

# Internationell integration av den svenska elmarknaden

---

*Pär Holmberg*  
*Thomas P. Tangerås*

# Internationell integration av den svenska elmarknaden



Internationell  
integration av den  
svenska elmarknaden

---

*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.

*Internationell integration av den svenska elmarknaden*  
Pär Holmberg och  
Thomas P. Tangerås  
© 2023 Författarna och SNS Förlag  
Tryck: Books on Demand, Tyskland  
ISBN 978-91-89754-28-7

## INNEHÅLL

Förord	7
Sammanfattning	9
1. Inledning	15
2. Elsystemet	17
3. Elmarknaden	22
4. Marknadsintegration på kort sikt	34
5. Marknadsintegration på lång sikt	59
6. Avslutning	67
Referenser	69



# Förord

Att integrera Europas elmarknader – i syfte att skapa en effektiv, trygg och hållbar energiförsörjning – har länge varit en central målsättning för EU:s energipolitik. Det finns dock en rad hinder för att en fullt ut gemensam europeisk elmarknad ska komma på plats. I denna rapport beskrivs hur relativt enkla marknadsreformer skulle kunna korrigera snedvridande incitament, något som skulle förbättra integrationen av elmarknaden på både kort och lång sikt.

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

Rapporten är en del i SNS treåriga forskningsprojekt »Framtidens energisystem«. Projektets övergripande syfte är att 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.

Harry Flam, professor emeritus vid Institutet för internationell ekonomi (IIES) vid Stockholms universitet, har vid ett akademiskt



seminarium kommenterat och lämnat konstruktiva synpunkter på ett utkast till rapporten. Författarna tackar även Henrik Horn för värdefulla kommentarer.

SNS tackar alla ovan nämnda för deras insatser, 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 en integrering av elmarknaden och hur brister i dagens system kan hanteras.

Stockholm i oktober 2023

*Charlotte Paulie*  
Forskningsledare, SNS

# Sammanfattning

## Energikrisen har lett till ifrågasättanden av EU:s inre elmarknad

Sedan 1990-talet har en central målsättning för EU:s energipolitik varit att skapa en inre elmarknad, i syfte att uppnå konkurrenskraftiga elpriser, effektiva investeringssignaler, ökad försörjningstrygghet och en hållbar energiförsörjning. Särskilt har EU infört en gemensam så kallad spotmarknad (eller dagen-före-marknad) för att underlätta handeln med el mellan medlemsländerna.

I vilken utsträckning el faktiskt kan handlas över nationsgränserna beror i grunden på kapaciteten i det överföringsnät som kopplar samman länderna. Besluten om hur mycket av den befintliga överföringskapaciteten som ska tilldelas marknaden på kort sikt och hur mycket pengar som ska investeras i ny kapacitet på lång sikt fattas av nationella nätägare som ofta bedriver sin verksamhet som nationella monopol i statlig regi.

På en integrerad elmarknad har faktorer i utlandet stor påverkan på de inhemska elpriserna. Ett exempel är hur de ovanligt höga kostnaderna för fossil elproduktion på den europeiska kontinenten fick stort genomslag på elpriserna i södra Sverige under 2022. Energikrisen det året och de höga priserna har lett till ifrågasättanden av ambitionen om en gemensam europeisk elmarknad, inte minst i Sverige. I överenskommelsen mellan de nuvarande regeringspartierna och Sverigedemokraterna, fastställd i Tidöavtalet, anges exempelvis att utbyggnaden av exporterande elkablar bör pausas till dess att prisskillnaderna på elmarknaden har minskat betydligt.

Denna utveckling leder till en rad frågor om elmarknaden. Hur integrerad bör den europeiska elmarknaden vara? Har nätföretagen snedvridna incitament att tilldela kapacitet till marknaden på kort sikt och investera i överföringskapacitet på lång sikt? Hur väl fungerade marknadsintegrationen under energikrisen? Och hur kan man förbättra regelverket för att uppnå en effektiv integration av elmarknaden?

## Nätägare har incitament att begränsa tilldelningen av internationell överföringskapacitet

En elmarknad är fullt integrerad om kapaciteten i elnätet är tillräcklig för att hantera all handel som uppstår till det elpris som balanserar marknadens totala efterfrågan mot det totala utbudet. Men ofta ger kapacitetsbrister i elnätet upphov till prisskillnader mellan olika elområden. Priset ökar i elområden med efterfrågeöverskott och sjunker i elområden med utbudsöverskott. Det lokala elpriset i ett elområde med överskott av lokal elproduktion bestäms av den nivå där elproduktionen är lika med den lokala förbrukningen plus exportkapaciteten från elområdet. I ett elområde med ett överskott av lokal förbrukning bestäms det lokala områdespriset av den nivå där elförbrukningen är lika med den lokala produktionen plus importkapaciteten till elområdet. Hela vinsten som uppstår av att sälja el från ett lågpris- till ett högprisområde går till nätägarna som äger överföringsförbindelsen mellan de två områdena, i form av så kallade flaskhalsintäkter.

Från en samhällsekonomisk utgångspunkt bör så mycket som möjligt av den tillgängliga nätkapaciteten tilldelas marknaden för att de totala handelsvinster ska maximeras. Men handel har fördelningseffekter som kan ge nationella ekonomiska incitament att hålla tillbaka överföringskapacitet från marknaden. En begränsning av den tilldelade kapaciteten sänker elpriset i exportlandet. Detta är till fördel för konsumenterna i exportlandet, som får billigare el, men till nackdel för landets producenter, som får lägre ersättning för den el de producerar. Det omvända gäller för konsumenterna och producenterna i importlandet, där elpriserna ökar när handeln minskar. Begränsningar av handeln påverkar även storleken på flaskhalsintäkterna. Sammantaget ger dessa fördelningseffekter nationella nätägare ekonomiska incitament att begränsa tilldelningen av internationell export- eller importkapacitet.

## Regelverket i EU ska motverka begränsningar av tilldelningen av överföringskapacitet

Fördraget om Europeiska unionens funktionssätt förbjuder kvantitativa restriktioner som gör skillnad mellan medborgarna i EU. Det finns även sektorspecifika konkurrensregler för elmarknaden som förbjuder otillbörlig marknadspåverkan, exempelvis transaktioner som ger falska eller vilseledande signaler om tillgång, efterfrågan eller priser. I EU:s elmarknadsförordning anges konkreta regler för den internationella handeln med el. Det strider mot regelverket att i ekonomiskt syfte begränsa överföringskapaciteten mellan medlemsstater. Villkoret om tilldelning av nätkapacitet anses uppfyllt om minst 70 procent av den tillgängliga nätkapaciteten har tilldelats marknaden. Tillsynsmyndigheterna kan dock bevilja undantag från 70-procentsregeln för att upprätthålla driftsäkerheten i elsystemet.

## Hur var tilldelningen av överföringskapacitet under 2022?

En jämförelse mellan den tilldelade överföringskapaciteten på dagen-före-marknaden och den maximala handelskapaciteten visar att exporten från Sverige till både södra Norge, Danmark och Tyskland begränsades till under 70 procent av den maximala handelskapaciteten under minst en fjärdedel av alla timmar då det fanns en importefterfrågan från dessa områden under år 2022. Dessutom fanns omfattande begränsningar i exporten från norra Norge till norra Sverige. Sammantaget bidrog dessa begränsningar till att elpriserna sjönk i södra Sverige och ökade i norra Sverige. Under 15 procent av timmarna med export från elområde Stockholm (SE3) till elområde Malmö (SE4) begränsades handeln till under 70 procent av den maximala handelskapaciteten mellan dessa elområden. Dessa begränsningar bidrog till att elpriserna ökade mer i SE4 än i resten av landet under 2022.

## Var kapacitetstilldelningen under 2022 förenlig med regelverket?

Integrationen av den svenska elmarknaden under 2022 var tillfredsställande såtillvida att den tilldelade kapaciteten uppgick till minst 70 procent av den maximala kapaciteten eller jämnade ut priserna mellan sammanlänkade elområden under de flesta drifttimmarna och på de flesta nätöverföringarna. Tilldelningen av kapacitet kan ha varit förenlig med EU:s regelverk även vid de tillfällen under 2022 då den begränsade handeln till under 70 procent. För det första fanns undantag från 70-procentsregeln på vissa exportförbindelser. För det andra gäller inte 70-procentsregeln för begränsningar inom landet. För det tredje baseras 70-procentsregeln på överföringarnas *tillgängliga* kapacitet, medan vår analys använder den *maximala* kapaciteten som måttstock. Den tillgängliga kapaciteten beräknas bland annat med hänsyn till driftsäkerheten inom varje elområde. Det är dock svårt att verifiera om begränsningar i handeln har skett i syfte att upprätthålla driftsäkerheten eller av andra orsaker, eftersom alla utom nätägarna själva saknar detaljkunskap om de lokala elsystemen. Informationsövertaget ger nätägarna stor frihet att påverka huruvida de formellt har uppnått kravet om 70 procents kapacitetstilldelning genom hur de själva beräknar den tillgängliga kapaciteten på olika överföringar vid olika tidpunkter.

## Tre förslag för att förbättra kapacitetstilldelningen

Ökad insyn i hur nätföretagen beräknar den tillgängliga kapaciteten skulle underlätta tillsynen av marknaden. Svårigheterna att upptäcka eventuella brott mot regelverket talar starkt för marknadsreformer som stärker incitamenten att tilldela nätkapacitet. Vi lägger fram tre förslag för att utveckla elmarknaden i denna riktning:

1. Prissäkring av nätägarnas flaskhalsintäkter.
2. Nya regler för hur flaskhalsintäkter ska fördelas mellan nätägarna.
3. Oberoende mellan nätägande och kapacitetstilldelning.

De två första förslagen försvårar för en nätägare att öka flaskhalsintäkterna genom att hålla tillbaka överföringskapacitet från marknaden. Prissäkring av flaskhalsintäkter genom terminskontrakt minskar

spotprisernas betydelse för flaskhalsintäkterna. Mängden kontrakt som auktioneras ut måste dock sannolikt bestämmas genom ett reglerat förfarande. Om en mindre andel av de totala flaskintäkterna tillkommer en nätägare som är ansvarig för en kapacitetsbegränsning, minskar de ekonomiska incitamenten att sänka kapaciteten. Slutligen kan en formell åtskillnad mellan nätägande och kapacitetstilldelning förmå den som får ansvaret för att tilldela överföringskapacitet till marknaden att ta mindre hänsyn till nationella flaskhalsintäkter. Detta gäller särskilt om detta ansvar samtidigt utvidgas och sträcker sig över flera länder.

## Incitamenten att investera i internationell överföringskapacitet är snedvridna

Fördelarna med investeringar i ökad överföringskapacitet är bland annat vinster från ökad handel, förbättrad driftsäkerhet i elnätet, större konkurrens på elmarknaden och minskade utsläpp av växthusgaser i samband med elproduktion. På en internationellt integrerad elmarknad uppstår dessutom tredjelandseffekter till följd av ändrade elflöden och elpriser. Dessa måste man ta hänsyn till för att en investering i ökad kapacitet ska vara samhällsekonomiskt effektiv. Eftersom tredjelandseffekter kan vara både positiva och negativa kan nationella investeringsbeslut leda till för lite eller för mycket investeringar beroende på de underliggande ekonomiska villkoren. Det finns inga bindande regler för hur mycket som ska investeras i ny kapacitet i transmissionsnätet.

## Strukturerade förhandlingar kan öka effektiviteten i nätutbyggnaden

EU hanterar tredjelandseffekter genom samfinansiering av prioriterade projekt på EU-nivå. Denna lösning kan dock leda till ineffektivitet till följd av lobbyverksamhet där varje land arbetar för att få in just sina projekt. En ny förhandlingsmodell skulle medföra ett mer effektivt hänsynstagande till tredjelandseffekter vid utbyggnaden av överföringsnätet. I en sådan modell skulle medlemsländerna som ett första steg skicka sina nätutvecklingsplaner till EU, varefter representanter för tredjeländer i en omförhandlingsprocess kan föreslå modifikationer av de ursprungliga förslagen. Om någon av parterna lägger in sitt veto mot ändringsförslagen, genomförs det ursprungliga projektet. Meto-

den ger tredjeländer påverkan över vilka projekt som genomförs, men motverkar samtidigt oskäligt inflytande över projekten.

Sammanfattningsvis är incitamenten att utnyttja den tillgängliga överföringskapaciteten och att investera i nya nät snedvridna på en internationell elmarknad. Men relativt enkla reformer av marknaden kan korrigera dessa incitament och därigenom förbättra integrationen av den europeiska elmarknaden på både kort och lång sikt.

# I. Inledning

En central målsättning för EU:s energipolitik har länge varit att uppnå en inre elmarknad, i syfte att skapa konkurrenskraftiga elpriser, effektiva investeringssignaler, ökad försörjningstrygghet och en hållbar energiförsörjning.<sup>1</sup> Som ett led i detta arbete har EU infört ett antal förordningar för att harmonisera medlemsstaternas nationella elmarknader och regleringar och därigenom underlätta handeln över landgränserna.<sup>2</sup> Bland annat har EU-länderna numera en gemensam så kallad spotmarknad (eller dagen-före-marknad) för el. Även Norge tillhör den gemensamma elmarknaden.

Det omfattande europeiska regelverket skapar förutsättningar för effektiv handel med el, men det är kapaciteten i det högsända överföringsnätet (transmissionsnätet) inom varje land och mellan länderna som avgör i vilken utsträckning el faktiskt kan handlas över gränserna. På kort sikt beror graden av marknadsintegration på hur stor del av den befintliga nätkapaciteten som tilldelas marknaden. På lång sikt beror integrationen på hur mycket som investeras i att bygga ut överföringsnätets kapacitet. På nationell nivå bestäms såväl tilldelningen av nätkapacitet som investeringarna av de nätägare som äger och driver det nationella transmissionsnätet och de internationella överföringsförbindelserna. Dessa är ofta statligt ägda monopolverksamheter.

