

En teknikneutral  
elmarknad  
– med en effektiv  
elmarknadsdesign  
och nättariffstruktur

---

*Pär Holmberg*  
*Thomas P. Tangerås*

En teknikneutral elmarknad  
– med en effektiv elmarknadsdesign  
och nättariffstruktur



En teknikneutral  
elmarknad  
– med en effektiv  
elmarknadsdesign  
och nättariffstruktur

---

*Pär Holmberg*  
*Thomas P. Tangerås*

SNS Förlag  
Box 5629, 114 86 Stockholm  
Telefon: 08-50702500  
info@sns.se www.sns.se

SNS – Studieförbundet Näringsliv och Samhälle – är en oberoende ideell förening som genom forskning, möten och utbildning bidrar till att ledande beslutsfattare i näringsliv, politik och offentlig förvaltning kan fatta välgrundade beslut baserade på vetenskap och saklig analys. 280 ledande företag, myndigheter och organisationer är medlemmar i SNS.

*En teknikneutral elmarknad  
– med en effektiv elmarknadsdesign  
och nättarifstruktur*  
Pär Holmberg och Thomas P.  
Tangerås  
© 2023 Författarna och SNS Förlag  
Tryck: Books on Demand, Tyskland  
ISBN 978-91-89754-20-1

## INNEHÅLL

Förord	7
Sammanfattning	9
1. Inledning	15
2. Utmaningar i Sveriges kraftsystem	18
3. Tekniska förutsättningar i produktion och förbrukning	28
4. En teknikneutral elmarknad	36
5. Avslutning	67
Referenser	71



# Förord

Den pågående klimat- och energiomställningen ställer befintliga energisystem och elmarknader inför en rad utmaningar. I denna rapport redogörs för hur elmarknaden och nättariffer kan utformas mer teknikneutralt, och därmed bidra till att kostnader för nödvändiga investeringar inte blir onödigt stora.

Författarna Pär Holmberg och Thomas Tangerås är båda docenter i nationalekonomi och verksamma inom forskningsprogrammet Hållbar energiomställning vid Institutet för Näringslivsforskning (IFN).

Rapporten är en del i SNS treåriga forskningsprojekt »Framtidens energisystem«. Projektets övergripande syfte är belysa hur framtidens energisystem bör utformas för att möta de krav som klimatmålen ställer och samtidigt ge en trygg energiförsörjning.

Forskningsprojektet kan genomföras tack vare bidrag från den referensgrupp som följer projektet. I gruppen ingår E.ON, Ellevio, Energimarknadsinspektionen, Energimyndigheten, Fastighetsägarna, Finansdepartementet, Fortum, Göteborg Energi, Holmen, Infrastrukturdepartementet, Installatörsföretagen, Krafringen, Lantmännen, Miljödepartementet, Naturskyddsföreningen, Piteå kommun, SCA, Scania, Skandia, SSAB, Stockholm Exergi, Svenska kraftnät, Trafikverket, Uniper och Vattenfall. Robert Lundmark, professor i nationalekonomi vid Luleå universitet, är SNS vetenskapliga råds representant i referensgruppen, och Jonas Eliasson, representant för Trafikverket, är gruppens ordförande.

Lars Nordström, professor i elkraftteknik vid KTH, har vid ett akademiskt seminarium kommenterat och lämnat konstruktiva synpunkter på ett utkast till rapporten.



SNS tackar alla ovan nämnda för värdefulla och konstruktiva kommentarer som har lett till att rapportens frågor har kunnat få en allsidig belysning.

Rapportens författare svarar själva för analys, slutsatser och förslag. SNS som organisation tar inte ställning till dessa. SNS initierar och presenterar forskningsbaserade och policyrelevanta analyser av centrala samhällsfrågor. Det är SNS förhoppning att rapporten ska fungera som ett kunskapsunderlag och bidra till diskussioner om hur elmarknaden ska utformas på ett teknikneutralt och samhällsekonomiskt effektivt sätt.

Stockholm i augusti 2023

*Charlotte Paulie*  
Forskningsledare SNS

# Sammanfattning

Den gröna energiomställningen och en ökad marknadsintegration ställer Sveriges elmarknad inför ett antal större utmaningar. Nedläggning av befintlig elproduktion, installation av ny elproduktion på nya platser, nya kablar till utlandet och tilltagande elektrifiering ökar och förändrar effektlödena. Detta riskerar att leda till lokal brist på kapacitet i transmissionsnätet som inte hinner byggas ut i tillräckligt snabb takt, delvis på grund av långsamma tillståndsprocesser. Samtidigt ökar också risken för brist på resurser som håller produktion och förbrukning i balans och som håller spänningen i elnätet på rätt nivå. Det beror på att utbudet av reglerresurser minskat, samtidigt som behovet av balansering ökat i takt med utbyggnaden av sol- och vindkraft. Om inte åtgärder vidtas ökar risken för manuell bortkoppling av konsumenter och landsomfattande strömavbrott.

Svenska kraftnät har ansvaret för att hålla elsystemet i balans. Det vore möjligt för dem att inom några år installera nätkomponenter som kontrollerar nätflöden, reglerar spänningen i nätet och bidrar med svängmassa. Jämfört med elproduktionens kostnader är kostnaden för detta förhållandevis liten. Ofta blir det dock billigare för samhället om elproduktionen och -förbrukningen i första hand anpassas för att lösa kraftsystemets utmaningar. Marknadsaktörerna behöver få bättre incitament till detta. Det finns flera sätt att förbättra elmarknadens design och nättariffstruktur för att göra elförsörjningen mer teknikneutral och samhällseffektiv. Producenter bör få en mer marknadsmässig ersättning för den energi och de systemtjänster som de levererar och betala en marknadsmässig ersättning för alla störningar som de orsakar. Detsamma gäller för konsumenter.

Hypotetiskt skulle en elbörs kunna utformas så att den beaktar alla detaljer i elsystemet. En sådan elbörs skulle vara helt teknikneutral, men är troligtvis tekniskt omöjlig att genomföra idag. Den skulle även medföra höga transaktionskostnader och bristfällig konkurrens, särskilt för vissa produkter. Vår analys utgår istället ifrån att regelverken för EU:s gemensamma elbörs är huvudsakligen oförändrade. Vår analys är kvalitativ och påverkas inte om antalet elområden dubblas eller halveras. Motsvarande gäller för driftperiodens längd.

Elbörsen utgår ifrån en förenklad syn på kraftsystemet. Den delar in dygnet i 24 timmar och varje land delas in i ett eller flera elområden. Elbörsen beaktar flaskhalsar mellan elområden och sätter ett spotpris per elområde och timme. Denna procedur ska säkerställa att produktion av el och efterfrågan på el är i balans i snitt under varje drifttimme, och att balansen kan hållas utan att någon större flaskhals (mellan elområdena) överlastas.

Elbörsen tar inte hänsyn till vad som händer med elförsörjningen under en drifttimme eller inom ett elområde. Vidare bortser den från spänningsregleringen. Dessa aspekter hanteras istället av Svenska kraftnät. De använder stödtjänster för att hålla produktion och efterfrågan i kontinuerlig balans samt använder avhjälpande åtgärder, såsom specialreglering, för att hantera flaskhalsar inom ett elområde. Svenska kraftnät har även olika typer av kapacitetsmekanismer. Produktion och förbrukningsreduktion får då betalt för att finnas tillgängliga i reserver, såsom effektreserven och störningsreserven. Svenska kraftnäts olika stödtjänster, avhjälpande åtgärder, tariffer och upphandlingar av kapacitet kan bli mer teknikneutrala och samhällseffektiva.

Vi menar att regelverken delvis gynnar teknologier som orsakar störningar i kraftsystemet, såsom vindkraft och storskalig kärnkraft, och delvis missgynnar planerbar elproduktion som bidrar med spänningsreglering. Vår bedömning är att små och medelstora konsumenter på landsbygden och i mindre städer huvudsakligen bör vinna på en övergång till en mer teknikneutral elmarknad. Liten och medelstor planerbar elproduktion bör också vinna, särskilt om den är placerad i storstäderna. Riktigt stora anläggningar, 500 MW och uppåt, är inte självklara vinnare och skulle kunna bli förlorare. Anledningen är att de kan orsaka mycket stora störningar i samband med akuta snabbstopp. Mycket flexibel produktion (motsvarande kapaciteten i ett större kärnkraftverk) står stand-by ifall en större störning inträffar. Även vindkraft-

parker kan orsaka stora störningar. Vidare är många av dagens sol- och vindkraftverk dåliga på att bidra med spänningsreglering. De förväntas förlora på en övergång till en mer teknikneutral elmarknad.

Samtidigt finns det stora tekniska möjligheter för kärn-, sol- och vindkraft, särskilt för nyinvesteringar, att bli bättre på att leverera stödtjänster samt att genom utformning av anläggningarna, designval, storlek, placering och produktionsplanering dämpa de störningar som de orsakar. Motsvarande gäller för anläggningar som förbrukar mycket el.

## Balansmarknaderna kan bli mer effektiva

Kapaciteten att lagra el i energilager är relativt liten i dagens elsystem. För att undvika elbrist behöver Svenska kraftnät hålla produktion och konsumtion i balans varje sekund. Svenska kraftnät uppnår detta med ett antal balansmarknader, stödtjänster för balansering, där de köper upp mer el när det tillfälligt saknas produktion och säljer el när produktionen är för stor.

Det finns potential att förbättra prissättningen på vissa balansmarknader. Vidare menar vi att även de som bidrar till att balansera systemet utan att aktivt delta på balansmarknaderna bör kompenseras för sina bidrag. Exempelvis bör den planerbara elproduktionen få ersättning för den svängmassa som den bidrar med. Vidare bör mindre aktörer med apparater och batteriladdare som har en inbyggd funktion som bidrar till att förbättra balansen, få en schablonmässig ersättning för den tjänsten.

## Avräkningen av obalanser kan bli mer detaljerad

De aktörer som är i obalans jämfört med de överenskommelser som har gjorts på elbörsen eller i bilaterala avtal får betala eller ersätts för detta i enlighet med priserna på balansmarknaderna. Idag tar Svenska kraftnäts avräkning endast hänsyn till den genomsnittliga obalansen under drifttimmen. Vi menar att utgångspunkten bör vara att levererad och konsumerad effekt är konstant under en driftimme, och det borde vara en straffavgift även för de aktörer som levererar, eller konsumerar, en ojämn effekt under drifttimmen. Denna straffavgift bör bidra till finansieringen av balansmarknaderna och förebyggande avhjälpande

åtgärder som Svenska kraftnät vidtar för att minska kraftsystemets känslighet för störningar.

En utmaning är att inte alla anläggningar har elmätare med god tidsupplösning. För större anläggningar bör det vara obligatoriskt med sådana mätare.

## Specialregleringen kan effektiviseras

Specialreglering är ett samlingsnamn på de tjänster som Svenska kraftnät upphandlar under driftperioden utan att påverka den totala kraftbalansen. Det kan exempelvis handla om avhjälpande åtgärder som används för att avlasta de flaskhalsar i nätet som riskerar att bli överbelastade. Produktion som upphandlas under specialregleringen får ofta en premie utöver spotpriset på elbörsen. Vi förordar att denna premie också utbetalas till produktion som bidrar med motsvarande tjänst, även om den inte deltar i specialregleringen. En sådan förändring skulle exempelvis gynna planerbar produktion i storstäderna och därmed minska risken för lokal elbrist.

## Tarifferna i transmissionsnätet kan utvecklas

Elbörsen tar varken hänsyn till förluster i nätet, nätbegränsningar inom ett elområde (interna flaskhalsar) eller reaktiv effekt. Det senare är effekt som pulserar fram och tillbaka i nätet utan att förbrukas av konsumenterna. Den reaktiva effekten kan användas till att styra spänningen i nätet.

Tariffer kan användas för att prissätta dessa teknikaliteter, men är ett trubbigt instrument. Om man beaktar transaktionskostnader och konkurrens, kan tariffer ändå vara den mest effektiva lösningen på vissa problem, särskilt när detaljer i kraftsystemet ska hanteras. För att öka samhällseffektiviteten bör tarifferna bli mer detaljerade än idag. Mer detaljerade prissignaler bidrar till ökad teknikneutralitet, minskad risk för lokal elbrist och förbättrad spänningsstabilitet.

Vi menar att tarifferna bör bestå av fyra komponenter:

1. en fast del som täcker kostnader för anslutning, mätning och fakturering
2. en energidel som täcker kortsiktiga rörliga kostnader i nätet, såsom förluster

3. en effektdel som bland annat ska täcka effektreserven och kapacitetshöjningar i nätet inom elområden
4. en reaktiv effektdel som kompenserar kunder för producerad reaktiv effekt.

Tarifferna bör vara symmetriska. Om konsumenter får en höjd tariff under höglasstimmor, så bör producenter få extra betalt för den energi som levereras under samma timmar.

## Prissäkring istället för kapacitetsmekanismer

Effektiv prissäkring underlättar för marknaden att utvärdera lönsamheten av och säkra stabila inkomster från olika investeringar. Detta skulle innebära att Sveriges elproduktion kan byggas ut effektivare och kanske i snabbare takt, vilket skulle minska risken för elbrist i framtiden. Ofta används kapacitetsmekanismer för att ge producenter ökad trygghet. I Sverige är kapacitetsmekanismen begränsad till effekt- och störningsreserven samt viss kapacitet som upphandlas till balansmarknaderna. Många länder, inklusive Storbritannien och USA, har omfattande mekanismer, där staten bestämmer den totala produktionskapaciteten på marknaden och där (nästan) all produktion får en kapacitetsbetalning. Detta brukar kallas för en kapacitetsmarknad. Svenska kraftnät förordar att en kapacitetsmarknad införs även i Sverige.

Kapacitetsmekanismer, och särskilt kapacitetsmarknader, har flera problem:

1. de har svårt att på ett effektivt sätt hantera vattenkraft, vindkraft, energilagring och efterfrågefleksibilitet
2. de tenderar att försvaga incitamenten för produktion att vara tillgänglig när den behövs som mest
3. konkurrensen är ofta bristfällig när kapacitet upphandlas
4. erfarenheten är att det blir påtagliga överinvesteringar när staten ska ansvara för upphandlingen av kapacitet
5. de ökar den administrativa bördan för elmarknadens aktörer.

Svenska kraftnät kan bidra till att underlätta prissäkringen för marknadens aktörer på andra sätt. De bör prissäkra systemtjänster flera år i förväg. Vidare bidrar de till en förbättrad finansiell handel genom att prissäkra sina flaskhalsintäkter och nätförluster. Även staten bör prissäkra

sin elförbrukning flera år i förväg. Svenska kraftnät bör överväga att till marknadspris erbjuda en finansiell prissäkring av reservkraft. Vidare kan tarifferna användas till att belöna produktion som levererar energi under timmar med särskilt hög efterfrågan. Detta skulle minska behovet av kapacitetsmekanismer.

## Övriga regelverk bör också vara teknikneutrala

Även om fokus i ovanstående punkter ligger på elmarknadsdesignen, nättariffer och deras teknikneutralitet, är det samtidigt viktigt att också övriga regelverk är teknikneutrala. En utmaning för Sveriges elförsörjning har varit att energipolitiken av ideologiska eller fiskala skäl har favoriserat eller straffat olika produktionsteknologier och att vilka som har gynnats eller missgynnats har varierat över tid. Detta favoriserande har bidragit till onödigt höga kostnader för elkonsumenter och skattebetalare. Sverige behöver en mer långsiktig energipolitik. Teknikneutralitet förespråkas huvudsakligen i överenskommelsen mellan nuvarande regeringspartier och Sverigedemokraterna, Tidöavtalet, och borde kunna vara en naturlig utgångspunkt i en eventuell framtida politisk energiöverenskommelse.

# I. Inledning

Sveriges elmarknad står inför stora utmaningar de närmsta åren, pådrivet av den gröna energiomställningen och en ökad integration av elmarknaden. Nedläggning av elproduktion, installation av ny elproduktion på nya platser, nya kablar till utlandet och ökad elektrifiering leder till ökade och förändrade effektflöden. Detta skapar bland annat risk för kapacitetsbrist i transmissionsnätet och lokal elbrist. Mer sol- och vindkraft innebär att behovet av balansering av kraftsystemet ökar för att upprätthålla stabiliteten i elsystemet. Samtidigt minskar andelen produktion som bidrar till balansering och spänningsreglering, med risk för brist på balanserings- och spänningsregleringsresurser. Om inte lämpliga åtgärder vidtas, ökar risken för landsomfattande strömavbrott. Vi beskriver dessa utmaningar i detalj i kapitel 2.

Syftet med denna rapport är att beskriva elproduktionens, förbrukningsreduktionens och energilagrens tekniska förutsättningar, hur de kan anpassas efter kraftsystemets behov och tillsammans bidra till att minska problemen i systemet samt ge förslag på hur elmarknaden kan förbättras.

En viktig aspekt i sammanhanget är att teknikutvecklingen går snabbt. Det utvecklas teknologier som kan förbättra och komplettera icke-planerbar elproduktion så att bristen på balansering och andra stödtjänster dämpas. Utvecklingen har bidragit till att det har blivit enklare och billigare att mäta, styra och handla i realtid så att även mindre aktörer kan delta på elmarknaden. I kapitel 3 redogör vi för kraftsystemets tekniska förutsättningar.

För att kraftsystemets olika teknologier ska samverka fullt ut på ett samhällsekonomiskt effektivt sätt, behövs korrekta prissignaler och



**Figur 1.** Fyra steg på elmarknaden.

<b>Steg 1</b>	<b>Steg 2</b>	<b>Steg 3</b>	<b>Steg 4</b>
Prissäkringsmarknad	Elbörs	Stödtjänster och avhjälpande åtgärder	Avräkning
Spotpriser prissäkras. Kan handlas flera år innan leverans.	Bestämmer spotpriser för varje timme och elområde.	Balansering och specialreglering.	Straffavgift för aktörer med obalanser.

en mer teknikneutral elmarknad. För att uppnå denna målsättning måste producenter få en marknadsmässig ersättning för den energi och de systemtjänster som de levererar och betala en marknadsmässig ersättning för de störningar som de orsakar. Motsvarande gäller för elförbrukning.

Förenklat kan handeln med el delas in i fyra steg, vilka illustreras i figur 1. Det första steget, *prissäkringsmarknaden*, är den finansiella handeln där el köps och säljs innan leverans. Det gör det möjligt för aktörer att prissäkra sin produktion och konsumtion. Steg 2 är *elbörsen* som för varje leveranstimme säkerställer att produktion och konsumtion är i balans i snitt och att större överföringar mellan elområden inte överbelastas. Elbörsen tar inte hänsyn till vad som händer med elförsörjningen under enstaka minuter eller inom ett elområde. Vidare bortser elbörsen från spänningsregleringen. Steg 3 är att Svenska kraftnät med *stödtjänster och avhjälpande åtgärder* säkerställer att balansen upprätthålls på sekundnivå inom Sverige, utan att någon överföring i transmissionsnätet överbelastas. Dessutom ser Svenska kraftnät till att spänningen håller sig inom gränsvärdena i varje knypunkt av Sveriges transmissionsnät. Det fjärde steget är *avräkningen* där det kontrolleras i vilken utsträckning el har producerats och konsumerats i linje med ingångna avtal. En avräkning görs för aktörer som har avvikelser från avtal. Därtill får producenter och konsumenter betala nättariffer för att de utnyttjar nätet. I kapitel 4 beskriver vi de olika stegen samt nättarifferna närmare och ger förslag till förbättringar.

