att den totala ledtiden från att processen initieras till det första leveransåret uppgår till ca 8 år. Dock kan olika övergångslösningar tillämpas som gör att det finns en mekanism på plats tidigare än 8 år. För svensk del ser Svenska kraftnät ett behov av en övergångslösning som kan ersätta nuvarande effektreserv efter 2025.

På nationell nivå kommer också nationell lagstiftning att behöva införas.

## 5.2 Övergångslösning

Med tanke på att den totala ledtiden för införandet av en marknadsomfattande kapacitetsmekanism kan förväntas vara i storleksordningen 5–8 år och den nuvarande effektreserven löper ut efter vintern 2024/25 kommer det att krävas någon form av övergångslösning för att undvika ett glapp innan en marknadsomfattande mekanism är implementerad.

Fullt implementerad innebär den marknadsomfattande mekanismen en framförhållning mellan auktionering av kontrakt och leveransår på ca 4 år. Detta ger en ledtid på fullt införande på ca 8 år. Den första övergångslösningen är att likt Italien försiktigt fasa in den långsiktiga kapacitetsmarknaden genom att genomföra mellanliggande upphandlingar av kapacitet med kortare framförhållning mellan auktion och leveransår. Geom att ha mellanliggande auktioner med en framförhållning på 1–3 år kan ledtiden kortas ned till ca 5 år. Huvudscenariot skulle då vara att de första auktionerna kan genomföras med leveransår 2028, vilket innebär ett glapp på tre vintersäsonger.

Den andra övergångslösningen är att förlänga den existerande effektreserven ytterligare ca tre år. Vissa anpassningar av det nationella regelverket/villkor för effektreserven kan behövas, men regelverket är redan i hög grad anpassat efter EU-rätten och de eventuella förändringar som kan komma att krävas förväntas därför vara små. Även för en förlängning av effektreserven kan det dock krävas ett statsstöds godkännande, likt det Finland fick för sin strategiska reserv den 11 oktober 2022<sup>16</sup>.

---

<sup>16</sup> State Aid SA.55604 (2022/N) – Finland Finnish strategic reserve.



En tredje övergångslösning, som kanske snarare bör betraktas som ett parallellt system, är att införa en nätreserv för att långsiktigt kontraktera resurser för att lösa specifika nätrelaterade problem.

Det finns två huvudsakliga alternativ vad gäller ett statsstödsgodkännande. Det ena är att direkt gå in med en ansökan för en marknadsomfattande kapacitetsmarknad och att ha med en förlängning av nuvarande effektreserv som en explicit övergångslösning i denna ansökan. Det andra alternativet är att gå in med en separat ansökan om en förlängning av effektreserven. I denna kan förvisso det långsiktiga behovet beskrivas, samt att effektreserven förväntas vara en övergångslösning, men ingen ansökan om godkännande av en marknadsomfattande kapacitetsmarknad lämnas in i detta skede.

Med tanke på det större utvecklingsbehovet avseende den marknadsomfattande kapacitetsmarknaden kan det vara en fördel att först lämna in en separat ansökan avseende förlängning av effektreserven, och därefter en ansökan avseende en marknadsomfattande kapacitetsmarknad. Svenska kraftnät har dock inte haft möjlighet att mer ingående analysera de olika alternativa ansatserna.

## 5.3 Ansvar och mandat för Svenska kraftnät

Införandet av en kapacitetsmekanism kan innebära förändringar avseende Svenska kraftnäts ansvar, mandat och tillgång på information.

### 5.3.1.1 Ansvar och mandat för Svenska kraftnät

Enligt regleringsbrevet för budgetåret 2023 ska Svenska kraftnät verka för att relevanta samhällsekonomiskt motiverade åtgärder vidtas för att säkerställa att Sverige har en god leveranssäkerhet och att risken för effektbrist kan minskas på både kort och lång sikt. I praktiken är antalet åtgärder som Svenska kraftnät har rådighet att vidta begränsade inom ramen för de mandat affärsverket har. Generellt gäller för nätföretag att de i fråga om sitt elnät enligt 3 kap. 1 § ellagen ska ansvara för:

1. drift och underhåll,
2. utbyggnad vid behov,
3. eventuella anslutningar till andra ledningsnät,
4. att nätet är säkert, tillförlitligt och effektivt, och
5. att nätet på lång sikt kan uppfylla rimliga krav på överföring av el.

Ansvaret och mandatet för Svenska kraftnät är begränsat till åtgärder i det egna nätet. Då Svenska kraftnät är utsedd systemansvarig myndighet enligt 8 kap. 1 § ellagen tillkommer ansvar för att elektriska anläggningar samverkar

driftsäkert så att balans inom hela eller delar av landet kortsiktigt upprätthålls mellan produktion och förbrukning av el. Därtill tillkommer ansvar utifrån elmarknadsförordningen och tillhörande kommissionsförordningar att bidra till en välfungerande europeisk elmarknad. Exempel på aktiviteter med potential att påverka resurstillräckligheten på längre sikt är regelbundna elområdesöversyner så att elområdena reflekterar strukturella överföringsbegränsningar och åtgärder för ökad likviditet på finansiella marknader. Exempel på aktiviteter med potential att påverka resurstillräckligheten på kort sikt är beräkning och tilldelning av överföringskapacitet mellan elområden, med hänsyn tagen till driftsäkerheten i överföringssystemet.

Gällande åtgärder för att stärka resurstillräcklighet genom att upphandla produktionskapacitet eller flexibel elanvändning har Svenska kraftnät vid tidpunkten för framtagandet av denna rapport i princip inget ansvar eller mandat att självständigt bestämma vilka volymer som ska upphandlas i en kapacitetsmekanism för att säkerställa resurstillräcklighet i elmarknaden. I lag (2003:436) om effektreserv står det att Svenska kraftnät ska se till att det finns en effektreserv. Lagen gäller fram till den 16 mars 2025. I förordning (2016:423) om effektreserv framgår de detaljerade kraven för upphandling av effektreserv, där även volymen återfinns.

#### 5.3.1.2 Modelleringskompetens och tillgång på information

Svenska kraftnät, eller den organisation som är ansvarig för genomförandet, behöver kunna göra avancerade elmarknadssimuleringar av den nationella resurstillräckligheten. Implementeringen av metod för att bedöma den europeiska resurstillräckligheten är något som ENTSO-E gör över ett antal år vilket visar på komplexiteten i dessa analyser.

En simuleringsmodell behöver indata med hög kvalitet och det är nödvändigt att säkerställa tillgång till detaljerad information om elsystemet, till exempel välgrundade prognoser över hur produktion och förbrukning förväntas utvecklas över tid per anslutningspunkt för att kunna se var överföringsbegränsningar uppstår.

## Litteraturförteckning

Arango, S., & Larsen, E. (2011). Cycles in deregulated electricity markets: Empirical evidence from two decades. *Energy Policy* 39.

Battle, C., & Pérez-Arriaga, I. J. (2008). Design criteria for implementing a capacity mechanism in deregulated electricity markets. *Utilities Policy* 16.