På spotmarknaden för el stiger priset i exportlandet och sjunker i importlandet om handeln mellan de två länderna ökar. De två länderna har samma spotpris om handeln med el flödar obehindrat inom och

---

1. Detta mål formulerades för första gången i EU (1996) och har uppdaterats vid ett flertal tillfällen. Den senaste versionen är EU (2019b).

2. Se Schittekatte m.fl. (2020) för en grundlig genomgång av dessa förordningar.



mellan länderna. Faktorer i utlandet kan därför ha stor inverkan på inhemska elpriser. Under 2021 och 2022 fick särskilt de rekordhög priserna på gas och kol stor inverkan på elpriserna i södra Sverige, genom att de drev upp kostnaderna för fossil elproduktion på kontinenten. Genomslaget på de svenska elpriserna berodde på att Sverige är en stor exportör av el till Kontinentaleuropa genom överföringsförbindelser till Litauen, Polen och Tyskland. Omfattande förbindelser finns även till Danmark, Finland och Norge.

Prisutvecklingen på el och en ökad osäkerhet kring försörjningstryggheten har ibland skapat internationella spänningar. Ett exempel är situationen som uppstod vintern 2021/22 när den norska nätägaren Statnett minskade överföringskapaciteten till Sverige närmast som en vedergällning för begränsningar av kapaciteten i motsatt riktning genomförda av Svenska kraftnät, som äger transmissionsnätet i Sverige.<sup>3</sup> I Sverige har röster höjts för att begränsa den europeiska integrationen av elmarknaden för att skydda elkonsumenterna mot höga elpriser. I Tidöavtalet (2022), som låg till grund för regeringsbildningen 2022, anges exempelvis att utbyggnaden av elkablar för export bör pausas till dess att elnätet inom Sverige är så väl utbyggt att prisskillnaderna mellan olika regioner har minskat betydligt.

Denna utveckling väcker en rad frågor om elmarknaden som denna rapport ska belysa: Hur integrerad bör den europeiska elmarknaden vara? Har nätföretagen snedvridna incitament att tilldela kapacitet till marknaden på kort sikt och investera i överföringskapacitet på lång sikt? Hur väl fungerade marknadsintegrationen under energikrisen? Hur kan man förbättra regelverket för att uppnå en effektiv integration av elmarknaden?

I kapitel 2 beskrivs elsystemet i korthet, med fokus på överföringsnätet. Därefter beskrivs i kapitel 3 elmarknaden och regleringen av nättarifferna. I kapitel 4 granskas integrationen av elmarknaden på kort sikt givet den befintliga kapaciteten i elnätet, medan incitamenten att investera i nät på lång sikt behandlas i kapitel 5. En avslutande diskussion förs i kapitel 6.

---

3. Se »Behov for balansert utveksling med Sverige«, 23 november 2021, [statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeddelinger/nyhetsarkiv-2021/behov-for-balansert-utveksling-med-sverige](https://statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeddelinger/nyhetsarkiv-2021/behov-for-balansert-utveksling-med-sverige).

## 2. Elsystemet

Det högspända transmissionsnätet utgör huvudpulsådern i det svenska elsystemet genom att det kopplar ihop storskalig elproduktion, som vatten- och kärnkraft, med kopplingsstationer för regionala elnät. I Sverige finns totalt 157 anslutningspunkter till transmissionsnätet.<sup>4</sup> Regionnäten i sin tur ansluter elintensiv industri, som stålverk och pappersbruk, samt mindre produktionsanläggningar till elnätet. Regionnäten ansluter även kopplingsstationer till de lågspända lokalnäten som i sin tur ansluter hushåll och andra mindre konsumenter till systemet, liksom eventuell mikroproduktion.<sup>5</sup> Denna rapport handlar främst om transmissionsnätet. Se figur 1 för en karta över transmissionsnätet i Norden och Baltikum.

Det svenska elsystemet är en del av det integrerade europeiska elsystemet genom högspända överföringsförbindelser till våra nordiska grannländer samt Litauen, Polen och Tyskland. Den fysiska integrationen av de nationella elnäten i Norden har en lång historia, eftersom man tidigt insåg fördelarna med en gränsöverskridande elförsörjning. Den första sjökabeln mellan Själland och Sverige togs i drift redan 1915 (Diczfalusy och Hellner 2023). Den första kabeln mellan Norge och Sverige för reguljär kraftöverföring öppnades 1960 mellan Nea kraftstation i Sør-Trøndelag och Järpströmmens transformatorstation

---

4. Svenska kraftnät tillämpar tröskelvärden att en anläggning måste ha en inmatnings- eller uttagskapacitet om minst 100 megawatt (MW) för att anslutas till transmissionsnätet.

5. Sex företag äger och driver regionnät, varav de största är Vattenfall och Ellevio. Totalt 149 privata och offentliga företag äger och driver lokalnät. Se Bergman och Diczfalusy (2020) eller Lundin och Söderberg (2022) för studier av region- och lokalnäten och deras ekonomiska verksamhet.

i Jämtland.<sup>6</sup> Sedan dess har integrationen av det nordiska elsystemet accelererat. Det senaste exemplet är North Sea Link som öppnade 2021 och som skapade en direkt nätförbindelse mellan Storbritannien och Norge.<sup>7</sup>

Nätstrukturen i Sverige är i hög grad nord-sydlig, vilket även i viss grad gäller Finland och Norge, som framgår av figur 1. Denna struktur speglar behovet av att frakta el producerad med storskalig vattenkraft i norr till stora befolkningscentra längre söderut. De nya förbindelserna från Norge till Storbritannien och Tyskland medför dock en ökning av flödena i öst-västlig riktning. Ny kärnkraft i Finland och den planerade Viking Link mellan Danmark och Storbritannien kommer att förstärka dessa flöden.<sup>8</sup> Detta skapar utmaningar för det svenska elnätet, något vi återkommer till.

För att undvika kostsamma störningar i elförsörjningen är det viktigt att någon har det övergripande ansvaret för att elsystemet fungerar driftsäkert. Särskilt gäller det att upprätthålla balansen mellan produktionen och förbrukningen av el vid varje tidpunkt och överallt i elnätet. I Sverige är affärsverket Svenska kraftnät systemansvarig myndighet. Svenska kraftnät äger dessutom det inhemska transmissionsnätet och är även delägare i de flesta överföringsförbindelserna med utlandet. En systemansvarig operatör som också äger transmissionsnätet benämns med förkortningen TSO (*transmission system operator*).<sup>9</sup>

Svenska kraftnät är dock inte delägare i överföringsförbindelsen Baltic Cable mellan södra Sverige och Tyskland.<sup>10</sup> Baltic Cable ägs i sin helhet av det norska elbolaget Statkraft och är en egen TSO sedan 2021.<sup>11</sup>

År 2021 uppgick den installerade exportkapaciteten från Sverige

6. »Nea – Järpströmmen«, 10 november 2015, [nve.no/om-nve/nves-utvalgte-kulturminner/kraftledninger/nea-jarpstrommen](http://nve.no/om-nve/nves-utvalgte-kulturminner/kraftledninger/nea-jarpstrommen).

7. Se [northsealink.com](http://northsealink.com) för en beskrivning.

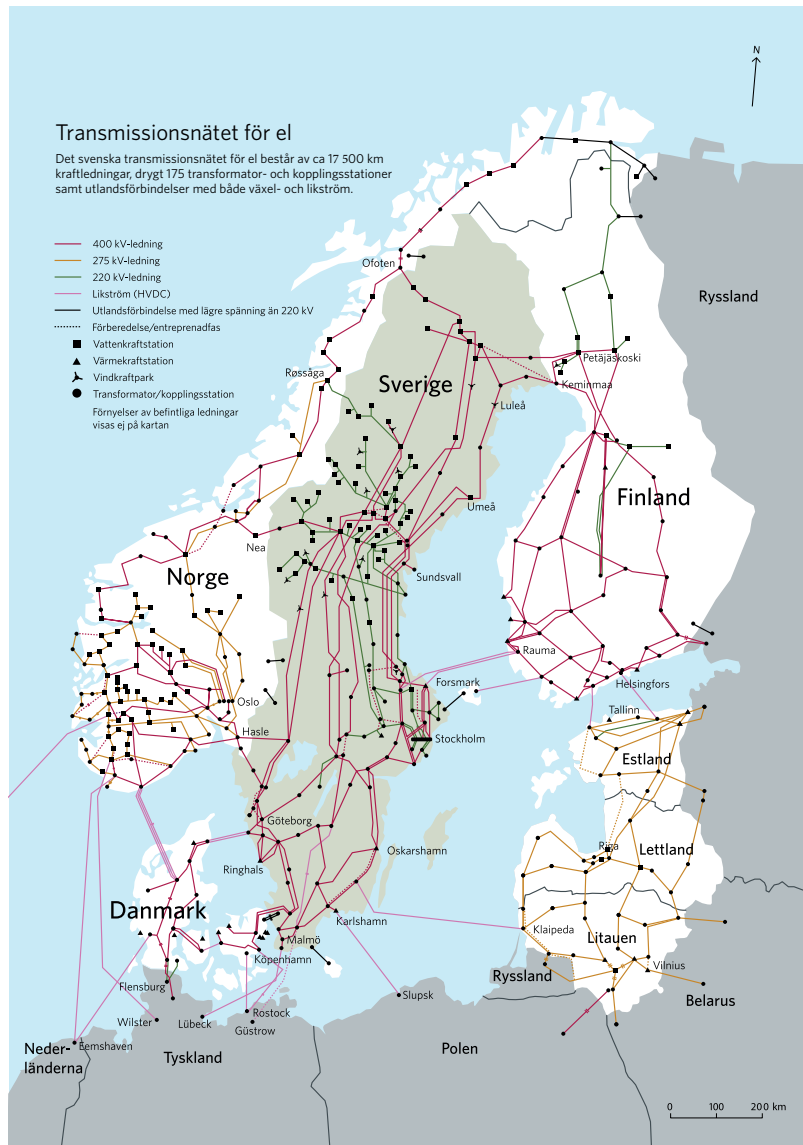
8. Se [viking-link.com](http://viking-link.com) för en beskrivning.

9. Vissa länder, som Tyskland, har fler än en TSO, med systemansvar för olika geografiska delar av landets elsystem. I några länder finns även begreppet *independent system operator* (ISO). Det är en systemansvarig operatör som driver men inte själv äger transmissionsnätet inom det geografiska område där den är verksam.

10. Se [balticcable.com](http://balticcable.com) för en beskrivning.

11. TSO-status innebär exempelvis att det systemansvariga företaget måste säkerställa att dess beslut fattas oberoende av moderbolaget. En fördel är att företaget blir medlem av Entso-E, det europeiska samarbetsorganet för systemansvariga operatörer.

Figur 1. Karta över transmissionsnätet i Norden och Baltikum 2021.



Källa: Svenska kraftnät (svk.se).

till grannländerna till 10 625 megawatt (MW), och motsvarande importkapacitet var 10 325 MW (Svenska kraftnät 2022). Den maximala exportvolymen var därför drygt 93 terawattimmar (TWh) el under 2021 medan den maximala importvolymen var 90 TWh.<sup>12</sup> För att ställa dessa siffror i perspektiv kan vi nämna att den maximala exportvolymen utgjorde 58 procent av Sveriges elproduktion under 2021. Den maximala importvolymen motsvarade två tredjedelar av den totala elförbrukningen (inklusive nätförluster) det året. En inhemsk kapacitetsbegränsning som har varit påtaglig på senare år är den mellan elområde Stockholm (SE3) och elområde Malmö (SE4).<sup>13</sup> År 2021 uppgick överföringskapaciteten från SE3 till SE4 till 6 200 MW (Svenska kraftnät 2022). Omräknat till maximal överföring av el på årsbasis från SE3 till SE4 innebär det drygt 54 TWh under 2021. Det var dubbelt så mycket som den totala elförbrukningen i SE4 samma år.<sup>14</sup>

Utifrån siffrorna ovan kan man säga att Sverige *i genomsnitt* har ett väl tilltaget nationellt och internationellt transmissionsnät. Trots detta uppstår flaskhalsar ändå, eftersom produktionen och förbrukningen av el uppvisar stor variation över dygnet, veckan och året. Bland annat av denna orsak driver Svenska kraftnät ett omfattande program för investeringar.<sup>15</sup> Vissa av projekten syftar till att ersätta och uppgradera ledningar som har nått sin tekniska livslängd, medan andra ska öka kapaciteten i elnätet. Många gäller en ökning av överföringskapaciteten mellan norra och södra Sverige och ingår i ett investeringspaket som kallas NordSyd. Ett av målen är att den installerade överföringskapaciteten mellan elområdena Sundsvall (SE2) och Stockholm (SE3) ska öka från dagens 7 300 till över 10 000 MW. Dessa projekt har en lång planeringshorisont som sträcker sig tio till femton år framåt i tiden.

12. Den maximala exportvolymen i megawattimmar (MWh) beräknas genom att multiplicera exportkapaciteten med antalet timmar per dygn och antalet dygn per år. Motsvarande gäller för den maximala importvolymen. 1 TWh motsvarar 1 miljon MWh. Kapaciteten beror inte endast på själva kabelns storlek, utan även på de installerade nätkomponenterna. Dessa nätkomponenter behöver inte vara symmetriska i båda riktningar. Därför kan export- och importkapaciteten skilja sig åt på vissa överföringsförbindelser.

13. I nästa kapitel tittar vi närmare på elområdena och deras funktion.

14. Alla siffror för elförbrukning och -produktion i detta avsnitt är hämtade från Svenska kraftnäts statistikdatabas, [svk.se/om-kraftsystemet/kraftsystemdata/elstatistik](http://svk.se/om-kraftsystemet/kraftsystemdata/elstatistik).