I kapitel 5 diskuterar vi kortfattat konsekvenserna av våra förslag. Förslagen behöver inte få någon större inverkan på teknologimixen.

Det handlar i första hand om att anläggningar får incitament att anpassa sig så att de minskar störningarna och blir bättre på att stötta systemet. Dessutom menar vi att även övriga regelverk behöver bli mer teknikneutrala.

## 2. Utmaningar i Sveriges kraftsystem

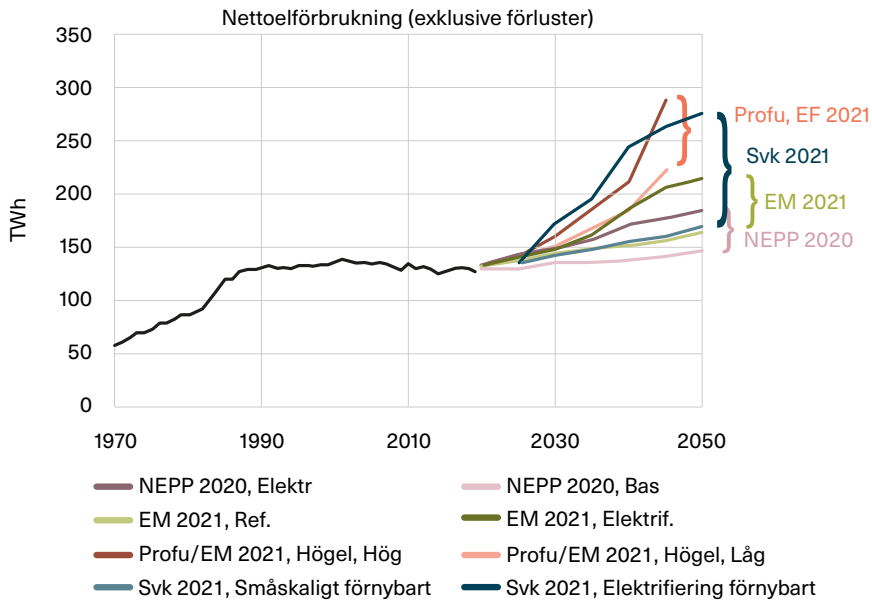
### 2.1 Utmaning I: ny produktion och konsumtion stressar elnätet

Den totala energianvändningen i Sverige förväntas bli förhållandevis konstant. År 2020 var den totala energianvändningen ungefär 500 TWh, och 2050 förväntas den ligga på 470–643 TWh (Energimyndigheten, 2023). Trots detta förväntas den gröna energiomställningen medföra en större omställning för kraftsystemet eftersom en stor mängd fossilbaserad energi ska ersättas med fossilfri el. En viktig anledning till den ökande efterfrågan på el är behovet av elektrobränslen i transportsektorn och grön vätgas i industrin, särskilt i gruv- och stålindustrin. Elektrobränslen är ett samlingsnamn för drivmedel och kemikalier gjorda av el, vatten och koldioxid eller kväve. De kan exempelvis användas i fordon, fartyg och flygplan. Grön vätgas produceras genom elektrolys av vatten och är mycket energikrävande. Därutöver tillkommer elektrifiering av transporter, industriella processer och elförbrukning i nya industrier som serverhallar och batterifabriker. Samtidigt är osäkerheten stor kring hur mycket elförbrukningen kommer öka.

Figur 2 sammanställer några prognoser över utvecklingen i elförbrukningen till 2050. Nyare prognoser har dessutom tillkommit. Exempelvis bedömer Energimyndigheten (2022) tillsammans med andra svenska myndigheter att förbrukningen 2045 kommer ligga mellan 210 och 370 TWh.<sup>1</sup> Osäkerheten är stor redan 2030, då förbrukningen beräknas ligga mellan 150 och 220 TWh.

---

1. I en uppdaterad rapport har osäkerheten minskat något. Energimyndigheten (2023) bedömer att elanvändningen 2050 kommer ligga mellan 228 och 349 TWh.

**Figur 2.** Prognoser för den framtida elförbrukningen.

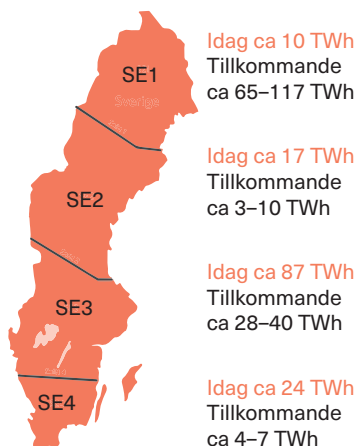
*Not:* Prognoserna har gjorts av konsultbolaget Profu, Energimyndigheten (EM), Svenska kraftnät (Svk), Energiforsk (EF) och nätverket North European Energy Perspectives Project (NEPP).

*Källa:* Bergman m.fl. (2022).

En anledning till denna osäkerhet är att elförbrukningen är pris-känslig på längre sikt. Till exempel förväntas förbrukningen i Sverige bli hög om de svenska elpriserna är låga jämfört med energipriserna i omvärlden. En annan osäker faktor är att ett fåtal vätgasprojekt står för en väldigt stor del av den prognosticerade förbrukningsökningen. Just nu går elektrifieringen extra snabbt på grund av det osäkra geopolitiska läget. EU lade under 2022 fram REPowerEU-planen som syftar till att snabbt ställa om EU:s energisystem. Beroendet av ryska fossila bränslen ska minska liksom klimatpåverkan.

Det finns även stor osäkerhet kring hur mycket elförbrukningen kommer öka i olika delar av landet. I ett av sina scenarier uppskattar

**Figur 3.** Prognos över den ökade elförbrukningens fördelning över Sveriges elområden.

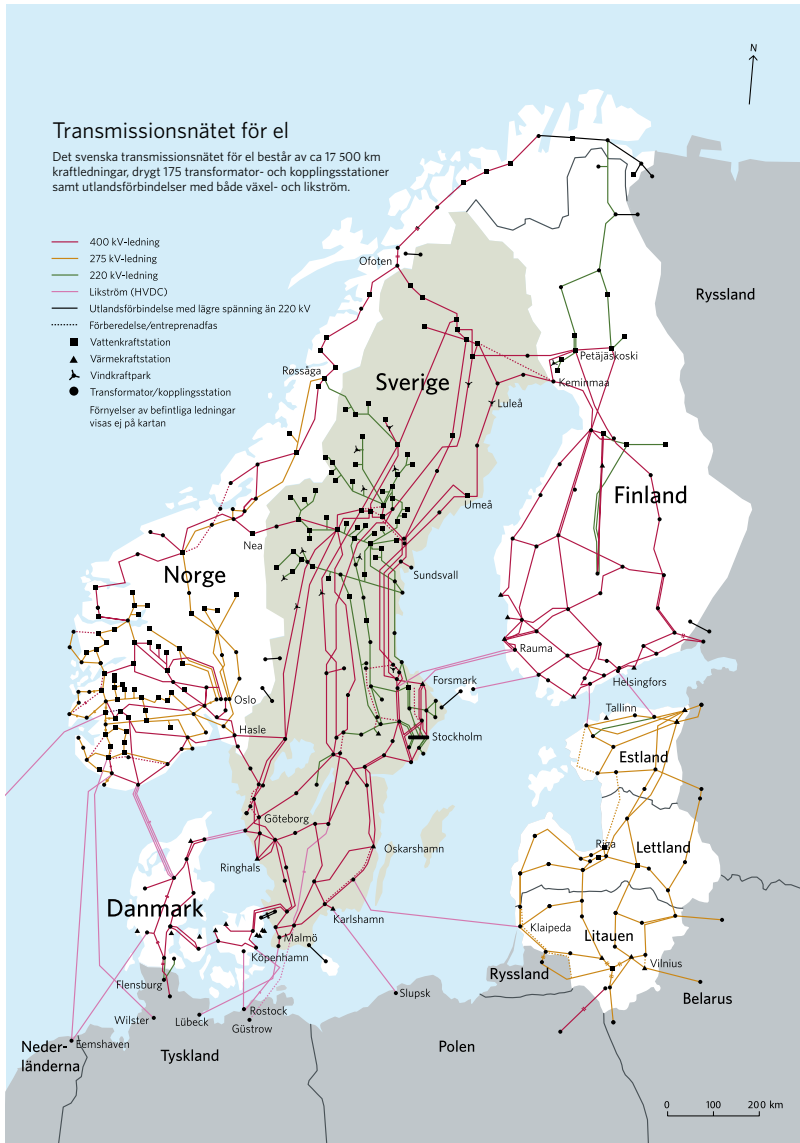


*Källa:* Energiforsk och Profu (2021).

Energiforsk och Profu (2021) att ungefär tre fjärdedelar av den ökade elförbrukningen till 2045 kommer ske i Norrland (SE1 och SE2). Detta illustreras i figur 3.

Samtidigt sker en snabb utbyggnad av förnybar elproduktion. Vindkraftsproduktionen kommer fördubblas mellan 2021 och 2025. Energimyndigheten (2021) bedömer att det blir en ytterligare fördubbling fram till 2045. Den snabba utbyggnaden av både förbrukning och produktion, samt att de placeras på nya platser, sätter press på elnätet. Effektflödena i nätet ökar och går delvis nya vägar. Motsvarande utmaningar uppstår när kärnkraftverk stängs ned och när Sverige bygger nya elkablar till grannländerna. Kärnkraftsnedläggningar och Norges export av el till Storbritannien och Tyskland har ökat effektflödena i öst–västlig riktning genom Sverige. Det är tvärs emot de befintliga kraftledningarna som huvudsakligen är dimensionerade för nord–sydliga flöden, se figur 4.

Figur 4. Karta över transmissionsnätet i Norden och Baltikum 2020.



Källa: Svenska kraftnät (svk.se).

Det nuvarande elnätet är inte dimensionerat för de ökade handelsvolymerna och de nya flödena i nätet, och det tar lång tid att bygga om nätet. Redan idag uppger Svenska kraftnät att man har problem med att upprätthålla EU:s krav på elnätet. Enligt elmarknadsförordningen (EU, 2019) är minimikravet att 70 procent av transmissionsnätets tillgängliga överföringskapacitet ska tilldelas marknadsaktörerna på elbörsen. Svenska kraftnät har ansökt om undantag från 70-procentregeln för en rad elområdesgränser, vilka delvis har beviljats av Energimarknadsinspektionen. EU:s systemoperatörer uppskattar att risken för elbrist är förhöjd i södra Sverige från 2025 till 2030 (ENTSO-E, 2022). I snitt uppskattas konsumenter i SE4 kopplas bort 2–5 timmar per år under denna tidsperiod. Holmberg och Tangerås (2022) och Karlsson (2022) skriver om elbristen i storstäderna, där bristen på nät- och produktionskapacitet är särskilt stor.

---

*Slutsats:* Nedläggning av elproduktion, ny elproduktion, kablar till utlandet, förbrukning på nya platser och ökad elektrifiering förändrar och ökar effektlödena. Detta leder till brist på kapacitet i transmissionsnätet, och risken för lokal elbrist ökar.

---

Det tar lång tid att bygga ut nätet, men det finns olika övergångslösningar som Svenska kraftnät kan tillämpa. Det finns nätkomponenter som kan styra om flödena i nätet och det finns tekniker som till viss del kan höja överföringsförmågan i nätet (Svenska kraftnät, 2021b; Holmberg och Tangerås, 2022). Om marknadens aktörer får detaljerade prissignaler, kan de bidra till att jämna ut flödena. Exempelvis kan investeringar i produktion, förbrukning och energilager styras till platser där de bidrar till att minska flödena genom kritiska flaskhalsar i nätet.

## 2.2 Utmaning 2: stressad balansering

Kapaciteten att lagra elenergi är relativt liten på elmarknaden. Det innebär att el till stor del är en färskvara och behöver produceras i samma ögonblick som den konsumeras. Om det blir överskott på el i systemet måste den ta vägen någonstans. Huvudsakligen omvandlas elenergin till rotationsenergi, vilket innebär att generatorer och maskiner snurrar snabbare, så att nätfrekvensen ökar. På motsvarande sätt snurrar generatorer och maskiner långsammare, och nätfrekvensen

minskar, om det blir underskott på el. På så vis bidrar den roterande massan i generatorerna med att balansera systemet på sekund- och millisekundnivå. Ytterligare sådan *svängmassa* innebär att systemet blir mer robust. Tillsammans får generatorerna mer momentum (tröghetsmoment). Deras rotationstakt, och nätfrekvensen, blir då mindre känslig för obalanser.

Generatorer och motorer är ofta dimensionerade för en viss rotationshastighet, och kan förstöras om de roterar för långsamt eller för fort. Det finns därför skyddssystem som kopplar bort apparater om rotationshastigheten blir för hög eller för låg. Bortkoppling är dock inte oproblematiskt eftersom det riskerar att förvärra läget i kraftsystemet. Om exempelvis en generator skulle kopplas bort i ett läge där det redan är underskott på el går nätfrekvensen ned ytterligare, apparaterna roterar ännu långsammare och fler generatorer riskerar att kopplas bort. Systemet har då hamnat i en ond cirkel där man riskerar att gå mot en systemkollaps, där apparater kopplas bort på löpande band. Till slut kan man få en total blackout, där en stor del av landet blir utan ström.

En blackout är mycket kostsam för samhället, bland annat eftersom det kan ta lång tid att återstarta elsystemet. Exempelvis tog det cirka 12 timmar att återstarta elsystemet i sydvästra USA som drabbades av en större blackout 2011.<sup>2</sup> År 1983 drabbades södra Sverige av en blackout på grund av ett ställverksfel i Hamra utanför Enköping.<sup>3</sup> Det tog då 4–5 timmar innan de flesta hushållen och företagen hade el igen. Karlsson (2022) beskriver ett antal mindre allvarliga, men ändå oroande, incidenter som har inträffat i Sverige och EU under 2000-talet. Det finns även risk för att apparater, maskiner och annan utrustning går sönder i samband med en systemkollaps, och i så fall kan det ta ännu längre tid att återstarta elsystemet. Karlsson (2022) menar även att det kan ta väsentligt längre tid innan kraftsystemet är återställt om flera länder får en systemkollaps samtidigt och flera systemoperatörer behöver koordinera återstarten.

För att undvika en systemkollaps är det viktigt att produktion och konsumtion balanseras kontinuerligt för att hela tiden hålla nätfre-

2. På Wikipedia finns en beskrivning av incidenten. [https://en.wikipedia.org/wiki/2011\\_Southwest\\_blackout](https://en.wikipedia.org/wiki/2011_Southwest_blackout).

3. På Wikipedia finns en beskrivning av incidenten. [https://sv.wikipedia.org/wiki/Storst%C3%B6rningen\\_1983](https://sv.wikipedia.org/wiki/Storst%C3%B6rningen_1983).



kvensen inom fastslagna gränsvärden. I Sverige är det Svenska kraftnäts ansvar att hålla systemet i balans. Detta görs tillsammans med systemoperatörer i Norge, Finland och Själland. Tillsammans med Sverige utgör dessa regioner ett synkront område med gemensam nätfrekvens. Om det blir överskott på el i Sverige, höjs nätfrekvensen lika mycket i hela vårt synkrona område.

Jylland ingår i Kontinentaleuropas synkrona område. Baltländerna hör till det synkrona området BRELL, som omfattar Belarus, Ryssland, Estland, Lettland och Litauen.<sup>4</sup> De olika synkrona områdena är förbundna med likströmskablar, vilka medger att nätfrekvensen kan skilja sig åt i de två ändarna. Inom ett synkront område används till stor del växelströmsförbindelser.

Den ökade mängden sol- och vindkraft är en utmaning för balanseringen av kraftsystemet, och deras andel av produktionen fortsätter öka. En nackdel med dessa teknologier är att de är variabla (intermittenta). Produktionen beror på vädret och kan variera snabbt om solen går i moln eller om vindförhållandena ändras. En särskild utmaning är när det blåser storm och ett större antal vindkraftverk stänger ned samtidigt som en skyddsåtgärd. Då går ett stort antal vindkraftverk från maximal till ingen produktion på kort tid. Motsvarande problem uppstår när ett kärnkraftverk tvingas snabbstoppa sin produktion vid fel. För kraftsystemet är det skillnad om ett snabbstopp tar 0,1 eller 10 sekunder, och kostnaderna för systemet skulle sänkas om snabbstoppen och andra störningar minskar i antal och storlek. Vidare vore det bra om störningarna blev mer utjämnade så att kraftsystemet får mer tid på sig att hantera dem.

Generatorerna i vatten- och värmekraftverk snurrar i takt med nätfrekvensen och är därför synkrona. Synkrogeneratorernas svängmassa bidrar till att stabilisera frekvensen i systemet. Solkraften har ingen roterande massa alls, och vindkraftverken är asynkrona eftersom de inte snurrar i takt med nätfrekvensen. I dagsläget bidrar de normalt inte med svängmassa, men det finns potential att ändra på detta i framtiden.

Nordens systemoperatörer har möjlighet att i högre grad nyttja likströmskablar till Kontinentaleuropa för att därifrån ta hjälp med ba-

---

4. Även om Baltländerna har upphört att handla el med Ryssland, så är det fortfarande Ryssland som har huvudansvaret för balanseringen inom BRELL-området. Planen är att Baltländerna ska anslutas till Kontinentaleuropas synkrona område 2025.

lanseringen. Detta förfarande brukar kallas för nödeffekt via högspänd likström, HVDC (Svenska kraftnät, 2021a).<sup>5</sup> Därtill skulle balanseringen bli mindre ansträngd om intermittent produktion och kärnkraftverk fick incitament att minska sina störningar genom att de betalade fullt pris för de systemkostnader som de orsakar.

---

*Slutsats:* Frekvensreglering är huvudsakligen en gemensam nordisk angelägenhet. Mer sol- och vindkraft leder till att behovet av balansering ökar, och samtidigt minskar andelen produktion som bidrar till balanseringen. Detta riskerar att i framtiden leda till brist på balanseringsresurser om inte produktionen får ökade incitament att minska sina störningar samt bidra med svängmassa och flexibilitet.

---

### 2.3 Utmaning 3: stressad spänningsreglering

Det räcker inte att produktion och förbrukning av el är i balans för att upprätthålla stabilitet i elsystemet. Det är även viktigt att spänningen i elnätet är inom gränsvärdena i varje knutpunkt. Om spänningen är för hög kan apparater gå sönder, och om den är för låg fungerar apparaterna inte som de ska. Exempelvis kan lamporna lysa svagare. Då har man fått en så kallad *brown-out*. Dessutom uppstår förluster i nätet om spänningen är för hög eller för låg (Svenska kraftnät, 2021a). Det finns olika verktyg att justera spänningen. Exempelvis kan transformatorer och deras inställningar reglera spänningen. Vidare kan spänningen regleras med reaktiv effekt.