Bidwell, M. (2005). Reliability Options: A Market-Oriented Approach to Long-Term Adequacy. *The Electricity Journal* 18.

CAISO. (2016). *What the duck curve tells us about managing a green grid*.

Cialani, C., & Mortazavi, R. (2018). Household and industrial electricity demand in Europe. *Energy Policy* 122.

Crampton, P. (2022). Fostering Resilience with Good Market Design: Lessons from Texas. *ECONtribute Discussion Papers Series 145, University of Bonn and University of Cologne, Germany*.

Cramton, P., Ockenfels, A., & Stoft, S. (2013). Capacity Market Fundamentals. *Economics of Energy & Environmental Policy* 2.2, 27-46.

Ei. (R2020:09). *Genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion*.

Ei. (R2021:05). *Ei:s förslag till tillförlitlighetsnorm för Sverige - artikel 25 i EU:s elmarknadsförordning*.

Ei. (R2022:09). *Uppföljning av genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion*.

Ei. (R2022:10). *Follow-up of implementation plan with timetable for improving the functioning of the electricity market*.

Energiforsk. (2021:714). *El från nya anläggningar*.

ENTSO-E. (2021). *European Resource Adequacy Assessment*.

ENTSO-E. (2022:1). *European Resource Adequacy Assessment*.

ENTSO-E. (2022:2). *Winter Outlook 2022-2023 - Summer 2022 Review*.

- EU-kommissionen. (2016). *Interim Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms*.
- European Commission. (den 17 februari 2023). *Guidelines on State aid for climate, environmental protection and energy 2022*. Hämtat från European Commission:  
[https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda\\_22\\_566](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_22_566)
- Gross, R., Heptonstall, P., & Blyth, W. (2007). *Investment in electricity generation: The role of costs, incentives and risks*. UKERC.
- Hancher, L., De Hauteclocque, A., Huhta, K., & Sadowska, M. (2022). *Capacity Mechanisms in the EU Energy Markets*. Oxford: Oxford University Press.
- Hary, N., Rious, V., & Saguan, M. (2016). The electricity generation adequacy problem: Assessing the dynamic effects of capacity remuneration mechanisms. *Energy Policy* 91.
- Hogan, W. W. (2013). Electricity Scarcity Pricing Through Operating Reserves. *Economics of Energy & Environmental Policy* 2.
- Holmberg, P., & Newbery, D. (2010). The supply function equilibrium and its policy implications for wholesale electricity auctions. *Utilities Policy* 18.
- Holmberg, P., & Tangerås, T. (Kommande). A Survey of Capacity Mechanisms: Lessons for the Swedish Electricity Market. *Energy Journal*.
- Joskow, P. (2008). Capacity payments in imperfect electricity markets: Need and design. *Utilities Policy* 16.
- Joskow, P., & Tirole, J. (2007). Reliability and competitive electricity markets. *RAND Journal of Economics* 38(1).
- Newbery, D. (2016). Missing money and missing markets: Reliability, capacity auctions and interconnectors. *Energy Policy* 94.
- Schweppe, F. C., Caramanis, M. C., & Tabors, R. D. (1988). *Spot Pricing of Electricity*. Kluwer Academic Publishers.
- Stoft, S. (2002). *Power Systems Economics: Designing Markets for Electricity*. Wiley-IEEE Press.
- Svenska kraftnät. (2021:1). *Långsiktig marknadsanalys 2021 – Scenarier för elsystemets utveckling fram till 2050*.

Svenska kraftnät. (2021:2). *Implementeringen av EU-regelverk - Redovisning av regeringsuppdrag.*

Svenska kraftnät. (2021:3). *Stödtjänster och avhjälpande åtgärder i ett energisystem under förändring.*

Svenska kraftnät. (2021:4). *Systemutvecklingsplan 2022-2031.* Sundbyberg: Svenska kraftnät.

Svenska kraftnät. (2021:5). *Elproduktionens leveranssäkerhet och Gotlands elförsörjning – Analyser kopplade till uppdrag i regleringsbrev för Svenska kraftnät år 2020. Ärendenummer: Svk 2020/4060.*

Svenska kraftnät. (2022:1). *Kortsiktig marknadsanalys 2022 - analys av kraftsystemet 2023-2027.* Sundbyberg: Svenska kraftnät.

Svenska kraftnät. (2022:2). *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2022.* Svenska kraftnät.

Svenska kraftnät. (2022:3). *Uppdrag att förbereda ytterligare upphandling av förbrukningsflexibilitet och planerbar elproduktion i södra Sverige - Slutrapport regeringsuppdrag, ärende nummer I2022/01721.*

Svenska kraftnät. (2023). *Analys elkonsumtion februari 2023.*

U.S Energy Information Administration. (den 17 februari 2023). *How much carbon dioxide is produced per kilowatthour of U.S. electricity generation? Hämtat från Eia:*  
<https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=74&t=11>

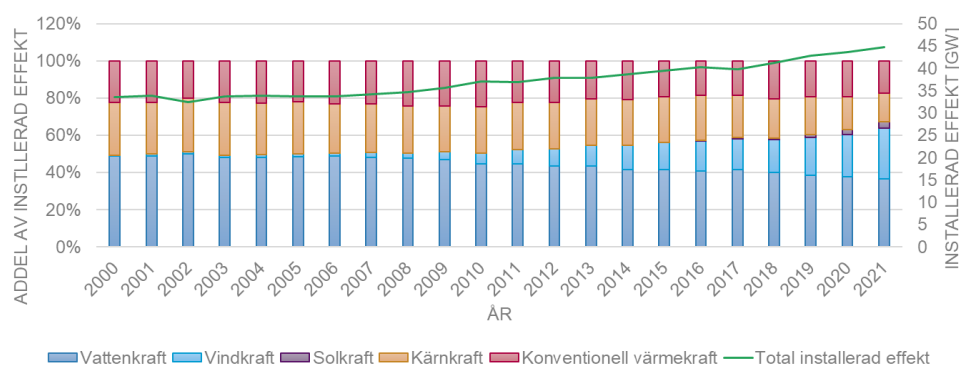
# Bilaga 1. Minskad resurstillräcklighet i Sverige över tid

Denna bilaga innehåller en litteraturstudie rörande resurstillräckligheten och vilka antaganden om framtiden som ligger till grund för varför marginalerna förväntas att minska över tid. Sammanställningen innefattar en beskrivning över elsystemets historiska utveckling, samt framtidsorienterade rapporter som kortsiktig och långsiktig marknadsanalys.

## Elsystemets utveckling under 2000-talet

Elsystemet har genomgått en utveckling under 2000-talet, bland annat genom att andelen förnybar produktion har ökat. Figur 21 visar utvecklingen av installerad produktionskapacitet i Sverige under perioden 2000–2021. Som figuren visar har den totala installerade kapaciteten ökat, där ökningen främst har bestått av ny vindkraft. Vattenkraftens andel av kapaciteten har minskat, men är i stort sett konstant i absoluta termer omkring 16 GW. Kärnkraften har minskat både i relativa och absoluta termer från att ha haft som högst installerad kapacitet om 9 768 MW år 2016 till en nivå om 6 899 MW år 2021.

