

# Marknadsomfattande kapacitetsmekanismer

En kunskapshöjande utredning åt  
Energimarknadsinspektionen



**Sweco Sverige AB**  
**Uppdrag**

**Genomfört av**

**Datum**

556767-9849  
Utredning marknadsomfattande  
kapacitetsmekanismer  
Rebecca Roupe, Filippa Telin, Mats  
Nilsson (Shadow Analysis), Dan  
Atsmon, Frank Krönert, Andrea  
Badano  
2024-01-30

# Innehållsförteckning

1	Definitioner .....	5
2	Sammanfattning .....	6
3	Omfattning .....	10
4	Varför införa en marknadsomfattande kapacitetsmekanism? .....	12
4.1	Teoriska grunder för en kapacitetsmekanism .....	12
4.2	Behov av en marknadsomfattande kapacitetsmekanism i Sverige .....	13
4.3	Svenska kraftnäts designval för en marknadsomfattande kapacitetsmekanism .....	15
4.3.1	Hänt sedan Svenska kraftnät föreslog en marknadsomfattande kapacitetsmekanism .....	17
5	Bedömning av resurstillräcklighet .....	18
6	Internationell utblick .....	21
6.1	Italien .....	21
6.1.1	Varför har Italien en kapacitetsmarknad? .....	22
6.1.2	Auktionerna .....	23
6.1.3	Teknikslag .....	23
6.2	Belgien .....	24
6.2.1	Varför har Belgien en kapacitetsmekanism .....	25
6.2.2	Auktionerna .....	26
6.2.3	Teknikslag .....	27
6.3	Irland .....	27
6.3.1	Varför har Irland en kapacitetsmekanism .....	28
6.3.2	Auktioner .....	29
6.3.3	Teknikslag .....	29
6.3.4	Praktiskt exempel på mekanismens funktion .....	30
6.4	Tyskland, Frankrike, Polen USA, Storbritannien .....	31
7	Praktisk påverkan av införande av tillförlitlighetsoptioner .....	34
8	Upphandling med prisberoende volymbehov .....	43
8.1	Kapacitetsfaktorn .....	45
9	CfD, riktad eller marknadsomfattande kapacitetsmekanism? .....	46
9.1	Strategisk reserv .....	46
9.2	Tillförlitlighetsoptioner och CfD:er .....	48
9.3	Jämförelse av verktyg .....	50
10	Vidare arbete .....	53



# 1 Definitioner

Definition	Betydelse
Kapacitetsfaktor	(eng. de-rating factor) Mått på förväntat tillgänglighet hos specifik resurs i en bristsituation. Uttrycks i %
Lösenpris för tillförlitlighetsoptioner	Den förutbestämda gräns för referenspriset vid vilket aktör som blivit upphandlad i auktionen måste betala tillbaka överskjutande del
Referenspris för tillförlitlighetsoptioner	Det pris mot vilket tillförlitlighetsoptionen jämfört, oftast spotpris

## 2 Sammanfattning

I detta arbete har stor vikt lagts vid praktiska erfarenheter från de europeiska länder som infört marknadsomfattande kapacitetsmekanismer fokus har varit på Italien, Belgien och Irland. För att kunna jämföra med ett eventuellt svenskt införande har vi också undersökt de bakomliggande orsakerna till ett införande. Det som har blivit tydligt under arbetets gång är att erfarenheterna från andra länder, de bakomliggande problemen inte direkt är jämförbara med svenska förhållanden. Det som är lika är att alla länder inklusive Sverige står inför utmaningar rörande elektrifieringen och ett därmed kraftigt ökat elbehov samt en stor utbyggnad av väderberoende elproduktion i form av vind och sol. Det som däremot väsentligt skiljer Sverige från de europeiska länderna är den inhemska elproduktionsmixen där Sverige redan nu är i stort sett fossilfritt med en stor volym reglerbar kraft i form av vattenkraft. Medan övriga länder i denna studie är i färd med att fasa ut fossil elproduktion främst i form av kolkraft som fram tills nyligen haft kol och kärnkraft både som bas- och toppproduktion i sin energimix.

**Sverige är ett land där förutsättningen för att klara av det kraftigt ökande elbehovet och infasningen av väderberoende kraft skiljer sig väsentligt åt från norr till söder.** Detta beror på specifika egenskaper hos de kraftslag som är karaktäristiska för respektive område. Idag har norra halvan av Sverige ett överskott av elproduktion, i form av vattenkraft med stora möjligheter till lagring och därmed möjlighet att förskjuta produktion i tid. Detta skiljer sig från södra Sverige, som har stor andel kärnkraft, vindkraft och kraftvärme, alltså produktionsslag med begränsad möjlighet till att förskjuta produktion i tid eller har högre rörliga kostnader än vattenkraft. Denna skillnad i produktionsmix och begränsning i överföringskapacitet gör att förutsättningarna för att klara prognoser om kraftigt ökat elbehov skiljer sig beroende på var i Sverige man befinner sig.

Denna utredning har studerat länder som har introducerat tillförlitlighetsoptioner och/eller marginalkontrakt, så kallade CfD:er (eng. *contracts for difference*). En tydlig koppling har identifierats för de studerade länderna mellan befintlig produktionsmix, mål om framtida produktionsmix och vilken typ av verktyg som har introducerats för att klara energiomställningen.

**De länder som har studerats och som har ett system med tillförlitlighetsoptioner i dag är Belgien, Italien och Irland.** Gemensamt för dessa länder är att introduktionen av tillförlitlighetsoptioner föregåtts av beslut om storskalig utfasning av fossil kraft, för Belgien även en förtida nedstängning av kärnkraft. Detta har lett till resurstillräcklighetsproblem eftersom fossil kraft, som historiskt utgjort basen och merparten av ländernas energiförsörjning även varit tillförlitlig vid topplastbehov. Nu ökar andelen elproduktion från vind och sol i dessa system, kraftslag som inte alltid kan garantera tillgänglighet under bristsituationer. Implementeringen av tillförlitlighetsoptioner har drivits av ländernas behov av att säkerställa leveranssäkerheten när vind och sol på grund av ogynnsamma väderförhållanden inte kommer kunna möta elbehovet. Utfallet av de auktioner som genomförts i länderna är att det är topplastproduktion i form av gaskraft som till stor del är det som tillkommer i ländernas produktionsmix. Gaskraft, som har en högre rörlig kostnad än vind och sol, blir således den produktion som kommer att bidra när elpriserna är tillräckligt höga, alltså när bidraget från vind och sol är lägre.

Storbritannien är också ett land som historisk varit beroende av fossil kraft för att täcka sitt elbehov, men som i och med utfasningen av fossila kraftslag sett behov av ett verktyg för att ge incitament till investeringar i andra produktionsslag. Storbritannien har i stället för tillförlitlighetsoptioner valt att införa tillförlitlighetsobligationer för att säkerställa topplastbehovet. Senare har de även kompletterat med CfD:er för att få fart på investeringarna i framförallt vind och kärnkraft men även ändra teknikslag för att möta den ökande efterfrågan på el. En ökad efterfrågan som nödvändigtvis inte behöver leda till resurstillräcklighetsproblem under förutsättning att de åtgärder som genomförs är tillräckliga och sker i rätt tid.

**Erfarenheter från länder som infört marknadsomfattande kapacitetsmekanismer vittnar om att det är svårt att se ett slut på mekanismen när den väl implementerats.** Det kan därför anses viktigt ur ett samhällsekonomiskt perspektiv att om man implementera en marknadsomfattande mekanism i dagens energy-only modell, en mekanism som kan anses vara ett stort ingrepp i marknaden, grundligt utreder och fastslår vilka problem eller marknadsmisslyckanden som den är tänkt att lösa och att designvalen görs med dessa i åtanke. Enbart höga elpriser i sig kan inte anses vara tillräckligt.

**Det finns delvis politiska drivkrafter bakom införandet av kapacitetsmekanismer.** Detta påstående har påträffats både i litteraturen, i våra intervjuer och i praktiken, som exempel under 2022 års energikris. Den politiska rädslan fokuseras på höga elpriser och risk för fränkoppling, samt avsaknad av tilltro till marknads förmåga att lösa Extremsituationer. Detta kan delvis förklara varför politisk intervention sker på elmarknaden och varför kapacitetsmekanismer införs.

**Det finns risk för undanträngningseffekter när ny kraft kommer in på marknaden tack vare stöd.** Effekterna kan vara av både geografisk och teknisk karaktär. Rådande elområdesindelning innebär att det skapas olika förutsättningar för en investerings lönsamhet beroende på var den är förlagd. Introduktion av en kapacitetsmekanism kan bidra med ytterligare ekonomiska incitament, vilket påverkar var kraftproduktion placeras och vilken typ av kraftproduktion som byggs. Förhållandet mellan elområden inom ett land kan liknas vid det mellan ett land som infört en kapacitetsmekanism och dess grannländer. Ur ett resurstillräcklighetsperspektiv är det positivt för ett land att ett sammankopplat grannland får ökad subventionerad elproduktionskapacitet. Dock kan det få negativ påverkan på lönsamheten för den inhemska elproduktionen, vilket är en nackdel som i förlängningen kan kräva åtgärder. Vidare kan ett stöd, även om det utformas teknikneutralt i den mån det är möjligt med tanke på mekanismens syfte, gynna somliga kraftslag mer än andra. Detta riskerar att tränga ut investeringar i kraftslag som annars hade varit lönsamma, men som på grund av stöd genom mekanismen inte står sig i konkurrensen.

**Incitament till ökad förbrukningsflexibilitet.** Enligt lagstiftningen ska marknadsomfattande kapacitetsmekanismer vara teknikneutrala, vilket alltså innebär att förbrukningsflexibilitet ska kunna delta. Praktisk erfarenhet från de länder som infört en mekanism gör dock gällande att det är svårt för förbrukningsflexibilitet att delta på grund av utmaningen att göra prognoser om tillgänglig flexibel förbrukning på lång sikt. Det finns även en utmaning i att attrahera förbrukningsflexibilitet till mekanismen utifrån det lösenpris som sätts på tillförlitlighetsoptionen. Vid fel lösenpris kan efterfrågesidan inte delta, vid för

lågt pris sker aktivering för ofta vilket kan bli ett för stort störningsmoment, vid för högt pris finns risken att förbrukaren redan dragit ner sin förbrukning på grund av referenspriset<sup>1</sup>, vilket gör att de inte kan aktiveras och därför beläggs med avgift.

**Teknikneutralitet** är en förutsättning ur ett regelverksperspektiv för att få implementera en kapacitetsmekanism men som mest blir symbolisk när det i praktiken appliceras inom kapacitetsmekanismer. Utifrån de praktiska erfarenheter som intervjuobjekt lyft inom detta uppdrag har det visat sig att även om kapacitetsmekanismen är designad på ett övergripande teknikneutralt sätt så gör detaljer i designvalen att tillförlitlighetsoptioner framför allt attraherar investeringar inom gaskraft. Detta anses av företrädare för de undersökta länder inte vara ett problem, utan ett önskvärt sätt att fasa ut kol och olja ur elmixen. För att inkludera kraftslag vars bidrag till resurstillräcklighet i en bristsituation är svårt att förutsäga, såsom väderberoende kraft eller efterfrågeflexibilitet, är det nödvändigt att göra antaganden om deras produktionsmönster, vilket kan försvåra att mekanismens mål uppfylls. Man lyfter också argumentet att om andra teknikslag, med egenskaper som skiljer sig från gaskraftens också är önskvärda tillskott i elmixen och kräver stöd för att realiseras, är det bättre att skapa separata stödmekanismer för dessa. Intervjuobjekten lyfter att det är viktigt att noga identifiera de problem som kraftsystemet står inför och implementera en mekanism som upphandlar just de resurser som har förmåga att lösa de identifierade problemen.

**EU-förordning 2019/943 kräver att utländsk kapacitet tillåts delta på marknaden** för att ge bifall till en marknadsomfattande kapacitetsmekanism. Vår studie visar att det är problematiskt att lösa ett problem som finns inom ett avgränsat område med resurser utanför detsamma, på grund av överföringsbegränsningar. EU:s krav uppfylls därför i praktiken med olika kreativa lösningar där Italiens lösning är en rent finansiell lösning, eller att anläggningen åtminstone ska producera när en bristsituation annonserats. Ett annat problem är att upprätthålla kontroll av att kontraktet efterlevs men där anser vi att den polska systemoperatören visat att detta är fullt möjligt genom avtal med systemoperatören i det land kapaciteten upphandlas.

Vidare blir det aktuellt att beakta hur deltagande mellan elprisområden bör hanteras. Om utländskt deltagande är ett krav borde deltagande från resurser utanför elprisområdet vara tillåtet. För svenskt vidkommande skulle exempelvis resurser i elprisområde 2 eller i Norge kunna delta i kapacitetsmarknaden för elprisområde 3, med sin relativt billiga elproduktion från vattenkraft. Det är dock inte självklart om detta på sikt skulle förbättra kapacitetssituationen i respektive elprisområde, eftersom elen i många fall redan flödar mot underskottsområdet och i en bristsituation även redan är maximalt sett till överföringskapaciteten. Om vi förutsätter att kravet om att applicera kapacitetsfaktorer på den gränsöverskridande kapaciteten också gäller mellan elområden så skulle en konsekvens kunna bli att överföringsbegränsningarna i en bristimme gör det olönsamt att delta i en kapacitetsmarknad utanför sitt elprisområde.

**Lämpligt val av mekanism beror på bristens karaktär, framför allt hur många timmar per år som bristen förväntas.** Tillgänglighetsnormen kan uppfyllas både med en marknadsomfattande kapacitetsmekanism och en strategisk reserv. En strategisk reserv är inte ändamålsenlig om det finns ett behov för investeringar i ny elproduktion för att klara längre perioder av brist. Den är mer utformad för att hålla vid liv äldre och/eller olönsam produktion med

<sup>1</sup> I de fall förbrukaren har ett elprisavtal med timpris



få driftstimmar<sup>2</sup>. Om vi å andra sidan är i behov av mer basproduktion för att klara en kraftigt ökad elanvändning behöver vi i första hand elproduktion som ska leverera under många timmar, vilket i första hand borde vara produktion med relativt låga rörliga kostnader. Det vill säga, produktion där lönsamheten gynnas av att producera så mycket som möjligt. Då är ett instrument som CfD, där en intäkt garanteras per kWh, mer produktiv än exempelvis tillförlitlighetsoptioner eller en strategisk reserv där det är viktigt med tillgänglighet i bristsituationer. Dock ger CfD:er i sig inget incitament till att vara tillgänglig vid mycket höga elpriser och bristsituationer som tillförlitlighetsoptioner gör. Distinktionen mellan ett system med få eller många briststimmar är därför väsentlig vid valet av stödsystem.

**Avslutningsvis visar studien att idén om att tillförlitlighetsoptioner ska skydda mot periodvis höga elpriser tycks vara högst teoretisk.** Lösenpriset för en option måste konstrueras så att det fungerar för den typ av kraftproduktion som önskas i kraftsystemet. I praktiken görs detta till exempel genom att koppla lösenpriset till priset på bränsle, såsom gas. På grund av detta uteblir i stort konsumentskyddet eftersom lösenpriset håller en hög nivå som marknaden knappast uppnår. Denna vår iakttagelse anser vi behöver utforskas mer, inte minst om man menar allvar att tillförlitlighetsoptionerna ska verka som ett skydd mot höga priser.

---

<sup>2</sup> Det finns dock inga legala hinder för att även nyproduktion och /eller förbrukningsflexibilitet ska kunna delta i en strategisk reserv

### 3 Omfattning

Med anledning av det regeringsuppdrag som Svenska kraftnät genomfört, som mynnade ut i rapporten *"Framtidens kapacitetsmekanism för att säkerställa resurstillräckligheten på elmarknaden"* där de utrett behovet av och gett förslag på utformning av en marknadsomfattande kapacitetsmekanism, har Sweco på uppdrag av Energimarknadsinspektionen genomfört en analys av konsekvenserna för marknads funktion av ett sådant införande. Denna rapport är i första hand avsedd att vara en kunskapshöjande utredning, med fokus på de designval som Svenska kraftnäts förslaget i sin rapport.

Införandet av en kapacitetsmekanism är förenat med många vägval när det gäller mekanismens utformning, framför allt prisnivåer och tekniska krav på deltagande resurser. I denna rapport diskuteras och analyseras de övergripande designval som Svenska kraftnät föreslagit presenterat i ovan nämnda regeringsuppdrag. Denna rapport utgår ifrån praktiska erfarenheter från länder runt om i Europa som redan infört en kapacitetsmekanism. De länder som valt just tillförlitlighetsoptioner är extra intressanta, då det är den mekanism som Svenska kraftnät föreslår för i Sverige. Som grund för rapporten ligger även en litteraturstudie med fokus de frågeställningar som Energimarknadsinspektionen har formulerat, vilka återfinns i Tabell 1.

Tabell 1 Energimarknadsinspektionens frågeställningar som utreds i detta uppdrag

1)	Vilka konsekvenser skulle ett införande av en marknadsomfattande kapacitetsmekanism likt Svenska kraftnäts förslag få på dagens elmarknad? Vilken påverkan skulle det få på de olika delmarknaderna för handel av el i Sverige och Norden (prissäkrings-, dagenföre-, intradag-, och balansmarknaden)? Vilken påverkan skulle det få på incitamenten för förbrukningsflexibilitet och marknader för flexibilitetstjänster?
2)	Vilken typ av kapacitetsmekanism (riktad eller marknadsomfattande) säkerställer tillförlitlighetsnormen till lägsta möjliga kostnad för samhället? Hur ser incitamenten ut för nyinvesteringar vid en riktad kapacitetsmekanism jämfört med en marknadsomfattande kapacitetsmekanism
3)	Bakom bedömningen av resurstillräckligheten finns antaganden om maxpriset på marknaden. Konsulten bör analysera hur antagandena om maxpriser i resurstillräcklighetsbedömningarna påverkar behovet av en kapacitetsmekanism för att nå den beslutade tillförlitlighetsnormen i Sverige. Hur skulle den beräknade resurstillräckligheten påverkas om maxpriset sattes till VoLL ( <i>värdet av förlorad last</i> ) eller realtidsmarknadens maxpris? Hur skulle den förväntade sannolikheten för manuell förbrukningsfrånkoppling påverkas?
4)	Utöver förslaget om kapacitetsmekanismer finns närliggande initiativ för att främja nyinvesteringar, jämför exempelvis med kommissionens förslag avseende så kallade tvåvägs CfD:er. Finns det ett fortsatt behov av kapacitetsmekanismer med kommissionens förslag? Kommer kapacitetsmekanismer snabba på investeringarna jämfört med dagens marknadsmodell?
5)	Vilka för- och nackdelar finns med så kallade riktade kapacitetsmekanismer och mer marknadsomfattande kapacitetsmekanismer?