Ett växelströmssystem ger upphov till både aktiva och reaktiva effektlöden. Aktiv effekt är energiflödet från producent till konsument. Reaktiv effekt pendlar fram och tillbaka i elnätet utan att någon energi förbrukas. Reaktiva effektlöden orsakas av den energi som finns tillfälligt lagrad i de elektriska och magnetiska fält som omger kraftledningarna och lindningarna i elektriska maskiner, och förändringarna i denna lagrade energi. Den lagrade energin varierar i takt med att spänning och ström regelbundet ändras i vårt 50 Hertz-system.

---

5. Sverige och Finland har lovat att DC-förbindelser till Baltikum kommer användas för att balansera deras område om Ryssland skulle koppla bort dem helt och hållet innan de har anslutit till Kontinentaleuropas synkrona område.

Den reaktiva effekten, särskilt den som genereras av magnetfältet runt ledningar och kablar, ger upphov till spänningsfall i nätet. Spänningsfallet kan motverkas med nätkomponenter som kan lagra mycket energi. Kondensatorer lagrar elektrisk energi och reaktorer lagrar magnetisk energi. De kan användas till att lokalt kompensera reaktiv effekt som konsumeras eller produceras i nätet (Svenska kraftnät, 2021a). Mer avancerade nätkomponenter såsom synkronkompensator, STATCOM och SVC kan justera produktionen av reaktiv effekt när strömmen ändras i nätet.<sup>6</sup> Detta gör det möjligt att justera den reaktiva effektkompensationen beroende på driftsituationen. Ibland, till exempel i samband med fel eller omkopplingar i nätet, finns det behov av mycket snabb kompensation.

Nätet är *styvt* när spänningen i nätet är okänsligt för strömmen/effektflödet.<sup>7</sup> Detta händer när ledningarna är korta, så att den magnetiska energin runt ledningarna är liten, eller när den reaktiva effektkompensering är både snabb och effektiv. Om nätet är styvt blir det lättare för generatorer inom ett synkront område att bibehålla rotationstakten med övriga generatorer när de utsätts för störningar. Förmågan att bibehålla takten under störning kallas för rotorvinkelstabilitet. Om en generator skulle komma ur fas vid en störning kan den kopplas bort, vilket kan förstärka störningen. I förlängningen kan man få en dominoeffekt där en serie bortkopplingar leder till en systemkollaps.

Dominoeffekter kan även uppstå, och apparater kan kopplas bort, om spänningen lokalt hamnar utanför gränsvärdena. Ett exempel på detta är störningen i Stockholms elförsörjning i april 2023, där en kortslutning i nätet ledde till en stor spänningsdipp som resulterade i att både Forsmark 1 och 2 kopplades bort. Det senare bidrog till att frekvensen minskade snabbt, men Svenska kraftnät lyckades därefter parera och begränsa spridningen av störningen. Snabb reaktiv effekt-

6. Synkronkompensatorn motsvarar en generator som går på tomgång. En synkronkompensator producerar ingen elenergi, men bidrar bland annat med reaktiv effekt. STATCOM står för Static Synchronous Compensator. Den har ungefär samma egenskaper som en synkronkompensator, men är statisk i meningen att den inte innehåller några roterande delar. Istället används kraftelektronik. SVC står för Static VAR Compensation. Med VAR avses Volt-Ampere reaktiv, vilket är ett mått på reaktiv effekt. En SVC fungerar ungefär som en STATCOM.

7. Alternativt kan man säga att kortslutningsströmmen eller kortslutningseffekten är hög. Om nätet är styvt blir strömmen och effektflödet väldigt stora om en kortslutning skulle uppstå.

kompensering ökar både spännings- och rotorvinkelstabiliteten, vilket minskar risken för systemkollaps.

Synkrona generatorer som snurrar i takt med nätfrekvensen kan användas till reaktiv effektkompensering och spänningsreglering.<sup>8</sup> Sol- och vindkraftverk som är asynkrona är sämre på detta. Möjligheterna till reaktiv effektkompensering och spänningsreglering tenderar därför att försämrans i takt med att andelen sol- och vindkraftsel ökar i systemet. Det finns dock potential att ändra på detta i framtiden. Utbudet av spänningsreglering skulle öka om produktionen får full ersättning för den reaktiva effektkompensering som de levererar.

---

*Slutsats:* Spänningsregleringen i elnätet sköts lokalt. Mer sol- och vindkraft har medfört att andelen elproduktion som bidrar till spänningsreglering minskar. Detta riskerar leda till brist på spänningsregleringsresurser, om inte aktörerna får betalt för att bidra med spänningsreglering.

---

Samtidigt finns det möjligheter för Svenska kraftnät att på egen hand köpa och installera nätkomponenter, exempelvis synkronkompensatorer, SVC och STATCOM, som kan användas till spänningsreglering och som förbättrar stabiliteten i näten. Dessa nätkomponenter är en del av nätets infrastruktur, men ofta blir det billigare att utnyttja den spänningsreglering som finns tillgänglig i elproduktionen.

---

8. Svenska kraftnät (2021a) använder tre olika begrepp: tröghet mot spänningsändringar, spänningsreglering och reaktiv effektkompensering. I grunden är det samma sak. Skillnaden är hur snabbt den reaktiva effektkompenseringen sker. I den här rapporten gör vi ingen sådan skillnad.

### 3. Tekniska förutsättningar i produktion och förbrukning

Utvecklingen i den svenska elförsörjningen går mot ökad resursbrist avseende nätkapacitet, balansering och spänningsreglering. Det innebär att det har blivit viktigare att marknaden investerar i apparater som inte bara levererar elenergi, utan även kan användas till att hjälpa till med lagring, balansering och spänningsreglering. Frågan handlar inte bara om vindkraftverk kontra kärnkraft eller annan elproduktion, utan snarare om vilka typer av vindkraftverk, kärnkraftverk och annan produktion som ska byggas. Olika designar är nämligen olika bra på balansering och spänningsreglering. Dessutom påverkar anläggningens storlek, designval, lokalisering och produktionsplanering de störningar som vindkraftverk och kärnkraftverk ger upphov till.

Samtidigt har det utvecklats smartare komponenter som gör det lättare att hantera systemets utmaningar. Möjligheterna att lagra el har förbättrats. IT-utvecklingen har gjort det lättare att styra elförbrukningen. Kraftelektronik som ofta används vid likströmsöverföring, i vindkraft- och solkraftverk samt vid spänningsreglering, har utvecklats. Men det finns många olika typer av energilager, efterfrågefleksibilitet och kraftelektronik med olika prestanda. Det är viktigt att prissignalerna är tillräckligt detaljerade så att marknadsaktörerna styrs i rätt riktning när de gör sina teknikval. För att klara balansering och spänningsreglering till en låg kostnad för samhället gäller det att alla nätkomponenter, producenter och konsumenter samverkar på ett effektivt sätt.

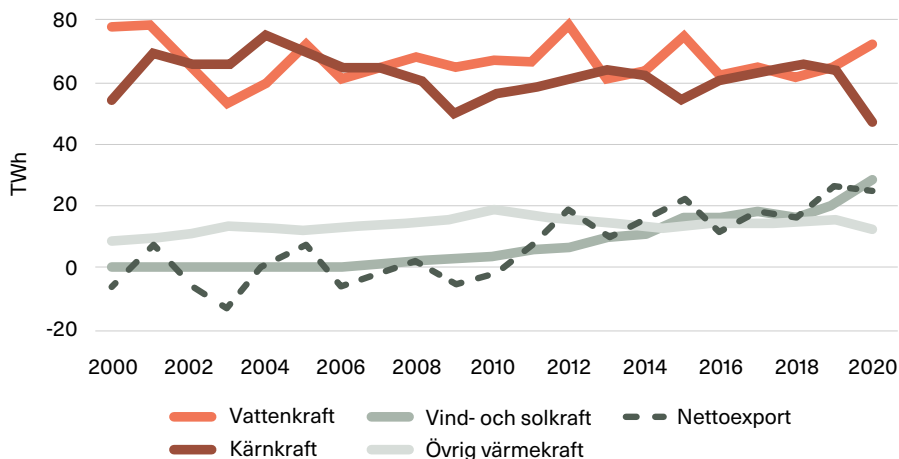
### 3.1 Produktionsteknologier

Figur 5 visar de viktigaste elproduktionsteknologierna i Sverige och hur deras produktion har ändrats mellan 2000 och 2020. Vattenkraft är den viktigaste energikällan och stod under 2022 för ungefär 45 procent av den svenska elproduktionen. Vattenkraften producerar särskilt mycket om vintern när elen behövs som mest. En annan fördel är att det går snabbt att ändra produktionen i vattenkraftverken till en relativt låg kostnad. Det räcker att justera intagsluckorna vid dammarna för att snabbt ändra produktionen. Därför är vattenkraften även den viktigaste teknologin när det gäller att balansera elsystemet. Dock finns det begränsade mängder vatten lagrade i magasinerna, och tillgången på magasinerat vatten styrs av nederbörden. Ibland blir det även torrår. Vattenkraftverken har en låg rörlig kostnad, men den begränsade vattenmängden måste ändå användas ekonomiskt för att hushålla med resurserna. Vattenkraften producerar främst när priset är högt och mindre när priset är lågt. Därmed används den ungefär som ett energilager som bidrar till att prisvariationer jämnas ut.

Det är möjligt att höja effekten i befintliga vattenkraftverk. Exempelvis planerar Vattenfall att från 2026 och in på 2030-talet höja maxeffekten i sina vattenkraftverk med närmare 10 procent.<sup>9</sup> Dessa investeringar gör det lättare för systemet att hantera intermittent sol- och vindkraft. Men miljörestriktioner gör det svårt att öka energiproduktionen i Sveriges vattenkraftverk. Dessutom har miljökraven på vattenkraften höjts. Under 2022 startades en omfattande miljögranskning av vattenkraften som beräknas pågå i 20 år.<sup>10</sup> Den förväntas leda till en minskning av vattenkraften med 1,5 TWh, vilket svarar mot ett par procent av den befintliga produktionen av vattenkraft i Sverige (Regeringen, 2020). I december 2022 pausades omprövningen av vattenkraftverkens miljötillstånd med hänvisning till krisen på elmarknaden.

9. Detta framgår i följande pressmeddelande: Vattenfall planerar för ny vattenkraft i Sverige, <https://group.vattenfall.com/se/nyheter-och-press/pressmeddelanden/2023/vattenfall-planerar-for-ny-vattenkraft-i-sverige>.

10. Det är ett stort antal älvar och vattendrag som ska granskas. Tidplanen för varje vattendrag finns beskrivet i lagen: Förordning (1998:1388) om vattenverksamheter Svensk författningssamling 1998:1998:1388 t.o.m. SFS 2023:4, [https://www.riksdagen.se/sv/dokument-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/forordning-19981388-om-vattenverksamhet-mm\\_sfs-1998-1388](https://www.riksdagen.se/sv/dokument-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/forordning-19981388-om-vattenverksamhet-mm_sfs-1998-1388).

**Figur 5.** Årlig produktion per teknologislåg och nettoexport av el (TWh) i Sverige, 2000–2020

*Källa:* Statistikmyndigheten SCB (statistikdatabasen.scb.se).

Värmekraftverk är ett vitt begrepp och omfattar all elproduktion som använder värme för att producera elenergi. Värmekraftverk behöver någon form av bränsle, exempelvis gas, olja, bio- eller kärnbränsle. Kärnkraftverken producerar ungefär 30 procent av Sveriges elenergi. Övrig värmekraft står för ungefär 5 procent. De flesta värmekraftverk är ganska inflexibla. Minimumproduktionen är vanligtvis 20–60 procent av maxkapaciteten. Det kan bli svårt att uppnå en stabil förbränning och elproduktion vid lägre produktionsnivåer. För värmekraftverk tar det vanligtvis 5–30 minuter att öka produktionen från lägsta till högsta nivå. Ställtiderna, det vill säga den tid det tar att ändra produktionen, är ofta särskilt långa i kärnkraftverk (Holmberg och Tangerås, 2022), men det är tekniskt möjligt att korta dem. I exempelvis Frankrike används vissa kärnkraftverk för att reglera nätfrekvensen (Powermag, 2019). Gasturbiner har relativt korta ställtider och används således till

att reglera nätfrekvensen. Kraftvärmeverk levererar både el och värme. De är viktiga för elförsörjningen och spänningsregleringen i Sveriges storstäder.

Sol- och vindkraft producerar ungefär 20 procent av Sveriges elenergi, och andelen ökar snabbt. De båda kraftslagen styrs av väder och vind och är inte planerbara. Normalt bidrar de inte heller med balansering och spänningsreglering. Dock finns det möjligheter att strypa produktionen om exempelvis priset skulle bli negativt. En sådan nedreglering kan även bidra till att balansera frekvensen och till att undvika lokal överbelastning av nätet. Som vi senare ska se, deltar sol- och vindkraft i balanseringen av kraftsystemet redan idag. Vidare vore det tekniskt möjligt att med utvecklad kraftelektronik få till en lösning så att sol- och vindkraft kan bidra med syntetisk<sup>11</sup> svängmassa och spänningsreglering (Svenska kraftnät, 2021a).

I linje med dagens regelverk styrs vindkraftverken så att energiproduktionen maximeras. Det statliga forskningsinstitutet RISE (2021) menar att om den styrdes lite annorlunda skulle vindkraften vid låga vindhastigheter kunna bidra med hela Sveriges behov av syntetisk svängmassa. Med en sådan styrning skulle vindkraftens elproduktion dock minska med i storleksordningen en procent. Den här typen av avvägning är ett exempel på att det behövs mer detaljerade prissignaler så att sol- och vindkraftverk utformas och styrs på ett samhällsekonomiskt sätt. Ofta skulle det antagligen vara en billigare lösning än att Svenska kraftnät installerar synkronkompensatorer. Qvist (2022) uppskattar att det kostar ungefär 700 miljoner kronor per år att använda synkronkompensatorer till att förse ett helt förnybart kraftsystem om 240 TWh med tillräcklig svängmassa.

## 3.2 Energilagring

Vattenkraften har egenskaper som påminner om ett energilager, men det magasinerade vattnet kan kanske snarare ses som ett begränsat bränslelager. Hursomhelst kan inte vattenkraften öka i takt med att den övriga elproduktionen expanderar och blir mer volatil. Därmed kom-

---

11. Syntetisk svängmassa har ungefär samma systemegenskaper som svängmassa, men energin tas inte från rotationsenergin i synkrona generatorer. Istället kan energin tas från energilagring eller rotationsenergin i asynkrona generatorer.



**Tabell 1.** Olika energilager och deras tekniska egenskaper.

	Responstid (i sekunder)	Verkningsgrad (från el tillbaka till el)
Svänghjul	0,001	90 %
Batteri (litium)	0,1	85–95 %
Pumpkraftverk	10	70–85 %
Vätgas – bränslecell	10–600	25–35 %
Vätgas – gasturbin	1000	30–40 %

*Källa:* Svenska kraftnät (2021b).

mer behovet av andra energilager öka i framtiden. Tabell 1 visar att det finns många olika typer av energilager med olika prestanda. Globalt står pumpkraftverken för 90 procent av energilagringen i kraftsystemet, enligt branschorganisationen Power Circle (2022a). Pumpkraftverk är vattenkraftverk som pumpar upp vatten till ett övre magasin när priset är lågt och släpper ut vattnet till ett lägre magasin när priset är högt. Idag är tre mindre pumpkraftverk i drift i Sverige. Tidigare fanns också ett större pumpkraftverk vid sjön Storkjukan. Det finns planer på att återställa denna anläggning och även att bygga om nedlagda gruvor till pumpkraftverk. Fördelar med pumpkraftverk är att de kan lagra stora mängder energi, och att de har en relativt god verkningsgrad. Dessutom är det möjligt för pumpkraftverk att bidra med svängmassa, balansering och spänningsreglering.

Svänghjul är ett väldigt snabbt energilager som stabiliserar frekvensen inom ett par millisekunder. Synkronkompensatorn är en sorts svänghjul som används i omvärlden och som tidigare användes i Sveriges kraftsystem. Den bidrar med svängmassa och kan även användas till spänningsreglering. Lite förenklat är det en generator som körs på tomgång. Exempelvis skulle de stora generatorerna i Sveriges nedlagda kärnkraftverk kunna användas som synkronkompensatorer. Det verkar dock som att de kommer monteras ned och eventuellt exporteras till Storbritannien där det är mer lönsamt att sälja svängmassa och

spänningsreglering till kraftsystemet (Ny Teknik, 2021). En anledning till det är att Norden inte förväntas ha någon brist på svängmassa under de närmaste åren enligt Nordens systemoperatörer (NAG, 2021). De statiska (icke-roterande) nätkomponenterna SVC och STATCOM kan kompletteras med superkondensatorer, så att de kan leverera syntetisk svängmassa. Därmed kan de ersätta en synkronkompensator fullt ut. Superkondensatorer lagrar inte så mycket energi, men kan snabbt laddas ur.

Batterier har så här långt inte använts i någon större utsträckning i Sveriges elförsörjning, men detta håller på att ändras. Vattenfall har byggt Sveriges största batterilager om 5 MW som bidrar till att minska risken för lokal elbrist i Uppsala. I jämförelse är grundabonnemanget från Svenska kraftnät för centrala Uppsala län på 300 MW (Länstyrelserna, 2020). En fördel med batterier är att de går snabbt att installera jämfört med ny kapacitet i elnätet eller ny elproduktion. I dagsläget kan det vara samhällsekonomiskt lönsamt att investera i batterier som en övergångslösning, vilken skjuter en nätinvestering på framtiden (Power Circle, 2020). Ellevio har beslutat att investera i tre batterilager om totalt 70 MW i södra och centrala Sverige. De batterierna kommer i första hand användas på Svenska kraftnäts marknader för stödtjänster.

Teknikutveckling och uppskalad produktion har bidragit till att batterikostnaden har fallit snabbt under de senaste åren. Cole m.fl. (2021) vid det amerikanska forskningsinstitutet National Renewable Energy Laboratory (NREL) gör bedömningen att batterikostnaderna kommer fortsätta falla, och minska med 28–58 procent fram till 2030 och med 28–75 procent fram till 2050.

En enorm energilagringsresurs är alla batterier i elbilar. Chalmersforskare inom nätverket North European Energy Perspectives Project har räknat på ett scenario där Sverige har 3,8 miljoner elbilar, vilket svarar mot 60 procent av dagens fordonsflotta (NEPP, 2019). Sammanlagt beräknas alla dessa elbilar ha en batterikapacitet på drygt 114 GWh. Det är en väldigt stor potentiell lagringsresurs som i teorin skulle räcka till för att försörja alla Sveriges konsumenter med el under några timmar. Laddning av elbilar kan även bidra till att balansera kraftsystemet, enligt KTH-forskaren Herre (2020). Ett problem som återstår att lösa är hur man bygger en kostnadseffektiv laddningsinfrastruktur som gör det möjligt att utnyttja energilagren i elbilarna till balans- och systemtjänster när de står parkerade.