Figur 21. Installerad produktionskapacitet och andel per kraftslag.



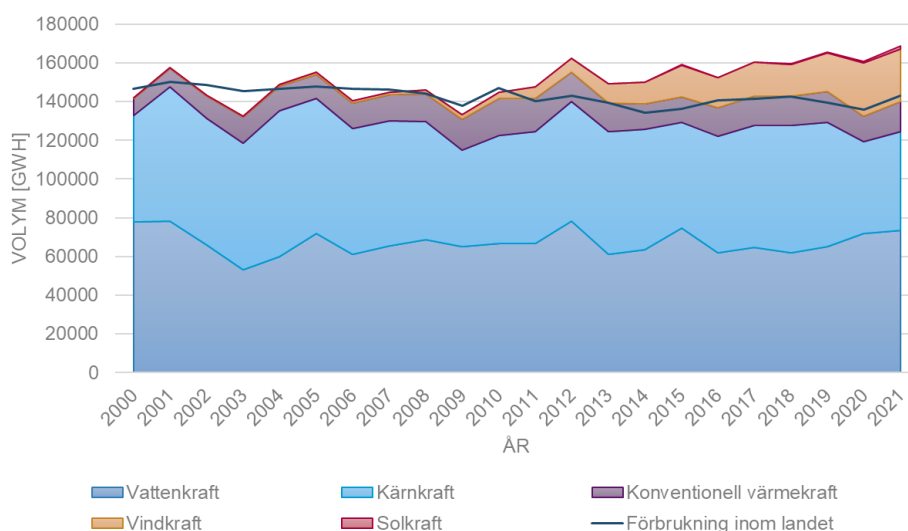
Källa: Data från SCB.

Gällande stängningen av kärnkraft har denna skett i södra Sverige. De två reaktorerna i Barsebäck om 600 MW vardera stängdes 1999 respektive 2005, vilket innebar 1 200 MW minskad produktionskapacitet i nuvarande SE4. Hos Ringhals kärnkraftverk har två av fyra reaktorer tagits ur drift: R2 i december 2019 och R1 december 2020 vilka tillsammans motsvarade 1 781 MW som därmed tagits ur drift i nuvarande elområde SE3. Gällande kärnkraftverket i Oskarshamn tog reaktor O1 om 437 MW ur drift 2017 och reaktor om 638 MW år 2015. Installationen av vindkraft har under senare år framför allt skett i SE1 och SE2. Under perioden 2015–2021 tillfördes 6 276 MW vindkraft i Sverige,

varav 48 % i SE2 och 23 % i SE1. Sammantaget har utvecklingen av produktionskapaciteten i Sverige inneburit mer väderberoende produktion framför allt i de norra elområdena och en minskad kapacitet planerbar produktion framför allt i de södra delarna av landet.

Utvecklingen återspeglas också i producerade volymer, vilket visas per kraftslag i Figur 22. En tydlig trend är den ökade mängden vindkraftsproduktion som tillkommit det senaste decenniet. Figuren visar också att Sveriges totala elförbrukning har legat på en relativt stabil nivå sedan millennieskiftet. Variationer mellan år förekommer bland annat på grund av olika väderlek och temperaturer under vintersäsong. Under 2000-talet har den hittills högsta inhemska elförbrukningen på årsbasis varit drygt 150 TWh, vilket inträffade år 2001. Under år 2020 sjönk elförbrukningen till ca 135 TWh, vilket devis kan förklaras som en följd av samhällets nedstängning i och med Covid-19. Mycket talar dock för att elanvändningen kommer att öka de nästkommande decennierna på grund av elektrifiering av transportsektor, industri och tillkomst av nya kommersiella verksamheter som datacenter.

Figur 22. Årvis elproduktion och elförbrukning.

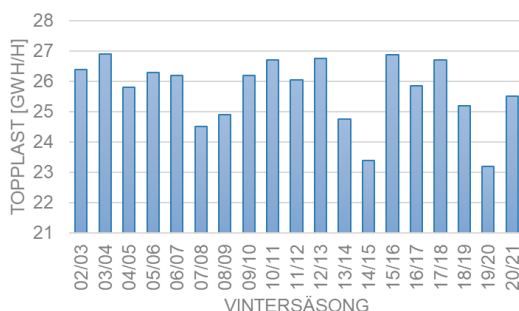


Källa: Data från SCB.

Den maximala förbrukningen i Sverige under året kan studeras genom den så kallade "topplasttimmen", vilken historiskt inträffat under vintersäsongen antingen under en morgontimme eller eftermiddags-/kvällstimme. Nivån på förbrukningen under denna timme är beroende av bland annat temperatur och vind, vilket starkt påverkar uppvärmningsbehovet och därmed förbrukningen. Figur 23 visar förbrukningen under topplasttimmen för respektive vintersäsong. Det är inte möjligt att urskilja någon tydlig trend gällande topplast utifrån de senaste 20 årens data. Dock är det möjligt att det i

framtiden blir högre nivåer i och med elektrifiering och därmed både en generellt högre förbrukningsnivå, men också ett ökat effektbehov till följd av elbilsaddning etc.

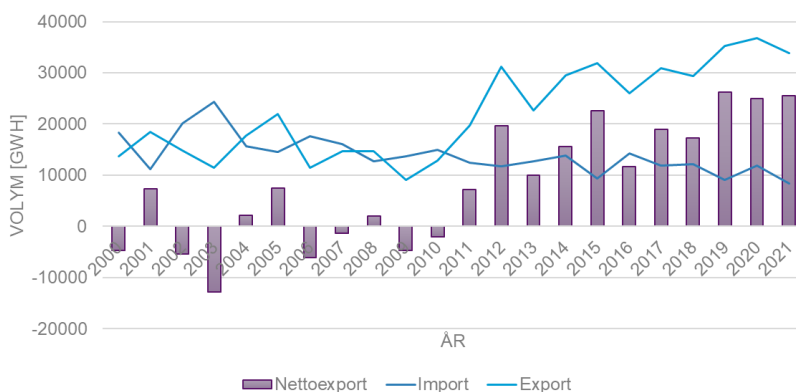
Figur 23. Högsta timvis elförbrukning per vintersäsong.



Gällande efterfrågan under 2022 och 2023 och den energikris som Europa befinner sig i, har de höga marknadspriserna och en ökad medvetenhet lett till minskningar i förbrukning. Svenska kraftnät har rapporterat om tydliga trender jämfört med tidigare år om minskningar för Sverige om hittills som mest 8,2%, vilket inträffade för december 2022 (Svenska kraftnät, 2023).

Skillnaderna mellan inhemsk produktion och förbrukning utgörs av export eller import, vilka återfinns i Figur 24 för perioden 2000–2021. Under samtliga år har Sverige både importerat och exporterat el, dock har exporten av el ökat det senaste 10 åren och Sverige har sedan 2011 varit en nettoexportör sett på årsbasis. Gällande energi över längre tid har således Sverige ett överskott, men det bör noteras att tillgången kan variera kraftigt på kortare tidshorisonter beroende på bland annat variationer i vindkraftsproduktion.