6) Vad finns det för erfarenheter från andra länder som infört kapacitetsmekanismer (riktade och marknadsomfattande)?

7) I vilka marknader har tillförlitlighetsoptioner införts? Har dessa en beslutad tillförlitlighetsnorm? Hur bestäms hur mycket kapacitet som upphandlas i dessa?

8) Svenska kraftnät föreslår en kapacitetsmekanism med prisberoende upphandling. Hur påverkar det risken att för mycket eller för lite kapacitet upphandlas för att säkerställa tillförlitlighetsnormen? Vilka frihetsgrader bör den upphandlande enheten ha i upphandlingen avseende detta och vad bör specificeras i designen?

I teorin ska en väl fungerande *energy only-marknad* ge incitament till nödvändiga investeringar och säkerställa kortsiktig så väl som långsiktig balans mellan utbud och efterfrågan. Genom prisbildningen på marknaderna ges signaler till både elanvändare och elproducenter om att det krävs ytterligare investeringar i kraftsystemet. På en väl fungerande elmarknad ges även prissignaler för behovet och användandet av efterfrågeflexibilitet. Den pågående energiomställningen innebär prognoser om ökad elanvändning för industri, elektrifiering av transportsektorn, utbyggnad av intermittent elproduktion samt utfasning av konventionell synkront ansluten elproduktion. I och med detta ifrågasätts nu huruvida marknadsincitamenten är tillräckliga för att säkerställa den långsiktiga balansen mellan utbud och efterfrågan.

Det finns två återkommande argument för en kapacitetsmarknad. På ett övergripande plan återfinns resonemang om att investeringarna temporalt kan komma för sent, med volatil prisbildning som följd. Detta riskerar att kunder under längre perioder möts av höga priser, tills det att investeringarna kommit ifatt. Detta skulle kunna innebära att nödvändiga investeringar på kundsidan försenas eller helt uteblir. Vägen till den utsläppsfria ekonomin blir både onödigt dyrare och försenad. För att möta detta problem, är argumentet att det behövs en mer omfattande centralplanering av kraftsystemet.

För det andra har flera länder i Europa konstaterat att de incitament *energy only-*marknaden ger inte är tillräckliga för att nationellt säkerställa resurstillräckligheten. I denna kategori finner vi bland annat Belgien, Italien och Irland. Dessa länder har därför som komplement till *energy only-*marknaden infört en marknadsomfattande kapacitetsmekanism där producenter och efterfrågeflexibilitet kan få en ersättning mot att de garanterar tillgänglighet vid ansträngda driftlägen.

## 4 Varför införa en marknadsomfattande kapacitetsmekanism?

I följande avsnitt beskrivs de teoretiska och praktiska motiven till varför en kapacitetsmekanism kan behövas. Det ska dock betonas att avsnittet syftar till att i korthet beskriva skälen till införandet av en kapacitetsmekanism, men inte huruvida dessa skäl är relevanta argument för att införa en kapacitetsmekanism i Sverige.

### 4.1 Teoriska grunder för en kapacitetsmekanism

Det grundläggande skälet till att en kapacitetsmekanism kan behövas är att det på en marknad där kunderna bara betalar för levererad el kan saknas intäktsströmmar för att säkerställa resurstillräcklighet. Detta tar ofta formen av att bristtimmarna, som topplastproduktionen baserar sin intäkt på, är otillräckliga sett till antal och elprinsnivå för att motivera investeringar i produktionslag för topplast. Denna typ av problematik kallas *missing money* och är sannolikt det vanligast förekommande skälet som framförts av de länder i Europa som infört en marknadsomfattande kapacitetsmekanism. Eftersom individuella kunder inte betalar för ett visst mått av leveranssäkerhet måste leveranssäkerheten betraktas som en kollektiv vara. En lösning är att införa en betalningsmekanism som säkerställer att det finns tillräckligt med kapacitet för att upprätthålla en god leveranssäkerhet.<sup>3</sup>

En ökad andel förnybara kraftslag med låga rörliga kostnader kan konkurrera ut planerbara kraftslag från marknaden. Resultatet blir att antalet intäktsgenererande timmar för de konventionella kraftslagen sjunker, vilket riskerar att göra dem olönsamma. Om denna övergång från planerbart till förnybart kraftsystem sker allt för snabbt kan det leda till utmaningar för resurstillräckligheten och hur kraftsystemet ska klara elleveranser under perioder med låg elproduktion från väderberende kraftslag.

<sup>3</sup> Ett mer radikalt förslag är att låta kunderna betala för olika nivåer av leveranssäkerhet. Detta har tekniskt inte varit möjligt tidigare men med en ökad digitalisering och mer sofistikerade elnätsmätare kan detta bli möjligt. Det pågår även idag utveckling inom området där bland annat Svenska kraftnät ser på möjligheten till dynamisk effektutdelning i projektet FlexIn. En uppenbar svårighet med detta kan vara om kunderna har tillräckligt med kunskap för att teckna ett kontrakt som verkligen motsvarar deras önskade leveranssäkerhet.

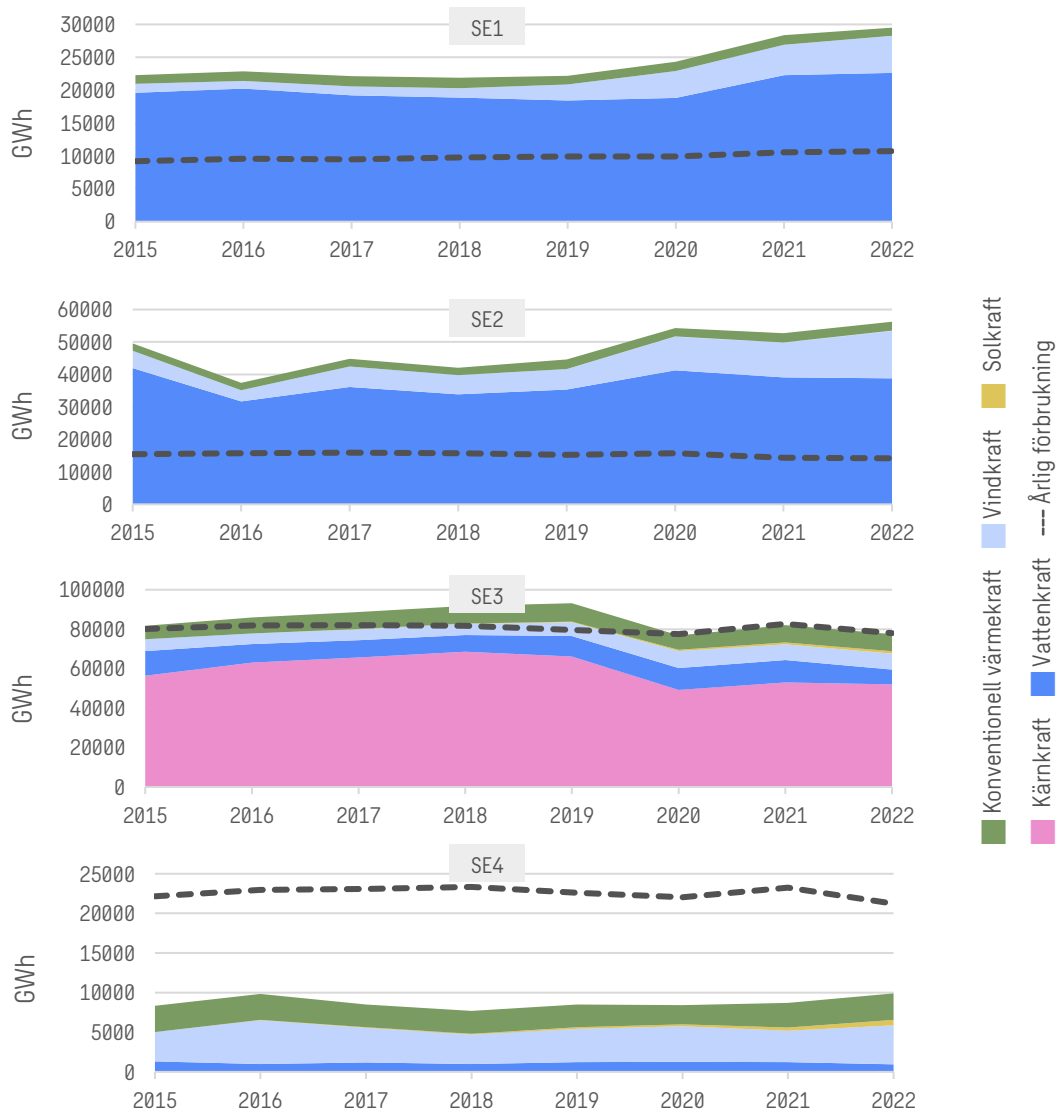
Det kan dock vara svårt att särskilja effekterna av låga rörliga kostnader och att stödsystem som garanterar intäkter förekommit i stor utsträckning. Det senare har bidragit till att priserna genom den så kallade *merit order-effekten* har tryckts ner, och allt oftare blivit negativa. Utan stödsystem krävs det långsiktigt att priserna är så höga att de täcker både kapitalkostnaderna såväl som de rörliga kostnaderna.

För att konventionella kraftslag ska kunna vara lönsamma under förhållanden med en växande mängd förnybar kraft, och ibland med subventioner till förnybara anläggningar, krävs att elpriserna blir tillräckligt höga under ett tillräckligt antal timmar för att generera lönsamhet. Om detta inte inträffar kan en kapacitetsmekanism vara ett substitut till de uteblivna timmarna med höga elpriser. Detta kan skapa förutsättningar för upprätthålla en produktionsmix som skapar ett robust kraftsystem som kan hantera skiftande förutsättningar i utbud och efterfrågan.

Vidare finns en risk för företag som vill bygga en affär på planerbar elproduktion för höglasstimmor med stort effektbehov och höga elpriser, eftersom en sådan affär står och faller med att det vissa timmar blir tillräckligt höga elpriser. Framför allt hösten och vintern 2022 framgick det tydligt att det finns ett implicit politiskt pristak, en av samhället acceptabel elprisnivå så att säga. De olika intäktsstak som temporärt infördes har i praktiken bekräftat för aktörerna att det i praktiken inte finns en fri prisbildning på den europeiska elmarknaden. Denna risk för politisk intervention ökar därmed problemet med otillräckliga intäktsströmmar genom att acceptansen för perioder med höga elpriser som skapar lönsamhet för viss typ av kraftproduktion kanske inte kommer att tillåtas.

## 4.2 Behov av en marknadsomfattande kapacitetsmekanism i Sverige

Sverige är ett land med en geografiskt ojämn fördelning av elproduktion och elanvändning och stora skillnader i nätkapacitet, befolkningstäthet, konkurrerande intressen för naturtillgångar, och så vidare. Den förväntade elektrifieringen medför ett mycket stort tillkommande elbehov, med ett stort utfallsrum i prognoserna. Förutsättningar för att klara av det kraftigt ökande elbehovet och infasningen av väderberoende kraft skiljer sig väsentligt åt från norr till söder. Norra delen av Sverige har idag ett överskott av elproduktion, framför allt i vattenkraft med god planer- och reglerbarhet, och dessutom lagringsmöjligheter men som kan begränsas av magasinnivåerna. De södra delarna av Sverige däremot har en avsevärt mycket större andel väderberoende produktion, och har inte samma förutsättningar att flytta produktion i tid för att möta behovet från elanvändning. I Figur 1 visas en översikt över installerad elproduktion kontra förbrukning per elområde, vilket illustrerar den geografiska ojämnheten som råder i Sverige vad det gäller produktionsmix. Behovet av en kapacitetsmekanism, och lämplig utformning av en sådan, kan skilja sig åt mellan dessa områden.



Figur 1. Årlig elförbrukning per elprisområde samt elproduktion per kraftslag och elprisområde. Notera att y-axeln har olika skala i figurena. Källa: SCB<sup>4</sup>

Vid en kraftigt ökad elanvändning i norra Sverige uppstår troligtvis inte behov av en mekanism för ett fåtal topplasttimmar, eftersom systemet har god tillgång till reglerbar elproduktion. Snarare handlar behovet om att säkerställa tillräckligt med energi för tillfällena när vattenmagasinen inte räcker till. En mekanism som framför allt motiverar investeringar för topplasteffekt skulle därför vara ett mindre lämpligt verktyg för att säkerställa leveranssäkerheten i norr.

Södra Sverige är ofta beroende av import och den elproduktion som finns har ofta högre rörliga kostnader än vattenkraften eller är beroende av aktuella väderförhållanden. Därför kan det finnas behov av att säkerställa tillräckligt med effekt för ogynnsamma väderförhållanden, eller topplasttimmar när överföringskapaciteten slår i taket. En mekanism som betalar för topplasteffekt kan därför vara till nytta för att säkerställa leveranssäkerheten i södra Sverige.

<sup>4</sup> Statistiska centralbyrån. [Årlig energistatistik](#)

Det finns olika verktyg för att råda bot på resurstillräcklighetsproblem som lämpar sig olika väl beroende på vilken karaktär som kapacitetsbristen har. I denna utredning har vi tittat närmare framför allt tre olika instrument, CfD:er, Strategisk reserv och tillförlitlighetsoptioner, se kapitel 9.

Det finns även risker kopplade till osäkerheten i den prognosticerade elektrifieringen, både med avseende på tidsplan och efterfrågans storlek. Prognoser för elförbrukningens ökning landar på allt mellan 50 TWh och 500 TWh årligt behov. En stor andel av ökningen beror dock på ett fåtal stora industriprojekt, vilket innebär ett mått av osäkerhet. Osäkerheterna som råder gällande framtida elanvändning utgör en stor risk för investerare, vilket inverkar negativt på investeringsbeslut om ny produktionskapacitet.<sup>5</sup> Här skulle en kapacitetsmekanism kunna ge en annorlunda fördelning av riskerna för prognosfel om framtidens efterfrågan. En sådan riskfördelning innebär alltså att delar av risken för att industriinvesteringarna uteblir läggs på hela samhället, inte bara de stora industriprojekt som ingår i de olika prognoserna. Om en kapacitetsmekanism leder till investeringar i ny elproduktion men industriprojekten sedan uteblir får vi en överkapacitet på produktionssidan, vilket leder till en icke-optimal systemkostnad. Om de stora industriprojekten realiserar tack vare investeringar som mekanismen möjliggjort har vi låtit samhället bidra till de stora industriprojektens framgång.

Behovet av ytterligare lokaliseringssignaler för ny elproduktion kan också vara en anledning till att kapacitetsmekanismer behövs. Det effektunderskott som redan idag hotar SE4 indikerar att elpriset inte tillräckligt tydligt signalerar var tillkommande produktion bör lokaliseras. Om elpriserna inte reflekterar skillnaden i hur svårt det är att beviljas tillstånd i olika delar av landet, eller om värden genereras men inte prissätts fullt ut med avseende på anläggningens lokalisering, kan det avhjälpas med en kapacitetsmekanism som beaktar geografisk lokalisering.

## 4.3 Svenska kraftnäts designval för en marknadsomfattande kapacitetsmekanism

I rapporten *Framtidens kapacitetsmekanism för att säkerställa resurstillräcklighet på elmarknaden* presenterar Svenska kraftnät de övergripande designvalen de förespråkar för en marknadsomfattande kapacitetsmekanism. Dessa är sammanställda i Tabell 2.

Utöver att Svenska kraftnät föreslår att en kapacitetsmekanism ska införas ser de även ett behov av en strategisk reserv som en övergångslösning efter att nuvarande Effektereservslag löper ut, det vill säga efter vintern 2024/2025 fram till dess att en mekanism kan finnas på plats fram runt 2032.

Tabell 2 Sammanställning över föreslagna designval för en marknadsomfattande kapacitetsmekanism<sup>6</sup>

1	<b>Geografiskt uppdelad utifrån elområden</b> , på grund av skilda behov i olika delar av landet
---	--

<sup>5</sup> Svenska Kraftnät. [Framtidens kapacitetsmekanism för att säkerställa resurstillräcklighet på elmarknaden 2022/3774](#)

<sup>6</sup> Svenska Kraftnät. [Framtidens kapacitetsmekanism för att säkerställa resurstillräcklighet på elmarknaden 2022/3774](#)

- 2 **Utländskt deltagande tillåtet** (förutsättning enligt elmarknadsförordningen art. 26.)
  - 3 **Centraliserad upphandling** framför decentraliserad
  - 4 **Tillförlitlighetsoptioner** är den lämpliga produkten för att säkerställa tillgänglighet
  - 5 **En produkt** framför flera olika produkter
  - 6 Överväga **hårdare krav på koldioxidutsläpp** än EU minimikrav för att styra mot investering i mer förnybart (annars kan ex. gaskraftverk ingå)
  - 7 Prissättningsmodell enligt **marginalprissättning**
  - 8 **Prisberoende upphandling** (minimerar risken för utövande av marknadsmakt)
  - 9 Upphandling med ca **4 års framförhållning** mellan upphandling och leverans
  - 10 **Kontraktslängd 7–15 år** för ny kapacitet med höga kapitalkostnader
  - 11 **Finansiering via avgift som belastar slutkunder**, primärt förbrukning i perioder då risken är hög för effektbrist
-



#### 4.3.1 Hänt sedan Svenska kraftnät föreslog en marknadsomfattande kapacitetsmekanism

Följande avsnitt behandlar ett urval av relevanta förändringar sedan mars 2023, när Svenska kraftnät publicerade rapporten *Framtidens kapacitetsmekanism för att säkerställa resurstillräcklighet på elmarknaden*.

Den 17:e oktober i år fattade EU-kommissionen beslut om ett reformpaket för den europeiska elmarknaden som nu kan gå vidare till parlamentet för slutförhandling. Reformpaketets intention är att stärka konsumentskyddet mot höga elpriser, att elpriset har ett en lägre koppling till fossila bränslepriser, att vi får ett ökat skydd mot framtida energikriser och att införandet av förnybar energi i EU. Delar i det reformpaketet som är extra intressanta att notera i förhållande till denna utredning är;

- Tvåsidiga CfD:er görs till det föreskrivna alternativet för statsstöd till investeringar i vindkraft, solkraft, geotermisk kraft, oreglerad vattenkraft och kärnkraft.
- För kapacitetsmekanismer upphävs kravet om att mekanismen endast gäller temporärt men det finns fortsatt kvar skrivning om att en mekanism kan godkännas för max 10 år i taget
- Undantag från utsläppskravet för koldioxid introduceras och gäller till och med 2028
- Reformpaket omfattar även krav på en förenklad tillståndsprocess för införandet av kapacitetsmekanismer
- En förstärkt möjlighet för medlemsländer att deklarerat krisläge för energipris. Krisläge ska kunna deklarerat om väldigt höga medelpriser på el förväntas fortgå i minst 6 månader och branta ökning i förväntas fortgå i 3 månader.