Vätgas är en annan typ av energilager eftersom man kan tillverka vätgas av el och därefter producera el med vätgas som bränsle. Denna process har dock en låg verkningsgrad, 25–40 procent. Fördelen med vätgas är att det är energirikt, kan lagras i flera veckor och även användas i industriella processer. Eventuellt går det att använda grön vätgas som bränsle i toppkraft, vilken sällan används och därmed är mindre känslig avseende bränslepriser och verkningsgrad.

Power Circle (2020; 2022a) ger en utförligare beskrivning av energilager och deras potential.

### 3.3 Efterfrågefleksibilitet

Det blir allt vanligare att hushåll och industrier drar ned på förbrukningen när elpriset blir högt eller flyttar konsumtionen till perioder med lägre pris. Det går exempelvis att flytta på förbrukningen i frys, kyl, elvärme, värmepumpar, varmvattenberedare och luftkonditionering en kortare stund, utan att det behöver få någon påtaglig inverkan för elkonsumenten. Enligt Elforsk (2014) är den potentiella efterfrågefleksibiliteten 500–1500 MW i hushållen och 2000 MW i industrin. Power Circle (2022a) menar att den teoretiska flexibilitetspotentialen från värme, kyla och ventilation i hushåll och servicefastigheter utgör runt 20–25 procent av landets maximala effektbehov vintertid.

Resultat från den nationalekonomiska forskningen har visat att hushåll hitintills inte har varit särskilt intresserade av att bidra med flexibel elförbrukning (Vesterberg, 2020). Empiriska studier visar att ett genomsnittligt svenskt hushåll behöver tjäna i storleksordningen 1 000 kronor per år för att de ska bli flexibla (Vesterberg, 2020). Det innebär att det behövs stora prisskillnader under dygnet för att hushåll ska anpassa sin förbrukning. Prisskillnaderna behöver kanske vara i samma storleksordning som under krisåret 2022, där det blev tydligt att många hushåll (särskilt i södra Sverige) minskade eller flyttade sin elförbrukning. Vidare torde efterfrågefleksibiliteten öka betydligt i takt med att fler hushåll får möjlighet att välja timprisavtal och styrningen av elförbrukningen automatiseras.

Svenska kraftnät och de lokala flexibilitetsmarknader<sup>12</sup> som används för att hantera problem i region- och lokalnät riktar sig främst till större aktörer. Tekniska lösningar gör det dock möjligt för mycket små aktörer att delta på elmarknaden med *aggregatorer* som mellanhand. Ett exempel är företaget Entelios som har utvecklat en plattform för att aggregera efterfrågefleksibilitet från individuella kunder och därigenom bidra till att lösa lokala regleringsbehov i elsystemet.

I framtiden kommer efterfrågefleksibiliteten vid tillverkningen av grön vätgas bli viktig. Gasen kan lagras i dagar/veckor, vilket ger stora möjligheter till efterfrågefleksibilitet. Power Circle (2022a) har gjort en detaljerad kartläggning av efterfrågefleksibiliteten och dess potential i Sveriges kraftsystem.

---

12. Flexibilitetsmarknader beskrivs mer utförligt av Holmberg och Tangerås (2022) samt Power Circle (2022b).

## 4. En teknikneutral elmarknad

I det här kapitlet börjar vi med att förklara vad vi menar med en teknikneutral marknad. Därefter diskuterar vi elbörsen (steg 2 i figur 1). Den behöver kompletteras med Svenska kraftnäts stöd tjänster och avhjälpande åtgärder (steg 3), avräkning (steg 4) samt tariffer för att en fungerande elmarknad ska kunna uppnås. Prissäkringen (steg 1) minskar riskerna för marknadens aktörer. Vi beskriver tarifferna och de olika stegen i detalj och visar hur de kan bli mer teknikneutrala och samhällseffektiva.

### 4.1 Vad är teknikneutralitet?

Teknikneutralitet förordas i EU:s elmarknadsförordning (2019) och även i Tidöavtalet.<sup>13</sup> Begreppet används även i annan lagstiftning. En definition av teknikneutralitet ges i sammanfattningen av Förordning (EU) nr 283/2014 om riktlinjer för transeuropeiska nät på området för telekommunikationsinfrastruktur:

Enskilda personers och organisationers frihet att välja den mest lämpade och passande tekniken i förhållande till deras behov. Produkter, tjänster eller regelverk som utformas med hänsyn till principen om teknikneutralitet varken inför<sup>14</sup> eller gynnar användning av en viss typ av teknik.

---

13. Tidöavtalet är en skriftlig överenskommelse mellan de svenska riksdagspartierna Kristdemokraterna, Liberalerna, Moderaterna och Sverigedemokraterna som offentliggjordes den 14 oktober 2022.

14. På engelska används ordet »impose«, vilket även skulle kunna översättas till påtvingar. Vi har dock behållit EU:s egen översättning.

I vår tolkning av begreppet teknikneutralitet står varje teknologi på sina egna ben givet marknadsmissigt korrekta priser på slutprodukter och insatsfaktorer. Särskilt bekostar alla anläggningar själva kostnaderna för eventuella störningar som de orsakar och får intäkter som svarar mot den energi och de tjänster som de levererar till systemet. Detta innebär även att marknaden blir samhällseffektiv, förutsatt att konkurrensen på elmarknaden är välfungerande och transaktionskostnaderna små.

## 4.2 Elbörsen

Dagens elbörs, som bland annat inkluderar spotmarknaden, är en grossistmarknad där producenter säljer sin el, större elkonsumenter köper sin el och elhandlare köper el åt mindre konsumenter. Denna elbörs är gemensam för hela EU. I följande text börjar vi med att diskutera en alternativ elbörs, som beaktar varje detalj i kraftsystemet, och hur en sådan skulle kunna utformas i teorin. Denna hypotetiska elbörs är dock inte realistisk. Den är kanske inte ens tekniskt möjlig, åtminstone inte i dagsläget. Vidare menar vi att det skulle uppstå konkurrensproblem eller höga transaktionskostnader på en sådan hypotetisk elbörs. Det är en anledning till att vi i vår analys senare väljer att utgå ifrån att regelverken för dagens elbörs är oförändrade. Vår rapport fokuserar istället på de aspekter av kraftsystemet som dagens elbörs inte hanterar, och som Svenska kraftnät ansvarar för.

### 4.2.1 EN TEKNIKNEUTRAL ELBÖRS I TEORIN

I teorin är det ganska lätt att utforma en effektiv och teknikneutral elbörs. Exempelvis borde det i teorin vara ett nytt pris ungefär varje tiondels sekund.<sup>15</sup> Vidare skulle det vara priser både för aktiv och reaktiv effekt i varje knutpunkt på alla spänningsnivåer i elnätet. De lokala priserna skulle beakta utbud och efterfrågan i varje knutpunkt, alla flaskhalsar och förluster i elnätet samt säkerställa att spänningen i varje knutpunkt är inom angivna gränsvärden. Den som tillhandahåller

---

15. Vi skriver tiondels sekund, eftersom det är i linje med det skarpaste mätkravet som Svenska kraftnät har för de som levererar stödtjänster idag. Eventuellt skulle det behövas ett nytt pris varje hundraleds eller tusendels sekund, för att exempelvis svängmassa ska prissättas helt korrekt.

svängmassa skulle till exempel få en intäkt då den säljer el under de tiondels sekunder som det är underskott på el (och priset högt) och därefter köper tillbaka el under de tiondels sekunder när elpriset är lägre.

I praktiken finns det dock en mängd problem med en sådan design. För det första är det få anläggningar som mäter aktiv och reaktiv effekt med tillräckligt detaljerad tidsupplösning. Vidare blir det väldigt stora datamängder som ska hanteras av elhandlare och elbörs. Det har under de senaste åren installerats förbättrade elmätare i hushåll och företag, men de har inte den tidsupplösning som den teoretiska marknaden kräver. Från och med den 1 januari 2025 ska elmätare kunna mäta mängden överförd energi i 15 minuters intervall, både i termer av aktiv och reaktiv effekt.<sup>16</sup>

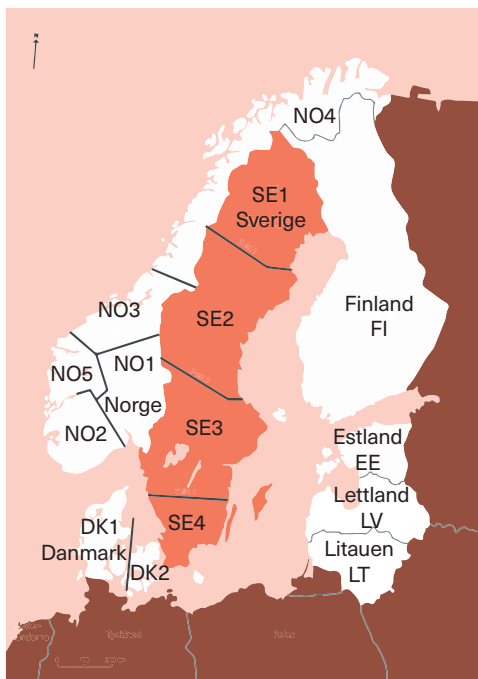
Det kan dessutom bli svårt för dagens datorer att hinna med att klarera marknaden i den takt som krävs, det vill säga att beräkna en ny marknadsjämvikt varje tiondels sekund. Det blir särskilt svårt om elbörsen ska beakta varje flaskhals och samtliga förluster i hela EU:s elnät. Den här typen av tekniska problem tas upp av Ahlqvist m.fl. (2022).

Det finns också utmaningar kopplade till att ha ett elpris i varje knutpunkt även om det är teoretiskt möjligt. Det förekommer elmarknader, exempelvis i USA, som har ett spotpris i varje knutpunkt av transmissionsnätet. Lite förenklat skulle man kunna säga att varje sådan knutpunkt utgör ett eget elområde. Detta brukar kallas för nodprissättning. Men allmänhetens acceptans för lokala elpriser är ofta låg, även i USA. En del elmarknader i USA har enbart nodprissättning för producenterna, vilket brukar kallas för generator-nodprissättning (Holmberg och Tangerås, 2021). I EU finns inget land som tillämpar nodprissättning, utan de flesta EU-länder har samma spotpris inom hela landet. Enbart Danmark, Italien och Sverige har två eller flera elområden.<sup>17</sup> Sverige är indelat i fyra elområden, se figur 6. Även Norge har flera elområden.

Ett problem med många elområden eller nodprissättning är att marknaden blir fragmenterad och att likviditeten på de finansiella marknaderna försämras (Holmberg och Tangerås, 2022). Inneböörden är att det blir dyrare för marknadsaktörer att prissäkra sin produktion

16. De nya funktionskraven på elmätare beskrivs på Energimarknadsinspektionens hemsida, <https://ei.se/bransch/matning-av-el/funktionskrav-elmatare>.

17. Luxemburg och Nordirland är två specialfall åt andra hållet. De har samma pris som Tyskland respektive Irland.

**Figur 6.** Karta över elområden i Norden och Baltikum 2022.

*Källa:* Svenska kraftnät (svk.se).

och förbrukning. Dessutom ökar risken för investerare, både producenter och konsumenter, när priserna är lokala och därmed volatila. Sammanfattningsvis kan man säga att transaktionskostnaderna ökar ordentligt på den teoretiska elbörsen. Holmberg och Tangerås (2022) presenterar åtgärder som dämpar vissa av de här problemen. Avvägningen mellan nodprissättning och elområden diskuteras även av Ahlqvist m.fl. (2022) samt Eicke och Schittekatte (2022).

Ett ytterligare problem med den teoretiska elbörsen är att spänningsreglering är ett lokalt behov, vilket innebär att det blir svårt att få bra konkurrens i handeln med reaktiv effekt. Dessutom är det monetära värdet av reaktiv effekt begränsat. Det är tveksamt om det är värt kostnaden att blanda in den detaljen i handeln på elbörsen.



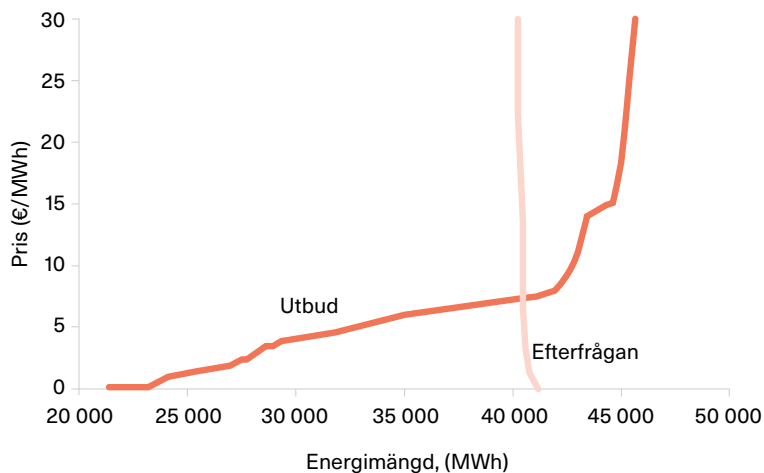
#### 4.2.2 EU:S GEMENSAMMA ELBÖRS

I den här rapporten utgår vi ifrån en realistisk elbörsmodell, där regelverken för EU:s elbörs huvudsakligen förblir oförändrade. EU:s elbörs klareras för en förenklad modell av kraftsystemet och bortser från reaktiv effekt och förluster. Den delar in dygnet i 24 timmar och varje land delas in i ett eller flera elområden. Elbörsen beaktar flaskhalsar mellan elområden och sätter ett spotpris per elområde och timme. Denna procedur ska säkerställa att produktion av el och efterfrågan på el är i balans i genomsnitt under varje drifttimme, och att balansen kan upprätthållas utan att någon större flaskhals (mellan elområden) överlastas. Med början i år (2023) kommer EU börja korta driftperioden på EU:s marknader från 60 minuter till 15 minuter.

EU:s elbörs skulle bli mer teknikneutral om det infördes fler elområden eller om driftperioden kortades ned. Å andra sidan ökar detta transaktionskostnaderna. Vi gör ingen utvärdering av vilket antal elområden som är optimalt. Vår analys är kvalitativ och påverkas inte om antalet elområden skulle dubblas eller halveras. Motsvarande gäller för driftperiodens längd.

Elbörsen använder marginalprissättning. För systempriset, som helt bortser från Nordens flaskhalsar, innebär det att marknadspriset sätts där utbud möter efterfrågan. Ett alternativt sätt att uttrycka detta på är att priset sätts av den avropade produktion som har högst rörlig kostnad. Detta illustreras i figur 7. Efterfrågan är mycket okänslig för prisändringar. Denna okänslighet innebär att priset riskerar att bli mycket högt under vissa timmar. Prissättningen blir mer komplicerad när priserna i varje elområde beräknas, eftersom den prissättningen tar hänsyn till flaskhalsarna i nätet, se Holmberg och Tangerås (2022).

Under elkrisen 2022 var det stundtals en ganska intensiv diskussion om huruvida det vore möjligt att förbättra prissättningen på elbörsen. Vi menar att marginalprissättning fungerar bra. På en konkurrens-mässig marknad leder marginalprissättning till en samhällsekonomiskt effektiv allokering av en vara, både på kort och lång sikt (Holmberg och Tangerås, 2023a). Både produktions- och investeringsbesluten blir effektiva. Detta gäller särskilt när varan är homogen, konkurrensen är god, efterfrågan är känslig för ändringar i priset och inte helt förutsägbar. Vidare är marginalprissättning enkel att förhålla sig till för små aktörer, som endast behöver bjuda sin rörliga kostnad för att maximera sin vinst. En annan fördel med marginalprissättning är att varje aktör

**Figur 7.** Utbuds- och efterfrågekurvor i Norden 5 maj 2020 kl. 14–15.

*Källa:* Nord Pool, nordpoolgroup.com.

inom ett elområde handlar till samma väldefinierade pris, vilket underlättar för prissäkringen och handeln på de finansiella marknaderna. Nästan alla avreglerade elmarknader i världen använder marginalprissättning på elbörsen. Det enda undantaget som vi känner till är Iran.

---

*Slutsats:* Marginalprissättning leder till en samhällsekonomiskt effektiv allokering både på kort och lång sikt när varan är homogen, konkurrensen god och efterfrågan känslig för ändringar i priset och inte helt förutsägbar.

---

Konkurrensen på den nordiska delen av elbörsen, Nord Pool, är ganska bra. Lundin och Tangerås (2020) uppskattar att prispåslagen är 4 procent i snitt. Fridolfson och Tangerås (2009) sammanställer tidigare uppskattningar som är i ungefär samma storleksordning.<sup>18</sup>

---

18. Ett påtagligt konkurrensproblem i Norden är samägandet av Sveriges kärn-

Dagens elbörs bortser från många detaljer men är i övrigt teknikneutral. Marknadspotentialen på elbörsen varierar beroende på elområde och tidpunkt. Priset blir högre i områden och vid tidpunkter där det är brist på el. Detta innebär att intäkterna varierar beroende på teknisklag. Planerbar produktion som levererar el när behovet är stort och spotpriset högt får bra betalt. Produktion som är både flexibel och planerbar får ännu bättre betalt, eftersom de kan stänga ned när det är överskott på el. Vindkraft får relativt dåligt betalt på elbörsen, eftersom det ofta blir överskott på el när det blåser mycket. Intäktskillnaderna för olika teknisklag kommer förstärkas i takt med att vindkraften byggs ut. Detta illustreras av simuleringar i Bergman m.fl. (2022).

Skillnader i priset mellan två närliggande elområden uppstår vid flaskhalsar i nätet som begränsar handeln mellan områdena. Prisskillnaden ger en intäkt till ägaren av transmissionsnätet, Svenska kraftnät. Denna flaskhalsintäkt ges av att Svenska kraftnät köper el billigt i elområdet med elöverskott, transporterar elen genom flaskhalsen och säljer den dyrt i elområdet där det råder elunderskott. Svenska kraftnäts flaskhalsintäkter ska enligt EU:s elmarknadsförordning användas till att bygga ut och rusta upp nätet, installera nätkomponenter samt finansiera omdirigering och andra åtgärder som Svenska kraftnät använder för att avlasta flaskhalsar.<sup>19</sup>

Flaskhalsintäkter är i enlighet med hur vanliga marknader fungerar. Om det exempelvis vore brist på timmerlastbilar som kan transportera timmer från norra till södra Sverige skulle det bli ett högre pris på timmer i södra Sverige jämfört med norra Sverige. Och det skulle främst bli ägarna av timmerlastbilarna som skulle tjäna på prisskillnaden. Denna övervinst skulle leda till ökade investeringar i timmerlastbilar.

EU:s elbörs har ett pristak som har satts ungefär vid den prisnivå där en genomsnittlig konsument föredrar att bli bortkopplad. Den nivån

---

kraftverk mellan Vattenfall, Fortum och Sydkraft (Unipers svenska verksamhet finns samlad i holdingbolaget Sydkraft AB). En empirisk analys av Lundin (2019) visar att produktionsplaneringen periodvis har varit konsistent med ett kartellmässigt beslutsfattande (vilket dock inte bevisar att så har varit fallet).