Figur 24. Årsvis import och export.



Källa: Data från SCB.

Sammanfattningsvis kan utvecklingen de senaste 20 åren beskrivas som att förbrukningssidan har varit relativt oförändrad över perioden, men att större



förändringar skett gällande produktion och import/export. Produktionsmixen har förändrats till att innehålla mer väderberoende elproduktion framför allt i de norra och mellersta delarna av landet, och med en minskad planerbar produktionskapacitet i de södra delarna av landet. Totalt sett har produktionen ökat och så också årliga exportvolymerna.

Förändringen av produktionsmixen innebär också nya förutsättningar gällande tillräckligheten. Utvecklingen har inneburit minskade marginaler och därmed ökade risker för effektbrist. Framför allt gäller detta de södra delarna av Sverige där planerbar produktion har lagts ner. Nuvarande och framtida utmaningar gällande tillräcklighet diskuteras mer ingående i nästkommande avsnitt.

## Tillräcklighetsstudier på europeisk nivå

På europeisk nivå genomförs tillräcklighetsstudier inom den så kallade European Resource Adequacy Assessment (ERAA) som utförs årligen av samarbetsorganisationen för europeiska TSO:er, ENTSO-E. Syftet med ERAA är att ge intressenter och beslutsfattare underlag för informerade beslut om olika investeringar och policyåtgärder. ERAA är också av central betydelse för medlemsstaternas möjligheter att inrätta eller behålla kapacitetsmekanismer genom att resultaten från ERAA i termer av LOLE (och EENS) kan användas som motivering för införandet av kapacitetsmekanismer om LOLE överstiger den nationellt framtagna tillförlitlighetsnormen. Här spelar således ERAA en roll utifrån ett legalt perspektiv då resultaten utgör en del av underlaget för den godkännandeprocess på EU-nivå som krävs för att införa kapacitetsmekanismer.

Metoderna för hur ERAA ska genomföras har godkänts av ACER i oktober 2020, vilket bland annat innefattar att en probabilistisk metod ska tillämpas. Det sker en metodutveckling för att göra detta möjligt både internationellt hos ENTSO-E och hos Svenska kraftnät. Efter att ENTSO-E har genomfört analyserna ska resultaten från ERAA godkännas av ACER.

Processen för ERAA följer tre huvudsakliga steg. Det första steget utgör datainsamling från de europeiska TSO:erna avseende förbrukning, produktionsresurser, flexibilitet och överföringskapaciteter för de analysår som ERAA innefattar. Dessa data sammanställs av ENTSO-E och kvalitetsgranskas. Nästa steg är att analysera hur olika ekonomiska drivkrafter påverkar kapaciteter i olika länder genom en så kallad Economic Viability Assessment (EVA). Syftet är att bedöma den ekonomiska bärigheten för olika

kapacitetsresurser som medverkar i en energy-only-marknad<sup>17</sup>. Den ekonomiska bärigheten för olika anläggningar bedöms genom en planeringsmodell för långa tidshorisonter, i vilken kapaciteter för olika resurser optimeras utifrån ett kostnadsminimeringsperspektiv för hela systemet. Resultaten från EVA är därmed information om huruvida olika resurser, per elområde och analysår, kan komma att tas ur drift, sättas i malpåse (eller tas ur malpåse), investeras i eller livstidsförlängas. Resultaten från EVA utgör sedan ett underlag för tillräcklighetsanalyserna som utgör det tredje steget i ERAA-processen. Dessa analyser utförs genom att simulera det europeiska systemet på timbasis givet de resurser som EVA har resulterat i. Simuleringarna är stokastiska för att representera olika avbrott hos produktionsresurser och överföringsmöjligheter. Vidare görs analysen med hjälp av ett antal väderår för att täcka upp varierande väderförutsättningar. Resultaten från tillräcklighetsanalyserna sammanfattas med storheterna LOLE och EENS på elområdesnivå.

Det bör noteras att metoden och modellerna som ERAA innefattar är synnerligen komplexa och omfattande. Analyserna omfattar 37 länder som är uppdelade i 56 zoner. Samtliga medlemsländer är inkluderade, och dessutom länder utanför EU som är sammankopplade med EU-länder. Modelleringen av länderna utanför EU är dock på en kraftigt förenklad nivå för att modelleringen och datahanteringen ska förbli hanterbar. Trots att dessa förenklingar införts utgör den sammantagna modellen på europeisk nivå en stor samling komplexa och komplicerade samband. Metoderna och modellerna är fortfarande under utveckling.

### **Resultat från ERAA 2021**

Det första året som ERAA genomfördes var 2021, och innehåller tillräcklighetsanalyser för åren 2025 och 2030 (ENTSO-E, 2021). Studien är baserad på fyra scenarier, där utgångspunkten är nationella prognoser som insamlats från TSO:er. Dessa har sedan utvecklats för att representera olika grader av marknadsinterventioner med och utan kapacitetsmekanism, samt i enlighet med EVA-metoden. Vidare existerar ett scenario som representerar en utveckling med reducerad termisk produktionskapacitet som på samma sätt som de nationella prognoserna har samlats in från TSO:erna inom ENTSO-E. Analyserna för år 2025 omfattade samtliga fyra scenarier, medan analyserna

---

<sup>17</sup> Resurser som omfattas av en kapacitetsmekanism är undantagna från EVA under den tid som de omfattas av kapacitetsmekanismen.

för 2030 endast innefattade de nationella estimaten med statistiska antaganden om installerad kapacitet (dvs. utan den dynamik som finns i EVA).

För de scenarier som involverade en EVA reducerades de installerade kapaciteterna i SE2 med 54 MW och SE3 med 141 MW, samtlig kapacitet avser gaseldade kraftverk. Detta är således ett resultat från den modell som används för att analysera och bedöma den ekonomiska bärigheten för olika teknologier för olika år och elområden utifrån de prognoser som tillhandahålls på nationell nivå från de olika TSO:erna.

De slutliga resultaten från ERAA 2021 för Sveriges vidkommande kan sammanfattas enligt Tabell 14 som visar LOLE för SE4<sup>18</sup>. Som tabellen visar uppgår LOLE som mest till 0,4 timmar/år i studien för SE4. Man bör dock notera att delar av ERAA-metodiken enligt elmarknadsdirektivet inte hade implementerats vid utförandet av ERAA 2021, och resultaten bör därför betraktas med detta i åtanke.

Tabell 14. LOLE i timmar/år från ERAA 2021.