Vidare har regeringen lanserat en färdplan för ny kärnkraft i Sverige, där målet är att ha två nya fullskaliga kärnreaktorer på plats senast 2035. För att möjliggöra investeringar i kärnkraft ser regeringen ett behov av att staten tar en stor ekonomisk roll. Nu följer en utredning hur statens roll ska se ut, genom den kärnkraftsamordnare som regeringen tillsätter i och med lanseringen av färdplanen. Kärnkraftssamordnarens roll blir att stödja arbetet med att undanröja hinder och främja ny kärnkraft.

Svenska kraftnät har tilldelats ett regeringsuppdrag att genomföra en bedömning av resurstillräckligheten för svensk elförsörjning<sup>7</sup>. Med anledning av att Svenska kraftnät i tidigare regeringsuppdrag har föreslagit införandet av en marknadsomfattande kapacitetsmekanism anser regeringen att det finns behov av att komplettera tidigare gjorda resurstillräcklighetsbedömningar. Analysen ska genomföras i enlighet med den metodik som föreskrivs av EU:s elmarknadsförordning. Resultatet från detta uppdrag ska redovisas den 16 februari 2024.

Alla dessa delar som kommunicerats och är pågående arbeten är viktiga delar som kan få en påverkan på omfattningen, behovet och även vilken typ av kapacitetsmekanism som Sverige har behov av för att klara energiomställningen.

<sup>7</sup> Regeringsbeslut 2023-09-14: Uppdrag att genomföra en bedömning av resurstillräckligheten för svensk elförsörjning [Länk](#).

## 5 Bedömning av resurstillräcklighet

Eftersom beräkningar av tillförlitlighetsnormen uppfyllande ligger till grund för beslutet om huruvida ett EU-land får implementera en kapacitetsmarknad blir det relevant att resonera kring bakomliggande antaganden förknippade med bedömningen av resurstillräcklighet.

### Maxpris i elmarknadsmodellering

För närvarande är maxpriset på dagen före-marknaden 5000 EUR/MWh. När Svenska kraftnät modellerar resurstillräcklighet används det maxpris som beskrivs i metoden för tillräcklighetsbedömning, *European resource adequacy assessment methodology* (ERRA 2022). Elens maxpris är ett tekniskt maxpris för budgivning, enligt metodens annex 1.<sup>8</sup> Maxpriset som används i ERRA 2022 höjs från 5000 EUR/MWh för år 2024 till 8000 EUR/MWh år 2030, vilket framgår i Tabell 3.

Tabell 3 Pristak från ERRA 2022 Annex 1 – Input and assumptions (EUR/MWh)

2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
5000	5000	6000	6000	7000	8000	8000

### Prognosarbete och bedömningar av resurstillräcklighet

Svenska kraftnät publicerar regelbundet två marknadsprognoser, en långsiktig (LMA) och en kortsiktig (KMA), och kompletterar även årligen med en rapport om kraftbalansen i det svenska kraftsystemet.

Tabell 4 Sammanställning över de analyser som på olika lång sikt analyserar utvecklingen av det svenska kraftsystemet.

Analys	Innehåll	Kommentar
LMA	Bygger på fyra långsiktiga scenarion fram till år 2050. LMA uppdateras vart annat år och senaste LMA publicerade 2021	Elmarknadsmodellering med beaktande av maxpris

<sup>8</sup> ENTSO-E. [European Resource Adequacy Assessment 2022 | Annex 1 – Input Data & Assumptions \(azureedge.net\)](https://www.entsoe.europa.eu/en/analysis-and-data/eu-energy-market-statistics/eu-energy-market-statistics-2022/eu-energy-market-statistics-2022-annex-1-input-data-and-assumptions)

KMA	Utgår från kända planer och beslut vid (vid analystillfället). KMA utförs årligen och gäller för en 5 års period. Senaste KMA publicerad 2022 gäller för analysåren 2023–2027.	Elmarknadsmodellering med beaktande av maxpris
Kraftbalansen <sup>9</sup>	Analyserar effekttillräckligheten i det svenska kraftsystemet. Rapporten inkluderar effekttillräckligheten nationellt och på elområdesnivå och analyserar effektbehovet vid topplast timmen.	Statisk metod för nationell effektbalans – jämförelse mellan tillgänglig produktion och förbrukningsprognoser. Resultat visar på importbehovet under topplasttimmen. Sedan 2019 genomförs även en probabilistisk metod likt den europeiska metoden där viss hänsyn tas till importmöjligheter.
European Resource Adequacy Assessment (ERAA)		Probabilistisk metod – hänsyn till import/export möjligheter och optimering för att minska risk för effektbrist på europeisk nivå. Visar en uppskattning av hur stor del av tiden som faktisk effektbrist uppstår inom varje elområde. Vilket får till följd lastfrånkoppling

## Värdet av förlorad last

Värdet av förlorad last, VOLL<sup>10</sup>, är ett uppskattat pris som elkonsumenter är beredda att betala för att undvika ett oaviserat avbrott. VOLL kan alltså inte ses som ett maxpris för den el som elkonsumenter är villiga att betala på dagen-före-marknaden, utan vad konsumenter är beredda att betala för att undvika ett oaviserade elavbrott. VOLL är inte heller direkt kopplat till maxpriset. VOLL skiljer sig mellan olika kunder och olika kundgrupper. VOLL kan ses som ett riktmärke för vad konsumenter är villiga att betala för att säkra sig mot effektbrist, vilket kan översättas i vad får en mekanism kosta för samhället.

VOLL har en direkt påverkan på behovet av en kapacitetsmekanism eftersom ett av kraven i elmarknadsförordningen (EU 2019/943) för att en medlemsstat ska få införa en kapacitetsmekanism är att det finns en definierad tillförlitlighetsnorm. Tillförlitlighetsnormen ska baseras på VOLL, CONE och utgå från tillförlitlighetsmetoden framtagen av ENTSO-E och godkänd av ACER 2020, se ekvation 1 nedan.

$$LOLE = \frac{CONE_{fast}}{VOLL - CONE_{rörlig}}$$

## Påverkan av maxpris och VOLL på resurstillräcklighetsbedömning och behov av kapacitetsmekanism

Utifrån förståelsen av maxprisets funktion och hur det används i resurstillräcklighetsbedömningar är slutsatsen att maxpriset har liten påverkan på utfallet för resurstillräcklighetsbedömningen,

Det som däremot har stor inverkan på resurstillräcklighetsbedömningen är antaganden om framtida produktionsmix, förväntat bidrag från

<sup>9</sup> Svenska kraftnät. Kraftbalansen på den svenska elmarknaden. 2023. [Länk](#).

<sup>10</sup> Förkortningen VOLL kommer från det engelska *Value of lost load*.

efterfrågeflexibilitet och vilka elprisnivåer olika typer av resurser aktiveras på marknaden. De prisnivåantaganden som görs i både KMA och LMA modelleringen innebär att samtliga resurser görs tillgängliga på marknaden under både maxpris och VOLL. Det är därmed avgörande för en så korrekt bedömning av resurstillräckligheten som möjligt att antagande om prisnivåer och framtida volymer av olika typer av resurser är så nära framtida verklighet som möjligt.

### **Sannolikhet för förbrukningsfrånkoppling utifrån bedömning av resurstillräcklighet**

Förbrukningsfrånkoppling är något som kan bli aktuellt i den operativa driften av kraftsystemet och inget som förutses i bedömningen av resurstillräcklighet. Däremot eftersom införandet av en mekanism delvis görs i syfte att lösa missing money-problemet så kan en väl utformad mekanism som bidrar till investering i mer planerbar produktion antas minska sannolikheten för förbrukningsfrånkoppling eftersom mer produktion görs tillgänglig på marknaden. Dock handlar kapacitetsmekanismer om att på systemnivå minska risken för effektbrist och i Sveriges fall på elområdesnivå så det är inte säkert att en mekanism bidrar till att minska risken för lokal effektbristproblematik.

### **Sannolikhet för avkortning och förbrukningsfrånkoppling i dagenföre-marknaden till följd av för lågt maxpris**

Maxpriset på dagens före marknaden finns till för att reducera marknadsaktörernas risk mot skyhöga pristoppar. För att ändå ta hänsyn till framtida prisökningar och inte helt cementera ett fast pristak på marknaden finns det en av ACER beslutad metod om hur maxpriset ska höjas om elpriset närmare sig eller uppnår maxpriset. Målet med metoden är att slutligen kunna hamna på VOLL om marknaden utvecklas i den riktningen. Ett för lågt maxpris dvs ett maxpris under VOLL beskrivs i litteraturen som icke önskvärt eller optimalt. Denna beskrivning utgår ifrån ett teoretiskt antagande om att VOLL är det pris som konsumenter max är beredd att betala för sin el och om maxpriset på marknaden inte tillåts variera upp till VOLL går man miste om både incitament till flexibilitet och investering i topplast produktion. I praktiken är det mindre troligt att ett maxpris i nivå med VOLL i dagens marknad, skulle ge stort ökat incitament till investering i topplastproduktion eller ett ytterligare användande av förbrukningsflexibilitet. Baserat på marknadsutfallet 2022 med "extrema" elprisnivåer i Norden (och resten av Europa) har en stor andel förbrukningsflexibilitet gjorts tillgänglig<sup>11</sup> på en nivå under dagens maxpris. Om marknaden skulle nå maxpriset skulle det krävas tvingande bortkoppling av last vilket inte är önskvärt. För att minska risken för tvingande bortkoppling på grund av att maxpriset finns idag den beslutade metod som nämndes tidigare i detta stycke.

<sup>11</sup> Svenska kraftnät. December blev åter en månad med minskad elförbrukning. 2023. [Länk](#).

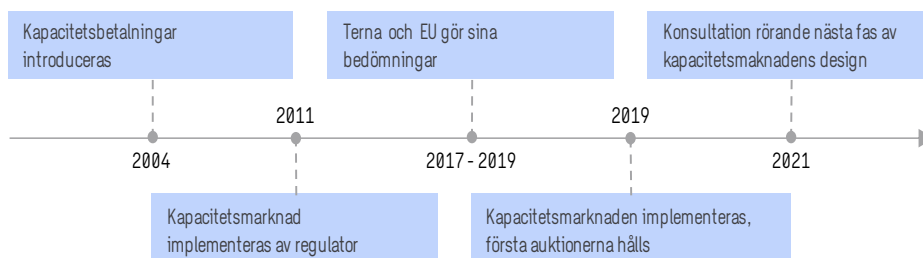
## 6 Internationell utblick

För att ett EU-medlemsland ska få lov att införa en marknadsomfattande kapacitetsmekanism behöver det fastställas att landets tillförlitlighetsnorm inte kommer kunna uppnås utan marknadsingripande. I litteraturstudiedelen av uppdraget har vi fördjupat fokuserat på europeiska länder som har infört tillförlitlighetsoptioner. De tre länderna som valts ut är Italien, Belgien och Irland. I detta avsnitt besvaras frågor som; hur ser deras kraftsystem ut, vilka utmaningar står de inför som medfört att de sett ett behov av tillförlitlighetsoptioner, hur har de utformat sina auktioner och vilka kraftslag är det som primärt deltar i deras mekanism? Utöver dessa tre länder har även Storbritannien, Frankrike och Tyskland studerats eftersom de också har infört en eller flera mekanismer som lösning på sina utmaningar i energiomställningen. De praktiska erfarenheterna av ländernas införande tas upp mer i detalj i kapitel 7.

### 6.1 Italien

Det italienska elmixen består framför allt av fossila bränslen med ett visst inslag av vattenkraft. Ett av målen för den italienska energipolitiken är att se till att produktionsmixen är fossilfri år 2050. Ett av argumenten i Italien för en statlig inblandning är således att omställningen måste centralplaneras för att kunna genomföras utan risk för omfattande störningar i elöverföring och prissvängningar.

Sedan den allvariga storstörningen 2003<sup>12</sup> har Italien i en eller annan form haft kapacitetsmekanismer. I Figur 2 visas den historiska utvecklingen för kapacitetsmekanismer i Italien.



Figur 2. Tidslinje som visar viktiga milstolpar rörande kapacitetsmekanismen i Italien.

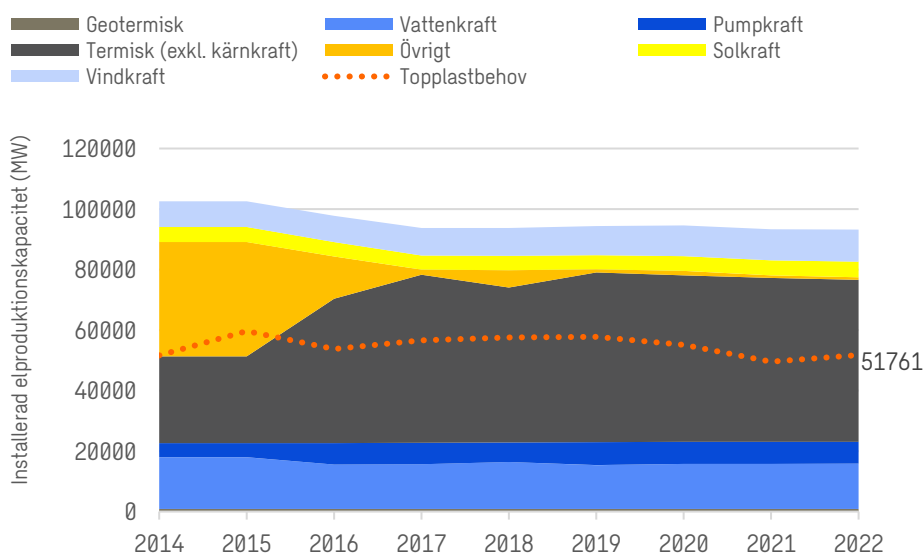
Liksom flera andra länder i Europa har Italien valt tillförlitlighetsoptioner. Det är framför allt nödvändigheten i att ha någon form av betalning för kapacitet för att

<sup>12</sup> Wikipedia. 2003 Italy blackout. Hämtad 2023-12-04. [Länk](#).

ge incitament till att finnas tillgänglig som tycks vara väsentlig för de italienska beslutsfattarna.

En intressant iakttagelse med den italienska kapacitetsmekanismen är att trots den prisdämpande effekten en kapacitetsmekanism i teorin kan förväntas ha, se sida 36, har importen över tid varit mer eller mindre konstant runt 10% vilket också är i linje med EU:s Barcelonamål för handel med el över nationsgränser. Detta torde dock kunna förklaras med att Frankrike, Schweiz, Slovenien och Österrike endera har storskalig vattenkraft i hög utsträckning, eller billig kärnkraftsproduktion, eller en kombination av dessa båda. Utöver det förekommer det även import från Montenegro. En kapacitetsmekanism skulle normalt leda till att prisnivån sänktes och *ceteris paribus* att exporten ökar. Att den i detta fall är konstant kan i och för sig bero på att det italienska kraftsystemet har en avsevärt dyrare produktionsmix än kringliggande länder.

I Figur 3 visas utvecklingen av topplast och installerad effekt per kraftslag. Kategorin "övrigt" består sannolikt främst av termisk elproduktion. I Italien finns en utmaning liknande den svenska, med en geografisk indelning baserad på reella flaskhalsar i nätet. Den övergripande bilden på hur topplast och installerad effekt har utvecklats reflekterar därför inte hela den italienska problematiken. Men en slutsats som kan dras är att den italienska diskussionen speglar en underliggande önskan om att kunna ta hand om bristsituationer med hjälp av effekt från det som kallas termisk effekt, för Italien innebär detta i första hand att det är gasturbiner som är tänkta att lösa tillräcklighetsproblem i bristsituationer.



Figur 3 Installerad produktionsmix för Italien. Källa: Eurostat

### 6.1.1 Varför har Italien en kapacitetsmarknad?

Italien har aldrig haft en renodlad *energy only-marknad* vilket därför gör det svårt att dra några långtgående slutsatser om vad införandet av tillförlitlighetsoptioner egentligen inneburit. En investering på den italienska elmarknaden har alltid givits någon form av stöd eller subventioner.

Argumenten som framförs i litteratur om utveckling av kapacitetsmarknader i Italien är framför allt att det finns *missing money* för de enheter som måste

finnas till hands i en knapphetsituation. I tillägg till detta behövs en ytterligare riskdelning eftersom elmarknaden saknar en säkringsmarknad som sträcker sig över en större del av investeringens livslängd. Slutligen är Italien indelat i zoner vilket medför en risk vid den geografiska placeringen av investeringar. I den reglerade världen, med vertikalt integrerade anläggningar (stamnät och kraftproduktion) hanterades denna risk så att säga inom företaget.

Förutom argumenten rörande *missing money* och riskdelning finns också två argument som rör planering av kraftsystemet. Det första argumentet liknar det belgiska argumentet för en kapacitetsmarknad. När basproduktion fasas ut (kärnkraft i Belgien och kolkraft i Italien) vill de italienska myndigheterna att detta ska ske kontrollerat och utan att leveranssäkerheten äventyras. Mer framåtriktat finns en misstro hos staten att marknaden, framför allt med regler kring det europeiska utsläppshandelssystemet ska klara av att göra det italienska kraftsystemet utsläppsfritt. Man fruktar att investeringscyklerna på en fri marknad blir för volatila och att konsekvenserna för kunderna blir ohanterliga.

### 6.1.2 Auktionerna

De italienska kapacitetsauktionerna följer ett bekant mönster med en auktion Y-4 och i det italienska fallet justerande auktion Y-3, Y-2 och Y-1. Italienarna säljer treåriga kontrakt för befintlig kapacitet och 15-årskontrakt för ny kapacitet. Den italienska tillförlitlighetsnormen är LOLE tre timmar. I Italien finns inga förutbestämda datum utan de nationella myndigheterna bestämmer när auktioner ska hållas.

Auktionen 2022 innebar att 22 GW kontrakterades, med ett pristak för befintlig kapacitet på 33 000 €/MW och för ny kapacitet 70 000 €/MW. Pristaket förmedlas till deltagande aktörer i form av en efterfrågakurva i förväg och i samband med att övrig auktionsrelaterad information skickas ut. För mer information om hur efterfrågakurvan konstrueras se avsnitt 8. Sammanlagt gav auktionerna för 2022 och 2023 stöd till 84,3 GW till en kostnad av ca 2,8 miljarder euro. Ungefär tio procent, 8,8 GW var utländskt deltagande.