15. Dessa beskrivs på Svenska kraftnäts hemsida, se [svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/transmissionsnätet/transmissionsnatsprojekt](http://svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/transmissionsnätet/transmissionsnatsprojekt).

Det finns även planer på två nya överföringsförbindelser i syfte att öka marknadsintegrationen på europeisk nivå: dels Aurora Line mellan elområde Luleå (SE1) och Finland, dels Hansa Powerbridge mellan elområde Malmö (SE4) och Tyskland.<sup>16</sup>

Det uppstår även lokala flaskhalsar i överföringsnätet kring storstadsregioner, särskilt Stockholm, vilket medför en risk för lokal elbrist. Svenska kraftnät genomför därför även åtgärder för att utöka transmissionskapaciteten till Stockholm och andra regioner. I denna rapport kommer vi dock inte att fokusera på den specifika försörjningsproblematiken kring storstäder.<sup>17</sup>

---

16. Se [fingrid.fi/en/grid/construction/aurora-line](https://www.fingrid.fi/en/grid/construction/aurora-line) för en beskrivning av Aurora Line och [svk.se/hansapowerbridge](https://www.svk.se/hansapowerbridge) för en beskrivning av Hansa Powerbridge.

17. Se Holmberg och Tangerås (2022) för en sådan analys.

## 3. Elmarknaden

Den svenska elmarknaden består av två huvuddelar. Den ena är den avreglerade och konkurrensutsatta marknaden för *handel* med el. Här bestämmer marknadspriserna hur mycket producenterna får i ersättning för den el de levererar och hur mycket konsumenterna betalar för den el de använder, liksom storleken på de handelsvinster som uppstår när el producerad i ett område säljs till ett högre pris i ett annat område. Den andra delen är den reglerade marknaden för *överföring* av el. Här bestämmer Energimarknadsinspektionen, som är den reglerande myndigheten, vilka tariffer som nätföretagen får ta ut av sina kunder. Orsaken till denna reglering är kostnaden för konkurrerande infrastruktur, som kraftigt försvårar ett konkurrensutsättande av elnäten. Svenska kraftnät får *flaskhalsintäkter* från den avreglerade delen av elmarknaden och tar ut *nättariffer* från sina abonnemangskunder. I detta kapitel beskriver vi de två viktigaste elmarknaderna i detta avseende, och hur flaskhalsintäkterna och nättarifferna bestäms.

### 3.1 Dagen-före-marknaden

Det mesta av elen som produceras i Norden säljs på en så kallad *dagen-före-marknad* där elhandelsföretag och elintensiv industri köper sin el från producenterna. De priser som hushållen betalar för sin elförbrukning sätts med ett påslag på dagen-före-priset. Dagen-före-priset utgör även referenspris för de finansiella kontrakt som aktörerna på elmarknaden använder för att prissäkra sin produktion och förbrukning. Det finns två konkurrerande elbörser där marknadsaktörerna i Norden (förutom Island) och Baltikum kan handla el »dagen före«. Den största, Nord Pool, handlade 381,5 TWh el på dagen-före-mark-

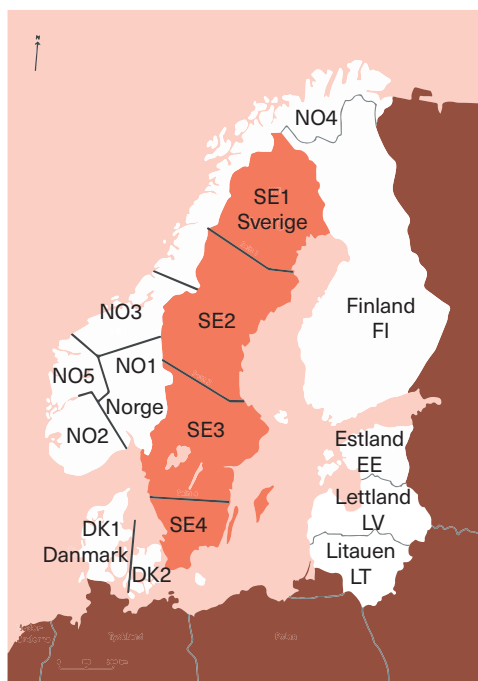
naden under 2019. Detta utgjorde drygt 95 procent av produktionen i Norden och Baltikum det året.<sup>18</sup> Konkurrenten Epex Spot öppnade för handel i juni 2020 och är än så länge mycket mindre än Nord Pool på den nordiska marknaden, mätt i omsatt volym.

På dagen-före-marknaden anger producenterna varje dag före klockan tolv hur mycket el de önskar sälja till olika priser varje hel driftstimme under nästkommande dygn. Samtidigt lämnar elhandelsbolag och större industriella konsumenter bud som anger hur mycket el de är villiga att köpa till olika priser varje driftstimme nästa dygn. Därefter skapas en utbudskurva för Norden för varje enskild timme nästa dygn genom att alla inkomna säljbud på Nord Pool och Epex Spot läggs ihop. En motsvarande efterfrågekurva skapas genom att alla köpbud för respektive timme summeras. *Systempriset* för varje timme sätts på den nivå där det totala utbudet är lika med den totala efterfrågan på dagen-före-marknaden.

Systempriset är ett teoretiskt marknadspris som beräknas på övergripande nordisk nivå. För att det även ska fungera som ett faktiskt marknadspris, förutsätter det att transmissionsnätet har tillräcklig kapacitet att frakta all el från produktionsställena till platserna där den efterfrågas. Ibland kan dock de regionala obalanserna mellan produktion och förbrukning bli så stora att elnätet inte har tillräcklig kapacitet att hantera alla flöden som behövs för att utbudet och efterfrågan ska balanseras till systemprisets nivå. Exempelvis sker det mesta av den svenska elproduktionen i de norra delarna av landet, medan det mesta av konsumtionen sker längre söderut. Obalanser uppstår typiskt under höglasttimmar, då en ökning av elförbrukningen i storstadsområden som Malmö och Stockholm medför att behovet av elöverföring överstiger kapaciteten i transmissionsnätet. För att hantera sådana kapacitetsbrister i elnätet beräknas även lokala marknadspriser. Den nordisk-baltiska elmarknaden är för detta syfte indelad i femton elområden, som framgår i figur 2. Norge har fem elområden, Sverige har fyra och Danmark har två. Finland och de tre baltiska länderna utgör ett elområde vardera.

<sup>18</sup> Handelsdata är hämtade från Nord Pools årsredovisning för 2019. Produktionsdata kommer från Nord Pools marknadsdata. Båda är tillgängliga på nordpoolgroup.com. År 2020 ändrade Nord Pool hur de beräknar sina handelsdata, och numera summerar de försäljnings- och inköpsvolymen på sina enskilda marknader.



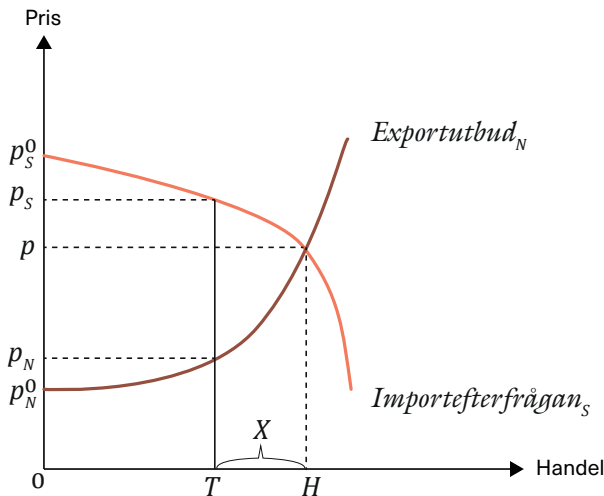
**Figur 2.** Elområden på den nordisk-baltiska elmarknaden 2021.

Källa: Svenska kraftnät (svk.se).

För att hantera de flaskhalsar som kapacitetsbristen i elnätet ger upphov till skapas ett enskilt elpris för varje elområde på dagen-före-marknaden. Genom att elpriset sjunker i elområden med överskott av elproduktion och ökar i elområden med underskott av elproduktion, minskar utbudet av el i de förra medan utbudet ökar i de senare. En sådan förbättrad balans mellan utbud och efterfrågan inom varje elområde minskar behovet av överföringskapacitet på marknaden. Områdespriserna ändras till dess att flödena av el matchar kapaciteten att överföra el i transmissionsnätet.

Vi illustrerar prismekanismen på dagen-före-marknaden i figur 3. Handelskvantiteten anges där på den horisontella axeln och priset på den vertikala axeln. Anta att det finns en flaskhals mellan SE2 och SE3

Figur 3. Prissättningen på elbörsens dagen-före-marknad.



som delar in Sverige i två prisområden,  $N$  (SE1 och SE2) och  $S$  (SE3 och SE4). Kurvan  $Exportutbud_N$  anger skillnaden mellan utbud och efterfrågan i norra Sverige och är en ökande funktion av elpriset. Den är lika med noll vid priset  $p_N^0$ , vilket innebär att det då är lokal balans mellan utbud och efterfrågan i  $N$ . Kurvan  $Importefterfrågan_S$  anger skillnaden mellan efterfrågan och utbud i södra Sverige och är en minskande funktion av elpriset. Vid priset  $p_S^0$  råder lokal balans mellan utbud och efterfrågan i  $S$ .

Prisskillnaden  $p_S^0 - p_N^0$  medför att det uppstår vinster av att sälja el från norra till södra Sverige. Dessa är fullt utnyttjade till det enhetliga Sverigepriset  $p$ , vilket ger handel lika med  $H$ . Problemet är att den tilldelade överföringskapaciteten mellan SE2 och SE3 endast är  $T$  MWh. Det enhetliga Sverigepriset  $p$  ger ett lokalt importöverskott om  $X$  i södra Sverige och ett lokalt exportöverskott om  $X$  i norra Sverige. Marknaden löser problemet genom lokala elområdespriser,  $p_S$  och  $p_N$ , som minskar importefterfrågan i söder och exportutbudet i norr till en sådan nivå att handeln anpassar sig till den rådande kapaciteten  $T$ . Flaskhalsar kan

även uppstå mellan länder och ge upphov till internationella prisskillnader. För att få så hög effektivitet som möjligt balanseras dagen-före-marknaden simultant runt om i Europa.<sup>19</sup>

Handelsflödet i figur 3 bestäms alltså av den kapacitet  $T$  som ägaren av transmissionsnätet, i detta fall Svenska kraftnät, har tilldelat dagen-före-marknaden. Internationella förbindelser är ofta gemensamt ägda av de systemansvariga i de två sammankopplade länderna. Om vi exempelvis låter  $N$  i figuren ovan vara elområde Malmö (SE4) och  $S$  vara Litauen (LT), så ges  $T$  av minimum av den exportkapacitet som Svenska kraftnät har tilldelat marknaden och av den importkapacitet som Litgrid, den litauiska TSO:n, har tilldelat marknaden på ledningen Nordbalt, som länkar samman de två elområdena.<sup>20</sup>

Alla inköp inom ett enskilt elområde sker till det lokala elområdespriset på dagen-före-marknaden, och all försäljning inom ett elområde sker till det lokala elområdespriset. Det är ägaren av överföringsförbindelserna mellan elområdena som tjänar på prisskillnaderna vid flaskhalsar i elnätet. Inkomsterna på internationella överföringar delas ofta lika mellan ägarna, enligt ingångna avtal.<sup>21</sup> En flaskhalsintäkt beräknas som prisskillnaden multiplicerad med handeln mellan två områden.<sup>22</sup> I figur 3 utgörs flaskhalsintäkten av  $p_S - p_N$  multiplicerat med  $T$ . Vid en handel som motsvarar  $H$  i figuren uppstår ingen flaskhalsintäkt eftersom priset då är detsamma i alla elområden. Det uppstår inte heller någon flaskhalsintäkt om ingen kapacitet har tilldelats marknaden. Principerna för fördelningen av flaskhalsintäkter har konsekvenser för incitamenten att tilldela överföringskapacitet till marknaden, något vi återkommer till i nästa kapitel.

Tabell 1 visar de totala flaskhalsintäkterna i miljoner euro på dagen-före-marknaden inom Sverige samt mellan Sverige och grannländerna för varje år mellan 2016 och 2022.

19. Den gemensamma dagen-före-marknaden balanseras med hjälp av algoritmen Euphemia. Se exempelvis NEMO Committee (2020) för en beskrivning av denna algoritim.

20. Dessa principer för den nordiska marknaden är beskrivna i Nord Pool (2020). Acer (2022a) innehåller en översikt över hur kapacitet tilldelas marknaden i de olika EU-länderna.

21. Se exempelvis Fingrid, »Congestion income«, [fingrid.fi/en/electricity-market-information/congestion-income](http://fingrid.fi/en/electricity-market-information/congestion-income).

22. Svenska kraftnät benämner flaskhalsintäkter som *kapacitetsavgifter*. I EU:s regelverk benämns de som *intäkter från överbelastning*.

**Tabell 1.** Årliga totala flaskhalsintäkter i miljoner euro åren 2016–22.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Sverige internt	29	59	81	75	510	1 701	4 583
Sverige–Danmark	17	22	31	40	48	147	824
Sverige–Finland	75	51	56	131	245	442	1 551
Sverige–Norge	45	54	29	31	157	136	730
Sverige–Litauen	12	8	13	34	42	57	426
Sverige–Polen	27	20	27	44	67	82	355
Sverige–Tyskland	12	22	10	11	35	86	362
Sverige–utlandet	188	177	166	291	594	950	4 248

Källor: Nord Pool ([nordpoolgroup.com](http://nordpoolgroup.com)) och Entso-E ([transparency.entsoe.eu](http://transparency.entsoe.eu)).