19. Som en tillfällig åtgärd under elkrisen medgav EU att flaskhalsintäkter även kunde användas till att kompensera elkonsumenterna för höga elpriser. Svenska kraftnät kallar flaskhalsintäkterna för kapacitetsavgifter. Det framgår på deras hemsida hur de får användas: <https://www.svk.se/press-och-nyheter/temasidor/tema-elmarknad-och-elpriser/om-kapacitetsavgifter/>.

brukar kallas för VOLL (*value of lost load*). På lite längre sikt när många konsumenter har timprisavtal och automatisk styrning av elförbrukningen borde det vara möjligt att avskaffa pristaket på elbörsen. EU:s gemensamma elbörs beskrivs i större detalj av Holmberg och Tangerås (2020, 2022, 2023b) samt Bergman m.fl. (2022).

### 4.3 Stödtjänster, avhjälpande åtgärder och avräkning

Handeln på elbörsen sker i enlighet med en förenklad modell av kraftsystemet. I slutändan behöver dock alla väsentliga detaljer i kraftsystemet beaktas, så att ledningar inte överbelastas och nätfrekvens och spänningsnivåer kontinuerligt hålls inom säkerhetsgränserna. I Sverige är det Svenska kraftnät som ansvarar för dessa detaljer. De använder egna nätkomponenter, olika stödtjänster och avhjälpande åtgärder för att klara sitt uppdrag.

#### 4.3.1 BALANSMARKNADERNA

Balansmarknaderna är en stödtjänst där Svenska kraftnät köper och säljer el så att energibalansen och frekvensen kan upprätthållas kontinuerligt. Det finns flera olika balansmarknader, se sammanställningen i tabell 2. De skiljer sig åt i hur snabbt reglerresurserna behöver reagera, hur de aktiveras och vilken uthållighet som krävs, det vill säga hur länge energin ska levereras (eller konsumeras) vid aktivering. De snabbaste resurserna aktiveras automatiskt när nätfrekvensen avviker tillräckligt mycket från den nominella frekvensen om 50 Hertz (Hz). Syftet med de snabbaste reserverna är att bromsa förändringar i nätfrekvensen. De fyller ungefär samma funktion som svängmassa, som också bromsar avvikelser i nätfrekvensen. Resurserna i den snabba frekvensreserven kallas ibland för syntetisk svängmassa. Någon minut efter en störning tar frekvensåterställningsreserverna, den sekundära respektive tertiära regleringen, vid. Syftet är att återställa frekvensen till 50 Hz. Den manuella frekvensåterställningsreserven kallas också reglerkraftmarknaden.

På en teknikneutral elmarknad borde även den mekaniska svängmassan i synkrona generatorer få en ersättning för sitt bidrag, motsvarande marknadspriset för FFR. Svenska kraftnät (2021a) förordar en

**Tabell 2.** Svenska kraftnäts balansmarknader.\*

Balansmarknad	Aktiveringstid	Aktivering	Uthållighet
Manuell frekvensåterställningsreserv (mFRR)	15 minuter**	Manuell (tertiärreglering)	En timme
Automatisk frekvensåterställningsreserv (aFRR).	Ett par minuter	Kontrollsignal från Svk (sekundärreglering)	En timme
Frekvenshållningsreserv – normal (FCR-N)	Ca en minut	Nätfrekvens (primärreglering)	En timme
Frekvenshållningsreserv – störning (FCR-D)	Ca 10 sekunder	Nätfrekvensen (primärreglering)	20 minuter
Snabb frekvensreserv (FFR)	Ca en sekund	Nätfrekvensen	Ca 10 sekunder

\* Juridiskt klassificeras Nordens FFR som en avhjälpande åtgärd, medan de övriga balansmarknaderna klassificeras som stödtjänster.

\*\* Aktiveringstiden för mFRR kommer kortas till 12,5 minuter när EU i framtiden harmoniserar Europas balansmarknader (ACER, 2020).

sådan lösning, men vill att den införs tillsammans med övriga nordiska länder för att undvika snedvridningar på marknaden.

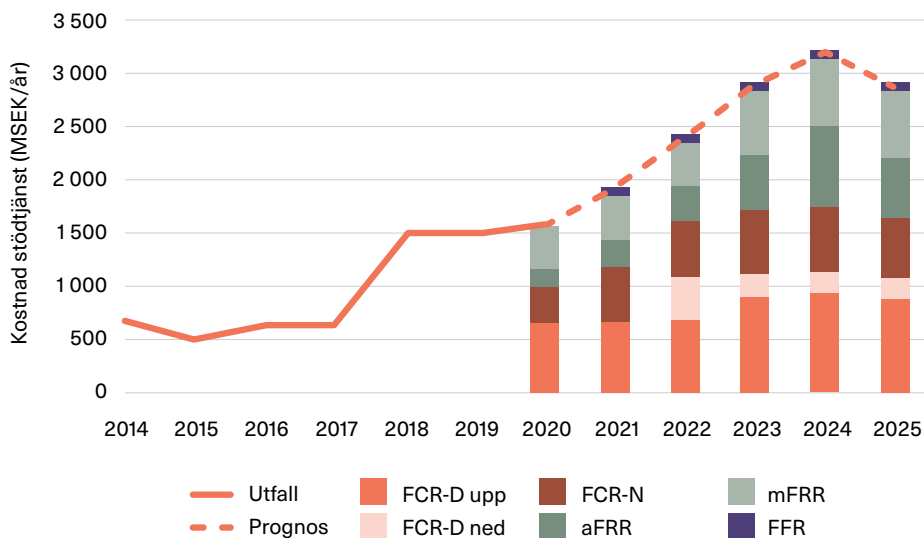
---

*Förslag:* Synkrona generatorer bör få en ersättning för den svängmassa som de bidrar med, motsvarande marknadspriset för FFR.

---

Volymen på balansmarknaderna växer snabbt. Totalt räknar Svenska kraftnät med att marknaden på kort tid kommer växa, från att 2017 ha legat på cirka 500 miljoner kronor per år till drygt 3 miljarder per år efter 2023 (Svenska kraftnät, 2021c), vilket illustreras i figur 8. Det kan jämföras med omsättningen på elbörsen i Sverige, som för ett normalår ligger på 50–100 miljarder kronor (Holmberg och Tangerås, 2023b). Qvist (2022) uppskattar att kostnaden för stödtjänster kan öka

**Figur 8.** Balansmarknadernas utveckling (utfall och prognos) för olika tjänster: Manuell frekvensåterställningsreserv (mFRR), automatisk frekvensåterställningsreserv (aFRR), frekvenshållningsreserv – normal (FCR-N), frekvenshållningsreserv – störning (FCR-D) och snabb frekvensreserv (FFR).

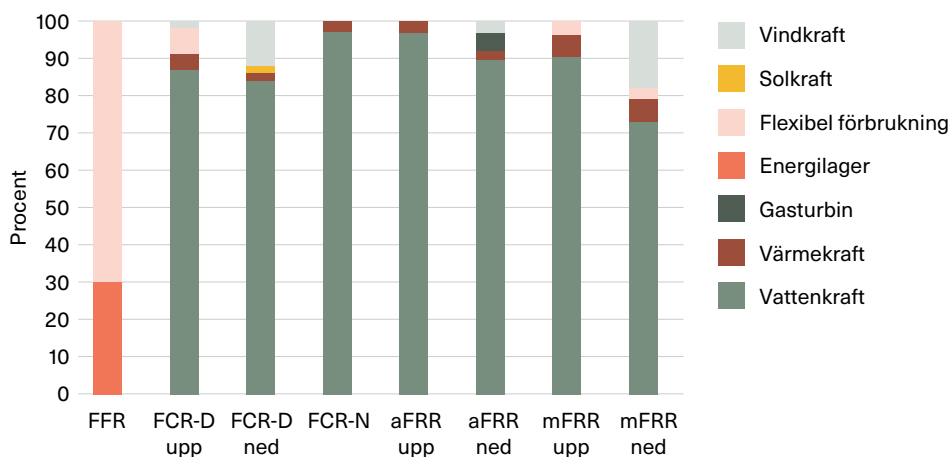


Källa: Svenska kraftnät (2021c) och Power Circle (2022a).

till 4–5 miljarder kronor per år i ett framtida fossilfritt system med en elförbrukning på 240 TWh.<sup>20</sup> I ett fullständigt förnybart system skulle kostnaden för stödtjänster bli ungefär dubbelt så hög.

Figur 9 visar hur mycket olika teknologier bidrar på balansmarknaderna idag. Vattenkraften är överlägset viktigast på alla balansmarknader, utom den snabba frekvensreserven – FFR – som domineras av efterfrågefleksibilitet och energilager. En anledning till det är att FFR-resurser endast behöver leverera energi i storleksordningen 10 sekunder. Det passar bra för energilager och förbrukningsreduktion, som ofta har kort uthållighet.

<sup>20</sup> Qvist (2022) inkluderar även kostnaden för upphandlad spänningsreglering och effektereserv i dessa siffror, men de kostnaderna är relativt små.

**Figur 9.** Förkvalificerade volymer per balanstjänst och teknologi.

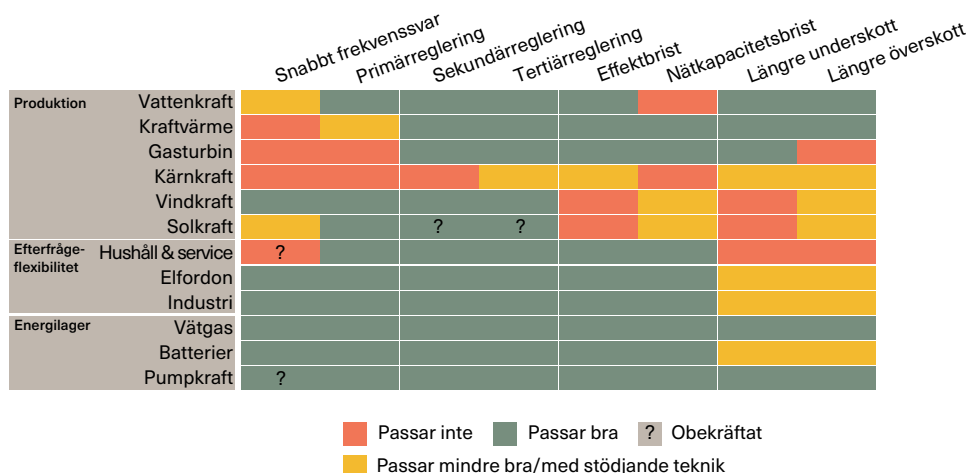
Källa: Power Circle (2022a).

Figur 10 illustrerar vilken potential olika teknologier har att delta på balansmarknaderna enligt Power Circle (2022a).

Det finns en viss överlappning mellan de olika balanstjänsterna. Svenska kraftnät (2021a) vill därför utreda möjligheterna att samordna upphandlingen av de relaterade tjänsterna, vilket skulle effektivisera upphandlingen och förbättra konkurrensen. Samordning skulle även underlätta för marknadsaktörer som vill delta på marknaden för flera produkter med en och samma resurs.

Om resurserna på marknaden inte räcker till för att balansera produktion och konsumtion, kan Svenska kraftnät aktivera störningsreserven. Den består huvudsakligen av gasturbiner och har en sammanlagd effekt på 1350 MW. Störningsreserven är dimensionerad för att klara ett oplanerat snabbstopp i vår största produktionsenhet, Oskarshamn 3.<sup>21</sup> Om störningsreserven inte räcker till, kan Svenska kraftnät koppla

21. Finlands nya kärnkraftreaktor Olkiluoto 3 har en större effekt, 1600 MW, än Oskarshamn 3. Dock har Olkiluoto 3 en särskild skyddsrutin där 300 MW-förbrukning automatiskt bortkopplas om reaktorn skulle snabbstoppa (NAG, 2021). I normalfallet kommer därför ett snabbstopp i Oskarshamn 3 vara det dimensionerande fallet för Nordens synkrona kraftsystem även fortsättningsvis.

**Figur 10.** Teknologiers potential att bidra till olika balanstjänster och avhjälpande åtgärder.\*

\* De båda kärnkraftverken i Lovisa, Finland, har nyligen godkänts för frekvensstyrd nedreglering, vilket är en sorts primärreglering. Mot den bakgrunden borde nog kärnkraftens deltagande i primär- och sekundärregleringen samt bidrag till avhjälpande åtgärder vid nätkapacitetsbrist gulmarkeras i figuren.

*Källa:* Power Circle (2022a).

bort konsumenter. De kan planera bortkopplingar (koppla bort manuellt) om de på förhand ser att elen inte kommer räcka till. En sådan bortkoppling har aldrig inträffat i Sverige, men risken var förhöjd under vintern 2022/23.<sup>22</sup> Om det blir ett oväntat fel som leder till stora avvikelser i frekvensen som balansmarknaderna och störningsreserven inte klarar av att dämpa, kopplas konsumenter bort automatiskt. Automatisk förbrukningsfrånkoppling aktiveras när nätfrekvensen understiger 48,8 Hz.

22. Under efterkrigstiden har vi haft flera torrår i Sverige, exempelvis 1947–1948 och 1969–1970 där befolkning och företag uppmanades att minska elförbrukningen ordentligt (Blomgren, 2021), men ingen har kopplats bort mot sin vilja.



#### 4.3.2 AVRÄKNING

De aktörer som är i obalans jämfört med de överenskommelser som har gjorts på elbörsen eller i bilaterala avtal, måste betala för detta eller får ersättning i enlighet med priserna på reglerkraftmarknaden (mFRR). Dessa obalansavgifter finansierar reglerkraftmarknaden. Ofta har marknadsaktörer avtal med en balansansvarig, en intermediär/aggregator, som tar det ekonomiska ansvaret för obalanser gentemot Svenska kraftnät (Bergman m.fl., 2022).

Idag finansieras de övriga balansmarknaderna (FCR, aFRR och FFR) och störningsreserven med schablonmässiga avgifter som balansansvariga får betala.<sup>23</sup> För att göra elmarknaden mer teknikneutral borde även de övriga balansmarknaderna, störningsreserven och andra avhjälpande åtgärder som används för att hantera störningar bekostas av de aktörer som orsakar obalanserna. Exempel på åtgärder som delvis har tagits för att göra systemet mindre känsligt för störningar är:

1. tillfälliga upphandlingar av planerbar produktion, såsom Ringhals 1 under sommaren 2020 och Rya Kraftvärmeverk under sommaren 2021
2. ersättningar från Svenska kraftnät till Oskarshamn 3 för att begränsa produktionen och därmed minska det dimensionerande felet i kraftsystemet
3. Svenska kraftnäts minskningar i nätkapaciteten på marknaden för att bibehålla säkerhetsmarginalerna i nätet.<sup>24</sup>

Vårt förslag är att större anläggningar bör tillämpa högupplöst realtidsmätning i linje med de krav som Svenska kraftnät har för FCR och FFR,<sup>25</sup> och att de bör betala en avgift för ojämnheter i effekten enligt nedan.

23. Avgifter som balansansvariga betalar beskrivs på Svenska kraftnäts hemsida, <https://www.svk.se/aktorsportalen/balansansvarig/det-har-betalar-du/>.

24. Många av de uppräknade åtgärderna motiveras av multipla skäl, till exempel både förbättrad spänningsreglering och minskad störningskänslighet. Den samhällskostnad som uppstår vid avhjälpande åtgärder kan vara svår att uppskatta, men Svenska kraftnät bör ändå göra en löpande grov uppskattning av dessa kostnader.

25. Anläggningar som deltar i Svenska kraftnäts upphandling av den snabba frekvensreserven (FFR) behöver under störning kunna mäta med en upplösning på minst 0,1 sekund. För frekvenshållningsreserven (FCR) krävs en upplösning på minst 1 sekund. Det går att läsa mer om detta och andra mätkrav på Svenska kraftnäts hemsida, <https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/forkvalificering/>.

---

*Förslag:* Större anläggningar bör ha högupplöst realtidsmätning. Balansansvariga vars kunders större anläggningar, totalt sett, levererar eller förbrukar en ojämn effekt under driftperioden bör betala en avgift som används till att finansiera balansmarknaderna, störningsreserven och förebyggande åtgärder som Svenska kraftnät vidtar för att göra kraftsystemet mindre känsligt för störningar.

---

Motsvarande skulle även kunna gälla för ägare av region- och lokalnät. Om strömavbrott eller kortslutning uppstår i deras nät så att det blir omfattande störningar i kraftsystemet, då borde nätägaren betala en straffavgift för detta.

Det är även möjligt att låta kylskåp, uppvärmning, batteriladdning med mera automatiskt styras av nätfrekvensen så att dessa apparater kontinuerligt bidrar till att balansera elsystemet, vilket delvis framgår av figur 10. Om en marknadsmässig kompensation för den tjänsten ska utbetalas, krävs dock högupplösta realtidsmätare i hushåll och mindre företag. Vi föreslår istället att apparater som har en inbyggd balanseringsfunktion får en schablonmässig subvention, så att apparaterna blir billigare att köpa in.

---

*Förslag:* Mindre apparater som bidrar till att balansera elsystemet bör få en schablonmässig ersättning.

---

#### 4.3.3 SPECIALREGLERING

EU:s elbörs tar inte hänsyn till flaskhalsar inom ett elområde (interna flaskhalsar), men Svenska kraftnät behöver likväl beakta alla flaskhalsar i transmissionsnätet i realtid under driftperioden.<sup>26</sup> När el ska levereras behöver de säkerställa att ingen flaskhals överbelastas. Reglerkraftmarknaden används för att beakta flaskhalsar mellan elområden. För att undvika att interna flaskhalsar överlastas används istället den avhjälpande åtgärden *omdirigering*, vilket är ett exempel på specialreglering (Holmberg och Tangerås, 2022). Med specialreglering avses åtgärder

---

26. Planen är att Norden ska införa en mer avancerad elområdesprissättning på elbörsen om ett par år. Den kallas för flödesbaserad prissättning och kan i viss utsträckning beakta flaskhalsar inom ett elområde. Likväl kommer hanteringen av flaskhalsar på elbörsen vara förenklad jämfört med hur de hanteras av Svenska kraftnät i realtid.

som systemoperatören vidtar genom att avropa bud på reglerkraftmarknaden utan att kraftbalansen påverkas.

En intern flaskhals som har för stort elflöde från punkten A till punkten B inom samma elområde kan avlastas om Svenska kraftnät köper el i punkten B och säljer motsvarande mängd el i punkten A. Detta ökar produktionen i B och minskar den i A, och därmed minskar elflödet genom ledningen. För att öka produktionen i B behöver Svenska kraftnät vanligtvis betala en premie utöver elområdespriset på elbörsen. Idag är det endast produktion som säljs under omdirigeringen som får en sådan premie. På motsvarande vis kan producenter i punkten A som deltar i omdirigeringen vanligtvis köpa tillbaka el under elområdespriset på elbörsen.

Omdirigeringen sker under driftperioden. Därmed krävs det att resurserna har snabb responstid, så att flaskhalsar inte överbelastas för länge innan problemet åtgärdas. Det är en anledning till att omdirigeringen avropar bud från reglerkraftmarknaden. Långsammare produktion kan därmed inte delta, så den produktionen kan inte användas till att styra om elflödena inom ett elområde. Brist på resurser i mothandel och omdirigering har försvårat flaskhanteringen. Det har bidragit till att Svenska kraftnät har ansökt om undantag från EU:s 70-procentsregel om kapacitetstilldelning och begränsat överföringen mellan elområdena. En farhåga är att bristen på svenska reglerresurser kommer förvärras när EU:s balansmarknader ska harmoniseras. Det planeras ske 2024 och kommer innebära att de tekniska kraven skärps på resurser som deltar på reglerkraftmarknaden. Å andra sidan bör harmoniseringen innebära att utländska reglerresurser i större utsträckning kan nyttjas till att åtgärda problem i Sverige.