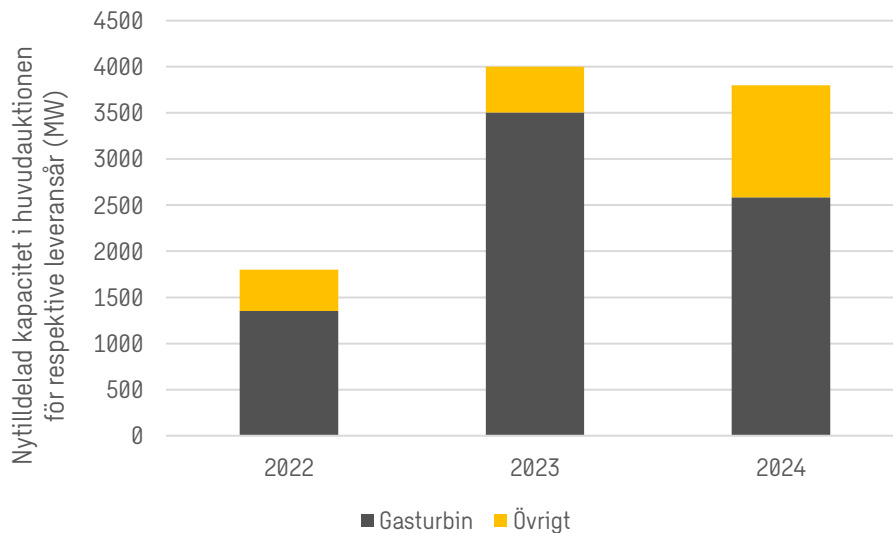
### 6.1.3 Teknikslag

Den effekt som kontrakteras är i första hand konventionella gaskraftverk, se Figur 4. Man ger också ett finansiellt kontrakt till utländska kraftproducenter. De för binder sig att betala mellanskillnad mellan lösenpris och referenspris i de fall referenspriset blir högre än lösenpriset. I samband med intervjuer inom detta projekt beskrivs transaktionen som rent finansiell då italienska myndigheter saknar jurisdiktion i Frankrike och det finns således inte någon möjlighet att kontrollera att utländska företag levererar kraft som avtalat.

Det finns något tudelat i den diskussionen kring den italienska kapacitetsmarknaden som vi fört med italienska aktörer och myndigheter. Å ena sidan ökar andelen installerad effekt av förnybart. Å andra sidan tycks hypotesen vara att topplast bara kan hanteras med termisk kapacitet. Det blir därför naturligt att kapacitetsmarknaderna i Italien i första hand kommit att handla om hur snabbt kolkraften kan ersättas med gaskraft.

I diskussion med de italienska aktörerna framträder en bild där olika teknikslag framåt kommer att ges stöd om än inte alltid via kapacitetsmekanismen, exakta vilka typer av stöd och huruvida detta förfarande är förenligt med gällande statsstödsregler har inte utretts närmare. Om detta är vägen Italien framåt kommer att gå kan det delvis lösa problemen med att en kapacitetsmekanism i

praktiken tycks driva investeringar i en viss typ av resurser (e.g gaskraftverk). Men kombinationen av olika stödsystem, och varianter därav, gör de samhällsekonomiska konsekvenserna svåröverskådliga.



Figur 4. Nyttilldelad kapacitet i huvudauktionen för åren 2022 - 2024, fördelat på gasturbin (där majoriteten är CCGT) och övriga tekniker, där ett betydande tillskott från batterilager (30 %) tillkom i auktionen för 2024. Källa: Terna<sup>13</sup>

## 6.2 Belgien

Den belgiska produktionsmixen har historiskt dominerats av kärnkraft och termisk kraft och man har i Belgien tidigare löst risk för bristsituationer med en strategisk reserv. I och med beslut om utfasning av kärnkraft i landet och med en åldrande termisk produktionsarsenal var bedömningen att något behövde göras för att säkra resurstillräckligheten på lång sikt. I Figur 5. Tidslinje som visar viktiga milstolpar rörande kapacitetsmekanismen i Belgien. Figur 5 visas den belgiska utvecklingen mot en marknadsomfattande kapacitetsmekanism



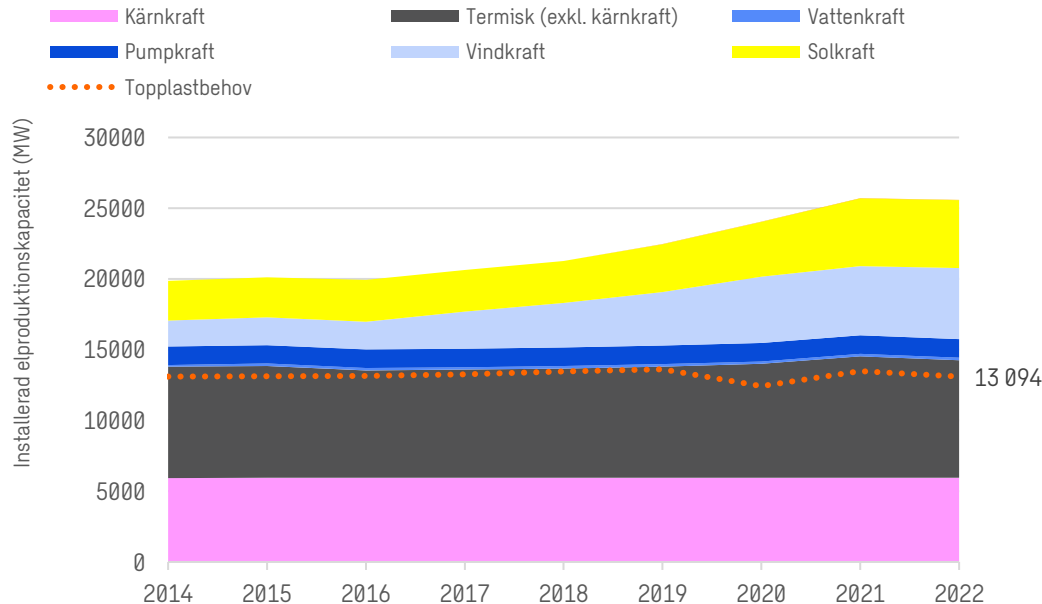
Figur 5. Tidslinje som visar viktiga milstolpar rörande kapacitetsmekanismen i Belgien.

I Figur 6 Figur 6 nedan visas Belgiens produktionsmix där man kan se att den består av en stor andel kärnkraft och termisk produktion. Om man tar bort kärnkraft och dessutom stor andel åldrande termisk kapacitet plus tänker sig en period med sämre vindförhållanden kan man få en förståelse för Belgiens beslut om att något behövde göras för att säkerställa resurstillräckligheten över tid. Det ursprungliga beslutet om utfasning av kärnkraft innebar att all kärnkraft i landet

<sup>13</sup> Terna. Mercato della capacità – Recondito degli esiti – Asta madre 2022, 2023, 2024. [Länk](#)



skulle ha fasats ut till 2025 ett beslut som nu har ändrats till att man förlänger driften till 2035.<sup>14</sup>



Figur 6. Installerad produktionsmix för Belgien. Källa: Eurostat

### 6.2.1 Varför har Belgien en kapacitetsmekanism

Belgien har en tillförlitlighetsnorm på LOLE 3 timmar och har tidigare, likt Sverige, haft en strategisk reserv för att med hjälp av elproduktion ej längre aktiv på marknaden säkra resurstillräckligheten vid topplasttimmar. 2021 fattades dock beslut om att införa en marknadsomfattande kapacitetsmekanism i form av tillförlitlighetsoptioner. Anledningen till att frångå en strategisk reserv och införa tillförlitlighetsoptioner var beslut om utfasningen av kärnkraft, åldrande termisk produktion, utveckling i närliggande länder med bland annat nedstängning av kärnkraft och en bred elektrifiering av samhället<sup>15</sup>. De belgiska myndigheterna konstaterade att det fanns en *missing money* problematik för att ge incitament till nyinvesteringar i planerbar elproduktion och för att på sikt säkra tillförlitlighetsnormen och resurstillräckligheten togs beslut om införande av en kapacitetsmekanism. Trots ändrat beslut om utfasning av kärnkraft kvarstår behovet av en kapacitetsmekanism för Belgien.

Införandet av tillförlitlighetsoptioner föregicks av stark lobbying från producentledet om att en kapacitetsbetalning var nödvändig för investering i ny produktion. Även politiskt tycks det ha funnits ett starkt stöd för behovet av en kapacitetsmekanism för att inte riskera Belgiens resurstillräcklighet. Den belgiska regulatorn CREG var dock tveksamma till behovet och införandet och det slutliga beslutet om att införa en kapacitetsmekanism togs av den Belgiska staten. De tillförlitlighetsstudier som låg till grund för att visa på att det fanns ett tillräcklighetsproblem genomfördes av den belgiska transmissionsnätoperatören Elia. Dessa studier har ifrågasatts av både

<sup>14</sup> Reuters. 2023. Belgium to extend life of two nuclear reactors by 10 years. [Länk](#).

<sup>15</sup> Vanderpe, Wouter. 2022. "Belgium." i *Capacity Mechanisms in the EU Energy Markets: Law, Policy, and Economics*, av Leigh Hancher. Oxford University Press.

regulatorn och konsumentledet för att ha en för pessimistisk syn på framtida elproduktion, elanvändning och bidrag från efterfrågeflexibilitet.

## 6.2.2 Auktionerna

Den första auktionen, för leverans år 2025–2026, hölls i oktober 2021. En omkörning av den första auktionen genomfördes därefter i april 2022 efter beslut av staten. Anledningen till omkörning var för att ett av de gaskraftverk som upphandlades i den auktionen som genomfördes oktober 2021 inte fick de nödvändiga tillstånd som krävdes för att genomföra investeringen. En andra auktion för leveransperiod 2026–2027 genomfördes i oktober 2022. Den senaste auktionen genomfördes oktober 2023 för leverans år 2027–2028. Utöver årliga Y-4 auktionen genomförs kompletterande auktioner ett år innan förväntat leverans år det vill säga Y-1. Det finns även pågående diskussioner om att införa en ytterligare auktion två år innan leverans det vill säga Y-2. En anledning till pågående diskussioner om en Y-2 auktion är för att ge bättre incitament till energilageranläggningar i form av storskaliga batterilager.

Kontraktlängden för auktionerna är i normalfallet ett år men det finns även möjlighet till tre, åtta, eller 15 års kontrakt. En längre kontraktslängd än ett år behöver godkännas av CREG och är beroende av om det krävs en investering och storleken på den investering som behövs för att delta och möjliggöra leverans av kapacitet.

Pristak för den senaste auktionen som genomfördes 2023, för leveransår 2027/2028, var 84 800 €/MW/år<sup>16</sup>. Det volymviktade medelpris för upphandlade kapacitet uppgick till 36 373 €/MW/år med en total upphandlad volym (efter de-rating) på 1576 MW. Högsta budpris som lades på auktionen uppgick till 69 900 €/MW/år. För mer information om hur efterfrågakurvan konstrueras och hur pristaket spelar in, se avsnitt 8. Hur mycket kapacitet som ska upphandlas beräknas av Elia utifrån instruktion från belgiska myndigheter och beslutas slutligen av den belgiska staten. Utgångspunkt i beräkning av upphandlingsvolym är topplastbehovet och som referensscenario används den senaste europeiska studien publicerad av ENTSO-E (*European Resource Adequacy Assessment*). Volymen som handlas upp ska säkerställa att Belgiens resurstillräcklighetsstandard på 3 timmar upprätthålls. Antagande görs om elförbrukning, tillgänglig produktion från olika tekniker, lagring, efterfrågeflexibilitet, importkapacitet och ekonomiska parametrar så som framtida elpris och omfattningen av den missing money problematik som identifierats i Belgien.

Till auktionen för leveransår 2026/2027 som ägde rum i oktober 2022 avropades inga bud, samtidigt som ettåriga kontakt löpte ut, vilket ledde till en minskning av total kapacitet i mekanismen. Att ingen kapacitet handlades upp i auktionen berodde på beslut om förlängning av befintlig kärnkraft och att tillräckligt med kapacitet handlades upp året innan för att fullt ut uppfylla behovet. Detta syns i Figur 7, då den upphandlade kapaciteten minskar drastiskt mellan de två första leveransåren, för att sedan öka igen med de 1576 MW som avropades för leveransår 2027/2028.

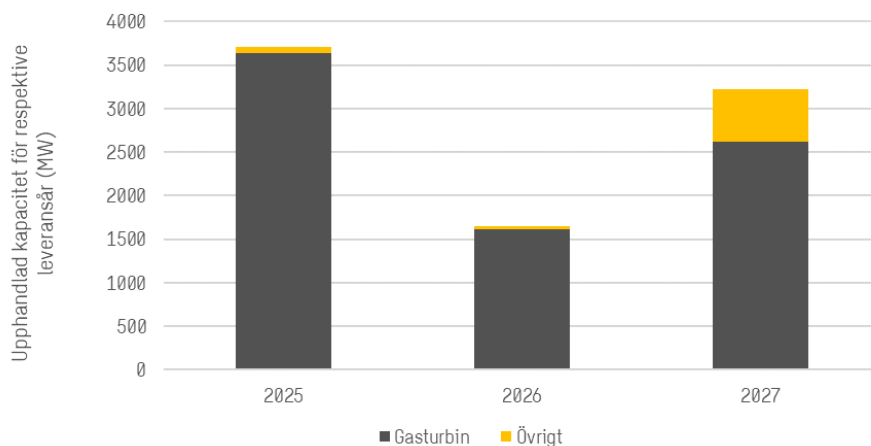
Den belgiska marknaden inkluderar även från och med 2023 även en andra andrahandsmarknad där det är möjligt för resursägare som blivit upphandlade i en auktion men som får svårigheter att leverera på sitt kontrakt att sälja sin

<sup>16</sup> Enligt beslut av belgiska energiminister 30 mars 2023 [Belgisch Staatsblad \(fgov.be\)](https://www.fgov.be)

option till annan resursägare som har möjlighet att leverera. Alla transaktioner på andrahandsmarknaden behöver godkännas av Elia och CREG.

### 6.2.3 Teknikslag

I Figur 7 nedan visas resultat från de Y-4 auktioner som ägt rum i Belgien och där framgår det tydligt att den belgiska kapacitetsmekanismen främst attraherar gaskraftanläggningar. Kapacitet inom kategorin "övrigt" för 2027 innehåller däremot en storskalig batterilagransanläggning om 300 MW.



Figur 7 Avropade teknikslag i de tre senaste Y-4 auktionerna i Belgiens kapacitetsmarknad. Källa: Elia<sup>17</sup>

## 6.3 Irland

*The single electricity market (SEM)* är elmarknaden som omfattar Irland och Nordirland. Ön Irland har ett relativt litet elsystem med begränsade överföringsmöjligheter i form av två utlandsförbindelser, vilket har lett till att man överväger att bygga fler.<sup>18</sup> Cirka 8–10 % av elbehovet täcks av import från Storbritannien. SEM är en relativt koncentrerad marknad, vilket lett till att det finns en oro för utövande av marknadsmakt.

SEM var ett initiativ från den Irländska TSO:n, EirGrid, och den Nordirländska, SONI, vars syfte var att uppnå ett mer effektivt system genom sammankoppling, med lägre kostnader som följd. Att etablera ett system som utgår ifrån befintliga förutsättningar, som i detta fall att systemen faktiskt finns på samma ö, snarare än att betrakta nationsgränser som systemgränser är ett intressant koncept, eftersom kapacitetsproblem är ofta av regional karaktär. Ett motsvarande hypotetiskt exempel vore om SE4 till exempel etablerade en gemensam kapacitetmarknad med Själland och norra Tyskland.

Irland har haft någon typ av kapacitetsmekanism sedan 2007 och har efterhand utvecklats till en marknad med tillförlitlighetsoptioner, se Figur 8 Figur 8.

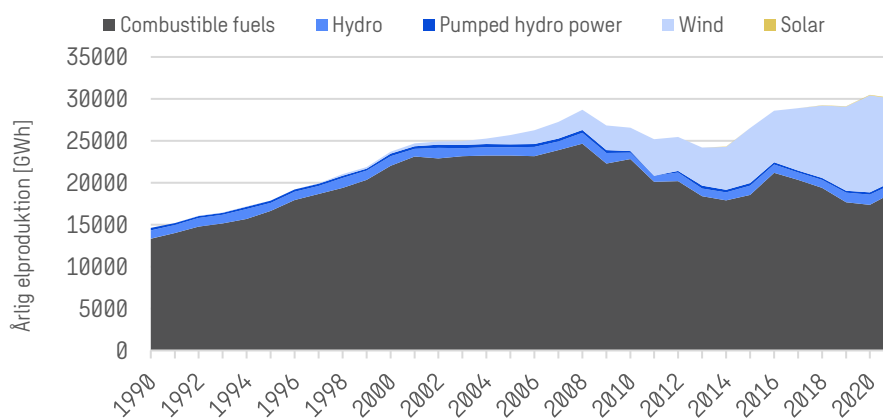
<sup>17</sup> Elia. CRM Auction Results. Hämtad 11 november. [Länk](#).

<sup>18</sup> Byrne, Seamus. 2022. "Ireland." i *Capacity Mechanisms in the EU Energy Markets: Law, Policy, and Economics (2nd edition)*, av Leigh Hancher.



Figur 8. Tidslinje som visar viktiga milstolpar rörande kapacitetsmekanismen på Irland.

För att möta utsläppsmål genomför Irland ett skifte från gas och kol till förnybar elproduktion, främst från vindkraft. Förnybar elproduktion, framför allt från vindkraft har ökat mycket på kort tid, vilket syns i Figur 9 nedan. Irland har en total installerad elproduktionskapacitet på knappt 10 GW, varav cirka 20 % består av vindkraft, och ett topplastbehov på cirka 5,5 GW.



Figur 9. Årlig elproduktion i republiken Irland. Källa: Eurostat

På efterfrågesidan förväntas stora laster tillkomma i form av datacenter<sup>19</sup>, men topplastbehovet har legat relativt stilla de senaste åren. Problemet med resurstillräcklighet i SEM har alltså tidigare främst kommit av att planerbara kraftslag har trängts bort från marknaden, men framöver kan den ökade efterfrågan ställa nya krav på systemet. Det är i ett sådant skede som likheter kan ses mellan de svenska och irländska systemen, eftersom både Sverige och Irland<sup>20</sup> förväntar sig dubblerat elbehov till mitten av århundradet.