Scenario	2025	2030
Nationella prognoser	≤ 0,1	0
EVA utan kapacitetsmekanism	0,1	N/A
EVA med kapacitetsmekanism	0,1	N/A
Nationella prognoser – minskad termisk kapacitet	≤ 0,1	0,4

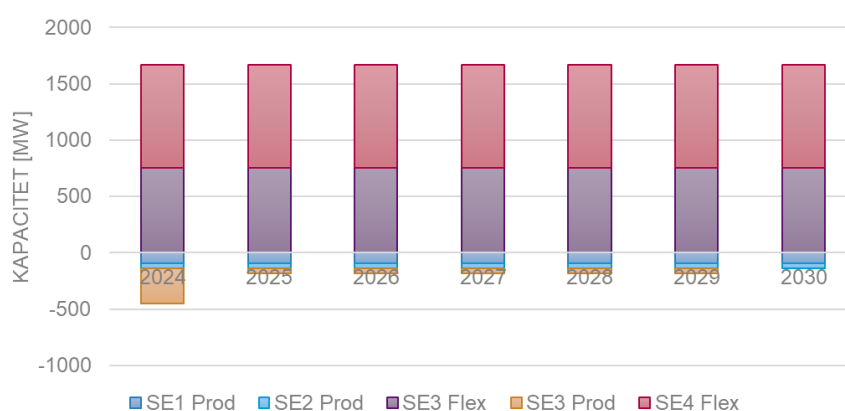
## Resultat från ERAA 2022

Metodiken för ERAA utvecklades vidare inför analyserna som utfördes under 2022. Analyserna i 2022 års upplaga av ERAA utfördes för ett scenario: Central Reference Scenario Without Capacity Mechanism (CM). Detta scenario baseras på antagandet om att inga kapacitetsmekanismer existerar, vilket i fallet för Sverige innebär att inga kapacitetsbetalningar för en strategisk reserv är inkluderade. Således motsvarar scenariot i 2022 års ERAA scenariot ”EVA utan CM” från 2021. På samma sätt som för 2021 var utgångspunkten nationella prognoser som inhämtats från TSO:erna i Europa, vilka sedan utvecklats inom ramen för EVA. Antalet år som tillräcklighetsanalyserna betraktade utvecklades till att omfatta 2025, 2027 och 2030.

<sup>18</sup> Samtliga övriga svenska elområden hade LOLE = 0 timmar/år i ERAA 2021.

I EVA-fasen av analyserna justerades kapaciteterna i förhållande till de givna prognoserna för resurser i de olika elområdena i Sverige enligt Figur 25. Som figuren visar genererar den ekonomiska utvärderingsmodellen en avveckling av viss produktionskapacitet i SE1, SE2 och SE3, medan stora mängder efterfrågefleksibilitet kommer in på marknaden i SE3 (750 MW) och SE4 (920 MW) för samtliga år. Produktionen som avvecklas utgörs av termisk planerbar produktion. Kapaciteten för efterfrågefleksibilitet ökar totalt med 1 670 MW, vilket utgör en ansevärd mängd flexibilitet.

Figur 25. Justeringar av kapaciteter från årliga prognoser uttryckt i MW per elområde och år.



Källa: Data från ERAA 2022 Edition: Annex 3 – Detailed Results.

Utifrån ett tillräcklighetsperspektiv innebär minskningen av planerbar gaseldad produktion försämrade möjligheter till att upprätthålla tillräckligheten, medan en ökad efterfrågefleksibilitet ökar den. Dock har efterfrågefleksibilitet en begränsning i och med uthålligheten, och därmed också i möjligheterna för att kompensera för avvecklingen av flexibel produktion för att kompensera till exempel för längre perioder med låg vindkraftsproduktion.

Resultaten gällande tillräcklighet för svenskt vidkommande för ERAA 2022 presenteras i Tabell 15. I jämförelse med resultaten från ERAA 2021 har tillräckligheten kraftigt försämrats för södra Sverige. Till exempel ses en ökning av LOLE i SE4 för år 2030 från 0,4 timmar/år i ERAA 2021 till 5,5 timmar/år i ERAA 2022 för jämförbara scenarier (dvs. utan kapacitetsmekanismer). Skillnaderna mellan ERAA 2021 och 2022 kan dels förklaras med att metodutveckling skett under tiden mellan de två analyserna, och dels på skillnader i de nationella prognoser som scenarierna grundar sig på. Svenska kraftnäts prognoser gällande produktion och förbrukning uppdateras under och inför den årliga ERAA-processen vilket medför nya förutsättningar för analyserna. Gällande metoderna återfinns dessa i de metodrapporter som

publiceras i samband med ERAA<sup>19</sup>. En sådan uppdatering mellan 2021 och 2022 som har betydelse för LOLE är hur fördelningen av energibristen vid bristsituationer mellan olika områden och länder beräknas.

Tabell 15. LOLE i timmar/år från ERAA 2022 för SE3 och SE4. Övriga elområden i Sverige har LOLE=0 för samtliga analysår.

Elområde	2025	2027	2030
SE3	1,9	2,5	1,2
SE4	2,0	5,1	5,5

Sammankopplingen mellan olika länder och områden i Europa innebär att länder har möjlighet att bidra till tillräckligheten i andra länder genom import och export via överföringsförbindelser. Det är därför av vikt att betrakta även de närliggande ländernas situationer när tillräcklighet analyseras och diskuteras. De största utmaningarna för Sverige gällande tillräcklighet återfinns i SE3 och SE4, och LOLE för länder och områden som är direkt sammanlänkade med SE3 och SE4 återfinns i Tabell 16. Som tabellen visar existerar det även utmaningar för tillräckligheten i omkringliggande länder och områden, vilket indikerar att möjligheten för import till Sverige kan vara begränsad under ansträngda timmar.

Inom ERAA har korrelationsanalyser genomförts på regionnivå för att analysera i vilken utsträckning bristsituationer sammanfaller för olika delar av Europa. En av slutsatserna från denna analys är att det existerar höga positiva korrelationer för när bristsituationer uppstår i olika regioner. Därmed existerar också begränsade möjligheter att förlita sig på import från andra regioner under sådana situationer eftersom risken är stor att även exporterande regioner upplever en bristsituation. Detta är således en indikation på att Sverige i begränsad utsträckning kan förlita sig på import vid ansträngda situationer.

<sup>19</sup> Se ENTSO-E, European Resource Adequacy Assessment 2021: Annex 3 – Methodology, och ENTSO-E, European Resource Adequacy Assessment 2022: Annex 2 – Methodology.

Tabell 16. LOLE i timmar/år för länder och områden angränsande till SE3 och SE4.

Område	2025	2027	2030
NO1	0	0	0
DK1	9,8	13,4	2,3
DK2	7,4	11,1	10,9
FI	3,5	1,6	2,1
DE	10,5	13,7	20,4
PL	≤ 0,1	0,2	2,0
LT	3,8	6,2	6,0

## Analys angående tillräcklighet på nationell nivå

Svenska kraftnät genomför olika analyser och uppföljningar angående tillräcklighet med olika tidsperspektiv med fokus på nationell nivå. Nedan återfinns korta beskrivningar av respektive analys och resultat kopplade till resurstillräcklighet.