Ett annat problem med omdirigering är att priserna kan bli motsägelsefulla när flaskhalsar hanteras olika på elbörsen och i realtid. Detta riskerar att leda till regelarbitrage, särskilt när prisskillnaderna är förutsägbara. Exempelvis kan producenter i punkten A sälja el till elområdespriset på elbörsen och därefter köpa tillbaka samma el till ett lägre pris under omdirigeringen. Detta regelarbitrage gör det extra lönsamt att sälja el i punkten A på elbörsen. Förfarandet förstärker överutbudet i punkten A på elbörsen, så att Svenska kraftnät behöver omdirigera en större volym. Regelarbitraget bland producenterna i punkten A brukar kallas för öka-minska-spelet (*inc-dec game* på engelska) och har

ställt till med stor oreda på utländska elmarknader. Öka-minska-spelet beskrivs i större detalj av Holmberg och Lazarczyk (2015), Holmberg och Tangerås (2022) samt Hirth m.fl. (2019).

Vanligtvis åtgärdas regelarbitrage genom att man gör elområdena mindre. I USA, som tidigare hade stora problem med öka-minska-spelet, har alla avreglerade elmarknader övergått från elområdesprissättning till olika varianter av nodprissättning. EU:s reglermyndighet, ACER, och Svenska kraftnät förordar att ett nytt elområde införs i Stockholmsregionen, där elunderskottet är särskilt stort.<sup>27</sup> En sådan åtgärd skulle automatiskt minska behovet av omdirigering och de problem som är förknippade med denna åtgärd.

I den här rapporten lyfter vi ett annat förslag. När Svenska kraftnät upphandlar produktion i bristområden och betalar en premie utöver spotpriset under omdirigeringen bör motsvarande premie även utbetalas till annan produktion i bristområdet. Detta gäller även produktion i bristområdet som redan har sålts på elbörsen. Det innebär att fler anläggningar (även de som inte uppfyller kraven som ställs på reglerkraftmarknaden) kan bidra till att hantera interna flaskhalsar.

Premien skulle svara ungefär mot den extra betalning som produktion i en region med elunderskott skulle få om regionen utgjorde ett eget elområde. Premien blir en sorts subvention från Svenska kraftnät av produktion i regionen med elbrist, vilket minskar deras rörliga kostnader. Det innebär att produktion i regioner med elbrist kan bjudas in till ett lägre pris på elbörsen. Det ökar chansen att dessa bud accepteras på elbörsen, vilket minskar risken för att avrop på elbörsen överbelastar interna kraftledningar. Därmed blir risken mindre för att Svenska kraftnät behöver genomföra omdirigering, vilket i sin tur minskar risken för regelarbitrage. Vidare frigörs flexibla resurser i regioner med elbrist, så att de kan användas till balansering istället för omdirigering. Det bidrar till att nätutnyttjandet kan öka med bibehållna säkerhetsmarginaler.

---

*Förslag:* När Svenska kraftnät upphandlar produktion i bristområden och betalar en premie utöver spotpriset under omdirigeringen bör motsvarande premie även utbetalas till annan produktion i bristom-

---

27. ACER och Svenska kraftnät har lagt fyra förslag som alla innebär att Stockholmsregionen eller Östra Svealand blir ett eget elområde: <https://www.svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/systemansvar-elmarknad/elomradesoversyn/>.

rådet – också till produktion i bristområdet som redan har sålts på elbörsen.<sup>28</sup>

---

Lite förenklat skulle man kunna säga att förslaget leder till en negativ flaskhalsintäkt för Svenska kraftnät. I den meningen finns det likheter med införandet av partiella elområden enbart för producenter, vilket har föreslagits av Holmberg och Tangerås (2022). Den negativa flaskhalsintakten blir inte så stor om det inte finns så mycket produktion i regionen med elbrist. Så är exempelvis fallet i många av Sveriges storstäder, där risken för elbrist är som störst (Länsstyrelserna, 2020; Sweco, 2020).

För att undvika regelarbiterage kan motsvarande arrangemang även användas för andra typer av specialreglering. Exempelvis skulle man kunna undvika ett av de öka-minska-spel som Graf m.fl. (2020) identifierar i Italien. Där blir det påtagliga problem under sommaren när efterfrågan på el är låg. Under timmar med hög vindkraftsproduktion avropas nästan ingen planerbar elproduktion på elbörsen. Systemoperatören Terna behöver då upphandla planerbar elproduktion i realtid. När den upphandlingen blir förutsägbar kan vindkraftsproducenterna överdriva sin planerade produktion på elbörsen och därefter köpa tillbaka den till ett lågt pris i realtid. Det här problemet skulle kunna lösas om Terna betalade en premie till planerbar kraft så att deras bud blir konkurrenskraftiga på elbörsen. Slutsatsen ovan kan därför generaliseras till följande förslag.

---

*Förslag:* När Svenska kraftnät upphandlar en tjänst i form av specialreglering och betalar en premie utöver spotpriset, bör motsvarande premie även utbetalas till annan produktion som levererar samma tjänst, men som redan har avropats på elbörsen.

---

28. En invändning som har lyfts mot vårt förslag är att det eventuellt skulle kunna bryta mot Artikel 13.2 i EU:s elmarknadsförordning. Den artikeln utesluter att resurser som nyttjas till omdirigering fastställer priset på balansmarknaderna. Vi bedömer att vårt förslag inte bryter mot den regeln. Förslaget påverkar inte hur priset sätts på balansmarknaderna. Det handlar snarare om en ny typ av ersättning vid avhjälpande åtgärder och icke-frekvensrelaterade stödtjänster (det vill säga åtgärder som inte påverkar balansen i kraftsystemet). Dessutom utbetalas den nya ersättningen till anläggningar som inte deltar på balansmarknaderna.

#### 4.4 Prissättning i Svenska kraftnäts upphandlingar

I avsnitt 4.2 motiverade vi varför marginalprissättning är den mest lämpade prissättningen på elbörsen. Av ungefär samma skäl är det en lämplig prissättning för den energi som avropas på reglerkraftmarknaden. Det priset används även till att ersätta levererad energi för två andra balansmarknader, aFRR och FCR-N (Svenska kraftnät, 2022). För de snabbaste balansmarknaderna, FCR-D och FFR, utbetalas inte någon ersättning för levererad energi. En anledning är förmodligen att energimängden är försumbar för sådan el som levereras under några sekunder.

Med undantag för mFRR (reglerkraftmarknaden) får upphandlade resurser på balanskraftmarknaden även en kapacitetsersättning. Dessa resurser får betalt för att vara tillgängliga. Det finns flera exempel från omvärlden på att marginalprissättning har lett till extremt höga priser på kapacitetsmarknader (Holmberg och Tangerås, 2023a; Anderson och Holmberg, 2023). Problemen kan undvikas om ingen aktör har en dominerande ställning, utbudet av kapacitet är stort relativt till den upphandlade produktionskapaciteten, pristak<sup>29</sup> väljs med omsorg samt om den upphandlade volymen är oförutsägbar och minskar vid högre pris (Aagaard och Kleit, 2022; Holmberg och Tangerås, 2023a; Anderson och Holmberg, 2023).

Ett alternativ är att använda betalning enligt bud (*pay-as-bid*) när produktionskapacitet ska upphandlas. Den prissättningen används ofta i Europas räntepappersauktioner. I teorin minskar den problemen med kartellartad budgivning (Anderson och Holmberg, 2023; Holmberg och Tangerås, 2023a). Betalning enligt bud kan även vara att föredra om den upphandlade varan är heterogen. Exempelvis kan de olika teknologier som erbjuder tjänster på balansmarknaderna ha väldigt olika egenskaper avseende aktiveringstid och uthållighet, och då går det inte att sätta ett enhetligt pris för alla tjänsterna. Det går att sätta olika priser för olika grupper av tjänster, men om det inte är möjligt att gruppera teknologierna så att de har snarlika egenskaper och väl fungerande konkurrens inom varje grupp, så kan det fungera bättre med individuell prissättning i enlighet med betalning enligt bud. Det

---

29. Anderson och Holmberg (2023) visar att även prisgolv kan minska risken för kartellartad prissättning. Helst bör både prisgolv och pristak användas.

är en anledning till att betalning enligt bud används under specialregleringen, där avropade bud kan användas för att hantera olika typer av problem. Med betalning enligt bud blir det enklare att samordna de olika balansmarknaderna. Dessutom blir det enklare att samordna Svenska kraftnäts balansmarknader med lokala flexibilitetsmarknader om alla tillämpar samma prissättningsmetod.

---

*Slutsats:* Betalning enligt bud kan vara bättre än marginalprissättning, när en förutbestämd volym ska upphandlas vid bristfällig konkurrens, om den upphandlade kapaciteten/tjänsten är påtagligt heterogen eller om flera marknader ska samordnas.

---

Kapacitetsbetalningen är enligt bud på de flesta balansmarknaderna i Sverige. Ett undantag är den automatiska frekvensåterställningsreserven (aFRR), där kapacitetsbetalningarna bestäms enligt marginalprissättning. En anledning till det skulle kunna vara att kapacitetsmarknaden för aFRR är en gemensam nordisk marknad sedan 7 december 2022. Det finns även planer på att sjösätta en motsvarande nordisk kapacitetsmarknad för mFRR, tidigast i slutet av 2023.<sup>30</sup> Med tanke på att marginalprissättning fungerat mycket dåligt på flera kapacitetsmarknader i omvärlden, bör kapacitetsbetalningarna för aFRR övervakas särskilt noga.

---

*Förslag:* Vi rekommenderar att kapacitetsbetalningarna för den automatiska frekvensåterställningsreserven (aFRR) övervakas extra noga, så att eventuella problem med kartellartade priser upptäcks och skyndsamt åtgärdas.

---

## 4.5 Tariffer i transmissionsnätet

Elbörsen bortser från flera detaljer i kraftsystemet. En del av dem hanteras av Svenska kraftnäts balansmarknader eller med specialreglering. Några av de detaljer som återstår kan prissättas med nättarifferna.

Nättariffer är ett trubbigt instrument, där varje nätföretag på egen hand bestämmer en schablonmässig tariffstruktur i sin del av elnä-

---

30. Dessa planer beskrivs på hemsidan för Fingrid, Finlands systemoperatör, <https://www.fingrid.fi/en/news/news/2022/changes-to-the-balancing-capacity-market/>.

tet. Men om man beaktar transaktionskostnader och konkurrens kan tariffer ibland vara att föredra framför marknadspriser när detaljer i kraftsystemet ska hanteras. För att öka samhällseffektiviteten kan dock tarifferna bli mer detaljerade. Mer detaljerade prissignaler bidrar till ökad teknikneutralitet, minskad risk för lokal elbrist och förbättrad spänningsstabilitet.

I praktiken försvinner en del av den el som transporteras i transmissionsnätet i form av värmeförluster, som Svenska kraftnät är betalningsansvariga för. Vidare bortser elbörsen från alla interna flaskhalsar, så Svenska kraftnät får inga flaskhalsintäkter för överföringar inom ett elområde. Detta innebär att Svenska kraftnät inte får fullt betalt för den nätkapacitet och de systemtjänster som de tillhandahåller. Ett syfte med nättarifferna är att täcka upp för dessa intäktsbortfall.

Dessutom bortser elbörsen från reaktiv effekt. Behovet av spänningsreglering är lokalt. Spänningen ska regleras i en specifik anslutningspunkt, och detta görs bäst med resurser som befinner sig nära denna punkt. Det innebär att det kan bli svårt att handla reaktiv effekt på en marknad med välfungerande konkurrens. Då är det bättre att istället betala en administrativ (schablonmässig) ersättning till leverantören. På motsvarande sätt kan en administrativ avgift bestämmas för de aktörer som försämrar spänningen i en anslutningspunkt. I den här rapporten gör vi, till skillnad från Svenska kraftnät (2021a), ingen skillnad mellan administrativa avgifter/ersättningar och tariffer. Vi använder tariff som ett gemensamt begrepp.

Elmarknadsexperter brukar förorda att nättariffer ska innehålla åtminstone tre komponenter<sup>31</sup> och Sveriges senaste föreskrifter för nättarifferna är i linje med denna rekommendation (Energimarknadsinspektionen, 2022). Den första komponenten är en *fast avgift* som täcker nätägarens kostnader för anslutning, mätning och fakturering. Den andra komponenten är en rörlig *energitariff* som är baserad på nettokonsumtion. Den ska motsvara kortsiktiga kostnader, främst förluster, som uppstår i nätet på grund av eltransmission. Den tredje komponenten är en *effekttariff*.

Vi menar att effekttariffen bör indelas i en nät- och en produktionsdel. Nätdelen bör tas ut när interna flaskhalsar riskerar att överlastas.

31. Se exempelvis Schittekatte och Meeus (2018), Thema (2019a; 2019b) samt Holmberg och Tangerås (2022).



Det innebär att nättariffen delvis tillåts variera (på ett förutbestämt sätt) inom ett elområde. En sådan utformning skulle minska risken för öka-minska-spel och behovet av specialreglering. Vi förordar även att effekttariffen får en produktionsdel, som får betalas av alla nettkonsumenter. Den tas ut när förbrukningen närmar sig produktionskapaciteten och kan användas till att finansiera de åtgärder som Svenska kraftnät vidtar när produktionskapaciteten på elbörsen inte räcker till. Den mest omfattande åtgärden är upphandlingen av effektreserven som diskuteras vidare i avsnitt 4.8. Idag finansieras denna huvudsakligen av en rörlig avgift som tas ut dagtid under vinterhalvåret.<sup>32</sup> Det är bra att avgiften endast tas ut när effektreserven är i bruk (under vinterhalvåret). De drifttimmar som avgiften tas ut skulle dock kunna snävas av ytterligare så att den fokuserar på de timmar under dygnet när förbrukningen är förhöjd.

Därutöver förordar vi att tariffen i transmissionsnätet får en fjärde komponent, en *reaktiv effekttariff*. Svenska kraftnät arbetar med att ta fram ett sådant förslag (Svenska kraftnät, 2021a). Tariffen för levererad reaktiv effekt kan vara positiv eller negativ, beroende på om Svenska kraftnät behöver mer eller mindre reaktiv effekt i en specifik nod.

Pérez-Arriaga m.fl. (2017) förespråkar symmetriska tariffer för inmatning och förbrukning. Om en konsument vid en given tidpunkt och på en given plats får betala en rörlig avgift för att konsumera en viss mängd el, bör en producent kompenseras med samma rörliga ersättning om den producerar samma mängd el på samma plats och vid samma tidpunkt. Exempelvis innebär det att de anläggningar som producerar under timmar med hög efterfrågan, när konsumenternas tariff är förhöjd, bör få en extra ersättning. Motsvarande gäller för reaktiv effekt. Asymmetriska rörliga avgifter ger marknadsaktörer överdrivna incitament att handla med varandra vid sidan om marknaden, eller att överinvestera exempelvis i energilagring.

---

*Förslag:* Tarifferna i transmissionsnätet bör bestå av fyra komponenter: 1) en fast del som täcker kostnader för anslutning, mätning och fakturering, 2) en energidel som täcker kortsiktiga rörliga kostnader i nätet, såsom förluster, 3) en effektdel som bland annat ska täcka ef-

---

32. Detta beskrivs i större detalj på Svenska kraftnäts hemsida: <https://www.svk.se/aktorsportalen/balansansvarig/det-har-betalar-du/>

fektreserven och kapacitetshöjningar i nätet inom elområden, samt 4) en reaktiv effektkomponent. De rörliga komponenterna bör vara förhållandevis symmetriska.

---

En komplikation är att Svenska kraftnät har fasta indirekta kostnader som kan vara svåra att fördela. När en sådan fördelning görs får de försöka balansera vad som anses rättvist och vad som är samhällseffektivt. Thema (2019b) diskuterar detta mer i detalj.

Tarifferna betalas av producenter, konsumenter samt ägare av region- och lokalnät som är direkt anslutna till transmissionsnätet. Ägare av region- och lokalnät tar i sin tur ut motsvarande avgifter från producenter och konsumenter i sina nät (Holmberg och Tangerås, 2022; Thema, 2019a).

Det är inte helt uppenbart vad som ska betraktas som en anslutningsavgift. Idag anses anslutningsavgifterna i Sverige vara djupa (Thema, 2019b). Med detta menas att de aktörer som kopplar in sig på transmissionsnätet även får bekosta nödvändiga nätförstärkningar långt in i nätet. Thema (2019b) menar att det vore mer effektivt om djupa investeringar som förstärker nätet för flera aktörer istället finansieras av effektdelen i nättariffen eller av flaskhalsintäkter. En eventuell omställning mot grundare anslutningsavgifter bör ske gradvis, menar vi. I annat fall finns risken att redan anslutna kunder får betala för sin anslutning två gånger, först som en förhöjd anslutningsavgift och därefter som en förhöjd kapacitetstariff.

En aktuell politisk fråga är huruvida anslutningskostnaderna för havsbaserad vindkraft bör subventioneras. Energimyndigheten (2018) anser att en sådan subvention inte är samhällsekonomiskt motiverad. Fortfarande kan det vara rätt att bygga ut Sveriges transmissionsnät till havs. Det snabbaste sättet att öka överföringen av el från norra till södra Sverige är antagligen att lägga ut kablar längs kusten i Östersjön. Det kan även vara samhällsekonomiskt motiverat att förstärka förbindelserna till Finland, Baltikum och Kontinentaleuropa med sjökablar. Det kan vara av värde att skapa knutpunkter i ett sådant havsbaserat transmissionsnät, där havsbaserad vindkraft kan ansluta. Dock bör en sådan utbyggnad huvudsakligen finansieras av tariffer och flaskhalsintäkter som betalas av dem som nyttjar det havsbaserade transmissionsnätet.

## 4.6 Prissäkring

Prissäkring är viktig, både för producenter som vill investera i elproduktion och konsumenter som vill investera i fastigheter eller industrier som förbrukar el. Det blir ännu viktigare på en elmarknad som domineras av variabel förnybar elproduktion, där prisvariationerna är stora. Vidare är de långsiktiga riskerna särskilt stora nu när vi står inför en snabb energiomställning med stora osäkerheter om hur mycket förbrukningen och produktionen kommer öka framöver. I det här läget är det särskilt viktigt med långsiktiga finansiella kontrakt. Det internationella konsultföretaget Compass Lexecon (2022) ger en mer detaljerad beskrivning av riskerna på dagens elmarknad i Norden och efterlyser ett långsiktigt investeringsramverk.

Ett problem med dagens finansiella marknader är att likviditeten är särskilt dålig i elområden som antingen domineras av konsumenter eller producenter. Exempelvis kan det vara svårt för en konsument i elområde Malmö (SE4) och en producent i norra Sverige att finna en motpart inom sitt elområde på de finansiella marknaderna.