### 6.3.1 Varför har Irland en kapacitetsmekanism

De Irländska och Nordirländska TSO:erna genomförde en bedömning av elsystemets försörjningstrygghet för 2017, 2020 och 2023. Bedömningen blev att tillförlitlighetsnormen på LOLE åtta timmar inte kan uppfyllas om inte en kapacitetsmekanism införs.<sup>21</sup> Anledningarna till det är flera, men framför allt att förnybar elproduktion med låga rörliga kostnader tränger ut planerbar produktion som behövs för att komplettera väderberoende kraftslag. Dessutom läggs befintliga fossileldade anläggningar ner, bland annat till följd av EU:s Industrial Emission Directive. Regleringsmyndigheterna menar därför att en kapacitetmekanism är nödvändig både för försörjningstryggheten på kort sikt, och för att möjliggöra en kostnadseffektiv övergång till ett fossilfritt elsystem.

<sup>19</sup> Ibid

<sup>20</sup> EirGrid, SONI. Tomorrow's Energy Scenarios 2023. [Länk](#)

<sup>21</sup> Byrne, Seamus. 2022. "Ireland."

Skillnaden mot Sveriges situation i detta hänseende är att det irländska systemet har ett behov av att aktivt fasa ut enheter som har utgjort en majoritet av elproduktionen, för lyckas nå klimatmålen. Kapacitetsmekanismen gör det möjligt att ta kontroll över taken med vilken fossila bränslen fasas ut ur SEM, för att undvika alltför snabb utfasning med efterföljande pristoppar och effekt-/energibrist. Sveriges utmaningar är annorlunda, eftersom elsystemet redan är klimatneutralt.

### 6.3.2 Auktioner

Den valda mekanismen för Irland är tillförlitlighetsoptioner. Marknaden är centraliserad, the Single Electricity Market Operator (SEM-O) upphandlar kapacitet från olika resurser, elproducenter eller efterfrågefleksibilitet, i ett auktionsförfarande.

Huvudauktionen hålls fyra år före leverans, med kompletterande auktioner Y-2 och Y-1. Pristak är 138 450 €/MW-y för ny kapacitet, vilket är högst i Europa, och 46 150 €/MW-y för existerande kapacitet. För mer information om hur efterfrågakurvan konstrueras och hur pristaket spelar in, se avsnitt 8. Nya producenter erhåller kontrakt på 10 år, medan kontraktslängden för existerande resurser är 1 år. Auktionerna är av formen *sealed-bid combinatorial*, vilket innebär att en resurs kan lägga flera alternativa bud som utesluter varandra och den som håller i auktionen hittar den mest lönsamma kombinationen av olika bud.

Marknaderna har haft problem med likviditet, till exempel accepterades samtliga bud i auktionen Y-4 för 2024/2025. Även i de tidigare auktionerna har ofta över 90 % av buden accepterats. På grund av detta har man frågat sig huruvida det nya systemet är en förbättring jämfört med det gamla, där producenter fick ta del av kapacitetsbetalningar, eftersom det i mångt och mycket är samma resurser som får betalt med det nya systemet fast nu på ett administrativt krångligare sätt.

På Irland, främst i Dublinområdet, har man lokala problem med kapacitetsbrist i nätet. I Dublin finns en produktionsenhet som är en så pass viktig resurs för effektbehovet i sitt närområde att när den i ett skede konkurrerades ut i kapacitetsauktionen var man tvungen att skapa ett separat system för att upphandla den resursen utanför kapacitetsmarknaden.<sup>22</sup> Detta berodde på att aktören inte hade tillräckliga resurser för att fortsätta driften utan intäkten från optionerna, utan var tvungen att lämna marknaden omedelbart.<sup>23</sup> Tillförlitlighetsoptionerna kunde alltså inte säkerställa resurstillräcklighet i hela elsystemet på grund av begränsad nätkapacitet. Detta belyser värdet av att designvalen i en kapacitetsmekanism beaktar nätbegränsningar. En kapacitetsmekanism som endast upphandlar en total effekt som ska tillgodose hela systemets behov kan alltså inte med säkerhet uppfylla resurstillräcklighet på lokal nivå.

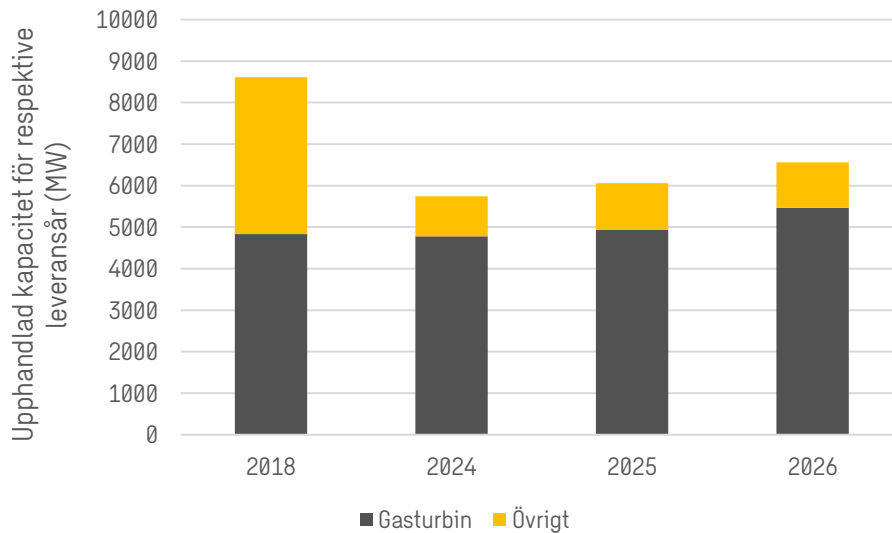
### 6.3.3 Teknikslag

Det dominerande teknikslaget på kapacitetsauktionerna är gasturbiner, se Figur 10. Den stora skillnaden mellan volymen av kategori "Övrigt" mellan år 2018

<sup>22</sup> Byrne, Seamus. 2022. "Ireland."

<sup>23</sup> I vanliga fall kräver nätkoden att en resurs som lämnar marknaden ska meddela detta tre år i förväg.

och år 2024 består framför allt av termisk kraft, sannolikt framför allt koleldade kraftverk.



Figur 10. Avropade teknikslag på kapacitetsmarknaden i SEM för några leveransår. Leveransåren 2019/2020 till och med 2023/2024 saknas i figuren på grund av avsaknad av data från dessa år.

Figur 10 visar att mekanismen har misslyckats att få till större investeringar i ny kapacitet. Samtidigt som det inte byggs några nya kraftverk tas dessutom gamla resurser ur systemet på grund av att de når sin tekniska livslängd eller har utsläppsnivåer som överstiger vad som är tillåtet. En förklaring från en aktör som ville etablera en ny produktionsanläggning var att pristak för auktionen var satt för lågt<sup>24</sup>, trots att Irland har en hög sådan jämfört med andra EU-länder. Detta innebär alltså att äldre, dyrare och mer ineffektiva resurser dröjer sig kvar på marknaden, trots att det var just dessa resurser som mekanismen var tänkt att ersätta.

### 6.3.4 Praktiskt exempel på mekanismens funktion

Under projektets gång har situationer då lösenpriset överstiger referenspriset, alltså situationer som motiverar en återbetalning från producenterna, varit svåra att hitta. Den enda sådana situationen som författarna har stött på inträffade i SEM den 24:e januari 2019. Detta skedde efter att ett gaskraftverk på Nordirland fick ett oplanerat avbrott en vindstilla dag. Trots att det på ön Irland fanns tillräckligt med produktion för att möta efterfrågan behövde den Nordirländska systemoperatören aktivera reserver på grund av rådande överföringsbegränsningar från söder till norr. Samtidigt exporterade Nordirland el till Storbritannien för fullt, enligt upphandling på dagen-föremarknaden, trots att de två utlandsförbindelserna mellan nämnda system tidigare upphandlats på SEM:s kapacitetsmarknad. Sammantaget ledde detta till höga obalanspriser och i förlängningen krav på återbetalning om 7 miljoner euro från aktörer med tillförlitlighetsoptioner. Det tvistas om huruvida producenterna hade möjlighet att påverka situationens utfall samt hur de återbetalda pengarna därefter fördelades mellan relevanta intressenter. 1,6 miljoner euro betalades ut till elhandlare på Nordirland, men majoriteten av pengarna placerades i en fond,

<sup>24</sup> Niall Sargent. 2022. 'Heads must roll': Industry and experts argue energy crisis of 'our own making'. *The Journal*. [Länk](#).

varpå rättsliga processer ledde till att minst en producent återfick sina pengar ur fonden.<sup>25 26</sup>

## 6.4 Tyskland, Frankrike, Polen USA, Storbritannien

I detta avsnitt följer en sammanfattning av data från några större länder med andra typer av kapacitetsmekanismer än tillförlitlighetsoptioner. Tyskland och Storbritannien (GB) har bara tillfälligt haft en *energy-only* marknad. I det tyska fallet har stödsystemen till förnybart och numer en mängd olika reserver för att hantera olika problem gjort det svårt att definiera vad den tyska marknaden egentligen är. I det engelska fallet har man återgått till ett kraftsystem med omfattande betalningar för kapacitet, kopplat till olika typer av investeringsstöd för ny kapacitet. De polska beslutsfattarna vill för tillfället behålla kolkraftverken som utsätts för ekonomiskt tryck av utsläppshandelssystemet. De hoppas genom en kapacitetsmekanism kunna göra en kontrollerad utfasning av kolkraften. Det franska systemet har, om man använder måttet topplast/installerad effekt (0,91 i det franska fallet) minst med reserver av alla i Tabell 5 redovisade länderna. PJM och New England har alltid haft kapacitetsmekanismer och dogmen om *missing money* har aldrig ifrågasatts.

<sup>25</sup> Hannah Devoy och Peter McLay. 2019. Energy Market Update: I-SEM One Year On. [Länk](#).

<sup>26</sup> SEM-O, EirGrid, SONI. 2019- Report on the Imbalance Prices calculated on 24/01/2019. [Länk](#).

Tabell 5 Sammanställning av de övriga undersökta ländernas kapacitetsmekanismer<sup>27</sup>

Definition	Tyskland <sup>28</sup> 29	Frankrike	Polen <sup>30</sup> 31 32	USA-PJM	USA-NE	GB
Tillförlitlighetsnorm	3h	3h	3h	2,4h <sup>33</sup>	2,4h	3h
Riktad kapacitetsmekanism	X	-	-	-	-	-
Sakliga skäl till marknadsomfattande kapacitetsmekanism	Snabb tillväxt intermitterta kraftslag  Utfasning kärnkraft	Ökande topplast-behov	Saknas intäkter för att behålla kolkraftverken	Missing money	Missing money	Missing money  Planerbar produktion behövs
Topplast/ Installerad kapacitet	0,38	0,91	0,56	0,82	0,75	0,77
VoLL	€12 240	€33 000	€17 700	-	-	£17 000
Pristak för auktionerna/MW Ny kapacitet	€100 000	Ändras varje år	95 000-105 000	Baserad på CONE	2*CONE	£75 000
Pristak för auktionerna/MW Befintlig kapacitet	-	€60 000	€45 000	Pristak finns	Pristak finns	£25 000
Kontraktslängd	2 år	1 år existerande kapacitet.  10 år ny kapacitet	1 år	1 år	1år	1år
Prissättningsmodell	Marginalpris <sup>34</sup>	Budpris	Marginalpris	Marginalpris	Marginalpris	Marginalpris

Alla länder i tabellen redovisar någon form av kollektivt misslyckande när det gäller leveranssäkerhet. Något generaliserande kan man med undantag för

<sup>27</sup> Simoglou, C. K., & Biskas, P. N. (2023). Capacity Mechanisms in Europe and the US: A Comparative Analysis and a Real-Life Application for Greece. *Energies*, 16(2), 982., Hancher, L., De Hauteclocque, A., Huhta, K., & Sadowska, M. (Eds.). (2022). *Capacity mechanisms in the EU energy markets: law, policy, and economics*. Oxford University Press.

<sup>28</sup> Tyskland har olika typer av reserver.

<sup>29</sup> BdeW. 2019. Energy Market Germany 2019. [Länk](#).

<sup>30</sup> Statista. 2022. Maximum power demand in the power system in Poland from 1980 to 2021. [Länk](#).

<sup>31</sup> International Trade Administration U.S. Dept. of Commerce. 2020. *Poland electrical power*. [Länk](#).

<sup>32</sup> Europeiska kommissionen. 2020. Polish implementation plan. [Länk](#).

<sup>33</sup> Översatt från ett tioårsevent, se Simoglou, C. K., & Biskas, P. N. (2023). Capacity Mechanisms in Europe and the US: A Comparative Analysis and a Real-Life Application for Greece. *Energies*, 16(2), 982.

<sup>34</sup> Tyskland och Storbritanniens val av clearingmekanism i de fall det är applicerbart. Dessa länder har en komplex väx av olika mekanismer för att gagna investeringar och säkerställa leveranssäkerhet.



Frankrike konstatera att det framför allt är olika fossila kraftslag som erhåller kapacitetsbetalningar eller olika stöd för att vara med i en reserv.

Tyskland som enligt ACER har ett av de dyraste system för leveranssäkerhet<sup>35</sup> har implementerat flera typer av stödsystem för kapacitet som ska verka utanför marknaden. De har en *nätreserv* som i första hand ska avhjälpa interna flaskhalsar i de fallen mothandels- eller omdirigeringsresurser saknas. De har vidare en avbrottshanteringsmekanism som riktar sig mot stora kunder. I tillägg betalade man 8 brunkolskraftverk (2,7 GW) för att delta i en så kallad *stand-by reserv*. Fem av dessa har flyttats över till något som kallas *utbudsreserv* tillsammans med andra fossilbaserade kraftverk och denna reserv finns åtminstone fram till mars 2024.

När det gäller prissättningen är det bara fransmännen som använder sig av budprissättning, *pay-as-bid*. Idéen med detta är att man ska kunna sänka de totala kostnaderna för systemet. Antagandet om att aktörerna fortsätter att bjuda som vore de på en marknad med en uniform prisbildning anses dock av de flesta ekonomer vara för starkt.<sup>36</sup> Strategisk budgivning kommer teoretiskt att leda till kostnaderna ändå blir desamma. Budprissättning skapar dock osäkerhet, och det belönar inte billiga producenter.

<sup>35</sup> [https://acer.europa.eu/Publications/Security\\_of\\_EU\\_electricity\\_supply\\_2023.pdf](https://acer.europa.eu/Publications/Security_of_EU_electricity_supply_2023.pdf)

<sup>36</sup> Se t.ex. POTOTSCHNIG, A., GLACHANT, J. M., Meeus, L., & RANCI, P. (2022). *Recent energy price dynamics and market enhancements for the future energy transition*. European University Institute.

## 7 Praktisk påverkan av införande av tillförlitlighetsoptioner

Fokus i arbetet har varit att inhämta praktisk erfarenhet från länder som har infört marknadsomfattande kapacitetsmekanism och eftersom Svenska kraftnäts förslag är införandet av tillförlitlighetsoptioner har Belgien, Italien och Irland varit extra intressanta i detta arbete. Även representanter från Storbritannien, Finland och Polen har intervjuats för att få ytterligare information om varför kapacitetsmekanism har införts och vilka effekter som det lett till. De teoretiska effekterna av införande av kapacitetsmekanismer som går att läsa sig till i litteraturen skiljer sig i vissa avseende något från de praktiska erfarenheter som inhämtats genom intervjuer som kontaktats i denna utredning.

I Tabell 6 nedan listas de intervjuade personerna, dock avidentifierade men med deras huvudsakliga arbetsområde.

Tabell 6 Sammanställning intervjuade personer

Intervju	Land	Arbetsområde
1	Italien	Akademin
2	Italien	Ansvarig transmissionsnät
3	Italien	Regulator
4	Belgien	Representanter från belgiska industriorganisation
5	Belgien	Akademin - kraftsystem
6	Belgien	Regulator
7	Irland	Akademin
8	Storbritannien	Departementen – SoS
9	Finland	Regulator
10	Finland	Ansvarig för transmissionsnät
11	Polen	Ansvarig för transmissionsnät

Flera av de som har intervjuats i detta arbete har lyft att i praktiken får en marknadsomfattande kapacitetsmekanism en påverkan på energisystemet

redan innan den införts. När frågan mer seriöst börjar diskuteras av myndigheter och politiker får den en bromsande effekt på investeringar i ny kapacitet. Investerare vill undvika risk och öppnas en möjlighet till "bidrag" väntar de gärna in nya regelverk som kan vara en fördel för den egna investeringen.

Det är viktigt att i jämförelse med andra länder ha med sig att även om alla länder står inför energiomställningen så har varje land sin specifika utmaning som de behöver överbrygga. Detta gör det svårt att dra tydliga paralleller mellan olika länders för- och nackdelar med ett införande av kapacitetsmekanism. Olikheten grundar sig i de olika ländernas förutsättningar att nå klimatmål utifrån befintlig produktionsmix, geografisk fördelning av produktion och elanvändning och sammanlänkning och beroende av andra länder.

I litteraturen finns flera fördelar med tillförlitlighetsoptioner jämfört med andra mekanismer och dessa fördelar lyfts även delvis fram i Svenska kraftnäts rapport. Fördelarna som lyfts fram är att tillförlitlighetsoptioner säkerställer tillgänglig kapacitet vid bristsituationer, de begränsar resursägares marknadsmakt samt bidra till en prissäkring/återbetalning till kundkollektivet vid höga energipriser<sup>37</sup>. Denna studie hanterar inte marknadsmakt relativt andra mekanismer men det har framkommit att Belgien kan ha haft problem med marknadsmakt på auktionerna (kapacitet "flyttades" mellan auktioner), men att kapacitetsmekanismen även bidrar till att minska marknadsmakten på dagen-före-marknaden enligt intervjuer med italienska experter.

Det tycks inte i praktiken som att tillförlitlighetsoptioner bidrar till något större kundskydd i form av återbetalning vid höga energipriser eftersom elpriset sällan överstiger lösenpriset. Lösenpriset är i det italienska fallet kopplat till kostnaden för gasturbiner vilket i praktiken utesluter att referenspriset överstiger lösenpriset. I den irländska mekanismen är priset också rörligt, men baserat på flera parametrar, bland annat gas, olja och teoretisk kostnad för efterfrågeflexibilitet, där den dyraste sätter prisnivån. Vi har endast hittat ett fall där återbetalningar har skett, i SEM.

Gällande om tillförlitlighetsoptioner säkerställer tillgänglig kapacitet vid bristsituationer så verkar så vara fallet dock är en viktigt och svår faktor vid designarbetet det lösenpris som väljs för när återbetalning från resursägare ska inträffa.