Som framgår av tabellen har handeln mellan Sverige och Finland genererat de största flaskhalsinkomsterna vad gäller Sveriges internationella förbindelser. De inhemska flaskhalsintäkterna var tidigare beskedliga jämfört med de internationella, och det mest slående med tabellen är den dramatiska ökningen från 2020 och framåt, särskilt vad gäller de inhemska flaskhalsintäkterna. Under de senaste åren har Svenska kraftnät fått den största delen av sina flaskhalsintäkter från de inhemska förbindelserna. Notera även att Svenska kraftnät delar inkomsterna från de internationella förbindelserna med de andra nätägarna.<sup>23</sup>

23. Flaskhalsintäkterna från handeln mellan Sverige och Tyskland tillfaller Statkraft, som äger Baltic Cable.

### 3.2 Marknader för balanskraft

Mängden el som matas in på nätet måste hela tiden och överallt motsvara elförbrukningen för att undvika kostsamma störningar och avbrott i elsystemet. En ökning av förbrukningen i förhållande till produktionen märks genom att frekvensen i elsystemet sjunker. Omvänt ökar frekvensen om produktionen ökar i förhållande till förbrukningen. I Sverige har Svenska kraftnät, enligt Ellag 1997:857, 8 kap. 1§, det övergripande ansvaret för att bibehålla systemfrekvensen vid 50 hertz (Hz). För att förenkla denna uppgift finns regler som ska säkerställa att elbolagen har ekonomiskt egenintresse av att uppnå balans mellan mängden el de säljer och mängden el de producerar för varje driftstimme och inom varje elområde. På ett motsvarande sätt gör samma regler att elhandlare och industriella konsumenter har intresse av att uppnå balans mellan den el de köper och den el de använder. Kortfattat måste varje företag med så kallat *balansansvar* betala en avgift till Svenska kraftnät om företaget bidrar till att skapa eller förvärva en befintlig obalans.<sup>24</sup>

Det finns olika marknader där företag kan balansera sina positioner. En av dessa är elbörsens – det vill säga Nord Pools eller Epex Spots – *intradagsmarknad*. Denna öppnar två timmar efter att dagen-före-marknaden har stängt och stänger 60 minuter före den aktuella driftstimmen. Intradagsmarknaden fungerar ungefär som en aktie-marknad där företag lägger köp- och säljbud som matchas löpande. Intradagsmarknaden följer dagen-före-marknadens indelning i elområden. Den är än så länge mycket mindre än dagen-före-marknaden – år 2019 uppgick handeln på Nord Pools nordisk-baltiska intradagsmarknad till 15,8 TWh jämfört med 381,5 TWh på dagen-före-marknaden.<sup>25</sup>

Svenska kraftnät hanterar dessutom en rad egna marknader för balanskraft. Den största är reglerkraftmarknaden eller mFRR (*manual frequency restoration reserve*). Marknaderna för balanskraft skiljer sig åt vad gäller kraven för hur snabbt kapaciteten måste kunna aktiveras. På mFRR är kravet att produktion ska kunna startas inom femton minu-

24. Det finns ungefär 40 balansansvariga parter på den svenska elmarknaden, se [open-data.esett.com](http://open-data.esett.com).

25. Handelsdata har hämtats från Nord Pools årsredovisning för 2019, tillgänglig på [nordpoolgroup.com](http://nordpoolgroup.com).

ter efter att Svenska kraftnät har begärt aktivering.<sup>26</sup> Budgivningen på mFRR stänger 45 minuter före den aktuella driftstimmen, och fungerar på ett liknande sätt som dagen-före-marknaden. Aktörerna lägger bud för hur mycket de önskar i ersättning för att öka sin produktion (uppreglering) eller hur mycket de önskar betala för att minska sin produktion (nedreglering) under driftstimmen i fråga. Även flexibel elförbrukning kan handlas på mFRR genom motsvarande upp- och nedregleringsbud. Svenska kraftnät avropar sedan de lägsta buden först för att täcka behovet av upp- eller nedreglering under driftstimmen. Även marknaderna för balanskraft följer dagen-före-marknadens indelning i elområden.

Reglerkraftmarknaden är relativt liten – år 2021 uppgick den totala handlade volymen på den nordiska reglerkraftmarknaden till 5,4 TWh.<sup>27</sup> Men behovet av att reglera elsystemet på kort sikt kommer sannolikt att öka till följd av ökningen av väderberoende elproduktion, som vind- och solkraft. Svenska kraftnät (2021a) gör bedömningen att omsättningen på marknaderna för balanskraft kommer att öka från 500 miljoner kronor år 2017 till 3 miljarder kronor år 2025.

### 3.2.1 GEMENSAMMA BALANSMARKNADER I EU

EU har en *gemensam* dagen-före-marknad på så vis att det finns en standard för marknadens utformning samt regler för elhandel mellan länderna. Huvudsyftet med reglerna är att minimera den totala kostnaden för att möta efterfrågan på el givet kapacitetsbegränsningarna i elnätet. Marknaderna för balanskraft är inte gemensamma på motsvarande sätt, trots att nationell balansering av elmarknaden potentiellt kan bli mycket kostsam. Elflödena gör att inhemska obalanser påverkar nätstabiliteten även i andra länder. Finland, Norge, Sverige och elområde östra Danmark (DK2) är sammankopplade genom växelströmsförbindelser som bildar ett gemensamt så kallat synkront område. Om till exempel Statnett (TSO:n i Norge) skulle låta bli att uppreglera inhemsk produktion för att kompensera en oplanerad ökning av elförbrukningen i Norge, skulle detta märkas genom ett omedelbart

26. Andra kortsiktiga marknader för reserver är FFR (1 sekunds aktiveringstid), FCR-Disturbance (5 till 30 sekunder), FCR-Normal (1 till 3 minuter) och aFRR (2 minuter). I Svenska kraftnät (2020a) ges en detaljerad beskrivning av dessa marknader och andra stödtjänster.

27. Data från nordpoolgroup.com.

frekvensfall i DK2, Finland och Sverige. Reserver skulle då aktiveras i dessa länder för att stabilisera systemet. En opportunistisk TSO skulle till viss grad kunna undvika att aktivera egna reserver genom att förlita sig på ökad balansering i grannländerna. Samarbete och koordinering av balanseringen behövs därför inom synkrona områden för att minska risken för driftstörningar i kraftsystemet. Behovet att koordinera den fysiska balanseringen är lägre mellan *olika* synkrona områden. Dessa är nämligen hopkopplade med varandra genom likströmsförbindelser och är inte lika känsliga för störningar i andra områden eftersom de inte behöver ha samma nätfrekvens.

Även om det numera finns en välfungerande koordinering av den fysiska balanseringen inom synkrona områden, skulle ytterligare samarbete över nationsgränserna ge ännu större ekonomiska vinster. Så länge det finns ledig kapacitet i elnätet spelar det ingen roll var man aktiverar frekvensreserver inom ett synkront område för att hantera en obalans. Av tekniska skäl vill man helst upprätthålla ett konstant effektflöde genom en likströmsförbindelse, men även dessa kan i vissa fall användas för frekvensreglering (Svenska kraftnät 2020a). Därför kan det vara ekonomiskt effektivt att handla med balanskraft mellan elområden, eftersom man då minimerar den totala kostnaden för att hålla elsystemet i balans, på samma sätt som det finns vinster att hämta av handel på dagen-före-marknaden. Den nordiska balanseringsmodellen NBM, som är under utveckling, syftar till att möjliggöra sådana kostnadsbesparingar genom att öppna upp för mer handel med balanskraft mellan elområden.<sup>28</sup> NBM innebär att de olika systemansvariga operatörerna matar in sina inkomna upp- och nedregleringsbud samt uppgifter om sitt balanseringsbehov i en algoritm som därefter producerar bud för att minimera den totala kostnaden för att balansera systemet utifrån de fysiska begränsningarna i elnätet. Den nordiska balansemarknaden ska sedan kunna kopplas samman med europeiska handelsplattformar som även de är under utveckling, exempelvis mFRR-plattformen MARI (N-SIDE 2018). Denna framtida gemensamma marknad för balanskraft ska i grunden fungera som den gemensamma dagen-före-marknaden.

---

28. Se »Ny nordisk balanseringsmodell (NMB)«, [svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/systemansvar-elmarknad/ny-nordisk-balanseringsmodell-nbm](http://svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/systemansvar-elmarknad/ny-nordisk-balanseringsmodell-nbm), för en beskrivning av NBM och länkar till ytterligare källor.

### 3.2.2 OMDIRIGERING OCH MOTKÖP

Den ursprungliga indelningen i elområden skulle återspegla förekomsten av strukturella flaskhalsar i elnätet som begränsade elflödet mellan olika områden. I dag existerar dock även strukturella flaskhalsar *inom* enskilda elområden. Ett exempel på en intern flaskhals är det så kallade västkustsnittet utanför Göteborg. Problemet uppstår särskilt kvällar och helger i samband med att hög efterfrågan i södra Norge, låg förbrukning och hög produktion i södra Sverige samt import från kontinenten skapar norrgående elflöden på västkusten som transmissionsnätet inte är dimensionerat för att hantera (Svenska kraftnät 2017a). Eftersom flaskhalsen uppstår inuti elområde SE3, går det inte att lösa problemet med hjälp av prismekanismen på elbörsen.<sup>29</sup> En möjlighet är att Svenska kraftnät i stället använder reglerkraftmarknaden. Genom att aktivera nedregleringsbud från produktion eller förbrukning söder om flaskhalsen och motsvarande uppregeringsbud från anläggningar norr om flaskhalsen, går det att minska belastningen något på västkustsnittet. Omfördelning av reglerresurser inom ett elområde kallas för *omdirigering*. SE3 har dock begränsad tillgång till reglerkraft för att lösa problematiken på västkustsnittet. Ett alternativ är då att aktivera reglerresurser i andra elområden, särskilt nedreglering i Danmark och SE4 jämte uppregering i Norge, Finland, SE1 och SE2 (Svenska kraftnät 2020a). En aktivering av reglerresurser i andra elområden för att lösa en intern flaskhals kallas för *motköp*. En tredje variant, som vi ska återkomma till, är att minska belastningen på västkustsnittet genom att begränsa importen till SE3 och SE4 från kontinenten och exporten från SE3 till Norge.

## 3.3 Nättarifferna

Så här långt i kapitlet har vi beskrivit den ena delen av elsystemet, nämligen den avreglerade och konkurrensutsatta marknaden för *handel* med el. Den andra delen av elsystemet är den reglerade marknaden för *överföring* av el via elnäten. Centrala i den reglering av elnätsföretag som infördes 2012 är de intäktsramar som nätföretagen blir tilldelade

29. Situationen i västkustsnittet har delvis påverkats av nedläggningen av kärnkraft under de senaste åren och av de nya öst-västliga flödena i systemet (Svenska kraftnät 2021c).



inför varje tillsynsperiod.<sup>30</sup> En intäktsram anger hur höga tariffer nät-företaget maximalt får ta ut av sina kunder och sätts för fyra år i taget av Energimarknadsinspektionen. Nättarifferna ska täcka nätföretagens löpande kostnader och ge tillräcklig avkastning för att företagen ska få tillgång till det kapital för investeringar som behövs »i konkurrens med alternativa placeringar med motsvarande risk« (Ellag 1997:857, 5 kap. 1§).

Svenska kraftnäts löpande kostnader innefattar bland annat täckning av nätförluster, systemdrift, motköp och andra regleringar. Liksom andra nätföretag får Svenska kraftnät full täckning för alla kostnader som räknas som opåverkbara. Kostnaderna för drift och underhåll där- emot räknas som påverkbara. För dessa har Energimarknadsinspek- tionen pålagt Svenska kraftnät ett effektiviseringskrav om 1 procent per år. Energimarknadsinspektionen (2019) har beräknat de löpande kostnaderna för Svenska kraftnät till 12,9 miljarder kronor för hela tillsynsperioden 2020–23, mätt i 2018 års kronvärde.

Det första steget för att uppskatta ett nätföretags kapitalkostnad är att beräkna företagets kapitalbas. Denna beräknas som elnätets nu- anskaffningsvärde, det vill säga hur mycket det skulle kosta att bygga ett motsvarande nät till dagens priser. Kapitalbasen justeras för av- skrivningar och planerade investeringar under tillsynsperioden. Det andra steget är att beräkna en skälig kalkylränta. För tillsynsperioden 2020–23 tillämpar Energimarknadsinspektionen en real kalkylränta om 2,16 procent per år före skatt. För Svenska kraftnäts del har Ener- gimarknadsinspektionen (2019) beräknat kapitalkostnaderna till 9,3 miljarder kronor under tillsynsperioden.

Energimarknadsinspektionens beräkningar ger en genomsnittlig in- täktsram om drygt 5,5 miljarder per år för Svenska kraftnät för 2020–23. Dessa pengar hämtar Svenska kraftnät från sina abonnenter i form av effekt- och energiavgifter. Avgifterna varierar till sin konstruktion och beror på den geografiska anslutningspunkten i transmissionsnätet, lik- som på om abonnemanget gäller storskalig produktion eller förbruk- ning via regionnät. Effektagiften ska täcka kostnaden för underhåll

30. Ett nätföretag definieras i Ellag 1997:857, 1 kap. 4§ som »den som bedriver nätverk- samhet«, och nätverksamhet definieras som »att med stöd av nätkoncession ställa en starkströmsledning till förfogande för överföring av el för någon annans räkning och vidta de åtgärder som behövs för överföringen«.

och investeringar i elnätet, medan energiavgiften ska täcka kostnaden för elförbrukningen, särskilt nätförluster i elöverföringen. Avgifterna för förbrukning som Svenska kraftnät tar ut från sina abonnenter betalas så småningom av slutkonsumenterna som påslag på de nättariffer som region- och eventuellt lokalnäten tar ut.

De flaskhalsintäkter som Svenska kraftnät vinner på prisskillnaderna mellan elområdena och på de internationella överföringsförbindelserna hålls utanför intäktsramen. Enligt artikel 19 i EU:s elmarknadsförordning (EU 2019a) kan flaskhalsintäkter användas för att täcka kostnader för befintliga nätinvesteringar eller sparas för framtida investeringar. Överskott kan även räknas av mot nättarifferna.<sup>31</sup> Svenska kraftnät har även använt en stor del av de senaste årens flaskhalsintäkter som elprisstöd till konsumenter under energikrisen, i enlighet med en tillfällig EU-förordning (EU 2022).