Obalansen på de finansiella marknaderna skulle minska om Svenska kraftnät prissäkrade sina flaskhalsintäkter, inklusive intäkterna från de internationella överföringsförbindelser där Svenska kraftnät är delägare. Flaskhalsintäkterna inom Sverige kan exempelvis prissäkras genom att Svenska kraftnät köper el i norra Sverige och säljer den i södra Sverige på de finansiella marknaderna (Holmberg och Tangerås, 2022; Holtz m.fl., 2022). Således blir Svenska kraftnät den naturliga motpart som saknas på de finansiella marknaderna idag, både för producenter i norr och konsumenter i söder. Om flaskhalsintäkterna prissäkras flera år i förväg bidrar de även till en långsiktig prissäkring för dessa motparter.

Ett potentiellt problem är att Svenska kraftnät skulle bli en dominerande aktör på de finansiella marknaderna. För att undvika marknadsmissbruk bör Svenska kraftnäts handel på de finansiella marknaderna regleras av Energimarknadsinspektionen (Holmberg och Tangerås, 2022). De kan bestämma hur stora volymer som Svenska kraftnät bör prissäkra och under vilka perioder detta bör ske. Under 2023 har Svenska kraftnät startat en pilotstudie där de prissäkrar vissa flaskhalsintäkter.<sup>33</sup>

33. Detta framgår i följande pressmeddelande: Svenska kraftnät ökar tillgängliga

Vi förordar även att Svenska kraftnät prissäkrar sina nätförluster. Det bör ske på ett sådant sätt att prissäkrade nätförluster svarar mot den på förhand fastställda energikomponenten i nättariffen, så att Svenska kraftnäts riskexponering minimeras avseende förlusterna. Vidare förordar vi att staten prissäkrar sin elförbrukning flera år i förväg. Prissäkringens bör upphandlas i en transparent process så att alla aktörer informeras om marknadens förväntningar på de framtida elpriserna. Just nu är det särskilt viktigt för investerare att det finns transparens om framtida elpriser, eftersom utbyggnaden av både produktion och förbrukning går väldigt snabbt och osäkerheten om framtida elpriser är stor.

Ökad information om framtida elpriser minskar risken för att investeringscykler (boom-bust-cykler) uppstår, det vill säga att elproducenter överinvesterar när spotpriset är tillfälligt högt och underinvesterar när spotpriset är tillfälligt lågt. Vissa elmarknader har haft problem med boom-bust-cykler, men det har varit ett mindre problem i Norden (Holmberg och Tangerås, 2023a).

Vi förordar även att Svenska kraftnät prissäkrar det förväntade behovet av systemtjänster flera år i förväg. På så vis blir intäkterna för systemtjänsterna mer förutsägbara.

---

*Förslag:* Svenska kraftnät kan minska risken för investerare och bidra till en förbättrad finansiell handel om de prissäkrar sina systemtjänster, flaskhalsintäkter och nätförluster. Vidare borde staten prissäkra sin elförbrukning flera år i förväg.

---

Svenska kraftnät och staten kan genom sin långsiktiga prissäkring bidra till ökade möjligheter för främst producenter att prissäkra sig. Handeln kan delvis ske på etablerade marknader för terminer och optioner. Det är även möjligt för Svenska kraftnät och staten att upphandla prissäkringens i egna auktioner. Även Svenska kraftnäts prognoser av sitt framtida behov av stödtjänster och deras prognoser av framtida elförbrukning och elproduktion bidrar till att minska risken för elmarknadens aktörer.

Ett problem är att inte alla elkunder tycks ha varit fullt införståd-

---

prissäkringsmöjligheter, <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/elmarknad-allmant/2022/svenska-kraftnat-okar-tillgangliga-prissakringsmojligheter/>.

da med riskerna på elmarknaden, att elpriset ibland kan öka kraftigt. Kanske finns det även ett *moral hazard*-problem, där kunderna räknar med stöd från staten om elpriset skulle öka alltför kraftigt. Bristfällig prissäkring bidrar till att det blir en större press på politikerna att genomföra snabba, radikala och inte nödvändigtvis genomtänkta förslag vid en elkris. Detta ökar den politiska risken för investerare. För att minska det här problemet vore det bra om kunderna uppmuntrades att prissäkra sin elförbrukning. Det skulle kunna göras på olika sätt. Exempelvis kan man höja elhandlarnas ansvar, så att de endast erbjuder helt rörliga priser till kunder som klarar av en kraftig ökning i elpriset. Man kan även införa en extra avgift för den del av elförbrukningen som inte är prissäkrad. Texas lagstiftande församling gick ännu längre efter sin elkris 2021 när de helt enkelt beslutade att förbjuda elavtal med rörligt elpris.<sup>34</sup>

Fastprisavtal har nackdelen att de inte ger ekonomiska incitament att minska förbrukningen vid risk för elbrist. Storumans<sup>35</sup> elmixavtal utgör en bra kompromiss mellan rörligt och fast pris, eftersom de erbjuder konsumenter möjligheten att prissäkra en valfri del av sin planerade elförbrukning (Holmberg och Tangerås, 2022), men de möter ett rörligt pris på marginalen. Rörliga elavtal bör vara timavräknade. Motsvarande bör gälla för annan icke prissäkrad el.

---

*Förslag:* Elkonsumenter behöver få ökade incitament att prissäkra sin planerade elförbrukning med elmixavtal. Rörliga elavtal och annan icke prissäkrad el bör timavräknas.

---

## 4.7 Kapacitetsmarknader

På en energy-only-marknad får producenterna endast betalt för den energi och de tjänster som de levererar till kraftsystemet. Om pristaket är satt till VOLL är dessa intäkter tillräckliga (åtminstone i teorin) för att

---

34. I Texas accepteras fortfarande fastprisavtal som löper tre månader och elavtal där elpriset varierar med maximalt en förutbestämd procentsats från månad till månad. Lagstiftningen beskriver i detalj vad som är tillåtet: <https://www.puc.texas.gov/agency/ruleslaws/subrules/electric/25.475/25.475.pdf>

35. Det finns många elhandlare som erbjuder mixavtal. Det unika med Storuman är att den prissäkrade volymen är bestämd på förhand, vilket innebär att konsumenten möter timpriset på marginalen.

ge samhällsekonomiskt effektiva investeringar i elproduktion (Holmberg och Tangerås, 2023a). Samhällsekonomiskt kan det vara effektivt med manuell bortkoppling ibland, och utifrån ett samhällsekonomiskt perspektiv är det inte lönsamt att bygga kraftverk som endast används någon enstaka timme per år, om ens det.

Politiskt kan det dock vara mycket känsligt med manuell bortkoppling. Många länder har regler som tvingar myndigheterna att agera om manuell bortkoppling sker mer än ett par timmar per år. I november 2022 tog regeringen beslut om en tillförlitlighetsnorm i Sverige.<sup>36</sup> Den innebär att manuell bortkoppling ska ske max en timme per år. Detta är en sträng norm. Övriga EU-länder tillåter att bortkoppling sker 2–15 timmar per år (ENTSO-E, 2022).

För att uppfylla en alltför sträng tillförlitlighetsnorm kan det krävas samhällsekonomiskt omotiverade överinvesteringar i elproduktion. På en energy-only-marknad behöver pristaket höjas över VOLL för att öka investeringarna så att tillförlitlighetsnormen kan uppfyllas (Holmberg och Tangerås, 2023a). Många länder använder istället kapacitetsmarknader för att öka producenternas intäkter och investeringar. Kapacitetsmarknader innebär att utöver ersättningen från elbörsen samt balans- och stödtjänster, får elproducenterna betalt för den kapacitet som de tillhandahåller på marknaden. Kapacitetsbetalningen utbetalas även till kapacitet som inte producerar någon el. Kapacitetsmarknader används bland annat i Frankrike, Storbritannien och flera delstater i USA.

Många kapacitetsmarknader har haft problem med stor volatilitet i kapacitetsbetalningarna (Aagaard och Kleit, 2022; Holmberg och Tangerås, 2023a). Men en välfungerande kapacitetsmarknad bidrar till jämnare intäkter för producenterna. De kan även minska risken för konsumenterna, eftersom pristaket kan sättas under VOLL om kapacitetsbetalningarna är tillräckligt stora.

Kapacitetsmarknader bidrar även till en bättre koordinering av investeringar och nedstängningar, eftersom staten ser till att mängden upphandlad produktionskapacitet svarar mot förväntad förbrukning. Förbättrad koordinering minskar även risken för att det uppstår investeringscykler på elmarknaden.

---

36. Tillförlitlighetsnormen och att gränsen är satt till en timme per år motiveras av Energimarknadsinspektionen (2021).

Samtidigt leder kapacitetsmarknader till en mängd problem. Vi har redan nämnt att en alltför snäv tillförlitlighetsnorm leder till överinvesteringar. Vidare är det mycket svårt att uppskatta konsumenternas framtida betalningsvilja och deras efterfrågan på el. Detta gäller särskilt nu när det finns väldigt stora osäkerheter i myndigheternas prognos av den framtida efterfrågan. Erfarenheten från omvärlden är att statliga myndigheter har en tendens att kraftigt underskatta flexibiliteten och importmöjligheterna, vilket leder till att tillförlitlighetsnormen uppfylls med alltför bred marginal (Holmberg och Tangerås, 2023a). Erfarenheten är likartad i Sverige. Vi har aldrig haft manuell bortkoppling, vilket skulle kunna tolkas som att vi har överinvesterat i produktionskapacitet. Det blev inte ens någon manuell bortkoppling under krisåret 2022, när Svenska kraftnät flera gånger varnade för en kraftigt förhöjd risk att så skulle kunna ske.

Ett annat problem är att kapacitetsmarknader fungerar bäst när produktionen är värmekraftbaserad och efterfrågan på el är icke-flexibel och förutsägbar. Kapacitetsmarknader fungerar väsentligt sämre på en marknad med vattenkraft, vindkraft, solkraft, energilager och efterfrågefleksibilitet för vilka förutsättningarna är svåra att förutse långt i förväg (Holmberg och Tangerås, 2023a). Vidare missar kapacitetsmarknader att värdet av kapacitet beror på teknologins flexibilitet. Behovet av flexibilitet kommer öka i framtiden. Det är olyckligt om den viktiga egenskapen inte får fullt betalt för sitt bidrag till kraftsystemet, eller prissätts på ett trubbigt vis.

Risken för elbrist brukar vara särskilt hög vid extrem väderlek, till exempel när det är ovanligt varmt, kallt, vindstilla eller stormigt. I dessa lägen är det som viktigast att elproduktionen är tillgänglig. Samtidigt är erfarenheten i både EU och USA att mycket produktion försvinner när den behövs som mest. Det kan till exempel bli problem med kylning och bränsletillförsel vid extremt väder. Effektiviteten kan försämrars (det blir mindre elenergi för samma mängd bränsle) när det är varmt eller kallt. Även solkraft blir mindre effektivt när det är kallt eller varmt. Vindkraft kan få problem med isbeläggning eller att den stängs av när det blåser för mycket. Det krävs dyrare och robustare konstruktioner samt ökat underhåll för att produktion ska vara tillgänglig under dessa extrema tillfällen. Ett problem, åtminstone för den enklaste varianten av kapacitetsmekanism, är att den inte gör skillnad på när kapaciteten är tillgänglig. Kapacitetsbetalningen blir lika stor oavsett om anlägg-

ningen är tillgänglig när den inte behövs eller om den är tillgänglig när efterfrågan är hög. Det skiljer sig mot en energy-only-marknad där ersättningen ökar när risken för elbrist ökar.

Svenska kraftnät (2023) förordar en kapacitetsmarknad med tillförlitlighetsoptioner (reliability options), vilket i teorin uppmuntrar anläggningar att vara tillgängliga när de behövs som mest. Anledningen är att producenter får betalt för att utfärda optionskontrakt, som gör att det blir väldigt kostsamt för en producent att vara otillgänglig när produktionen behövs som mest. Ett problem med detta är att producenter påtvingas en prissäkring som de inte önskar. Deras incitament att vara tillgängliga blir så kraftiga att de blir ohållbara i praktiken. Producenter riskerar att gå i konkurs om anläggningar är otillgängliga en längre period, särskilt om det skulle ske under en elkris som under 2022. Marknader med tillförlitlighetsoptioner har därför någon form av mekanism för att begränsa aktörers ansvarsskyldighet. En sådan stop-loss funktion försvagar producenters incitament att hålla produktion tillgänglig på ett ganska oförutsägbart sätt. Det finns exempel i omvärlden där olyckligt utformade stop-loss-mekanismer för tillförlitlighetsoptioner har bidragit till att risken för elbrist har ökat (Holmberg och Tangerås, 2023a; McRae och Wolak, 2019). Sammanfattningsvis är det mycket enklare att belöna producenter att vara tillgängliga vid rätt tillfälle, vilket en energy-only-marknad gör, istället för att försöka straffa de producenter som är otillgängliga vid fel tillfälle.

Ett ytterligare problem med kapacitetsmekanismer är att konkurrensen ofta blir dålig (och kapacitetsbetalningarna för höga) när stora mängder kapacitet ska upphandlas på marknaden. Många kapacitetsmarknader har haft problem med detta och har vidtagit olika typer av åtgärder för att försöka förbättra konkurrensen (Aagaard och Kleit, 2022; Holmberg och Tangerås, 2023a). Konkurrensen kan visserligen även vara bristfällig i vissa av Svenska kraftnäts nuvarande upphandlingar, men motsvarande brister på en kapacitetsmarknad, som omsätter en väsentligt större volym, slår mycket hårdare mot samhällseffektiviteten och konsumenterna. Risken är stor att elpriset ökar för konsumenterna.

En annan komplikation är att en större upphandling av produktionskapacitet påverkar Svenska kraftnäts flaskhalsintäkter på elbörsen. För att undvika strategiskt beteende behöver regleringen av Svenska kraftnät troligen göras om, åtminstone om de ska ansvara för kapacitetsmarknaden.



Slutligen kommer det krävas en omfattande byråkrati för att säkerställa att den kapacitet som Svenska kraftnät upphandlar är av önskad mängd och kvalitet. Det ökar den administrativa bördan, särskilt för småskalig elproduktion.

Ovanstående problem gör att Holmberg och Tangerås (2023a) sammanfattande bedömning blir att kapacitetsmarknader inte är en bra lösning, särskilt inte för en elmarknad som domineras av vindkraft och vattenkraft, som den svenska. Kapacitetsmarknadernas trubbiga prissignaler passar särskilt illa när behovet av teknikneutralitet och detaljerade priser ökar. Det är bättre att förbättra prissäkringen på elmarknaden, vilket vi förordade i avsnitt 4.6, och att använda tariffer till att belöna produktion som levererar under timmar med särskilt hög efterfrågan, som nämns i avsnitt 4.5. Det ger flera av kapacitetsmarknadernas fördelar, utan att det blir några påtagliga nackdelar.

## 4.8 Effekt- och störningsreserven

Sveriges elmarknad är inte en renodlad energy-only-marknad. Anledningen är att Svenska kraftnät upphandlar anläggningar till en effektreserv och en störningsreserv som båda får kapacitetsbetalningar.

Numera ingår endast Karlshamnsverket i Sveriges effektreserv. Detta får en fast ersättning för att hållas tillgängligt under vinterhalvåret, och en rörlig ersättning när reserven aktiveras. Liknande effektreserver finns exempelvis i Finland, Texas och Tyskland (Holmberg och Tangerås, 2023a).

Under ideala förhållanden, och om marknadsreglerna utformas korrekt, kan en effektreserv vara samhällsekonomiskt effektiv i teorin.<sup>37</sup> Effektreservens storlek och dess användning har inte någon direkt inverkan på priserna på elbörsen. Det innebär att den övriga marknaden fungerar som en energy-only-marknad. Därmed är den att föredra framför en kapacitetsmarknad, särskilt utifrån ett teknikneutralitetsperspektiv. Vi delar dock elmarknadsförordningens syn att kapacitetsmekanismer, inklusive effektreserven, bör undvikas så länge som tillförlitlighetsnormen uppfylls.

37. Effektreservens utformning i Sverige och hur den har utvecklats under de senaste 20 åren beskrivs mer utförligt av Holmberg och Tangerås (2023a).

Effektreserven är utformad så att den minskar risken relaterad till efterfrågan på toppkraft, som kan variera mycket från år till år. Vis-a-år kanske den inte behövs överhuvudtaget. Ett alternativt sätt för Svenska kraftnät att minska risken för toppkraft är att årligen upphandla finansiella kontrakt som är skraddarsydda så att de ger toppkraften en fast årlig intäkt motsvarande en kapacitetsbetalning. Svenska kraftnät betalar ett marknadspris för kontrakten, så i förväntan är kostnaden noll. Den här typen av åtgärd behövs inte på en välfungerande och likvid finansiell marknad, men så är inte alltid fallet, och särskilt inte för skraddarsydda kontrakt.

---

*Förslag:* Det bör utredas huruvida Svenska kraftnät kan bidra till prissäkringen av toppkraft genom att årligen upphandla finansiella kontrakt som är skraddarsydda för att ge toppkraften en fast årlig intäkt.

---

Arrangemanget bidrar med en prissäkringsmöjlighet, men det är ingen upphandling av fysisk kapacitet, så det bör vara möjligt att undvika flera av problemen som är förknippade med en sådan upphandling.<sup>38</sup> Dessutom bidrar prissäkring av toppkraft till att konkurrensen förbättras på elbörsen. Prissäkrad produktion vinner inget på att höja priset på elbörsen.

Syftet med effektreserven är att säkra resurstillräckligheten, så att produktion och konsumtion är i balans i snitt under varje drifttimme. Störningsreserven är en ytterligare reserv. Den hjälper till med att balansera produktion och förbrukning samt avlasta flaskhalsar i realtid när stora tillfälliga störningar uppstår, som är för stora för de vanliga balansmarknaderna.

Störningsreserven har inte någon exakt motsvarighet i något annat land. Som vi beskrev tidigare, är syftet att fungera som backup i samband med oplanerade bortfall av stora produktionsanläggningar. Det borde vara möjligt att avskaffa den, åtminstone delvis, och istället utöka den kapacitet som deltar på balansmarknaderna. Exempelvis skulle man kunna öka pristaket på dessa marknader, så att det blir mer lönsamt att delta där. Pristaket kommer antagligen öka ordentligt,

---

38. För att hantera motpartsrisiker, kan Svenska kraftnät behöva någon form av säkerhet. Att motparten har produktionskapacitet skulle kunna vara en sådan säkerhet, men man kan även tänka sig andra säkerheter.

kanske så mycket som tjugo gånger, när balansmarknaderna inom EU harmoniseras.<sup>39</sup>

Precis som med effektreserven får kapaciteten i störningsreserven en fast ersättning för att den är tillgänglig. Ett av syftena med störningsreservens utformning är att den ska ge en jämn intäkt för anläggningar som står stand-by i väntan på en stor störning. I annat fall skulle risken för dessa anläggningar vara mycket hög. Ungefär som vi resonerar kring effektreserven, så borde det utredas om det finns möjlighet för Svenska kraftnät att till marknadspris erbjuda skräddarsydda finansiella kontrakt för reservkraft.