## Marknadsmakt två dimensioner

Både i Belgien och Italien beskrivs att införandet av en kapacitetsmekanism har minskat incitament för marknadsmakt på dagen-före-marknaden, i form av att producenter håller tillbaka kapacitet för att driva upp priser. Anledningen till detta anses vara att införandet av tillförlitlighetsoptioner med ett lösenpris introducerar en risk att kapacitetsleverantörerna måste återbetala skillnaden mellan lösenpris och faktiskt elpris på dagen före-marknaden till kundkollektivet.

Ett konkret exempel från Italien kommer från 2022. En väldigt varm sommar och låg tillgänglighet i vattenkraften vilket drev upp behovet av produktion från andra kraftslag för att täcka elanvändningen. Elpriset var högt och borde ha gett incitament till all tillgänglig elproduktion att leverera dock tror de ansvariga från Italien som intervjuades under detta arbete att det var just

<sup>37</sup> Pradyumna C. Bhagwat, Leonardo Meeus. 2019. Reliability options: *Can they deliver on their promises?* The Electricity Journal, Volume 32, Issue 10. [Länk](#).

kapacitetsmekanismens funktion som gjorde att en bristsituation och förbrukningsfrånkoppling kunde undvikas.

I Belgien lyfts problem med marknadsmakt inom kapacitetsmekanismen. De intervjuade i Belgien beskriver att de upplever lågt intresse för kapacitetsmekanismen och dess auktioner och att de ser att aktörer spelar ut auktionerna. De ser att aktörer avstår från att delta i Y-4 auktionerna för att det med stor sannolikhet kommer att vara ett högre pris i Y-1 auktionen eftersom TSO "måste" handla upp för att uppfylla det totala volymbehovet. Det kan alltså vara så att den lutande efterfrågakurvan i Y-4 gör auktionen mindre attraktiv än den helt inelastiska (vertikala) utbudskurvan i Y-1. Mer information om hur efterfrågakurvan konstrueras återfinns i avsnitt 8. Intervjuer med belgiska aktörer beskriver även ett spel där producenterna "hotar" med nedläggning vilket i TSO:s tillräcklighetsanalys leder till att behovet av att upphandla kapacitet i mekanismen ökar.

### Kundskydd och prisbildning på dagen före-marknaden

I teorin kan införandet av tillförlitlighetsoptioner finansierade av staten innebära sänkta elpriser, eftersom en del kostnader som elproducenter har kan täckas av kapacitetsbetalningen i stället för intäkter från elförsäljning. Det som dock inte diskuteras lika flitigt är att införandet av en kapacitetsmekanism kan innebära en ökning av den totala systemkostnaden i och med att det är staten som betalar för mekanismen en kostnad som i slutändan på ett eller annat sätt också hamnar på konsumenterna. Varken i Belgien, Italien eller Irland har ett sänkt elpris lyfts fram som ett argument för införandet och det har inte varit i fokus huruvida införandet i praktiken lett till något sänkt elpris. Vid intervju med marknadsaktörer från Belgien framkom att de anser att det är fel att enbart se till kapacitetsmekanismens påverkan på elpriset på dagen-före-marknaden och att man bör ta mer hänsyn till den totala systemkostnaden vid ett införande. Ökningen i den totala systemkostnaden bör vara lägre än vinsterna som kundkollektivet får i form av ökad säkerhet och möjligen lägre elpriser. Ingen av de länder som har intervjuats i detta arbete lyfter fram lägre elpriser till slutkund som en effekt av införandet av tillförlitlighetsoptioner och att ens genomföra den analysen hur ett införande har påverkat elpriset till slutkund anses svårt om inte omöjligt. Svårigheten ligger i att det är svårt att isolera mekanismens effekt på elpriset från en rad andra omvärldsfaktorer som de senaste åren drivit upp priserna på el<sup>38</sup>.

### Påverkan på incitament för förbrukningsflexibilitet och flexibilitetsmarknader

Funktionaliteten hos tillförlitlighetsoptioner bygger på att lösenpriset sätter en övre prisgräns på dagen före marknaden. Om lösenpriset sätts för lågt kan det hindra korrekta prissignaler, vilket minskar incitamenten för flexibilitet, eftersom höga elpriser är det som skapar viljan att bidra med flexibilitet. I teorin får alla ingrepp i elmarknaden som bidrar till att jämna ut och sänka pristoppar till följd att behovet och viljan till förbrukningsflexibilitet minskar. För flexibilitetsmarknader är idag en av de drivande faktorerna elnätskapacitetsbrist och vi ser idag ett ökat behov av flexibilitetslösningar i större städer i mellersta och södra Sverige och på senare tid även i norra Sverige. Behovet och

<sup>38</sup> Så som bränslepriser, andra typer av subventioner, nedläggning av kraftslag, tillkommande kraftslag andra ändringar i befintlig elmarknadsdesign, ect

förmågan till flexibilitet anses vara en del av lösningarna till energiomställningen.

När det gäller hur ett införande av tillförlitlighetsoptioner påverkar förbrukningsflexibilitet så är ett krav enligt EU-förordningen att en marknadsomfattande kapacitetsmekanism ska vara teknikneutral, vilket innebär att det ska vara möjligt även för förbrukningsflexibilitet att delta. I praktiken så vittnar dock erfarenheter från de intervjuade länderna om att det är svårt för förbrukningsflexibilitet att faktiskt delta eftersom prognoser på tillgänglighet måste göras med så pass lång framförhållning eftersom auktionerna sker 4 år respektive 1 år innan leverans.

Om införandet av tillförlitlighetsoptioner påverkar prisvolatiliteten på marknaden, sänker elpriser och jämnar ut pristoppar, så kan incitamentet för förbrukningsflexibilitet minska. På de marknader som vi studerat tycks dock inte de effekterna uppkommit. Huvudanledningen till att införandet inte fått någon påverkan på prisvolatiliteten ligger i designvalet om lösenpris, där lösenpriset har lagts på en så hög nivå att de i praktiken aldrig slår igenom på dagen-före marknaden. I till exempel Italien gör kopplingen mellan lösenpris och gaspris att volatiliteten tycks vara densamma som innan införandet. Denna observation bygger dock inte på någon analys eftersom ingen kontrafaktisk studie av detta utförts.

Praktisk erfarenhet från Belgien och Irland vittnar om svårigheter med att bestämma just lösenpris. Utmaningen är att om priset sätts för lågt får man inte med sig efterfrågefleksibilitet i kapacitetsmarknaden eftersom de inte är beredd att dra ned sin elanvändning vid ett för lågt elpris. Sätts lösenpriset för högt däremot blir svårigheten att förbrukningsflexibiliteten inte är beredda att fortsätta att förbruka upp till att lösenpriset uppnås och kommer då inte heller vilja delta i kapacitetsmekanismen.

Om tillförlitlighetsoptioner stimulerar nyinvesteringar och produktionsökningar i befintliga resurser kan det ha en positiv effekt på elnätskapacitet lokalt och regionalt, beroende på var i nätet (vilken spänningsnivå) ny- och reinvesteringar sker. Om investering sker på rätt plats kan det minska behov av lokala flexibilitetsmarknader. Designval gällande lokalisering som Svenska kraftnät föreslagit är på elområdesnivå och det är svårt att inom denna studie avgöra vilken effekt ett införande kommer att ha på det lokala flexibilitetsmarknader.

En av anledningarna till att Tyskland valde att införa en riktad reserv i stället för en marknadsomfattande reserv var för att undvika att störa prisbildningen på marknaden<sup>39,40</sup>. Anledningen till det var i sin tur just för att ett energisystem med hög andel förnybar kraft också kräver flexibilitet och innovativa lösningar för att hantera perioder med låg vind/sol/vattenproduktion förutsatt att energi inte går att lagra<sup>41</sup>. Tyskland gjorde bedömningen att incitamentet för investering och utveckling av flexibilitet görs bäst genom att inte påverka rådande prissignaler på marknaden.

## Påverkan på grannländer vid införande

**EU-förordning 2019/943** kräver möjligheten till utländskt deltagande för att få införa en marknadsomfattande kapacitetsmekanism. I praktiken vittnar aktörer i

<sup>39</sup> Pritzsche, Kai. 2022. "Germany." i *Capacity Mechanisms in the EU Energy Markets: Law, Policy, and Economics (2nd edition)*, av Leigh Hancher.

<sup>40</sup> Dessutom var man i behov av ett stödsystem för kolkraft för att inte få en allt för snabb utfasning

<sup>41</sup> Hans Henrik Lindboe et. al. 2016. *Regional Electricity Market Design*. TemaNord 2016:540 [Länk](#).

flera länder om att detta krav är komplicerat och till och med riskerar att bli verkningslöst när det gäller ökad effekttillräcklighet för det egna landet. Länderna lyfter flera svårigheter med lagkravet och det faktiska deltagandet.

För det första är det svårt att följa upp tillgänglighet och aktivering av en resurs i annat land som TSO inte har rådighet över. Dock framgår i intervjuer med en polsk aktör att de har god dialog med Svk och är beredda att samarbeta för att säkerställa huruvida resurser i Sverige som deltar på den polska kapacitetsmarknaden levererar enligt avtal.

För det andra, när väl en bristsituation uppstår är sannolikheten stor att det antingen redan är maximal import, vilket omöjliggör extra effektbidrag från utländsk kapacitet. Alternativt lider även grannlandet av en bristsituation i samma timme och använder kontrakterad kapacitet för egen del. I fallet när lösenpriset överskred referenspriset på Irland var flödet på utlandsförbindelserna riktat mot Storbritannien och resurser där hade alltså inte kunnat avhjälpa situationen.

För det tredje så för den inhemska kapaciteten har både Belgien och Italien ett krav om att för att få delta får kapaciteten inte mottar några andra typer av stöd. Detta krav ansågs det dock vara omöjligt att följa upp gällande utländsk kapacitet vilket i praktiken kan innebära att utländsk kapacitet kan erhålla ersättning för samma kapacitet flera gånger.

I och med att kravet finns från EU så har Italien löst deltagande från utländsk kapacitet strikt finansiellt genom att betala resurser i andra länder motsvarande deras produktion, men utan uppföljning av fysisk leverans. Den utländska kapacitet som deltar förbinder sig att återbetala om Italiens lösenpris uppnås, utan några ytterligare krav på faktiskt aktivering eller leverans. Vi har i detta arbete inte lyckats bekräfta att en sådan betalning någonsin skett.

Eftersom problem med knapphetsituationer i de flesta fall är lokala, och innanför flaskhalsar av något slag, är idén om utländskt deltagande delvis opraktisk, eller i någon mån ett resultat av en alltför idealistisk idé om en integrerad marknad. Förenklat, om vi tänker elområdesgränser snarare än nationsgränser, så är det inte svårt att förstå varför aktörer i elprisområde 2 i Sverige inte kan delta i den strategiska reserven. Våra resultat ger åtminstone vissa indikationer på att krav om upphandling av utländsk kapacitet sker för att möta kraven från EU snarare än att det egentligen bidrar till att resurstillräckligheten, som ju bedöms på nationell nivå.

Även om den fysiska realiteten är ett verkligt problem är nog det administrativa problemet med utländsk kapacitet betydligt mindre. Polen är det enda intervjuade land som faktiskt i samarbete med närliggande systemoperatörer utformat en process för hur övervakning och kontroll av utländskt deltagande ska genomföras i praktiken. Den polska systemoperatören, PSE, har för att säkerställa att verifiering och aktivering av utländsk kapacitet sker enligt kontrakt vidare avtalat med de olika ländernas systemoperatörer om att få tillgång till nödvändig information för att följa upp att kontraktet efterlevs.

Vidare vittnar grannländer till länder som infört kapacitetsmekanism om att de ser det som positivt att försörjningstryggheten stärks i regionen och att inhemska kapacitet har möjlighet att få ersättning via införd kapacitetsmekanism. Om däremot ett införande skulle innebära reservering av överföringskapacitet mellan länder ser de det inte som något positivt då det skulle påverka utbytet mellan länder negativt.

Alla länder som har studerats har en tillgänglighetsnorm mellan 2–3 timmar. 3 timmar tycks närmast vara en europeisk ”standard” för leveranssäkerheten. I denna studie har vi inte utrett i detalj vilka konsekvenserna det får om ett land har en högre leveranssäkerhet än kringliggande länder. Man kan anta att om ett land väljer att ha en kapacitetsmarknad och kringliggande länder avstår kommer de som betalar för leveranssäkerheten i ett land med en kapacitetsmarknad i viss utsträckning att också betala för leveranssäkerheten i kringliggande länder. Detta blir också en logisk konsekvens om länderna har olika hårda krav som grund för sin kapacitetsmarknad. Möjligen behöver detta utredas vidare i det svenska fallet då Sveriges norm på en timme kommer att avvika från flera grannländernas något lägre krav.

En spekulering är att ceteris paribus kan den avvikande tillförlitlighetsnormen påverka kommissionens beslut om att tillåta en kapacitetsmarknad för svenskt vidkommande. Det kan i så fall vara viktigt att kunna motivera varför man vill ha en strängare norm än övriga EU. Möjligen kan detta tala för en strategisk reserv som är ett mindre ingrepp på marknaden.

Ett av överväganden som bör ske innan en kapacitetsmekanism införs är de gränsöverskridande välfärdseffekterna (vem betalar för leveranssäkerhet och var) och den eventuella undanträngningen av annan kraftproduktion som kan ske om ett land inför en kapacitetsmekanism. På en väl integrerad marknad som den nordiska bör dessa konsekvenser utredas. Med tanke på de välfärdskonsekvenser som det innebär att införa en kapacitetsmekanism om inte grannländerna gör det, det vill säga ett kundkollektiv kommer att i princip betala för leveranssäkerheten i ett annat land, bör en mer omfattande konsekvensutredning av konsekvenserna om bara Sverige i Norden väljer att återreglera elmarknaden.

## Risikfördelning

Anledningar som lyfts i Italien till varför en kapacitetsmekanism behövs är att Italien liksom Sverige är indelat i elområden (även om elområdesindelning i sig inte behöver innebära resurstillräcklighetsproblem utan snarare ska ge incitament till att elanvändning och elproduktion lokaliseras korrekt utifrån nätbegränsningar) och den delvis avreglerade marknaden.<sup>42</sup> Innan avregleringen var koordinering mellan nät, produktion och elanvändning större. Idag finns en lokaliseringsrisk där elanvändning och produktion inte alltid matchar och där det dessutom kan uppstå överföringsbegränsningar som försvårar överföring av el till användaren. Därför argumenterar italienska beslutsfattare för att det är rimligt att staten står för en del av denna lokaliseringsrisk och att risken inte fullt ut läggs på produktionen eftersom det är staten som på effektivaste sätt kan hantera risken på systemnivå. I Sverige finns också skäl att beakta hur elområdesöversynen förändrar förutsättningarna för aktörer.

En annan faktor som enligt Italien kan tala för att en kapacitetsmekanism kan vara fördelaktig är den risk som uppstår i energiomställningen när ny fossilfri kraft ska komma in på marknaden och traditionell fossilbaserad kraft ska fasas ut. Italien lyfter att en kapacitetsmekanism kan vara en möjliggörare för en ”mjuk exit” för fossilbaserad kraft i stället för att den fort blir olönsam och försvinner från marknaden och därmed äventyrar drift- och leveranssäkerhet.

<sup>42</sup> Italien har fortfarande en stor andel kunder med reglerade priser i någon form.

En mjuk exit kan beskrivas som en centralplanerad ordnad stängning av kraftverk, och att ny fossilfri produktion kommer in i den takt som den beräknas behövas. Motsatsen till detta vore hög prisvolatilitet och perioder med "för" höga eller "för" låga priser då utbudet inte är anpassat till efterfrågan. Motsvarigheten till mjuk exit i det svenska fallet är Svenska kraftnäts önskan att kapacitetsmekanismen ska bidra till att utbud och efterfrågan utvecklas i samma takt så att ovanstående perioder med knapphetspriser skilda från långsiktigt optimum kan minimeras eller helt undvikas.

Med en mjuk exit hinner ny teknik etablera sig på marknaden utan att riskera systemotillräcklighet. Just förmågan att klara övergången i energiomställningen lyfts som en risk som kan behöva fördelas mellan stat och produktion.

## Politiska drivkrafter

Investerare behöver långsiktiga spelregler för att investera. Osäkra politiska spelregler och prognoser om sjunkande eller volatila elpriser gör det svårt för ny produktion med höga kapitalkostnader.

Vår studie pekar ut två drivkrafter som kan få politiker att ingripa för att undvika en politisk diskussion om elmarknaden. Om det blir många strömavbrott, eller en storstörning kan politikerna komma att hållas ansvariga. För att undvika detta finns det ofta ett tryck från politiskt håll att se till att det finns tillräckligt med inhemsk kapacitet i kraftsystemet. Vår studie visar att detta tycks ha spelat roll i införandet av kapacitetsmekanismer, inte minst i Belgien. Det kan också finnas starka ideologiska drivkrafter för vissa produktionsmixar i kraftsystemet. Detta kan påverka viljan att från politiskt håll vilja ha olika typer av mekanismer för investeringar i kraftproduktion som då kan reflektera den politiska viljeinriktningen.

Vidare har de gångna vintrarna med periodvis höga elpriser visat att det tycks finnas en politisk nivå för vad som är ett acceptabelt elpris. Det intäktstak som implementerades har lärt investerare vilka prisnivåer de som högst kan räkna med den närmaste framtiden. Här kan man prata om att den europeiska energipolitiken på något plan skapat en politisk riskpremie, och därmed ett missing money-problematik på marginalen.

Osäkra politiska spelregler höjer risken framför allt för investeringar som ska uppnå lönsamhet på längre sikt. Detta kan ta sig uttryck på fler sätt, till exempel att investerarna vill få lönsamhet på kortare tid, eller att avkastningsräntan blir högre för att reflektera risken att regelverken förändras. För två kraftslag kan detta sägas ha spelat roll i närtid. Vi noterar att vi på intet sätt har analyserat denna fråga men vill bara med två praktiska exempel belysa när den politiska risken måste sägas ha ökat. När det gäller kärnkraft agerade den förra regeringen på ett sätt som tydligt visade att de inte ville ha investeringar i ny kärnkraft. Den nuvarande regeringen upphävde beslut som den förra regeringen fattat angående havsbaserad vindkraft. Oavsett om dessa regeringars beslut kan anses vara rätt eller fel kan vi med viss säkerhet konstatera att den politiska risken har ökat för dessa kraftslag. Ett sätt att minska den politiska risken är att på olika sätt garantera delar av finansieringen för dessa kraftslag.