---

31. Svenska kraftnät har använt flaskhalsintäkter för att sänka energiavgiften. Prislistan för 2023 års nättariffer hittas på [svk.se/press-och-nyheter/nyheter/elmarknad-allmant/2022/transmissionsnatstariff-och-avgift-till-balansansvariga-parter-2023](https://svk.se/press-och-nyheter/nyheter/elmarknad-allmant/2022/transmissionsnatstariff-och-avgift-till-balansansvariga-parter-2023).

## 4. Marknadsintegration på kort sikt

I detta kapitel studeras marknadsintegration på *kort sikt*, det vill säga den integration av olika elområden som är möjlig utifrån den befintliga produktions- och förbrukningskapaciteten, liksom kapaciteten i elnätet.

Enligt vår definition är elmarknaden fullt integrerad på kort sikt om den faktiskt tilldelade överföringskapaciteten inte begränsar handeln jämfört med om överföringsnätets maximala kapacitet skulle tilldelas marknaden. Full marknadsintegration mellan två elområden innebär att båda elområdena har samma elpris om det finns ledig överföringskapacitet i elnätet. En ökning av överföringskapaciteten mellan dessa två elområden skulle då inte påverka handeln. Men två elområden kan vara fullt integrerade enligt vår definition även om det finns prisskillnader mellan dem. Kriteriet är att det inte ska finnas ytterligare överföringskapacitet att tillgå. Det enda sättet att permanent utöka handeln är då att investera i kapacitetshöjningar. En marknadsintegration mellan två elområden är ofullständig om den tilldelade kapaciteten begränsar handeln mellan områdena jämfört med den maximala överföringskapaciteten och elpriserna skiljer sig åt mellan de två områdena.

Till att börja med studerar vi incitamenten att utnyttja överföringskapaciteten fullt ut, och sedan diskuterar vi relevant lagstiftning på svensk och europeisk nivå. Därefter redovisar vi statistik över marknadsintegrationen mellan Sverige och grannländerna samt mellan elområden i Sverige under 2022. Utifrån dessa resultat för vi en diskussion om integrationen av elmarknaden på kort sikt.

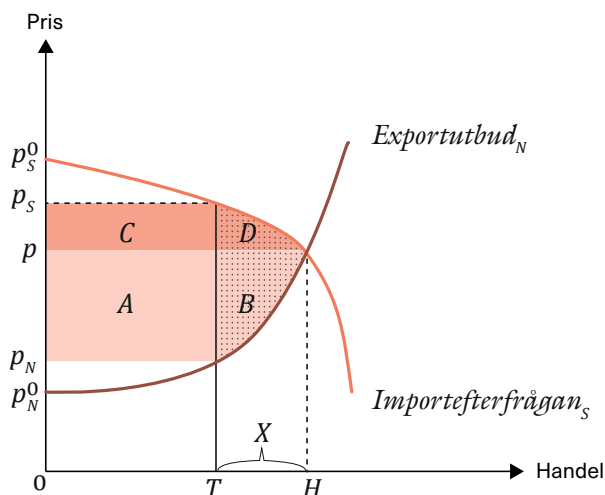
## 4.1 Incitament att utnyttja överföringskapaciteten

I detta avsnitt tar vi som utgångspunkt att ett inhemskt transmissionsnät ägs av en statlig transmissionsnätsoperatör (TSO), såsom Svenska kraftnät i Sverige, och att de internationella överföringsförbindelserna är gemensamt ägda av statliga TSO:er i de två länder som förbindelsen ansluter.

Figur 4 identifierar de ekonomiska konsekvenserna av att hålla tillbaka nationell eller internationell nätkapacitet från dagen-före-marknaden.<sup>32</sup> Anta att överföringskapaciteten är större eller lika med  $H$  – då vore priserna desamma och lika med  $p$  i de två elområdena  $N$  och  $S$  om hela nätkapaciteten tilldelades marknaden. Men om bara den begränsade kapaciteten  $T$  tilldelas, i stället för hela kapaciteten, så uppstår en flaskhals mellan de två elområdena. Elpriset sjunker då till  $p_N$  i exportområde  $N$ . De lokala producenterna i  $N$  förlorar på att elpriset sjunker från  $p$  till  $p_N$  då de säljer mindre el när priset går ned. De lokala konsumenterna i elområde  $N$  däremot vinner på att elpriset sjunker, och de använder mer el när priset är lägre. Elproducenternas förlust blir dock större än konsumenternas vinst mätt i kronor eftersom elområde  $N$  är ett exportområde och elproduktionen därför är större än elförbrukningen i  $N$ . Nettoförlusten utgörs av arean mellan  $p$ ,  $p_N$  och exportutbudskurvan för  $N$ , det vill säga summan av den ljusare kvadraten  $A$  och det ljusare prickiga området  $B$ . De lokala producenterna i elområde  $S$  tjänar på att elpriset ökar från  $p$  till  $p_S$ , då de säljer mer el när elpriset går upp. De lokala konsumenterna i elområde  $S$  däremot förlorar på det högre elpriset, och deras förbrukning minskar när elen blir dyrare. De lokala konsumenternas förlust blir här större än de lokala producenternas vinst, eftersom  $S$  är ett importområde och elförbrukningen därför är större än elproduktionen i  $S$ . Nettoförlusten i  $S$  utgörs av arean mellan  $p_S$ ,  $p$  och importefterfrågekurvan för  $S$ , det vill säga summan av den mörkare kvadraten  $C$  och det mörkare prickiga området  $D$ . Förutom de lokala ekonomiska förlusterna i de två elområdena uppstår även en flaskhalsintäkt, nämligen summan av de ljusare och mörkare kvadraterna  $A$  och  $C$ .<sup>33</sup> Den totala ekonomiska förlusten

32. Resonemangen gäller även för en framtida gemensam reglerkraftmarknad som bygger på liknande regler som dagen-före-marknaden.

33. I en standardmodell för internationell handel motsvarar flaskhalsintäkten en tull lika med prisskillnaden  $p_S - p_N$  som begränsar handeln mellan de två länderna till  $T$ .

**Figur 4.** Ekonomiska effekter av att hålla tillbaka överföringskapacitet.

av att begränsa handeln genom att hålla tillbaka nätkapacitet uppgår därmed till summan av de prickiga områdena  $B$  och  $D$ . Flaskhalsintäkten utgör endast en omfördelning av inkomst.

Begränsad forskning har hittills ägnats åt att förstå nätägares ekonomiska incitament att tilldela kapacitet till elmarknaden. Ofta diskuteras frågan utifrån enkla numeriska exempel.<sup>34</sup> Det finns även viss empirisk analys på området. De Cannière (2022) identifierar ekonomiska förluster av internationell handel med el i en studie av elmarknaden i Belgien. Till skillnad från vad vi gör här behandlar hennes studie överföringsbegränsningar som exogent givna. Vår diskussion i detta avsnitt bygger på en ekonomisk modell av en internationell elmarknad som presenteras i Horn och Tangerås (2021). Ett grundläggande antagande är att nätägarna (TSO:erna) har ett nationellt perspektiv på sin verksamhet och därför ignorerar de ekonomiska konsekvenser som deras beslut att tilldela kapacitet till marknaden kan ge upphov

34. Se exempelvis Bushnell (1999), Bjørndal m.fl. (2003), Glachant och Pignon (2005).

till i andra länder. Däremot tar varje TSO enligt modellens antagande hänsyn till den totala inhemska ekonomiska effekten när de beslutar om hur mycket överföringskapacitet de ska tilldela marknaden. Konkret innebär detta att för en TSO har en krona insparad för en inhemsk konsument samma värde som en krona intjänad för en inhemsk producent eller en krona i ökade inhemska flaskhalsintäkter. Under dessa villkor har ökade flaskhalsintäkter ett värde exempelvis därför att de kan användas för att kompensera inhemska konsumenter för högre elpriser genom lägre nättariffer eller annat. Kortfattat kan man säga att varje TSO maximerar den inhemska samhällsekonomiska nyttan av kapacitetstilldelningen.

Låt oss först anta att kapacitetsbegränsningen från  $H$  till  $T$  i figur 4 gäller en inhemsk flaskhals. Den totala förlusten för producenterna och konsumenterna uppgår då till hela det färgade området  $A + B + C + D$ . TSO:ns flaskhalsintäkt uppgår till  $A + C$ . Därmed internaliserar TSO:n den inhemska effektivitetsförlusten  $B + D$  som uppstår genom att handeln mellan de två elområdena  $N$  och  $S$  begränsas från  $H$  till  $T$ , och TSO:n kommer därför inte att i onödan begränsa handeln i den förenklade modellen ovan. Mer generellt gäller följande:

*Slutsats:* En nationell nätägare som tar hänsyn till de totala nationella ekonomiska effekterna av sina beslut har begränsade incitament att hålla tillbaka inhemsk nätkapacitet i ekonomiskt syfte.

Låt oss nu i stället anta att kapacitetsbegränsningen från  $H$  till  $T$  i figuren gäller en internationell överföringsförbindelse. Den TSO som har systemansvaret i elområde  $N$  kan begränsa handeln mellan  $N$  och  $S$  genom att hålla tillbaka exportkapacitet från  $N$  till  $S$ , medan den TSO som har systemansvaret i elområde  $S$  kan göra samma sak genom att begränsa importkapaciteten till  $S$  från  $N$ . En exportbegränsning leder till en ekonomisk förlust lika med  $A + B$  inom elområde  $N$  på grund av det lägre lokala elpriset  $p_N$ . Samtidigt uppstår en flaskhalsintäkt för TSO:n i  $N$  lika med  $(A + C)/2$  om vi antar att båda TSO:erna äger en lika stor andel av den internationella linjen mellan de två länderna och delar lika på intäkten. Nettovärdet utifrån  $N$ :s perspektiv av att begränsa exporten ges av  $(A + C)/2 - (A + B) = -B - (A - C)/2$ . Som figuren är ritad i detta exempel är summan negativ eftersom  $A$  är större än  $C$ . I vårt exempel finns det alltså inget ekonomiskt incitament att begränsa

exporten, även om den TSO som har systemansvaret i elområde  $N$  inte tar hänsyn till de negativa konsekvenserna utomlands av att begränsa överföringskapaciteten.

Det ser dock annorlunda ut på importsidan. En importbegränsning ger upphov till en ekonomisk förlust lika med  $C + D$  inom elområde  $S$  på grund av det högre elpriset  $p_S$ , men ger samtidigt en flaskhalsintäkt lika med  $(A + C)/2$ . Nettovärdet av att begränsa importen blir  $(A + C)/2 - (C + D) = (A - C)/2 - D$ , ett värde som är positivt enligt figur 4. I detta exempel kommer alltså den TSO som har systemansvaret i importområdet att minska handeln genom en importbegränsning. Flaskhalsintäkten som denna begränsning ger upphov till är mer än tillräcklig för att kompensera den inhemska nettoförlusten av högre elpriser.

Huruvida det är TSO:n i  $N$  eller  $S$  som har incitament att begränsa överföringskapaciteten beror på de exakta produktions- och efterfrågesambanden, eftersom dessa påverkar den relativa storleken på områdena  $A$  och  $C$  i figuren. Utifrån resultaten i Horn och Tangerås (2021) kommer vi fram till följande:

*Slutsats:* En nationell nätägare som tar hänsyn till de totala nationella ekonomiska effekterna av sina beslut kommer att tilldela för lite internationell överföringskapacitet till marknaden. Huruvida det rör sig om en begränsning av exporten eller importen beror på priskänsligheten i exportutbudet i förhållande till importefterfrågan.

Orsaken till att handelsbegränsningen görs på importsidan och inte på exportsidan i figur 4 är priskänsligheten i exportutbudet i förhållande till importefterfrågan. Så som figuren är ritad är exportvolymen mindre känslig för prisändringar än importvolymen. Därför kommer en handelsbegränsning genom flaskhalsen  $T$  innebära att elområdespriset  $p_N$  drivs ner mer än vad elområdespriset  $p_S$  går upp för att jämvikt ska råda på elmarknaden. Konsekvensen är att en större del av effektivitetsförlusten som följer av flaskhalsen drabbar exportlandet än importlandet i detta fall. Hur som helst gäller generellt att åtminstone en av nätägarna har ekonomiska incitament att begränsa handeln till under den samhällseffektiva nivån  $H$ .

I resonemanget ovan har vi antagit att TSO:er lägger lika stor vikt vid inhemska producentvinster och konsumentutgifter som vid flaskhalsintäkter. Men detta är inte ett plausibelt antagande för alla inter-

nationella överföringsförbindelser. Baltic Cable, som kopplar samman Sverige och Tyskland, är ett sådant exempel. Den är helägd av det norska elbolaget Statkraft, som får alla flaskhalsintäkter och under våra modellantaganden kan karakteriseras som en vinstdrivande TSO. Svenska kraftnät har möjlighet att tilldela överföringskapacitet till och från Sverige, och Tennet (en av flera tyska TSO:er) kan göra samma sak till och från Tyskland. Dessa TSO:er har dock inga incitament att hålla tillbaka kapacitet i ekonomiskt syfte, eftersom de ändå inte får några flaskhalsintäkter för att kompensera för inhemska förluster av minskad handel. En vinstdrivande TSO däremot har incitament att hålla tillbaka kapacitet för att skapa flaskhalsintäkter. En sådan TSO är intresserad av kvadraterna  $A$  och  $C$  i figur 4 – men inte av areorna  $B$  och  $D$  – enligt den teoretiska modell som ligger till grund för våra slutsatser.