---

39. Vi har hämtat den här informationen från Svenska kraftnäts hemsida: Varje MW på reglerkraftmarknaden är värdefull, <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/elmarknad-allmant/2022/varje-mw-pa-reglerkraftmarknaden-ar-vardefull/>.

## 5. Avslutning

Energiomställningen utsätter elmarknaden för en rad utmaningar. Sverige har redan idag lokal brist på nätkapacitet och riskerar att framöver även få brist på resurser till balansering och spänningsreglering. Samtidigt pågår en snabb teknisk utveckling. Det finns en stor potential att öka utbudet av dessa resurser, både på produktions- och förbrukningssidan. Vidare finns det stor potential att styra produktion och konsumtion så att nätet kan avlastas. Det krävs dock investeringar för att denna potential ska realiseras. Svenska kraftnät har möjlighet att investera i nätkomponenter som skulle förbättra spänningsregleringen och göra kraftsystemet mer robust mot störningar. Men vi menar att även prissignalerna behöver bli mer detaljerade för att ge marknadsaktörerna ökade incitament att bidra till förbättringar av kraftsystemet. Det är viktigt att elmarknadsdesignen är teknikneutral så att resurserna används effektivt och investeringarna inte blir onödigt dyra för samhället.

I den här rapporten presenterar vi en rad åtgärder som syftar till att göra elmarknaden mer effektiv och teknikneutral. Sammanfattningsvis innebär åtgärderna till ökade intäkter för de som bidrar till att förbättra kraftsystemets funktion och ökade utgifter för de aktörer som orsakar störningar.

Vi gör ingen kvantitativ utvärdering av hur en övergång till en mer teknikneutral elmarknad skulle påverka investeringarna för olika teknologier. Men små och medelstora konsumenter i mindre städer och på landsbygden skulle huvudsakligen vinna på våra förslag. Motsvarande gäller för liten och medelstor planerbar elproduktion, särskilt om den är placerad i storstäderna. Riktigt stora anläggningar, 500 MW och

uppåt, är inte självklara vinnare utan skulle kunna bli förlorare. Det beror på att de kan orsaka mycket stora störningar i samband med start och stopp. Även om den typen av störningar är sällsynta, har vi en stor mängd flexibel kapacitet (motsvarande kapaciteten i ett större kärnkraftverk) som står stand-by om en större störning inträffar. Dessutom vidtar Svenska kraftnät ibland mycket kostsamma avhjälpande åtgärder för att öka kraftsystemets robusthet mot störningar. Även vindkraftparker kan orsaka stora störningar. Vidare är många sol- och vindkraftverk dåliga på att bidra med spänningsreglering. De förväntas förlora på en övergång till en mer teknikneutral elmarknad.

Samtidigt finns det stora tekniska möjligheter för kärn-, sol- och vindkraft att bli bättre på att leverera balans- och stödtjänster. Genom val av anläggningens storlek, lokalisering och utformning samt genom produktionsplanering kan de också dämpa de störningar som de orsakar. Det behöver inte nödvändigtvis bli så att en övergång till en mer teknikneutral elmarknadsdesign får några större konsekvenser för produktionens sammansättning. Kanske blir den främsta konsekvensen att produktionsteknologierna anpassar sin design och storlek så att de blir mer effektiva utifrån ett samhällsperspektiv.

Kapacitetsmekanismer används i många länder för att minska risken för investerare. Sveriges effekt- och störningsreserv är sådana exempel. Svenska kraftnät (2023) har framfört önskemål om att Sverige ska införa en marknadsomfattande kapacitetsmekanism, en kapacitetsmarknad, där de upphandlar all eller nästan all produktionskapacitet. Vi menar att en sådan lösning är ineffektiv och svår att förena med teknikneutralitet. Istället presenterar vi en rad åtgärder som syftar till att förbättra den finansiella prissäkringen på elmarknaden, och som därmed bidrar till att minska riskerna för de som investerar på elmarknaden. Vidare förordar vi att tariffer används till att belöna produktion som levererar under timmar med särskilt hög efterfrågan.

I rapporten diskuterar vi inte de tjänster som behövs i krissituationer och vid mycket omfattande störningar i kraftsystemet, exempelvis på grund av olyckshändelser, extrema väderhändelser eller sabotage.<sup>40</sup> I dessa situationer kan det vara aktuellt med ö-drift i delar av landet. Det

---

40. Elberedskapsåtgärder diskuteras utförligt på Svenska kraftnäts hemsida: Information om ö-drift, <https://www.svk.se/sakerhet-och-beredskap/elberedskap/information-om-odrift/>.

innebär att kraftsystemet i en stad eller region är elektriskt isolerad från resten av landet. I krissituationer är det även viktigt med dödnätsförmåga, det vill säga att det finns generatorer som kan starta upp nätet efter en systemkollaps.

Rapporten fokuserar på elmarknadsdesignen, nättarifferna och deras teknikneutralitet. Samtidigt är det viktigt att även övriga regelverk är teknikneutrala. En utmaning för Sveriges elförsörjning har varit att energipolitiken av ideologiska eller fiskala skäl har favoriserat eller straffat olika produktionsteknologier, och att vilka som har gynnats eller missgynnats har varierat över tid. Ett exempel är att särskilt socialdemokratiskt ledda regeringar har höjt fastighetsskatten på vattenkraft och effektskatten på kärnkraft. Men även Reinfeldts regering valde att behålla och till och med höja dessa skatter. Skattehöjningarna för vatten- och kärnkraften fasades ut efter energiöverenskommelsen 2016, men kan ändå ha medverkat till att flera kärnkraftverk stängdes i förtid.<sup>41</sup>

Ett exempel på subvention som har lett till snedvridningar på elmarknaden är elcertifikaten. Det är ett ekonomiskt stöd till producenter av förnybar el (se Holmberg och Tangerås, 2020). Stödet syftade till att åstadkomma stora investeringar i förnybar elproduktion, vilket bidrog till att Sverige kunde uppfylla åtaganden om andelen förnybar kraft gentemot EU. Men det ökade utbudet av produktion ledde även till att elpriset minskade, så att äldre anläggningar blev mindre lönsamma. Genom sin konstruktion medförde elcertifikatsystemet att befintliga vindkraftverk stängdes i förtid (Mauritzen, 2014). Elcertifikaten kan även ha bidragit till att kärnkraftverk avvecklades i förtid.

Det är svårt att se den samhällsekonomiska poängen med att fossilfri elproduktion trängs undan till fördel för annan fossilfri elproduktion, särskilt när nya vindkraftverk tränger undan gamla vindkraftverk. Elcertifikaten är på väg att fasas ut i Sverige. Idag är priset på elcertifikat

41. Två månader efter S-MP-regeringens höjning av effektskatten meddelade Oskarshamns kraftgrupp (OKG) den 14 oktober 2015 beslut om nedläggning av kärnkraftsreaktorerna O1 och O2 i Oskarshamn. Dagen efter, 15 oktober 2015, kom avvecklingsbeslutet av reaktorerna R1 och R2 vid Ringhals. Vattenfalls produktionschef Torbjörn Wahlborg menar att hade det inte varit för kärnkraftsskatten hade Vattenfall aldrig fattat beslutet om att förtidsavveckla reaktorerna R1 och R2 vid Ringhals, se Wikipedia Kärnkraftsskatt, <https://sv.wikipedia.org/wiki/K%C3%A4rnkraftsskatt>.

nästan försumbart, och ingen ny elproduktion som färdigställs efter 2021 kommer få några elcertifikat.

Den föregående regeringen förordade subventionerade anslutningskostnader för havsbaserad vindkraft. Den nya regeringen, som tillträdde hösten 2022, förordar istället subventioner för ny kärnkraft och ny planerbar elproduktion. Det finns en risk att de snedvridningar som uppstod för elcertifikaten upprepas. Återigen kan subventionerna göra gamla kärnkraftverk eller gamla vindkraftverk mindre lönsamma och få dem att stänga i förtid, eller göra att det blir mindre lönsamt att höja effekten i befintliga kärnkraftverk.

Samtidigt finns det en risk att bestraffningen av kärnkraft (eller snarare baskraft) upprepas, i delvis ny skepnad. Hösten 2022 införde EU ett tillfälligt intäktstak för produktion med låga rörliga kostnader, vilket blev en sorts straffbeskattning riktad mot bland annat vindkraft och kärnkraft. Energiföretaget Électricité de France (EDF) meddelade att intäktstaket i Storbritannien gjorde renoveringen av två gamla kärnkraftverk olönsam, och därmed ökade risken för att de skulle stängas i förtid.

I Sverige och andra EU-länder finns intressenter och politiker som förespråkar nya elmarknadsmodeller som syftar till att sänka elpriset. I praktiken blir det ofta en sorts straffbeskattning av elproduktion, som gör nyinvesteringar mindre attraktiva och riskerar att bidra till att produktion stängs ned i förtid.

Sammanfattningsvis har Sverige en lång historik av subventioner och straffbeskattningar i olika riktningar som har bidragit till att olika snedvridningar uppstått på elmarknaden. Det har bidragit till att kostnaderna för elkonsumenter och skattebetalare blivit onödigt höga. Sverige behöver en mer långsiktig energipolitik. Teknikneutralitet borde vara en naturlig utgångspunkt i en framtida politisk energiöverenskommelse.

# Referenser

- Aagaard, Todd och Andrew Kleit (2022): Electricity capacity markets. Cambridge University Press.
- ACER (2020): ACER Decision on the implementation framework for mFRR platform: Annex I – Implementation framework for the European platform for the exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with manual activation.
- Ahlqvist, Victor, Pär Holmberg och Thomas Tangerås (2022): A survey comparing centralized and decentralized electricity markets. Energy Strategy Reviews 40, 100812.
- Anderson, Edward och Pär Holmberg (2023): Multi-unit auctions with uncertain supply and single-unit demand. IFN Working Paper No. 1460.
- Bergman, Lars, Niclas Damsgaard, Nils Henrik M. von der Fehr, Pär Holmberg, Lars Joelsson, Per Lundström, Anders Moritz, Mats Nilsson, Rickard Nilsson, Andreas Regnell, Jan Rönnback, Jan Strömbergsson, Magnus Thorstensson och Stefan Montin (2022): Långsiktiga investeringar och handel på framtidens elmarknad. Energiforsk rapport 2022-859.
- Blomgren, Jan (2021): Allt du behöver veta om Sveriges elförsörjning. Timbro förlag.
- Cole, Wesley, Will Frazier och Chad Augustine (2021): Cost projections for utility-scale battery storage: 2021 update. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-79236.
- Compass Lexecon (2022): En nordisk elmarknad för netto noll. Rapporten har författats på uppdrag av Fortum och Uniper.



- Eicke, Anselm och Tim Schittekatte (2022): Fighting the wrong battle? A critical assessment of arguments against nodal electricity prices in the European debate, MIT Energy Initiative Working Paper, February 13, 2022.
- Elforsk (2014): Elkonsumenters drivkrafter för en ökad förbrukningsflexibilitet: Hushålls attityder och anpassningar till en tidsdifferentierad och effektbaserad elnätstariff. Elforsk rapport 14:41.
- Energiforsk och Profu (2021): Efterfrågan på fossilfri el. Analys av högnivåscenario. Studien genomfördes på uppdrag av Energiföretagen.
- Energimarknadsinspektionen (2021): Ei:s förslag till tillförlitlighetsnorm för Sverige. R2021:05.
- Energimarknadsinspektionen (2022): Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd för utformning av nättariffer för ett effektivt utnyttjande av elnätet. Energimarknadsinspektionens författningssamling. EIFS 2022:1.
- Energimyndigheten (2018): Slopade anslutningskostnader för havsbaserad vindkraft. Regeringsuppdrag om att utreda utformningen av slopade anslutningskostnader för havsbaserad vindkraft. ER 2018:6.
- Energimyndigheten (2021): Nationell strategi för en hållbar vindkraftsutbyggnad. ER 2021:2. Rapporten är författad tillsammans med Naturvårdsverket.
- Energimyndigheten (2022): Myndighetsgemensam uppföljning av samhällets elektrifiering.
- Energimyndigheten (2023): Scenarier över Sveriges energisystem 2023. Med fokus på elektrifieringen 2050. ER 2023:07.
- ENTSO-E (2022): European Resource Adequacy Assessment.
- EU (2019): Europaparlamentets och rådets förordning om den inre marknaden för el, 2019/943.
- Fridolfsson, Sven-Olof och Thomas Tangerås (2009): Market power in the Nordic electricity wholesale market: A survey of the empirical evidence. Energy Policy 37(9), 3681–3692.
- Graf, Christoph, Federico Quaglia och Frank Wolak (2020): Simplified electricity market models with significant intermittent renewable capacity: Evidence from Italy. Working Paper No. w27262, National Bureau of Economic Research (NBER).

- Herre, Lars (2020): Demand flexibility for the simultaneous provision of multiple Services. Doktorsavhandling i elkraftteknik, Kungliga Tekniska högskolan.
- Hirth, Lion, Ingmar Schlecht, Christoph Maurer och Bernd Teerstegen (2019): Cost- or market-based? Future redispatch procurement in Germany. Konsultrapport författad på uppdrag av tyska energi- och näringsdepartementet.
- Holmberg, Pär och Ewa Lazarczyk (2015): Comparison of congestion management techniques: Nodal, zonal and discriminatory pricing. *The Energy Journal* 36(2), s. 145–166.
- Holmberg, Pär och Thomas Tangerås (2020): Incitamenten att investera i produktion på elmarknaden. IFN Policy Paper 92.
- Holmberg, Pär och Thomas Tangerås (2021): En elmarknad med enhetliga priser för förbrukning. IFN Rapport.
- Holmberg, Pär och Thomas Tangerås (2022): Elbrist i storstäderna – ett marknadsperspektiv. SNS.
- Holmberg, Pär och Thomas Tangerås (2023a): A survey of capacity mechanisms: lessons for the Swedish electricity market. *The Energy Journal* 44(6), under utgivning.
- Holmberg, Pär och Thomas Tangerås (2023b): Den svenska elmarknaden – idag och i framtiden, Penning- och valutapolitik 2023(1), 5–35. Rapport författad på uppdrag av Sveriges Riksbank.
- Holtz, Christian, Saara Hollmén, Petr Spodniak och Dmitri Perekhodtsev (2022): Measures to improve risk hedging opportunities on the electricity market in Sweden. Rapporten är författad av konsultbolagen Merlin & Metris AB samt Compass Lexicon på uppdrag av Energimarknadsinspektionen.
- Karlsson, Svenolof (2022): Elsystemkrisen: Det här är problemet. Så kan trenden vändas. Second Opinion Nyheter AB.
- Lundin, Erik (2019): Market power and joint ownership: Evidence from nuclear plants in Sweden. IFN Working Paper No. 1113.
- Lundin, Erik och Thomas Tangerås (2020): Cournot competition in wholesale electricity markets: The Nordic power exchange, Nord Pool. *International Journal of Industrial Organization* (68), 102536.
- Länsstyrelserna (2020): Förutsättningar för en trygg elförsörjning – slutrapport till regeringen avseende ärende I2019/01614/E.
- Mauritzen, Johannes (2014): Scrapping a wind turbine: Policy

- changes, scrapping incentives and why wind turbines in good locations get scrapped first. *The Energy Journal* 35(2), 157–181.
- McRae, Shaun D. och Frank Wolak (2019). Market power and incentive-based capacity payment mechanisms. Opublicerad artikel, Stanford University.
- Nordic Analysis Group – NAG (2021): Requirement for minimum inertia in the Nordic power system, 15 June 2021. Rapporten är författad på uppdrag av European Network of Transmission System Operators, ENTSO-E.
- NEPP (2019): Energisystemet i en ny tid.
- Ny Teknik (2021): Slutsnurrat för Ringhals generatorer – åtminstone i Sverige, 10 mars, 2021.
- Pérez-Arriaga, Ignacio, Jesse Jenkins och Carlos Batlle (2017): A regulatory framework for an evolving electricity sector: Highlights of the MIT utility of the future study. *Economics of Energy & Environmental Policy* 6(1), s. 71–92.
- Power Circle (2020): Batterier i elnätet.
- Power Circle (2022a): Flexibilitet för ett mer stabilt och driftsäkert elsystem - en kartläggning av flexibilitetsresurser.
- Power Circle (2022b): Lokala flexibilitetsmarknader.
- Powermag (2019): Flexible Operation of Nuclear Power Plants Ramps Up, April 1, 2019.
- Qvist, Staffan (2022): Kraftsamling elförsörjning: Stödtjänster. Rapporten är författad på uppdrag av Svenskt Näringsliv.
- Regeringen (2020): Nationell plan för moderna miljövillkor. M2019/01769.
- RISE (2021): Vindkraftens potential och kostnader för att tillhandahålla systemtjänster till elnätet.
- Schittekatte, Tim och Leonardo Meeus (2018): Introduction to network tariffs and network codes for consumers, prosumers, and energy communities. Florence School of Regulation, technical report, July 2018.
- Svenska kraftnät (2021a): Stödtjänster och avhjälpande åtgärder i ett elsystem under förändring.
- Svenska kraftnät (2021b): Systemutvecklingsplan 2022–2031: Vägen mot en dubblerad elanvändning.
- Svenska kraftnät (2021c): Marknaden för stödtjänster till kraftsystemet växer kraftigt.

- Svenska kraftnät (2022): Vägledning för att leverera reserver:  
Dokument som beskriver och vägleder aktörer för deltagande på  
marknader för reserver.
- Svenska kraftnät (2023): Framtidens kapacitetsmekanism för att  
säkerställa resurstillräcklighet på elmarknaden. Regeringsuppdrag  
om förslag på utformning efter 16 mars 2025.
- Sweco (2020): Kartläggning av hur planerade nätinvesteringar  
avhjälper kapacitetsbrist i elnätet – En rapport till  
Energimarknadsinspektionen.
- Thema (2019a): Nättariffer för ett effektivt utnyttjande av  
elnätet. Thema Rapport 2019-II. Författad på uppdrag av  
Energimarknadsinspektionen.
- Thema (2019b): Review of the Swedish grid tariff model, Thema  
Rapport 2019-04. Författad på uppdrag av Svenska kraftnät.
- Vesterberg, Mattias (2020): Den svenska elmarknaden: Är hushållen  
en kraft att räkna med? SNS.



Klimat- och energiomställningen ställer energisystemet och elmarknaden inför en rad utmaningar. Vilka är utmaningarna? Och går det att utforma en teknikneutral elmarknad som hanterar dem?

För att elmarknaden ska fungera väl krävs ett ökat samspel mellan olika delar av kraftsystemet och tydligare prissignaler för aktörerna. I rapporten redogörs för hur elmarknaden och nättariffer kan utformas mer teknikneutralt, och därmed bidra till att omställningen inte blir onödigt kostsam.

*Pär Holmberg* och *Thomas Tangerås* är båda docenter i nationalekonomi och verksamma inom forskningsprogrammet Hållbar energiomställning vid Institutet för Näringslivsforskning (IFN).

Rapporten är en del i SNS treåriga forskningsprojekt »Framtidens energisystem«.