### Kraftbalansrapport 2022

Svenska kraftnät rapporterar varje vår till regeringen om kraftbalansen i Sverige gällande den senast vintern, en prognos för kommande vinter och på längre sikt. Den senaste rapporten levererades i slutet av maj 2022 och innehåller därmed den senaste uppföljningen avseende tillräcklighet under höglasttimmar (Svenska kraftnät, 2022:2).

Under vintern 2021/22 var topplasten 25 600 MWh/h, vilket inträffade kl 17–18 den 7 december. Nettoimporten till Sverige var då 1 600 MWh/h, vilket är en ökning från vintern 2020/21, då nettoimporten under topplasttimmen var 500 MWh/h. Utfallet gällande import- och exportvolym beror oftast på ett marknadsutfall, dvs. att det varit ekonomiskt gynnsamt att importera istället för att använda återstående inhemska resurser. Flödena mellan elområden inom landet gick i nord-sydlig riktning, med full överföring i snitt 2 mellan SE2 och SE3. Således utgjorde SE3 och SE4 områden med import, och för att studera tillräckligheten i systemet är det således av extra intresse att studera SE3 och SE4 mer i detalj.

Gällande situationen i södra Sverige under topplasttimmen dras i kraftbalansrapporten slutsatsen att det fanns 710 MW i form av tillgängliga uppregeringsbud och effektreserv i södra Sverige, och teoretiskt ytterligare

1 300 MW i import från andra länder. Detta innebär att ca 2 000 MW ytterligare i nettoförbrukning hade kunnat hanteras. Det bör dock noteras att temperaturen vid tillfället var något högre än normalt för topplasttimmar en normalvinter, samt att vindkraften producerade på en högre nivå (22 % av installerad kapacitet) än vad som brukar användas för tillgänglighetsanalyser (9 % av installerad kapacitet). Temperaturer i enlighet med en normalvinter hade inneburit en högre förbrukning och en reducerad vindkraftsproduktion vid tillfället från 22 % till 9 % hade inneburit 1 600 MW lägre produktion. Det hade inte kunnat täckas av tillgängliga reglerresurser och effektreserv utan förbrukningsfrånkoppling hade varit aktuellt.

### **Kortsiktig marknadsanalys**

Svenska kraftnät publicerar årligen kortsiktiga marknadsanalyser (KMA) för att analysera utvecklingen av elsystemet för de kommande fem åren baserat på kända planer och beslut. Den senaste versionen publicerades i december 2022 och täcker åren 2023–2027.

Indata till KMA består av prognoser för elproduktion, förbrukning och överföringsförbindelser, och inhämtas bland annat från Svenska kraftnät, Energimyndigheten, Svensk vindenergi och Svenska bioenergiföreningen. Eftersom väderförhållanden har en stor påverkan på såväl elproduktion som elanvändning används också historiska väderdata som ingångsvärden, vilka sedan anpassas för att likna klimatet vid 2030. Gällande elanvändning i Sverige baseras denna till stor del på Energimyndighetens kortsiktiga prognos<sup>20</sup> med tillägg för ansökningar till Svenska kraftnät. Antalet ansökningar för mycket stora effektuttagsökningar som inkommit till Svenska kraftnät har ökat markant under de senaste två åren. Utifrån uppskattningar baserade på ledtider för nätutveckling och ansökningar om effektuttagsökningar som inkommit kan den svenska elanvändningen komma att öka kraftigt under perioden, där den huvudsakliga ökningen antas komma från industrietableringar. Erfarenheter från stora investeringsprojekt visar dock att osäkerheter kan senarelägga tidplaner vilket i så fall kan medföra att den ökade elanvändningen förskjuts i tiden. Gällande osäkerheter konstateras i rapporten också att energisituationen i EU är mycket osäker och därmed svår att prognosticera. Den energikris som uppstått innebär att utvecklingen av omvärldsläget och hastiga förändringar i stor omfattning påverkar elsystemet.

För att beräkna risken för effektbrist tillämpas en probabilistisk metod liknande den som beskrivs i elmarknadsförordningen. Analyserna omfattar

---

<sup>20</sup> Energimyndigheten, "Kortsiktsprognos i siffror vinter 2022", 2022.

stokastiska simuleringar av elsystemet under ett antal olika väderår och avbrott i produktionsanläggningar och överföringsförbindelser. Sammantaget visar analyser från KMA 2022 att risken för effektbrist för Sverige är lägre än beslutad tillförlitlighetsnorm om 1 timme/år under början av analysperioden, för att sedan öka kraftigt mot slutet av analysperioden. I Tabell 17 visas detta i termer av indexen LOLE och EENS. Som synes uppgår LOLE till 1 timme/år under 2026, vilket utgör den nuvarande tillförlitlighetsnormen, för att under 2027 uppgå till 9,6 timmar/år. Analyserna visar därmed en drastisk försämring för systemets resurstillräcklighet fram till 2027. Preliminära bedömningar ger att ytterligare 2 500 till 3 000 MW tillgänglig planerbar produktionskapacitet krävs för att nå nivån för LOLE om 1 timme/år för år 2027. Som tabellen visar genomförs också analyser för att fånga känsligheten i analyserna avseende effektreserven och en minskad elanvändning. Trots en minskad elanvändning överstiger LOLE även i det fallet tillförlitlighetsnormen under 2027.

Tabell 17. Resultat från KMA 2022.

	2023	2024	2025	2026	2027
LOLE (h/år)	0,2	<0,1	0,4	1,0	9,6
EENS (GWh/år)	0,1	<0,1	0,1	0,4	6,6
LOLE (känslighet effektreserv kvar)			0,1	0,5	5,9
LOLE (känslighet minskad elanvändning)	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	1,9

Analyserna i KMA 2022 förstärker därmed bilden från kraftbalansrapporterna om att marginalerna i systemet minskar och att riskerna för effektbrist ökar över tid.

### Långsiktig marknadsanalys

Utmaningarna för resurstillräckligheten lyfts också i Svenska kraftnäts långsiktiga marknadsanalys (LMA) som publiceras vartannat år och i vilken olika möjliga utvecklingsvägar för systemet presenteras och analyseras. Den senaste LMA publicerades 2021 och en ny planeras till hösten 2023. LMA har en längre tidshorisont och studerar olika scenarier fram till år 2050 med syftet att kunna utvärdera investeringsalternativ och möjliggöra ett proaktivt arbetssätt. Utgångspunkten för analyserna är fyra olika scenarier som avser representera fyra olika utvecklingsvägar för elsystemet: Småskaligt förnybart (SF); Färdplaner mixat (FM); Elektrifiering planerbart (EP); samt

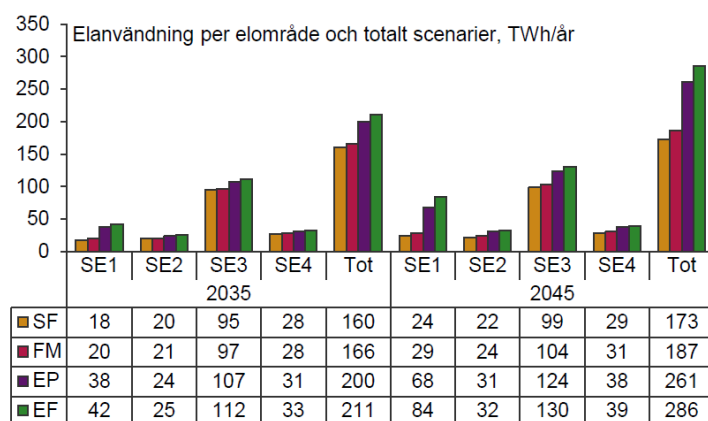


Elektrifiering förnybart (EF). Scenarierna skiljer sig åt avseende elanvändning, investeringar i produktionskapacitet, etc.