På andra marknader kan koordineringsmekanismer ge upphov till prissamarbete, vilket kan öka de inblandade företagens gemensamma vinst på lång sikt. Detta kan ibland vara ett problem för samhällseffektiviteten. Men i resonemanget ovan uppstår snedvridningarna till följd av de nationella perspektiven på kapacitetstilldelning. Således kan internationell koordinering långsiktigt bidra till att nätägarna samarbetar och därigenom maximerar den totala samhällsekonomiska nyttan genom att tilldela marknaden så stor överföringskapacitet som möjligt.

Analysen i detta avsnitt har utgått från antagandet att nätkapaciteten är tillräcklig för att full prisutjämning mellan elområden ska kunna uppnås. Ibland är dock överföringskapaciteten för liten för att detta ska kunna ske, även med fullt kapacitetsutnyttjande. En sådan omständighet kan vara så begränsande för handelsmöjligheterna att den eller de som äger överföringsförbindelsen inte har ekonomiska incitament att minska kapaciteten ytterligare.

## 4.2 Regelverket rörande tilldelning av överföringskapacitet till marknaden

Som vi sett leder begränsningar av den tilldelade nätkapaciteten till effektivitetsförluster genom att handelsvinster går förlorade. Är sådant beteende förenligt med regelverket? Ellag (1997:857) är det sektorspecifika styrmedel som nätföretag i Sverige har att förhålla sig till, men den innehåller inga särskilda bestämmelser vad gäller det strategiska utnyttjandet av överföringskapacitet. Den mest relevanta inhemska



lagstiftningen är konkurrenslagen, som förbjuder missbruk av dominerande ställning, till exempel att påtvinga någon oskäligen inköps- eller försäljningspriser eller att begränsa produktion eller marknader till nackdel för konsumenterna (Konkurrenslag 2008:579, 2 kap. 7§).

På europeisk nivå stipulerar fördraget om Europeiska unionens funktionssätt (EUF-fördraget, EU 2012) de grundläggande reglerna för handel och konkurrens som medlemsstaterna har att förhålla sig till. Artiklarna 34–37 förbjuder kvantitativa import- och exportrestriktioner mellan unionens medlemsstater. Länderna ska särskilt säkerställa att statliga handelsmonopol inte diskriminerar mellan olika länders medborgare vad gäller anskaffnings- och saluföringsvillkor. EUF-fördragets konkurrensregler innehåller även förbud mot att missbruka dominerande ställning. Artikel 54 i EES-avtalet mellan EU, Liechtenstein, Island och Norge stipulerar liknande konkurrensregler (EES 1994).

Den så kallade Remit-förordningen (EU 2011) anger specifika konkurrensregler för energimarknaderna som är striktare än de generella reglerna i EUF-fördraget.<sup>35</sup> Enligt artikel 5 i Remit-förordningen är det förbjudet att bedriva otillbörlig marknadspåverkan på grossistmarknaderna för energi. Detta gäller oavsett om verksamheten har en dominerande ställning eller inte. Otillbörlig marknadspåverkan kan vara transaktioner för grossistenergiprodukter som ger falska eller vilseledande signaler om tillgång, efterfrågan eller pris på sådana produkter. Transport av el inom EU är ett exempel på en grossistenergiprodukt som omfattas av Remit-förordningen.

Den europeiska elmarknadsförordningen (EU 2019a) i sin tur innehåller konkreta regler för gränsöverskridande handel med el. Förordningens artikel 16(8) anger att en systemansvarig operatör inte får begränsa överföringskapaciteten mellan medlemsstater för att motverka överbelastning inom ett inhemskt elområde eller som ett sätt att hantera flöden som följer av interna transaktioner inom elområden. De export- och importbegränsningar som vi diskuterade i avsnitt 3.2.2 för att lösa problemen på västkustsnittet kan således strida mot EU:s regelverk. Villkoret om tilldelning av nätkapacitet anses uppfyllt om den systemansvariga operatören har tilldelat minst 70 procent av den

---

35. Remit är en akronym för förordningens engelska namn Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency.

tillgängliga nätkapaciteten till marknaden. Resterande 30 procent får användas för säkerhetsmarginaler eller för att hantera ringflöden och interna flöden för varje kritiskt linjesegment.<sup>36</sup>

Det ovan beskrivna regelverket för elmarknaden har tillämpats vid flera tillfällen. I ett viktigt beslut (EU 2010) fastslog EU-kommissionen att Svenska kraftnät kunde ha brutit mot förbudet mot missbruk av dominerande ställning i artikel 54 i EES-avtalet och artikel 102 i EUF-fördraget genom att vid upprepade tillfällen under perioden 2002–2008 ha begränsat exporten från Sverige till Danmark.<sup>37</sup> Kommissionen gjorde en likartad bedömning angående nätägaren Tennets begränsningar av importen från det danska elområdet DK1 till Tyskland (EU 2018).

Enligt artikel 16(2) i den europeiska elmarknadsförordningen får systemansvariga nätägare inskränka handeln endast som en omedelbar åtgärd i nödfall, när varken omdirigering eller mothandel är möjlig. I artikel 16(8) anges dock att berörda tillsynsmyndigheter får bevilja undantag från 70-procentsregeln på begäran av systemansvariga operatörer om detta är nödvändigt för att upprätthålla driftsäkerheten i elnätet och om det sker av förutsebara orsaker. För år 2021 beviljade Energimarknadsinspektionen undantag från regeln för sex nätförbindelser med hänvisning till flaskhalsproblemen i västkustsnittet.<sup>38</sup> I sin ansökan om undantag hade Svenska kraftnät (2020b) framhållit att det inte fanns tillräckliga nedregleringsresurser söder om västkustsnittet för att upprätthålla driftsäkerheten.

För år 2022 ansökte Svenska kraftnät (2021c) om hela tio undantag från 70-procentsregeln, på åtta internationella och två inhemska förbindelser. De ville ha undantag för samma sex internationella förbindelser som de fick för 2021, plus exporten till västra Danmark (SE3 till DK1) och till Finland (SE3 till FI). Dessutom ville de ha undantag för de två inhemska förbindelserna SE2 till SE3 och SE3 till SE4. Behovet

36. Elen flödar alltid längs minsta motståndets väg och kan därför avvika från handelsflödena. Särskilt kan handelsflöden inom ett elområde påverka elflödet i närliggande elområden. Detta fenomen kallas ringflöden (på engelska *loop flows*).

37. Det var dessa bedömningar av EU-kommissionen som ledde fram till Svenska kraftnäts beslut att införa elområden.

38. Svenska kraftnät fick tillstånd att begränsa importen från Danmark (DK1 till SE3 och DK2 till SE4), Tyskland (DE till SE4), Polen (PL till SE4) och Litauen (LT till SE4) samt exporten till södra Norge (SE3 till NO1) (Energimarknadsinspektionen 2020).

av nya undantag uppstod till följd av dels de nya flödena i öst-västlig riktning, som enligt Svenska kraftnät riskerade att överbelasta vissa komponenter i elnätet, dels nedläggningen av två reaktorer i Ringhals. Svenska kraftnät menade att avsaknaden av tillräckliga reglerresurser gjorde det nödvändigt att begränsa handeln inom Sverige samt exporten till Finland och Danmark. De fick dock avslag på alla fem importförbindelser, då Energimarknadsinspektionen (2022) inte ansåg att det fanns ett tydligt behov, bland annat eftersom Svenska kraftnät inte hade utnyttjat sina undantag under 2021. Dessutom avlog Energimarknadsinspektionen i samma beslut undantag för de två inhemska förbindelserna med förklaringen att inhemska överföringar inte omfattas av 70-procentsregeln. Myndigheten godkände emellertid ansökan om att begränsa exporten från SE3 till NOI, SE3 till DK1 och SE3 till FI, trots de danska och finländska regleringsmyndigheternas motstånd mot de två senare undantagen. Den europeiska energibyran Acer (2022b) gick senare på den danska och finländska linjen. Således fick Svenska kraftnät till slut endast godkänt för exportbegränsningen från SE3 till NOI av sina tio begärda undantag för 2022.

*Slutsats:* EU:s regelverk stipulerar minst 70 procents kapacitetsutnyttjande av internationella förbindelser. Över detta tröskelvärde får systemansvariga nätägare begränsa handeln för att upprätthålla säkerhetsmarginaler och för att hantera ringflöden och interna flöden. Däremot strider det mot EU:s regelverk att begränsa handeln i andra syften. Systemansvariga nätägare får endast minska handeln till under tröskelvärdet i nödfall eller efter ett förhandsgodkännande av berörd tillsynsmyndighet.

I enligt med dessa bestämmelser utgör kostnader för att hantera inhemska flaskhalsar i elnätet ingen skäl原因 för att minska den tilldelade kapaciteten till under 70 procent av den tillgängliga kapaciteten.<sup>39</sup>

---

39. Se även Diczfalusy och Hellner (2023) för en diskussion om regelverket för kapacitetsutnyttjandet på EU:s inre elmarknad.

### 4.3 Marknadsintegrationen under 2022

I detta avsnitt undersöker vi i vilken omfattning tilldelningen av överföringskapacitet påverkade handeln på dagen-före-marknaden mellan Sverige och grannländerna och inom landet under 2022. På dagen-före-marknaden tilldelar de systemansvariga nätägarna kapacitet i båda riktningar mellan alla sammanlänkade elområden. Men eftersom handeln flyter i en enda riktning mellan två sammanlänkade elområden under varje enskild driftstimme, är det endast tilldelningen av kapacitet i denna riktning som har betydelse för integrationen av dagen-före-marknaden för olika elområden.

I enlighet med definitionen i början av detta kapitel är två sammanlänkade elområden fullt integrerade på dagen-före-marknaden för en enskild driftstimme om minst ett av två villkor är uppfyllt:

- › Handelsvolymen mellan de två elområdena för driftstimmen i fråga motsvarar den maximala överföringskapaciteten.
- › Elpriset är detsamma i båda elområdena för driftstimmen i fråga.

Oavsett vilket som gäller leder den systemansvariga operatörens tilldelning av kapacitet mellan de två elområdena inte till någon begränsning i handeln för driftstimmen i fråga. En ofullständig marknadsintegration mellan två elområden för en viss driftstimme innebär att tilldelningen av kapacitet begränsar handeln på dagen-före-marknaden jämfört med en tilldelning av den maximala kapaciteten. En marknadsintegration om exempelvis 75 procent mellan två elområden under en viss driftstimme betyder att handeln för denna timme uppgår till 75 procent av kapaciteten och att priset på dagen-före marknaden för denna timme skiljer sig åt mellan de två elområdena.

Vi inleder analysen med att studera den internationella handeln under 2022, för att därefter undersöka handeln mellan de svenska elområdena.

#### 4.3.1 MARKNADSINTEGRATIONEN MED UTLANDET

Sveriges nettoexport av el år 2022 uppgick till 33 TWh, vilket ungefär motsvarade Sveriges hela produktion av vindkraft samma år. Det fanns 11 sammanlänkningslinjer mellan svenska och utländska elområden, och i tabell 2 framgår de export- och importflöden längs dessa förbindelser som handlades på Nord Pools dagen-före-marknad under året.

**Tabell 2.** Internationella handelsflöden (i TWh) på Nord Pools dagen-före-marknad under 2022.

	SE1- FI	SE1- NO4	SE2- NO3	SE2- NO4	SE3- DK1	SE3- FI	SE3- NO1	SE4- DK2	SE4- DE	SE4- LT	SE4- PL
Export	12,1	0,1	0,4	0,1	3,1	5,9	4,3	7,1	3,2	5,0	3,9
Import	0,0	3,7	3,5	1,1	1,3	0,2	2,2	0,5	0,1	0,0	0,1

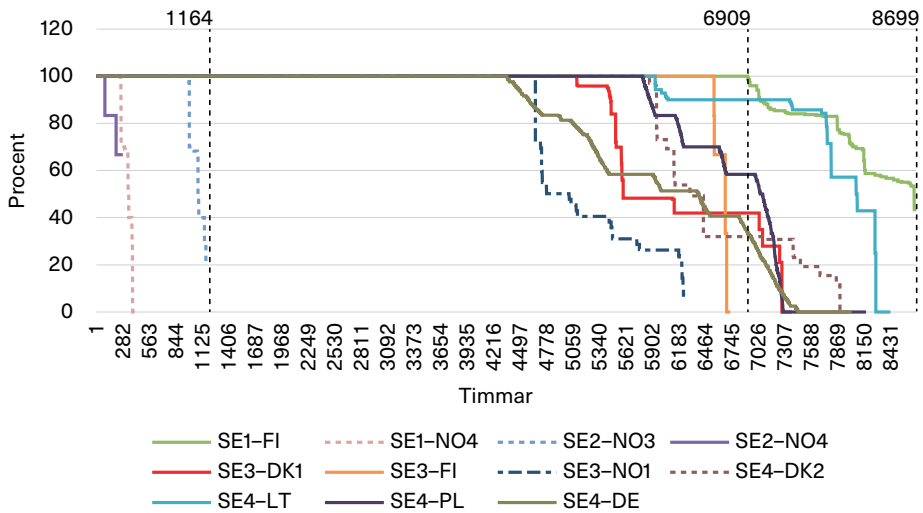
Källa: Nord Pool ([nordpoolgroup.com](http://nordpoolgroup.com)).

Som framgår av tabellen gick mer än en tredjedel av all svensk elexport till Finland (FI), dels från elområde Luleå (SE1), dels från elområde Stockholm (SE3). Importen från Finland var obetydlig i jämförelse. Elområde Malmö (SE4) var en stor exportör av el till östra Danmark (DK2) och den europeiska kontinenten, närmare bestämt Tyskland (DE), Litauen (LT) och Polen (PL). Norra Sverige (SE1 och SE2) var en stor importör av el från norra Norge (NO3 och NO4) och exporterade förhållandevis lite el till dessa elområden. Elområde Stockholm (SE3) var nettoexportör av el till både västra Danmark (DK1) och södra Norge (NO1) – men på dessa förbindelser gick även stora flöden åt det andra hållet. Sådana handelsflöden i båda riktningar kan förklara något av den variation i flaskhalsintäkter i Sveriges handel med Danmark och Norge som vi redovisade i tabell 1.