Att införa en kapacitetsmekanism innebär en kontrollerad återgång till en reglerad marknad. Ingen av deltagarna i vår studie tror att det är lätt eller ens möjligt att återgå till en energy only-marknad när väl kapacitetsmekanismen är etablerad..



## En teknikneutral mekanism i praktiken

Svenska kraftnät utgår i sitt förslag från att mekanismen ska vara teknikneutral och baserar vissa argument för eller emot designval på att det övergripande målet är att ha en teknikneutral mekanism.

Dock vittnar flertalet intervjuobjekt om att teknikneutralitet inte är ett centralt fokus för deras kapacitetsmekanism. Tvärtom menar man ofta att olika mekanismer inriktas på ett visst kraftslag och är lämpliga för att åtgärda olika typer av problem i systemet. Det blir tydligt när man granskar vilka kraftslag som upphandlats i auktionerna i Italien, Belgien och Irland. Dessa tre länder har teoretiskt sett en teknikneutral mekanism, men trots det utgörs den stora majoriteten av deltagande kapacitet av gaskraftverk. Detta beror på det behov man har identifierat, som gett upphov till att kapacitetsmekanismen över huvud taget etablerades. Behovets karaktär medför ofrånkomligt vissa krav på de kraftslag som ska leverera produkten. Eftersom olika kraftslag har olika förmågor blir det i praktiken meningslöst att tala om teknikneutralitet. Auktionen är teknikneutral så till vida att inget speciellt teknikslag namnges eller utesluts, men i praktiken blir de aktuella *kapacitetsfaktorena*<sup>43</sup> avgörande för deltagande, eftersom de kan reducera effekten som får budas in till marknaden till en bråkdel av den installerade. Här kan man analogt med diskussionen om utländskt deltagande konstatera att i praktiken blir teknikneutralitet bara retorik. Våra resultat ger en fingervisning om det motsägelsefulla i att först tydligt definiera vilket behov man har som mekanismen ska fylla, och sedan designa mekanismen på ett luddigt sätt för att åstadkomma teknikneutralitet.

I de senare auktionerna för Italien har man börjat se ett ökat deltagande från batterilager, vilket är en indikation på att kapacitetsmarknaden även börjar bli intressant och möjlig att delta på för "nya" teknislösningar. Trots det uppgavs i våra intervjuer att det finns planer på att upprätta en separat mekanism enbart för batterilager. Sannolikt kommer detta förflytta batterikapacitet från tillförlitlighetsoptionerna till den nya marknaden. Även Storbritannien har flera skilda mekanismer som är specialdesignade för specifika kraftslag, såsom batterier, kärnkraft, gasturbiner samt sol och vind.

Resultat från vårt arbete indikerar att beroende på syfte och mål ser länderna det som bättre att ha olika stödmekanismer för olika teknikslag i stället för en lösning för alla. Om syftet är att öka leveranssäkerheten och det krävs produktion med gasturbinernas egenskaper, blir mekanismen inriktad på just det. Om samhället sedan har ett annat mål om att öka andelen vind- och solkraft så inför man separata stödmekanismer för det.

Det ska dock sägas att ju fler olika mekanismer för stöd av olika teknikslag som finns, desto längre riskerar kraftsystemet att förskjutas från ett samhällsekonomiskt optimum. Saknas ett tydligt marknadsmisslyckande som skulle ha rättats till av mekanismen kommer den i förlängningen att öka de samhällsekonomiska kostnaderna. Här har tidigare funnits en ganska omfattande diskussion om hur stöd till förnybar kraftproduktion urholkar effektiviteten i det europeiska utsläppshandelssystemet. Inom ramen för denna studie har vi dock inte haft möjligheten att mer på djupet undersöka effekterna av att ha många olika stödsystem på en marknad.

<sup>43</sup> En faktor som multipliceras med den installerade effekten av en resurs för att få fram hur stor effekt som kan budas in till marknaden. Ofta fastslås en faktor per produktionsslag inför auktionen. Faktorn reflekterar sannolikheten att resursen kan bidra i en bristsituation, alltså låg faktor för väderberoende produktion.

### **Påverkan på finansiell, inom dagen och balansmarknad**

Någon mer omfattande praktisk erfarenhet har inte kunnat observeras på den finansiella marknaden, inom dagen marknaden eller balansmarknaden. Ingen av de intervjuade länderna har haft dessa marknader i fokus. När de gäller balansmarknaderna däremot så finns det både i den Italiens och den Belgiska vissa krav om att tillgängligheten även gäller för balansering. I det Italienska fallet verkar ordningen vara att kapacitet som inte avropas på dagen-föremarknaden måste göras tillgänglig för balansering.

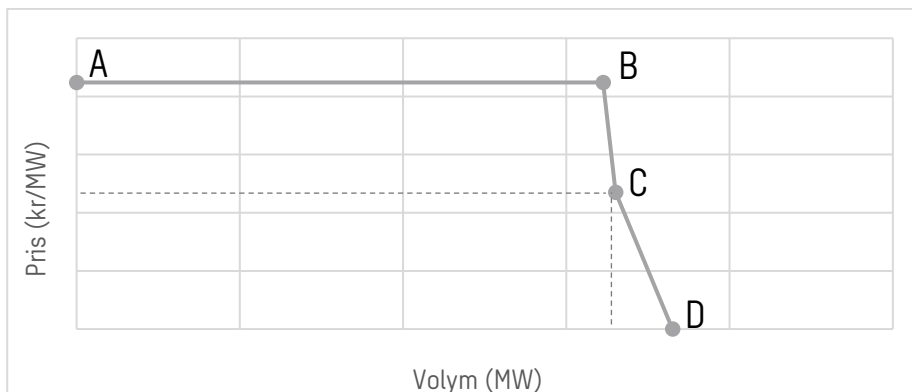
Beroende på vilken typ av kapacitet som tillkommer med hjälp av en kapacitetsmekanism så ur ett inom dagen och balanseringsperspektiv skulle ett införande kunna ha en positiv effekt på dessa marknader. Om mekanismen ökar andelen planerbar eller synkront ansluten kraft så borde det öka möjligheterna till att både justera obalanser på inom dagen och använda för balanseringssyften inom timmen.

## 8 Upphandling med prisberoende volymbehov

En metod för att fastställa hur mycket kapacitet som ska upphandlas i form av tillförlitlighetsoptioner, som teoretiskt kan kännas självklar, är att man fastställer analytiskt hur mycket kapacitet som systemet har behov för och sedan låter marknaden bestämma till vilket pris denna kapacitet kan erbjudas, i ett auktionsförfarande. På så sätt uppnås tillförlitlighetsnormen till lägsta möjliga kostnad. Denna metod bygger naturligtvis på att volymbehovet kan fastställas korrekt och kräver alltså noggrant förarbete för att inte fastställa felaktiga volymnivåer vilket i sin tur skulle leda till icke-optimala systemkostnader.

I teorin är volymberoende mekanismer bra för att överbrygga en eventuell brist vid snabba teknikskiften eller investeringscykler (Holmberg och Tangerås 2021), eftersom volymen som försvinner från marknaden kan uppskattas med relativt god säkerhet. I praktiken finns dock en stor risk för utövande av marknadsmakt med en volymberoende mekanism. Om volymen är fastställd på förhand och känd för aktörerna så finns risken att prissättningen påverkas. Dessutom är det fastställda behovet förknippat med osäkerheter i sig. Eftersom volymen som ska upphandlas är baserad på modelleringar av det framtida behovet så påverkas den av de många antaganden och förenklingar som en modellering innebär. Därför kan inte det fastställda volymbehovet tolkas som en absolut sanning.

För att mildra marknadsmakten sätts ofta ett pristak av den som ansvarar för upphandlingen som markerar vad en resurs maximalt får buda. Det har dock visat sig vara otillräckligt att endast definiera ett pristak. Därför har många kapacitetsmarknader tillämpat en efterfrågakurva som låter volymbehovet variera, vilket gör att det kan definieras som varken prisberoende eller volymberoende, utan något där emellan (Holmberg och Tangerås 2021). Ett exempel på en sådan efterfrågakurva ses i Figur 11. Generisk efterfrågakurva, där A korsar y-axeln vid pristaket, vid B upphandlas kapacitet så att tillförlitlighetsnormen underskrids, C är den kapacitet och det pris där exakt den kapacitet som krävs för att möta tillförlitlighetsnormen och D är den upphandlade volym som ger noll LOLE., där volymbehovet varierar mellan B och D. Att formulera en sådan kurva kräver en uppskattning av värdet av kapaciteten enligt konsumenterna, vilket är komplext. En helt volymberoende upphandling skulle innebära en vertikal efterfrågakurva i stället för kurvan i Figur 11, vilket tydligt visar risken för volatila priser.



Figur 11. Generisk efterfrågakurva, där A korsar y-axeln vid pristaket, vid B upphandlas kapacitet så att tillförlitlighetsnormen underskrids, C är den kapacitet och det pris där exakt den kapacitet som krävs för att möta tillförlitlighetsnormen och D är den upphandlade volym som ger noll LOLE.

Svenska kraftnät skriver i sin rapport att kapacitetmarknader kan förväntas karaktäriseras av knapphet, vilket gör dem extra utsatta för utövande av marknadsmakt (Svenska kraftnät 2023). Detta gör att en volymbaserad upphandling är riskabel, eftersom man inte kan kontrollera kostnaden på samma sätt som i en prisberoende upphandling. Svenska kraftnät hänvisar i sin rapport till marknader i USA, där en upphandling med volymberoende kapacitet skapade problem med marknadsmakt och prisvolatilitet, vilket gjorde att man senare gick över till en prisberoende upphandling. Även om marknadsmakten kan minska om man frångår volymbaserad upphandling så visar de praktiska erfarenheterna som har fångats upp i denna utredning på att det är svårt att helt undvika problematiken.

Utöver att marknadsmakt till viss del kan hanteras bättre med en konstruerad lutande efterfrågakurva, tar en sådan också bättre hänsyn till att prognosfelet minskar ju närmre drift auktionen sker. Samtliga länder med tillförlitlighetsoptioner har en första auktion Y-4, där de upphandlar kapacitet enligt resurstillräcklighetsbedömningar för driftåret. Närmre driftåret kan fel i prognosen avgöras med större säkerhet, varför man har instiftat kompletterande auktioner Y-1, där en mindre mängd upphandlas. Osäkerheten förknippat med prognosen om behov fyra år framåt i tiden gör att det i praktiken, kan vara lämpligt att upphandla något mer än behovet om det är billigt, och mindre än målet om det blir dyrare, eftersom det upphandlade behovet kan komma att justeras i Y-1. I Italien och SEM används en lutande efterfrågakurva även i Y-1, men i den belgiska auktionen Y-1 använder man en vertikal efterfrågakurva i Y-1<sup>44</sup>. Det beror sannolikt på att man har en bättre uppfattning om behovet i det skedet vilket gör att det inte är befogat att upphandla mer eller mindre.

Det är viktigt att efterfrågakurvan konstrueras på ett transparent sätt och distribueras till samtliga aktörer. Vanligtvis publiceras den tillsammans med övrigt informationsutskick till aktörerna inför varje auktion.

Vissa länder använder dock andra metoder för att fastställa kapacitetsbehovet. Till exempel använder vissa marknader i USA topplastbehovet plus någon marginal. I Frankrike, som har en decentraliserad kapacitetsmarknad, fastställs

<sup>44</sup> Simoglou, C. K., & Biskas, P. N. (2023). Capacity Mechanisms in Europe and the US: A Comparative Analysis and a Real-Life Application for Greece. *Energies*, 16(2), 982., Hancher, L., De Hauteclocque, A., Huhta, K., & Sadowska, M. (Eds.). (2022). *Capacity mechanisms in the EU energy markets: law, policy, and economics*. Oxford University Press.

både utbudet och behovet av kapacitet genom analys av specifika kunders produktion eller konsumtion under vissa specifika dagar, så kallade PP1 och PP2-dagar. Tyskland, med sin riktade mekanism, har bestämt en fast kapacitet.

## 8.1 Kapacitetsfaktorn

När volymbehovet har fastställts handlar man sedan upp kapaciteten på marknaden. På grund av olika faktorer som påverkar en resurs förmåga att leverera, såsom väder, planerade eller oplanerade produktionsstopp, kan elmarknadens resurser inte alltid förväntas vara tillgängliga. Eftersom det är omöjligt att förutspå om en resurs helt säkert kommer vara tillgänglig eller inte, finns en risk att upphandlade volymer inte räcker när en briststimme väl uppstår. Detta har man löst genom att ta fram *kapacitetsfaktorer* för olika typer av deltagande resurser på kapacitetsmarknaderna. Kapacitetsfaktorn (eng. *derrating factor*) är ett värde mellan 0 – 1 som beskriver hur stor del av den installerade kapaciteten som statistiskt bör vara tillgänglig i en bristsituation. En kapacitetsfaktor gäller för alla resurser av ett visst produktionslag, alltså var sin faktor för gasturbiner, kärnkraft, vindkraft, batterilager, och så vidare.

För planerbar kraft är kapacitetsfaktorn teoretiskt 100 % minus sannolikheten för oförutsedda avbrott, vilket innebär en hög faktor (ofta >90 %). För väderberoende kraftslag eller efterfrågefleksibilitet är risken större att resursen inte finns tillgänglig och kan bidra i en bristsituation, vilket gör att dessa resurser får lägre kapacitetsfaktorer.

Genom att multiplicera den kapacitet som bjuds till marknaden med den kapacitetsfaktorn som gäller för respektive teknikslag erhålls den nettokapacitet som resursen tillåts delta på marknaden med. När man talar om ett volymbehov på en kapacitetsmarknad eller volym av deltagande resurser är det oftast nettokapaciteten som avses, och det är även nettokapaciteten som intäkter till den deltagande resursen baseras på. Genom att upphandla volym på detta sätt säkerställer man alltså att de upphandlade volymerna statistiskt sett tillsammans kommer att bidra med tillräcklig kapacitet i en bristsituation.

I samtliga undersökta länder med en marknadsomfattande kapacitetsmekanism appliceras kapacitetsfaktorn i auktionerna. Kapacitetsfaktorerna erhålls ofta genom kraftsystemmodellering, baserat på historiska produktionsdata och probabilistisk analys. Faktorerna uppdateras regelbundet, ofta årligen eller i samband med varje auktion och publiceras för aktörerna att ta del av inför auktionen. Eftersom kapacitetsfaktorn påverkar vilka intäkter som respektive kraftslag kan få har de stor inverkan på vilka slags resurser som deltar.

## 9 CfD, riktad eller marknadsomfattande kapacitetsmekanism?

Valet mellan dessa tre verktyg kräver att det behov som uppfylls först nog definieras. En strategisk reserv kan vara ett kostnadseffektivt sätt att möta en tillförlitlighetsnorm utan att ha allt för stor inverkan på marknaden. Krävs det investeringar i ny planerbar kraftproduktion och prisbildning enligt energy only-modellen inte ger tillräckliga signaler för nyinvestering samtidigt som prognosen för tillförlitlighetsnormen övertid försämrats, kan möjliga lösningar både vara en marknadsomfattande kapacitetsmekanism i form av tillförlitlighetsoptioner alternativt CfD:er. Det finns även andra riktade och marknadsomfattande mekanismer men dessa har ej varit fokus i detta arbete och diskuteras ej vidare i denna rapport. Nedan följer en redogörelse för de tre verktygen strategisk reserv, tillförlitlighetsoptioner och CfD:er. Kapitlet avslutas med en jämförelse mellan de tre verktygen och utgår då utifrån de två behoven att säkra tillförlitlighetsnormen eller ge incitament till nyinvesteringar i elproduktion.

### 9.1 Strategisk reserv

En strategisk reserv kan vara ändamålsenlig om bristen är begränsad, både sett till volym och antal timmar, och förväntningen är att marknaden på sikt kommer att lösa tillräcklighetsproblematiken genom nyinvesteringar och effektiviseringsåtgärder. En riktad kapacitetsmekanism så som en strategisk reserv bidrar inte i nuvarande utformning till nyinvesteringar i planerbar elproduktion, men håller produktionsresurser som sällan används vid liv. I tidigare lagrum för den strategiska reserven kunde den användas som en del i prisbildningen på dagen före-marknaden om risk för avkortning uppstod (utbud och efterfrågan kunde ej mötas). Denna möjlighet togs bort i och med den nya EU-förordningen om den inre marknaden för el<sup>45</sup>.

I dagens svenska strategiska reserv ingår enbart elproduktion men det finns inget förbud i lagstiftningen i att även inkludera förbrukningsreduktion i den strategiska reserven. Det finns dock flertalet utmaningar med att utforma en strategisk reserv så att den även passar för förbrukningsreduktion. Den kanske svåraste utmaningen gäller det krav som finns på en strategisk reserv om att ingående resurser inte får delta på någon annan marknad och hur förbrukningsreduktion enligt det kravet ska kunna delta. Till exempel, skulle det vara tillåtet att reagera på prissignaler på marknaden eller är det krav att

<sup>45</sup> Förordning (EU) 2019/943

fortsätta förbruka om inte den strategiska reserven aktiveras? En annan försvårande omständighet med avtala om förbrukningsreduktion på längre kontrakt består i resursägarens svårigheter i att på längre sikt avgöra hur mycket flexibilitet de på förhand kan bidra med. Förbrukningsreduktion har ofta en förbrukning som varierar över tid och hur bestäms då på förväg och under en längre period den effekt som kan avtals om. Både dessa utmaningar gör det i praktiken svårt att handla upp förbrukning i en strategisk reserv. Svårigheten att på förhand avgöra bidraget från förbrukningsflexibilitet föreligger även vid införandet av en marknadsomfattande kapacitetsmekanism.

## Strategisk reserv i Sverige

De regler som i dagsläget gäller för dagens strategiska reserv i Sverige är inte förenlig med det gällande EU-regelverket. Om den strategiska reserven ska förlängas efter att den går ut 2025 krävs vissa förändringar i utformningen för att bli kompatibel med gällande lagstiftning. De förändringar som krävs handlar om att ta bort prioritet på förbrukningsminskning som finns i nuvarande utformning, förlänga lagen om effektreserv som nu löper ut 2025, Fastställa vilken volym som maximalt får upphandlas, ansöka om godkännande av undantag från statsstödsreglerna och ansöka om godkännande av en ny kapacitetsmekanism hos EU-kommissionen. I regeringsuppdraget för att stärka försörjningstryggheten i energisektorn<sup>46</sup> diskuterar Svenska kraftnät vilka åtgärder som skulle krävas för att kunna använda en strategisk reserv som övergångslösning från 2025 fram till dessa att en marknadsomfattande kapacitetsmekanism kan vara på plats<sup>47</sup>. Att införa en kapacitetsmekanism bedöms ta 5–8 år att genomföra och en övergångslösning med en strategisk reserv ses därför behövas fram till 2032 som längst.