Det bör här noteras att LMA till skillnad från KMA utgår från *scenarier*, inte från prognoser. Skillnaden ligger i att en prognos utgör ett estimat om en rimlig, om än osäker, framtid (en bästa gissning om vad som kommer inträffa) medan ett scenario utgör en möjlig utveckling av många möjliga utvecklingar. Utgångspunkten för prognoser och scenarier är således olika, där scenarier används för att definiera utvecklingsvägar som signifikant skiljer sig åt.

En central drivkraft för utvecklingen av elsystemet är den starka rådande trenden om elektrifiering av transportsektorn, industri och nya aktörer som datahallar. De definierade scenarierna innefattar olika antaganden om omfattningen av denna elektrifiering, men samtliga scenarier innefattar en ökning av elanvändningen. För att representera olika nivåer på denna elektrifiering finns ett spann på användningen mellan 173–286 TWh/år för 2045 för de olika scenarierna, vilket visas i Figur 26.

Figur 26. Elanvändning för scenarier i LMA 2021.



Gällande produktion innefattar samtliga scenarier en ökning av vindkraft, men nivåerna på investeringar i vindkraft varierar mellan scenarierna inom ett spann på 22,6 GW till 55,3 GW i installerad kapacitet för 2045. En sammanställning av installerad produktionskapacitet för respektive scenario återfinns i Tabell 18.

Tabell 18. Installerad produktionskapacitet för scenarier i LMA 2021.

Kraftslag, G/W	2025	Scenarierna 2035				Scenarierna 2045			
		SF	FM	EP	EF	SF	FM	EP	EF
Vattenkraft <sup>17</sup>	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3
Kärnkraft	6,9	5,9	5,9	6,9	6,9	0,0	2,6	8,4	0,0
Vindkraft	16,0	17,1	19,3	23,6	28,8	22,6	31,5	33,8	55,3
– Landbaserad	15,6	16,7	17,6	20,1	20,3	21,2	24,3	23,7	26,8
– Havsbaserad	0,4	0,4	1,7	3,5	8,5	1,4	7,3	10,1	28,5
Solkraft	3,3	15,9	7,1	7,9	11,5	29,1	8,9	11,0	19,1
Övrig termisk	5,0	4,4	4,3	4,8	4,3	4,5	4,2	5,2	4,2
Planerbar, %	59	45	50	47	41	29	36	40	22
Förnybar, %	85	90	89	88	90	100	96	89	100

Baserat på scenarierna genomförs modellbaserade simuleringar vilket resulterar i timvisa produktionsvolym, energibalanser, handelsflöden, marknadspriser etc.

LMA innefattar också analyser om resurstillräckligheten för de olika scenarierna. Dessa analyser genomförs enligt två metoder: En probabilistisk och en statisk metod. Den probabilistiska innefattar simuleringar av hela det nordeuropeiska systemet och beaktar produktionsbortfall och avbrott i överföringar på samma sätt som KMA. Den statiska metoden beskriver skillnaden mellan antagen tillgänglig inhemsk produktion och elförbrukning under timmen med högst elanvändning, vilket är metoden som under en längre tid har använts i kraftbalansrapporterna som levereras årligen till regeringen. En skillnad mellan metoderna är att den probabilistiska metoden betraktar hela året och dess samtliga timmar, vilket den statiska metoden inte gör. Stängningen av kärnkraft och revisioner i de kvarvarande reaktorerna i kombination med hög omgivningstemperatur och arbeten i nätet som reducerar överföringskapaciteten innebär att det existerar utmaningar med resurstillräckligheten även sommartid i södra Sverige. Den probabilistiska metoden tar hänsyn till detta i och med att effektbrist simuleras för alla årets timmar. Den statiska metoden beskriver skillnaden mellan antagen tillgänglig inhemsk produktion och elförbrukning under timmen med högst elanvändning. Metoden kan därför anses bedöma importbehovet, snarare än risken för effektbrist.

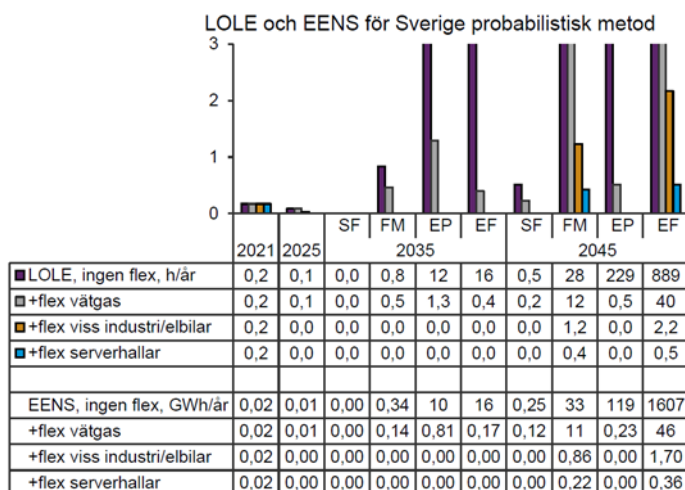
Eftersom den probabilistiska metoden ger en mer fullständig bild av resurstillräckligheten fokuseras här på resultaten från dessa analyser. Analyserna omfattar 35 väderår, vilka har simulerats sju gånger vardera med timupplösning. Varje analysår simuleras således 245 gånger och för över två miljoner timmar. Detta för att få ett säkrare statistiskt underlag då avbrott i

produktionsanläggningar och överföringsförbindelser skapas slumpmässigt för varje simulering enligt inmatade avbrottstal. De sammanlagda resultaten från simuleringarna gällande tillräcklighet presenteras i termer av LOLE och EENS.

I Figur 27 visas resultaten från de genomförda simuleringarna avseende LOLE och EENS för åren 2021, 2025, 2035 och 2045 för respektive scenario som definierats. Vidare har ökade nivåer av flexibilitet antagits i analyserna, där påverkan på LOLE och EENS presenteras.

Som figuren visar existerar det avsevärda utmaningar gällande tillräckligheten för flertalet av scenarierna. Simuleringsresultaten visar att flexibilitet är en nödvändighet för ett fungerande system år 2045 i majoriteten av scenarierna. För de scenarier som har de högsta värdena för LOLE krävs dock en avsevärd mängd flexibilitet för att nå värden på LOLE som uppfyller den nu rådande tillförlitlighetsnormen om 1 timme/år. Den mängd flexibilitet som skulle behövas för att hålla LOLE på en acceptabel nivå för de mer extrema scenarierna är så pass omfattande så att det kan betraktas som osannolikt att den kan realiseras. Exempelvis skulle det för scenariot EF krävas en flexibilitet i intervallet 13 700 till 15 000 MW för att nå LOLE om 1 timme/år för år 2045.