Av siffrorna i tabell 2 drar vi slutsatsen att de viktigaste förbindelserna för Sveriges elhandel med utlandet mätt i volym var (i) från Sverige till Finland, DK2 och kontinenten, (ii) från norra Norge till norra Sverige samt (iii) åt båda håll mellan SE3 och DK1 samt SE3 och NO1.

Eftersom handelsflödena mellan två elområden kan ändra riktning från en driftstimme till nästa gör vi för varje svenskt elområde en åtskillnad mellan de driftstimmar under 2022 då elområdet utgjorde ett exportområde och de driftstimmar då det utgjorde ett importområde. Till exempel utgjorde SE1 ett exportområde till FI under en viss driftstimme om handelsflödet på dagen-före-marknaden gick från SE1 till FI eller om dagen-före-priset var högre i FI än i SE1 under driftstimmen. I det fallet kan vi säga att det i FI fanns en efterfrågan på import från

**Figur 5.** Marknadsintegrationen i exporten från Sverige på Nord Pools dagen-före-marknad under 2022.



Källa: Nord Pool (nordpoolgroup.com).

SEI under driftstimmen. Poängen är att endast tilldelningen av kapacitet från SEI till FI eventuellt spelade någon roll för integrationen av dagen-före-marknaden under en sådan driftstimme. Om handelsflödet gick åt motsatt håll, eller om elpriset var högre i SEI än i FI, utgjorde SEI ett importområde från FI under driftstimmen.

I figur 5 visas den skattade marknadsintegrationen i exporten från Sverige till grannländerna på dagen-före-marknaden under 2022 för de sammanlänkade elområden som presenterades i tabell 2. För att skatta marknadsintegrationen i exporten från ett specifikt elområde till ett annat för en specifik driftstimme, jämför vi den kapacitet i exportriktningen som de systemansvariga operatörerna tilldelade dagen-före-marknaden med den maximala kapacitet i exportriktningen som anges i Svenska kraftnät (2022). Den skattade marknadsintegrationen mellan två elområden under en driftstimme uppgår till 100 procent om den tilldelade kapaciteten i exportriktningen under driftstimmen var lika med den maximala exportkapaciteten eller om elpriset var det-

samma i båda elområdena. En skattad integration under 100 procent innebär att den tilldelade kapaciteten begränsade exporten från Sverige samt att elpriset var lägre i det svenska än i det utländska elområdet.

Linjerna i figur 5 anger marknadsintegrationen för varje enskild sammanlänkning och varje driftstimme med export, och på den horisontella axeln anges antalet driftstimmar med export, organiserade från högsta till lägsta grad av marknadsintegration under året.<sup>40</sup> Om vi tittar på den ljusgröna linjen, ser vi att SE1 utgjorde ett exportområde till FI under nästan samtliga driftstimmar (8 699 av 8 760) under 2022.<sup>41</sup> Den skattade marknadsintegrationen uppgick till 100 procent under 6 909 (eller 79 procent) av dessa timmar. Det innebär att kapaciteten som Svenska kraftnät eller Fingrid (den finländska TSO:n) tilldelade dagen-före-marknaden begränsade exporten från norra Sverige till Finland under 1 790 (eller 21 procent) av alla exporttimmar under 2022. Under 638 av dessa timmar utgjorde exporten mindre än 70 procent av den maximala exportkapaciteten från SE1 till FI. Utifrån offentligt tillgängliga data går det emellertid inte att särskilja om det var Svenska kraftnät som begränsade exporten från SE1 till FI eller om det var Fingrid som begränsade importen till FI från SE1 under dessa 1 790 driftstimmar.

Vad gäller de andra sammanlänkade elområdena ser vi att marknadsintegrationen var mycket hög mellan SE3 och FI och uppgick till 100 procent under 97 procent av de 6 726 timmar som Finlands importefterfrågan från SE3 var positiv. Liknande siffror gäller för SE4 och Litauen, där exporten uppgick till minst 70 procent av den maximala kapaciteten under 92 procent av de 8 424 timmar under 2022 som Litauens importefterfrågan från SE4 var positiv.

Marknadsintegrationen i exporten till Norge, Danmark och Tyskland sticker ut. Den prickade och streckade mörkblå linjen i figuren visar marknadsintegrationen i exporten från SE3 till södra Norge (NO1). Här fanns bindande kapacitetsbegränsningar under drygt en fjärdedel av de 6 247 timmar då NO1 hade positiv importefterfrågan från SE3. Under nästan samtliga av dessa timmar låg exportvolymen-

40. Det går därmed inte att jämföra marknadsintegrationen mellan olika par av elområden timme för timme utifrån figur 5, eftersom de enskilda observationerna inte följer i kronologisk ordning.

41. Under 61 timmar rädde importefterfrågan från SE1 till FI; dessa redovisas i figur 6.

na dessutom under 70 procent av den maximala exportkapaciteten. Notera dock att SE3 till NO1 var ett av de sammanlänkade elområden där Svenska kraftnät fick undantag från EU:s regler om kapacitetstilldelning under 2022. Kapacitetsbegränsningarna till Danmark var av liknande omfattning. Exporten från SE3 till DK1 var begränsad till under 70 procent av den maximala exportkapaciteten under 25 procent av de 7 379 timmarna med importefterfrågan från DK1 till SE3. Motsvarande siffra för förbindelsen SE4 till DK2 var 23 procent av 7 899 timmar, och för SE4 till DE ungefär en tredjedel av 8 013 timmar. SE3 till DK1 var en av de exportförbindelser där EU *inte* gav Svenska kraftnät undantag från reglerna om tilldelning av kapacitet. Inga ansökningar fanns för SE4 till DK2 eller för SE4 till DE.

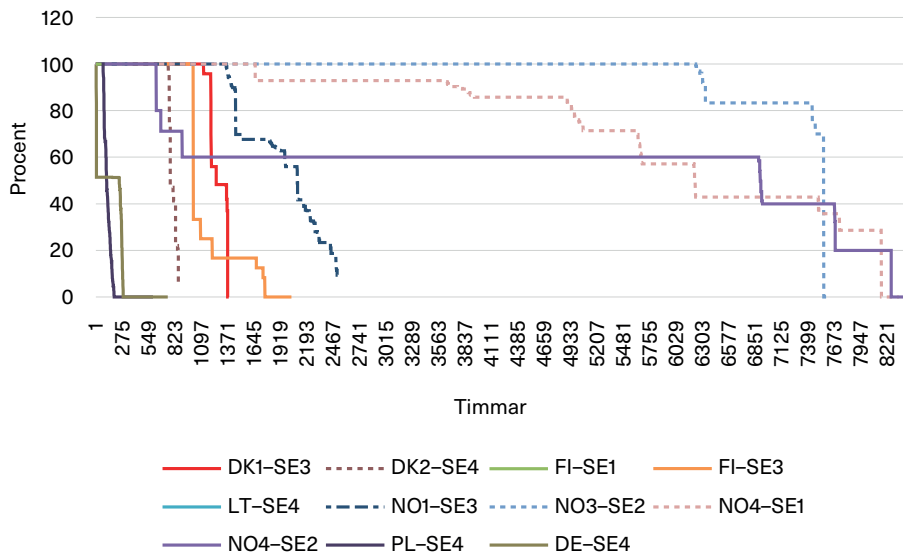
Slutligen visar de tre graferna längst till vänster i figur 5 marknadsintegrationen i exporten från Sverige på vad som utgjorde importförbindelser till Sverige under de flesta driftstimmarna. Orsaken till att de ligger så långt till vänster är att det exporterades el från Sverige på dessa förbindelser endast mycket få timmar under 2022. Till exempel exporterade SE2 el till NO3 under bara 1 164 av driftstimmarna under 2022, och de resterande timmarna gick handelsflödet åt andra hållet. Marknadsintegrationen i exporten från Sverige till dessa elområden var relativt hög under 2022.

Figur 6 i sin tur visar importen av el till Sverige. Den skattade marknadsintegrationen mellan två elområden under en driftstimme uppgår till 100 procent om den tilldelade kapaciteten i importriktningen under driftstimmen var lika med den maximala importkapaciteten eller om elpriset var detsamma i båda elområdena. En skattad integration under 100 procent innebär att den tilldelade kapaciteten begränsade importen till Sverige och att elpriset var högre i det svenska än i det utländska elområdet.

I figuren framgår stundtals omfattande kapacitetsbegränsningar från norra Norge (NO3 och NO4) till norra Sverige (SE1 och SE2). Särskilt anmärkningsvärda var begränsningarna från NO4 till SE2. Marknadsintegrationen var 100 procent under endast 626 av de 8 478 timmarna med importefterfrågan från SE2 till NO4, det vill säga under mindre än 10 procent av tiden. Under 7 582 driftstimmar uppgick importen till SE2 från NO4 till 60 procent eller lägre av den maximala importkapaciteten, antingen på grund av att Statnett begränsade tilldelningen av exportkapacitet på den norska sidan eller för att Svenska



**Figur 6.** Marknadsintegrationen i importen till Sverige på Nord Pools dagen-föremarknad under 2022.



Källa: Nord Pool ([nordpoolgroup.com](http://nordpoolgroup.com)).

Anm.: I figuren är den gröna linjen för sammanlänkningen FI-SE1 och den ljusblåa för LT-SE4 otydliga eftersom båda dessa utgjorde importförbindelser till Sverige endast ett fåtal timmar under 2022 och marknadsintegrationen var 100 procent under alla dessa timmar.

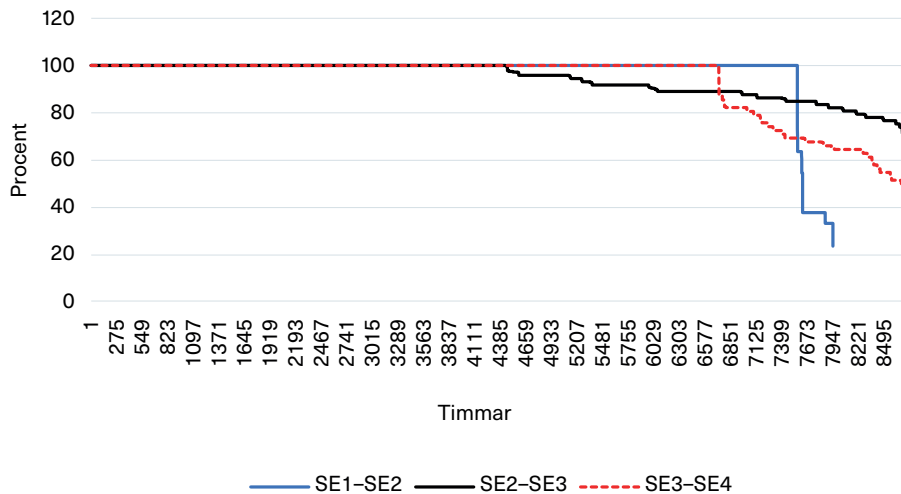
kraftnät begränsade tilldelningen av importkapacitet på den svenska sidan.

Graferna längst till vänster i figur 6 visar importflödet till Sverige på vad som vanligtvis utgör exportförbindelser från Sverige. Dessa är intressanta eftersom de i flera fall är förbindelser som Svenska kraftnät tidigare år har begärt och fått importbegränsningar på, men inte för 2022. Som vi ser låg marknadsintegrationen nära 100 procent på många av dessa förbindelser. Ett undantag är Baltic Cable (DE till SE4), där den tilldelade kapaciteten var 0 under drygt 60 procent av alla timmar (747) under 2022 med importefterfrågan till södra Sverige från Tyskland.

## 4.3.2 DEN INHEMSKA MARKNADSINTEGRATIONEN

Inom Sverige flöt så gott som all el som handlades på dagen-före-marknaden under 2022 från norr till söder. I figur 7 illustreras marknadsintegrationen i södergående riktning mellan de fyra svenska elområdena under 2022.<sup>42</sup> Marknadsintegrationen var särskilt hög mellan SE1 och SE2 och uppgick till 100 procent under 95 procent av alla 7 946 timmar med export från SE1 till SE2. Integrationen var hög också mellan SE2 och SE3, även om det relativt ofta gjordes vissa begränsningar av överföringen. Här föll handelsvolymen till under 70 procent av den maximala kapaciteten under endast 20 av alla 8 754 timmar med export från SE2 till SE3.

**Figur 7.** Marknadsintegrationen för el i södergående riktning inom Sverige på Nord Pools dagen-före-marknad under 2022.



Källa: Nord Pool (nordpoolgroup.com).

<sup>42</sup> Förvisso förekom även handel med el i norrgående riktning mellan alla svenska elområden under 2022, särskilt från SE2 till SE1. Marknadsintegrationen var 100 procent för alla dessa norrgående flöden.

Vad som sticker ut i figur 7 är marknadsintegrationen mellan SE3 och SE4. Här uppgick integrationen till 100 procent under tre fjärdedelar av alla 8 715 timmar med export från SE3 till SE4. De resterande exporttimmarerna var begränsningarna delvis omfattande, och integrationen sjönk till under två tredjedelar av den maximala handelskapaciteten under 854 av årets driftstimmar.

#### 4.3.3 SLUTSATSER RÖRANDE MARKNADSINTEGRATIONEN UNDER 2022

Med undantag för vissa sammanlänkade elområden var den svenska dagen-före-marknaden fullt integrerad under en stor del av alla driftstimmar år 2022. Det gäller såväl exporten från Sverige, importen till Sverige som handeln mellan elområdena inom Sverige. Det gjordes dock omfattande begränsningar i kapaciteten för importen från norra Norge samt för exporten till Norge, Danmark och Tyskland.