## Finland och Tyskland i praktiken

Det förändrade lagrummet för en strategisk reserv som förhindrar att den används i dagen-före-marknaden om risk för avkortning uppstår framhålls som en nackdel i Finland. Argumentationen handlar om att de nya reglerna innebär ett försämrat kundskydd mot risk för avkortning, i form av ökad risk för förbrukningsfrånkoppling. Finska marknadsaktörer är kritiska till det nya regelverket som en strategisk reserv nu gäller under. De anser att den är ineffektiv med ett för högt aktiveringspris<sup>48</sup> och utan att kunna bidra till resurstillräckligheten på dagen före marknaden. De anser att den borde kunna användas mer flexibelt, exempelvis vid större störningar för att undvika strömavbrott. Aktörerna föredrog den tidigare ordningen där aktivering av en strategisk reserv kunde bidra till tillräcklighet på dagen före marknaden<sup>49</sup>. Att den aktiveras till maxpris gör att kostnaden för obalanser vid aktivering kan bli väldigt höga och leda till utslagning av framför allt mindre aktörer på marknaden. Trots det försämrade kundskyddet har man i Finland förhandlad fram och fått godkänt av EU-kommissionen för en strategisk reserv enligt den nya EU-förordningen.

Dock har ingen kapacitet handlats upp enligt de nya reglerna och för kommande vintern är bedömningen att ingen extra volym behöver upphandlas för att täcka topplasttimmarna. I Finlands strategiska reserv finns även krav om

<sup>46</sup> Svenska kraftnät. 2023. *Utvidgning av effektreserven*. [Länk](#).

<sup>47</sup> Om beslut tas att gå den vägen

<sup>48</sup> Maxpris på balansmarknaden om 10 000 EUR/MWh

<sup>49</sup> Inhämtat och tolkat från Fingrids konsultationssvar på rapporten "Assessment of future capacity solutions to ensure resource adequacy in the Finnish electricity market" (June 2023)

att avtalen inte får vara längre än 1 år vilken gör det oattraktivt för resurser att delta i en upphandling. För att resurser som ligger i malpåse ska vilja delta i en strategisk reserv krävs längre avtal än 1 år, eftersom resursägaren behöver längre planeringshorisont för att göra det lönt. Finland genomförde en upphandling i enlighet med de nya reglerna för vintern 2022/2023 men avbröt upphandlingen eftersom endast ett bud inkom med en felaktig kostnadspost för balanseringsrisk. Trolig orsak till att kostnadsposten inkluderades i anbudet var för att enligt de nya reglerna hade en missad aktivering inneburit höga obalanskostnader för resursen och med ett åldrande kraftverk såg resursägaren risken som stor att det kunde ske. Enligt de nya finska reglerna gäller att vid aktivering av den strategiska reserven sätts obalanspriset på marknaden till maxpriset som är 10000 EUR/MWh vilket även träffar ingående resurser i den strategiska reserven vid missad start. Den resurs som ej blev upphandlad i den strategiska reserven har nu i stället ingått ett avtal med The Finnish National Emergency Supply Agency för att säkra försörjningstryggheten i krissituationer.

Även i Tyskland finns en strategisk reserv och där får resurserna efter att reservkontrakten gått ut inte återgå till att delta på någon marknad men får finnas kvar i produktionsmixen som en form av nätreserv för stöttning utifrån transmissionsnätoperatörens behov. Att resurser som kontrakterats i en strategisk reserv inte tillåts återgå till marknaden är inget som tydligt framgår i EU-förordningen utan kan anses som en tolkning som endast gäller i Tyskland.

## 9.2 Tillförlitlighetsoptioner och CfD:er

Jämfört med en riktad kapacitetsmekanism ger både CfD:er och en marknadsomfattande mekanism incitament till nyinvestering. Utformningen av en kapacitetsmekanism och CfD:er avgör dock vad som investeras i.

För tillförlitlighetsoptioner är analyser om resurstillräcklighet avgörande för hur stor volym som kommer att upphandlas upp och en dåligt utformad mekanism kan leda till både felinvesteringar och överinvesteringar i produktionskapacitet.

**Felinvesteringar** kan ske i form av att utsläpps- och miljömål inte uppnås eller att situationen försämras gentemot nuvarande produktionsmix.

**Överinvesteringar** kan ske i form av att mekanismen kontrakterar mer kapacitet än det framtida behovet eftersom det är svårt att bedöma vad som är tillräckligt med volym i ett framtida scenario med mer förnybart och en potentiellt ökande andel ny teknik för flexibilitet.

Den grundläggande skillnaden i hur CfD:er och tillförlitlighetsoptioner används för att ge incitament till nyinvesteringar ligger i vilken utmaningen den som upphandlar är ute efter att lösa. Utifrån de svar vi fått vid intervjuerna används CfD:er generellt som ett verktyg för att ge incitament till nyinvestering i förnybar elproduktion så som sol, vind och i USA och Storbritannien även för investering i kärnkraft. Medan tillförlitlighetsoptioner använts i första hand för att ge incitament till investering i kapacitet som ska finnas tillgänglig i bristsituationer.

Den grundläggande frågan i valet av verktyg är om behovet är topplasteffekt några få timmar eller om det är under många timmar. Tillförlitlighetsoptionen innebär att kraftverket får betalt för tillgänglighet. Detta innebär att produktionsslag som har höga rörliga kostnader, vars produktion framför allt krävs ett fåtal timmar med fördel upphandlas med en tillförlitlighetsoption. Om man å andra sidan vill ha produktion som mer bidrar till stabil/kontinuerligt



produktion så ger CfD:er en garanterad intäkt för de timmar en resurs väljer att producera, vilket är ett incitament att producera så ofta och mycket som möjligt.

Det enklaste sättet att förstå detta på är att om vi skulle ha en CfD för att få in gasproduktion skulle det behövas ha ett högt lösenpris för att täcka gaskraftverkets rörliga kostnader. Den rörliga kostnaden för gas är också en stor andel av kraftverkets totala kostnader varför också volatiliteten i gaspriset blir en del av hur lösenpriset måste konstrueras. Om vi å andra sidan antar att vi med en CfD vill ha mer av havsbaserad vindkraft eller kärnkraft där kapitalkostnaderna är stora men de rörliga kostnaderna låga, så krävs ett lägre lösenpris för att de ska vilja delta på marknaden.

Huruvida CfD:er eller en marknadsomfattande kapacitetsmekanism i form av tillförlitlighetsoptioner är tillräckligt eller om det ena är bättre lämpat än det andra beror således på vad det är man med införandet av det ena eller det andra verktyget vill uppnå. Gemensamt för de länder i Europa som intervjuats (undantaget Polen<sup>50</sup>) och som inför kapacitetsmekanismer är att de står inför en utmaning i energiomställningen i form av *utfasning av fossil elproduktion*, främst kolkraft, och infasning av stora mängder förnybar elproduktion. När kolberoendet ska minska behövs dels elproduktion som ersätter som baskraft, här fyller förnybara kraftslag en funktion i att bidra med energivolym, dels elproduktion som kan hantera de bristsituationer som uppstår när den förnybara kraften inte kan producera på grund av ogynnsamma väderförhållanden eller vid tillfällen när elbehovet är som störst. Det senare har i alla fokusländerna för denna studie handlat om att införa gasturbiner och i mindre utsträckning olika typer av energilagring.

Storbritannien beskriver själva införandet av kapacitetsmekanismer som en framgång. I Storbritannien används CfD:er som lösning för nyinvestering i de förnybara kraftslagen sol och vind<sup>51, 52</sup> eftersom man identifierat ett missing money-problem när det gäller nyinvestering i storskalig förnybar elproduktion. Sedan använder de sig av tillförlitlighetsobligationer<sup>53</sup> för att säkerställa resurstillräckligheten i bristsituationer. Det kraftslag som till stor del återfinns i obligationsauktionerna är gaskraft som för europeiska länder med tillgång till mindre mängder vattenkraft är det huvudsakliga kraftslaget för att säkerställa resurstillräckligheten i energiomställningen.

I en svensk kontext så är utmaningen i energiomställningen inte att kol ska fasas ut. Den svenska produktionsmixen har jämfört med de kontinentala länderna ett bättre utgångsläge vad det gäller mål om fossilfri produktion och är i stort sett redan idag fritt från fossilbaserad elproduktion. Däremot står Sverige inför samma utmaningar vad det gäller resurstillräcklighet i vissa kraftsystemlägen som en växande andel väderberoende elproduktion innebär. Om prognoserna om framtidens elektrifierade samhälle är riktiga så har vi också ett markant ökat elbehov.

<sup>50</sup> För Polens del handlar införandet av en kapacitetsmekanism mer om att bevara kolkraftverk snarare än att fasa ut och ersätta med förnybar kraft.

<sup>51</sup> Department for Energy Security & Net Zero. 2023. *Capacity Market 2023 Consultation: Government response*. [Länk](#).

<sup>52</sup> CfD:er användes tidigare för investering i kärnkraft men man har nu övergått till RAB för kärnkraften då CfD inte bedömdes som lämpligt

<sup>53</sup> I Storbritannien används till skillnad från Irland, Italien och Belgien obligationer i stället för optioner. Detta innebär att TSO:n utlyser ett *stress event*, vilket kräver aktivering av deltagande resurser

Svenska kraftnäts behov av att skapa förutsättningar för att även kunna hantera tillfällen i en framtid då den väderberoende produktion inte levererar tillräckligt för att täcka resurstillräckligheten vid bristsituationer är således inte unikt. Det är väl beskrivet i litteraturen att ett kraftsystem med hög andel förnybar elproduktion i form av vind och sol också behöver planerbar elproduktion och möjlighet till flexibilitet för att klarar av tillfällen då den förnybara kraften på grund av väderförhållanden inte kan leverera den el som behövs.<sup>54</sup>

Både CfD:er och tillförlitlighetsoptioner ger incitament till investering i elproduktion, CfD:er ger dock i sin utformning inte något incitament till tillgänglighet vid bristsituation så som tillförlitlighetsoptioner gör där ett lösenpris sätts för när upphandlad kapacitet ska leverera. Dock beroende på hur CfD:erna utformas och vilka kraftslag som inkluderas i lösningen kan även CfD:er bidra till att öka resurstillräckligheten i bristsituationer.

En risk som finns med införandet av både tillförlitlighetsoptioner och CfD:er som i sammanhanget bör lyftas är risken för undanträngningseffekter som kan uppstå på marknaden. Om dyrare kraftslag kommer in på marknaden med hjälp av stöd kan investering i billigare kraftslag som klarar sig utan stöd utebli eller försenas. Undanträngningseffekter som kan leda till ytterligare verktyg behövs för att ge incitament till de kraftslag som behövs för ett balanserat elsystem och för att uppnå uppsatta klimatmål.

## 9.3 Jämförelse av verktyg

Nedan följer sammanfattningar av de för och nackdelar som finns med de olika verktygen. Sammanfattningen har delats upp i två tabeller för att särskilja på det behov man vill lösa och huruvida ett specifikt verktyg förhåller sig till det behovet. Tabell 7 jämför verktygen utifrån att kapacitet behövs för att klarar effektillräckligheten vid bristsituationer medan Tabell 8 jämför verktygen utifrån behovet att ge incitament till nyinvesteringar. Det bör även uppmärksammas att dessa två behov är separata, vilket gör att de inte säkert kan eller bör hanteras av ett och samma verktyg. I praktiken är det oftast inte en av de två behoven man vill säkerställa utan oftast en mix av de två där det ena eller andra behovet väger tyngre.

Tabell 7 För och nackdelar i att säkerställa effektillräcklighet i bristsituation

	Fördelar	Nackdelar
Strategisk reserv	<p>Möjlighet till mjuk exit i energiomställningen för elproduktion som är utanför marknaden men under en övergångsperiod kan behövas i bristsituation</p> <p>Ingen marknadspåverkan på dagen-före-marknaden i och med att reserven ej tillåts delta på andra marknader under kontraktstid</p> <p>Lägre systemkostnad jämfört med tillförlitlighetsoptioner i och med att endast volym för att täcka topplasttimmar handlas upp</p>	<p>Ger inte incitament till nyinvesteringar i tillförlitlig elproduktion med få drifttimmar (hög rörlig kostnad)</p> <p>Resurser som en handlas upp i en strategisk reserv kan ej delta på marknaden</p>

<sup>54</sup> Hans Henrik Lindboe et. al. 2016. *Regional Electricity Market Design*. TemaNord 2016:540 [Länk](#).

	Lätt att avsluta om behovet av reserv avtar/försvinner	
Tillförlitlighetoptioner	<p>Prisdämpande i <i>teorin</i> vilket bidrar till konsumentskydd mot höga elpriser</p> <p>Ger incitament till nyinvesteringar</p> <p>Rätt utformad kan instrumentet bidra till både effekttillräcklighet och planerbar elproduktion</p> <p>Anses av grannländer som en fördel om resurstillräckligheten ökar i en region</p>	<p>Komplicerad process för införande, stor administrativ process för underhåll</p> <p>Risk för överinvesteringar och risk för "felinvesteringar" om underlagen som avgör volymerna är fel. Här kan man säga att det blir ett centralplaneringens dilemma. Kan den som ansvarar för planeringen ha lika mycket eller mer/bättre information än en marknad.</p> <p>Högre systemkostnad jmf. med strategisk reserv eftersom hela effektbehovet räknat på topplast handlas upp</p> <p>Svår att avsluta när mekanismen väl är införd</p>
CfD	-	Ger ej incitament att finnas tillgänglig i bristsituationer

Tabell 8 För och nackdelar i att ge incitament till investering i ny planerbar elproduktion

	Fördelar	Nackdelar
Strategisk reserv	<p>Bevarar energy-onlymodellen som incitament för nyinvesteringar</p> <p>Lätt att avsluta om den inte behövs</p>	<p>Inga ytterligare incitament till nyinvesteringar om energy-onlymodellen inte är tillräcklig</p>
Tillförlitlighetoptioner	<p>Prisdämpande i teorin vilket kan bidra till konsumentskydd mot höga elpriser (dock verkar detta i praktiken inte stämma utifrån den erfarenhet som inhämtats i detta projekt.)</p> <p>Rätt utformad kan instrumentet bidra till både effekttillräcklighet och planerbar elproduktion</p> <p>Ger incitament till mer effekt i kraftsystemet</p>	<p>Komplicerad process för införande, stor administrativ process för underhåll och svår att avsluta när mekanismen väl är införd</p> <p>Risk för överinvesteringar och risk för "felinvesteringar" om dåligt utformad</p> <p>Krav om tillgänglighet i bristsituationer försvårar för förnybar elproduktion så som vind och sol att delta</p> <p>Svår för förbrukningsreduktion att delta</p> <p>Högre systemkostnad när <i>energy-only modellen</i> frångås</p>
CfD	Prisdämpande i teorin vilket kan bidra till konsumentskydd mot höga elpriser	<p>Ger ej incitament till tillgänglighet vid bristsituationer</p> <p>Stora osäkerheter i framtida elprisnivåer innebär svårigheter</p>

Enklare process att införa än tillförlitlighetsoptioner	att fastställa vilka prisnivåer som ska gälla i kontraktet
Lättare för alla typer av kraftproduktion att delta	
Möjliggör nyinvesteringar i kraftslag som annars inte hade skett på grund av missing money	
Ger incitament till produktion så ofta och mycket som möjligt	

Den strategiska reserven är inte avsedd att bidra till omfattande investeringar i ny elproduktion. Jämförelsen i Tabell 8 om incitament till nyinvesteringar blir således både intuitiv och elementär. Den kanske mest grundläggande frågan, den om det krävs en central planering för en kraftig utbyggnad av kraftsystemet är implicit i jämförelsen. Krävs en mekanism för att få till nya investeringar tycks en kapacitetsmekanism eller CfD:er vara att föredra framför en strategisk reserv.

Huruvida tillförlitlighetsoptioner eller CfD:er är det bästa valet faller dock tillbaka på diskussionen som fördes inledningsvis i rapporten (avsnitt 4.2) om Sveriges olika behov utifrån den geografiska skillnaden i produktionsmix, överföringsbegränsningar och möjlighet att flytta produktion i tid. Består behovet nyinvestering i effekt för att klara bristsituationer som sällan uppstår ger tillförlitlighetsoptioner en bättre styrning medan om behovet är mer basproduktion i kraftsystemet för att klarar en kraftigt ökad elanvändning ger CfD:er en bättre styrning. Om man beslutar om att införa ett eller flera verktyg är det viktigt även om verktygen enligt lagstiftning och i teorin ska vara teknikneutrala att man har en klar bild över vilka kraftslag man behöver i kraftsystemet och varför. Irland, Italien och Belgien ger med sina tillförlitlighetsoptioner främst incitament till ny gaskraft som en ersättning för befintlig kol och olja. Storbritannien vill med sina CfD:er främst ge incitament till havsbaserad vindkraft<sup>55</sup>. Tyskland däremot har valt en helt annan väg med bland annat en strategisk reserv för att säkerställa reserver som helt står utanför marknaden.

<sup>55</sup> Storbritannien har även använt CfD:er för investering i ny kärnkraft, ett stöd som de nu övergett för annat verktyg (RAB) i nästföljande reaktorinvestering

## 10 Vidare arbete

Några delar som utifrån detta arbete skulle var intressant att utreda vidare och fördjupa sig i är följande:

1. Påverkan på behovet av en kapacitetsmekanism utifrån den senast händelseutvecklingen som presenteras i avsnitt 4.3.1.
2. Hur ser kundsidan i form av större elanvändare på ett behov av en kapacitetsmekanism. Om åtgärd krävs för att säkerställa leveranssäkerhet och kostnaden läggs på elanvändarna vad ser de då som den föredragna lösningen, marknadsomfattande kapacitetsmekanism, investering i egen reservkraft, bidra mer till flex och energieffektivisering, eller ser de heller en lösning med sänkt nätanslutningskostnad och där de räknar in risken med lägre tillgänglighet i sina elleveranser
3. En fördjupad analys i hur olika mekanismer samspelar och motverkar varandra, finns det en optimal kombination.
4. Gränsöverskridande påverkan och möjlighet till regionala mekanismer i stället för nationella och vilken påverkan får länders olika tillförlitlighetsnorm på leveranssäkerheten och beslut om att införa kapacitetsmekanismer

Together with our clients and the collective knowledge of our 18,500 architects, engineers and other specialists, we co-create solutions that address urbanisation, capture the power of digitalisation, and make our societies more sustainable.

Sweco – Transforming society together