Figur 27. Resultat avseende tillräcklighet från LMA 2021.



Sammantaget pekar också LMA 2021 på att det existerar ett ökande problem avseende resurstillräckligheten. Speciellt avser det möjliga utvecklingar med en kraftigt ökande elanvändning i kombination med en kraftigt ökad andel förnybar och väderberoende elproduktion.

Arbetet med nästa version av LMA pågår med en planerad publicering under hösten 2023. En central förändring i den uppdaterade versionen är en väsentlig

revidering av efterfrågeutvecklingen, där volymer i elanvändning har ökat i jämförelse med nivåerna i LMA 2021.

## Bilaga 2. Förslag på frågor till intressenter i samband med en eventuell remiss

Mot bakgrund av den korta tiden mellan att Svenska kraftnät fick uppdraget och att uppdraget ska återrapporteras har det inte funnits möjlighet för Svenska kraftnät att konsultera marknadens intressenter under genomförande av uppdraget. Inför ett eventuellt införande av en kapacitetsmekanism är det dock nödvändigt att inhämta intressenternas synpunkter.

I arbetet med rapporten har ett antal frågeställningar identifierats där Svenska kraftnät ser att det finns ett behov av vidare analys samt där det är särskilt önskvärt att få in synpunkter.

### **Övergripande vägval**

Fråga 1: Ser ni ett behov av en fortsatt kapacitetsmekanism efter den 16 mars 2025?

Fråga 2: Bör det införas en marknadsomfattande kapacitetsmekanism?

Fråga 3: Bör det nuvarande mandatet för Svenska kraftnät utökas till att planera, utforma och vid behov upphandla en kapacitetsmekanism så att tillförlitlighetsnormen uppfylls på kort och lång sikt?

### **Designval för en marknadsomfattande kapacitetsmarknad**

Frågorna i detta avsnitt är ställda utifrån designval givet att en marknadsomfattande kapacitetsmarknad ska införas.

*Geografisk uppdelning och hantering av överföringskapacitet inom Sverige*

Fråga 4: Bör en eventuell kapacitetsmarknad utformas med en geografisk uppdelning inom Sverige?

Fråga 5: Bör i så fall den geografiska uppdelningen av en kapacitetsmarknad utgå ifrån elområdesindelning, eller har ni alternativa förslag avseende geografisk avgränsning?

Fråga 6: Har ni synpunkter på hur överföringskapacitet inom Sverige bör hanteras inom ramen för en kapacitetsmarknad?

### *Utländskt deltagande*

Fråga 7: Vilka synpunkter har ni på gränsöverskridande (utländskt) deltagande på en svensk kapacitetsmarknad?

### *Centraliserad eller decentraliserad kapacitetsmarknad*

Fråga 8: Om en kapacitetsmarknad införs, har ni synpunkter på om en centraliserad upphandling av kapacitet eller en decentraliserad modell är att föredra?

### *Incitament för att vara tillgänglig*

Fråga 9: Bör finansiella återbetalningskrav vid höga priser i form av s.k. tillförlitlighetsoptioner införas?

Fråga 10: Under förutsättning att tillförlitlighetsoptioner införs, bör det kombineras med krav på tillgänglighet och straff för otillgänglighet vid deklarerade ansträngda situationer?

Fråga 11: Under förutsättning att tillförlitlighetsoptioner införs, hur bör lösenpriset definieras ("metod") och/eller vilken nivå på lösenpriset är lämpligt?

Fråga 12: Under förutsättning att tillförlitlighetsoptioner införs, hur bör efterfrågeresurser hanteras i förhållande till tillförlitlighetsoptioner?

Fråga 13: Vilka för och nackdelar ser ni med att införa en stop-loss mekanism för återbetalningar från tillförlitlighetsoptioner och/eller straff vid icke-leveranser? Eventuella synpunkter på utformningen av en sådan stop-loss mekanism?

### *Produktdefinition och miljökrav vid upphandlingen*

Fråga 14: Bör en marknadsomfattande kapacitetsmekanism utformas utifrån en eller flera produkter?

Fråga 15: Vilka aspekter är viktiga att beakta vid fastställande av kapacitetsfaktorer?

Fråga 16: Bör en nationell kapacitetsmekanism ha ett lägre gränsvärde än de generella EU-kraven för hur mycket koldioxid en anläggning maximalt får släppa ut? Hur lågt bör gränsvärdet vara och varför?

### *Auktionsdesign*

Fråga 17: Bör auktionsdesignen baseras på marginalpris, betalning enligt bud eller annat alternativ, exempelvis en differentiering mellan existerande och nya resurser?

Fråga 18: Vilka möjligheter ser ni att det finns för att reglera budgivningen för att begränsa eventuella problem med marknadsmakt under marginalpris respektive för att säkerställa kostnadsriktiga bud under betalning enligt bud?

Fråga 19: Bör existerande produktionsresurser som inte deltar på kapacitetsmarknaden implicit räknas in i utbudskurvan som nollbud och utan kapacitetsbetalning?

Fråga 20: Bör det införas krav på deltagande i kapacitetsmarknaden från existerande produktionsresurser?

Fråga 21: Har ni synpunkter avseende vilken typ av auktionsmodell som skulle vara att föredra för en svensk kapacitetsmarknad (single-round sealed bid, multi-round descending clock eller annat alternativ)?

### *Kontraktslängd och auktionens framförhållning*

Fråga 22: Vad anser ni är en lämplig framförhållning för kapacitetsauktionerna?

Fråga 23: Vad anser ni är lämpliga kontraktslängder för kapacitetskontrakt samt vilka eventuella tröskelvärden bör tillämpas?

### *Finansiering av kapacitetsmekanism*

Fråga 24: Är det ändamålsenligt att nettokostnaden för en kapacitetsmarknad finansieras via en avgift på balansansvariga eller på nätföretagen?

Fråga 25: Bör avgiften för att täcka nettokostnaden för en kapacitetsmarknad vara reglerad gentemot slutkund, dvs. att avgiften direkt vidareförs till slutkund?

Fråga 26: Bör eventuella överintäkter från en kapacitetsmarknad (vid höga priser) återföras till kunderna direkt eller via en reduktion av framtida avgifter?

Fråga 27: Vid en direkt återföring, hur bedömer ni de administrativa kostnaderna för ett nätföretag eller balansansvarig/elleverantör att hantera en sådan process?

Fråga 28: Bör finansieringen ske uppdelat utifrån kapacitetsmarknadens geografiska indelning, eller bör finansieringen vara solidarisk över hela kundkollektivet?



---

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

SVENSKA KRAFTNÄT  
Box 1200  
172 24 Sundbyberg  
Sturegatan 1

Tel: 010-475 80 00  
Fax: 010-475 89 50  
[www.svk.se](http://www.svk.se)