*Slutsats:* Marknadsintegrationen mellan Sverige och utlandet och inom Sverige var i stort sett hög på dagen-före-marknaden under 2022. Den tilldelade kapaciteten begränsade i viss mån exporten till Danmark och Tyskland samt handeln med Norge i förhållande till den maximala handelskapaciteten. Inom Sverige var det särskilt den tilldelade överföringskapaciteten mellan SE3 och SE4 som begränsade handeln under 2022.

Begränsningarna av exportkapaciteten torde ha dämpat elpriserna i södra Sverige, medan begränsningarna av importkapaciteten från norra Norge torde ha ökat priserna särskilt i norra Sverige. Begränsningarna av överföringskapaciteten mellan SE3 och SE4 torde ha ökat elpriserna längst i söder i Sverige.<sup>43</sup>

43. För att kvantifiera priseffekterna av begränsningarna i överföringskapaciteten skulle man för varje elområde behöva sådana utbuds- och efterfrågekurvor som finns att tillgå på systemnivå på dagen-före-marknaden. En sådan analys är i dagsläget omöjlig att genomföra för utomstående, som inte har tillgång till data på denna detaljnivå.

#### 4.3.4 VAR TILLDELNINGEN AV NÄTKAPACITET UNDER 2022 FÖRENLIK MED REGELVERKET?

I avsnitt 4.1 såg vi att nationella nätägare har incitament att tilldela för lite internationell överföringskapacitet till marknaden, och i avsnitt 4.2 diskuterade vi regelverket på såväl svensk som europeisk nivå som syftar till att motverka sådana begränsningar av handeln. Därefter har vi i detta avsnitt sett att det under 2022 tidvis fanns omfattande kapacitetsbegränsningar på vissa överföringsförbindelser mellan Sverige och grannländerna och även inom Sverige. En uppenbar fråga är om de uppmätta begränsningarna i handelskapaciteten var förenliga med regelverket på elmarknaden.

Vad gäller marknadsintegrationen i exporten från Sverige under 2022, som illustrerades i figur 5, kan man konstatera att den svenska regleringsmyndigheten godkände Svenska kraftnäts ansökan om tillstånd att begränsa exporten från SE3 till NO1, DK1 och FI, även om den europeiska energibyrån Acer senare avlog tillstånden att begränsa exporten till DK1 och FI. Detta beslut kom dock inte förrän 26 oktober 2022 (Acer 2022b). Det förefaller därför som att eventuella kapacitetsbegränsningar var i enlighet med de myndighetsbeslut som gällde vid ingången till 2022. Men eventuella tillstånd avsåg endast begränsningar i tilldelningen av exportkapacitet från Svenska kraftnät. De gällde alltså inte eventuella begränsningar av importkapaciteten för Energinet (den danska TSO:n) eller Fingrid. Det utfärdades således inga tillstånd om undantag från EU-reglerna för importen till DK1 från SE3 eller för importen till FI från SE3. Det gavs heller inga andra tillstånd om begränsningar av handelsflödet från Sverige till Danmark, Finland, Litauen eller Polen (Acer 2022a).

Vad gäller importflödena, som illustrerades i figur 6, kompliceras bilden av att de största begränsningarna gjordes mellan EU-landet Sverige och Norge, som inte är medlem i EU. Norge har inte formellt tillämpat EU:s elmarknadsförordning (EU 2019a). Däremot gäller i Norge den tidigare versionen (EU 2009), vars artikel 16 anger att den maximala kapaciteten i de internationella nätförbindelserna ska ställas till marknadsaktörernas förfogande. Oavsett vilket kan begränsningar av handeln bryta mot artikel 54 i EES-avtalet, som förbjuder missbruk av dominerande ställning.

De begränsningar av tilldelningen som vi sett i figurerna 5 och 6 behöver dock inte bryta mot 70-procentsregeln även om EU:s regelverk

vore tillämpbart och det inte fanns tillstånd för att avvika från regeln. För att beräkna de relativa handelsflödena i de två figurerna använde vi som måttstock överföringarnas *maximala* handlskapacitet, som finns angivna i Svenska kraftnät (2022). Enligt regelverket ska dock 70-procentsregeln baseras på överföringarnas *tillgängliga* kapacitet. Den tillgängliga kapaciteten beräknas bland annat med hänsyn till driftsäkerheten i så kallade kritiska nätverkskomponenter inom varje elområde. Nord Pool (2020) har angett principer för hur beräkningen av den tillgängliga kapaciteten i Norden ska gå till. Även tekniska problem eller underhållsarbeten kan begränsa den tillgängliga nät-kapaciteten vid olika tillfällen. Det ligger dock utanför ramarna för denna rapport att studera orsakerna till dessa begränsningar, särskilt huruvida orsakerna var tekniska eller ekonomiska. Hur som helst kan man konstatera att det är svårt för utomstående att verifiera om de systemansvariga operatörernas procedurer för tilldelning av kapacitet återspeglar verkliga tekniska begränsningar i elsystemet. För detta skulle man behöva detaljkunskaper om de kraftsystemmodeller som de systemansvariga använder för att optimera det lokala elsystemet. Informationsövertaget ger de systemansvariga operatörerna stor frihet att påverka huruvida de formellt har uppnått målet om 70 procents kapacitetstilldelning genom att de själva beräknar den tillgängliga kapaciteten på olika överföringar vid olika tidpunkter. En illustration av detta informationsövertag är att den europeiska energibyrån Acers (2022a) rapport om tilldelningen av nätkapacitet i EU under 2021 helt bygger på självrapporterad information från de enskilda systemansvariga operatörerna.<sup>44</sup>

44. Begränsningarna i tilldelningen av överföringskapacitet mellan Norge och Sverige bygger på två marknadsmeddelanden publicerade på nucs.net (Nordic Un-availability Collection System). I ett meddelande (nucs.net/outage-domain/other-market-information/show?ummId=90216eb7984748d2a3d1ce1a2aff5ad5%7C10X-1001A1001A38Y) daterat 1 januari 2014 rapporterade Statnett att de kan behöva begränsa överföringen mellan NO4 och SE2 på obestämd tid till följd av elflödesvillkoren (*load flow conditions*). Svenska kraftnät i sin tur meddelade (nucs.net/outage-domain/other-market-information/show?ummId=388b7bb66ffa413583001da-e987680d2%7C10X1001A1001A418) den 11 april 2019 att de tills vidare kan behöva begränsa överföringen mellan NO4 och SE2 på grund av temperaturer och förväntade elflödesvillkor (*ambient temperature and expected load flow conditions*). För en utomstående bedömare utan detaljkunskap om elsystemet är det mycket svårt att avgöra huruvida dessa vagt definierade begränsningar är reella eller inte vid en viss tidpunkt.

Analysen i avsnitt 4.1 gav slutsatsen att nationella nätägare har begränsade incitament att hålla tillbaka inhemsk nätkapacitet i ekonomiskt syfte, vilket i så fall skulle innebära att figur 7 helt fångar minskningar i den tillgängliga överföringskapaciteten mellan elområden i stället för handelsbegränsningar. I ljuset av vår teoretiska analys framstår elmarknadsförordningens (EU 2019a) undantag från 70-procentsregeln för tilldelningen av nationell överföringskapacitet som rimlig. Bilden kompliceras dock av att reglerna för tilldelning av internationell överföringskapacitet kan skapa indirekta incitament att begränsa den inhemska nätkapaciteten i stället för att minska tilldelningen av den internationella i strid med regelverket. Även om elmarknadsförordningen inte är tillämplig för inhemska begränsningar i handeln mellan elområden gäller artikel 5 i Remit-förordningen (EU 2011) som förbjuder otillbörlig marknadspåverkan. Därför är det inte självklart att de inhemska begränsningar i södergående riktning mellan SE2 och SE3 samt SE3 och SE4 som gjordes under 2022 var förenliga med EU:s regelverk.

*Slutsats: Kapacitetstilldelningen på de internationella överföringsförbindelserna under 2022 kan ha varit förenlig med EU:s regelverk även vid de tillfällen då den understeg 70 procent av den maximala handelskapaciteten. Tillämpningen av regelverket försvåras av de systemansvariga operatörernas informationsövertag avseende överföringsförbindelsernas tillgängliga kapacitet.*

Utifrån resultaten ovan är det svårt för utomstående att dra några slutsatser om huruvida det var tekniska överföringsbegränsningar eller ekonomiska överväganden som minskade handeln mellan olika elområden under 2022. För detta skulle det behövas en ekonometrisk analys av en omfattning som ligger utanför ramen för denna studie.<sup>45</sup>

Efter den aviserade övergången till en flödesbaserad metod för att beräkna tillgänglig överföringskapacitet kommer systemoperatörernas instruktioner till elbörsen att innehålla mer detaljerad information

---

45. Horn och Tangerås (2021) utvecklar en sådan metod, som bygger på att mäta hur priskänsligheten i nettotutbudet och nettoefterfrågan mellan elområden påverkar tilldelningen av överföringskapacitet.

om nätets begränsningar än i dag (Svenska kraftnät 2017b).<sup>46</sup> I den meningen blir marknaden mer transparent. Samtidigt blir dock marknaden mer komplicerad och svårare att förstå. Till skillnad från i dag kan prisskillnader då uppstå mellan elområden även om överföringskapaciteten mellan områdena inte används fullt ut. Förekomsten av så kallade icke-intuitiva handelsflöden, det vill säga export av el från elområden med ett högt pris till elområden med ett lågt pris, kommer att öka. Och huruvida denna reform förenklar eller försvårar myndigheternas uppdrag att övervaka tilldelningen av kapacitet på elmarknaden återstår att se.

#### 4.4 Åtgärder för att förbättra marknadsintegrationen på kort sikt

Som vi sett kan det vara svårt att avgöra om nätföretag har brutit mot EU:s regelverk vad gäller kapacitetstilldelning, bland annat till följd av svårigheterna för utomstående att verifiera den tillgängliga nätkapaciteten. En viktig fråga blir då om man kan genomföra marknadsreformer som förbättrar nätägares incitament att tilldela kapacitet till marknaden och som har få negativa konsekvenser i övrigt. Detta gäller särskilt internationella förbindelser, eftersom det är där som snedvridningarna lär vara störst.

##### 4.4.1 PRISSÄKRING AV FLASKHALSINTÄKTER

Den första reformen vi föreslår går ut på att nätföretag ska prissäkra delar av sina flaskhalsintäkter, exempelvis genom att handla med lokala terminskontrakt för el, så kallade epads (*electricity price area differentials*). En epad är ett finansiellt kontrakt som prissäkrar skillnaden mellan ett lokalt elområdespris och systempriset på elbörsen. Genom att köpa epads för 50 MWh i SE3 för en viss period och sälja epads för 50 MWh i SE4 för samma period, prissäkrar Svenska kraftnät sina flaskhalsintäkter mellan SE3 och SE4 för 50 MWh under perioden. Det innebär att flaskhalsintäkten för 50 MWh är oberoende av priserna på dagen-före-marknaden under den kontrakterade perioden. Svenska kraftnät började handla med terminskontrakt under 2023 genom auktioner för

46. Se [svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/systemansvar--elmarknad/flodesbaserad-kapacitetsberakningsmetod](https://svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/systemansvar--elmarknad/flodesbaserad-kapacitetsberakningsmetod) för en beskrivning.

försäljning och köp av epads mellan de svenska elområdena. Syftet var att öka likviditeten på marknaden för epads, och den första auktionen genererade ett stort intresse (*Montel Kraft-Affärer 2023a*).

En positiv sidoeffekt av epads är att de förstärker nätägarens ekonomiska incitament att tilldela överföringskapacitet till marknaden. Figur 4 illustrerar denna poäng vad gäller internationell överföringskapacitet. Anta att nätägare  $S$  har prissäkrat en flaskhalsvolym om  $T/2$  MWh genom inköp av epads för  $T/2$  MWh el i elområde  $N$  och försäljning av samma mängd i elområde  $S$ . En minskning av handeln från  $H$  till  $T$  skulle skapa en nettoförlust om  $C + D$  för producenter och konsumenterna i  $S$  till följd av prisökningen på el från  $p$  till  $p_s$ . Den positiva effekten  $(A + C)/2$  på flaskhalsintäkterna av att minska kapaciteten skulle däremot försvinna helt på grund av prissäkring.

Det ska noteras att de prissäkrade volymerna måste vara omfattande för att ha betydande effekt. De första auktionerna för handeln mellan SE3 och SE4 gällde kontrakt om endast 50 MWh medan den maximala handelskapaciteten var 6 200 MWh. I tillägg till att öka den handlade volymen borde prissäkring av flaskhalsintäkter utvidgas till att även gälla på internationella nätförbindelser, eftersom nätägarnas incitament att hålla tillbaka kapacitet i ekonomiskt syfte är särskilt starka där. Det finns planer på auktioner med epads för exempelvis förbindelsen mellan SE3 och FI (*Montel Kraft-Affärer 2023b*). Ett problem är att nätägare har svaga ekonomiska incitament att prissäkra flaskhalsintäkter i tillräcklig omfattning, eftersom det minskar deras marknadsmakt. Därför måste mängden kontrakt som auktioneras ut sannolikt bestämmas genom ett reglerat förfarande.

*Slutsats: Prissäkring av flaskhalsintäkter genom terminskontrakt minskar incitamenten att hålla tillbaka internationell överföringskapacitet från elmarknaden. Mängden kontrakt att auktionera ut måste sannolikt bestämmas genom ett reglerat förfarande.*

#### 4.4.2 FÖRDELNINGEN AV FLASKHALSINTÄKTER MELLAN NÄTÄGARE

Vårt andra reformförslag går ut på att ändra i fördelningsnyckeln för flaskhalsintäkter på internationella överföringsförbindelser. Normalt delas dessa intäkter lika mellan de som äger den aktuella förbindelsen med flaskhals. Horn och Tangerås (2021) föreslår en reglering som



bestämmer att denna fördelningsnyckel endast ska gälla om den exportkapacitet som nätägaren tilldelar marknaden på den ena sidan av flaskhalsen är lika med den importkapacitet som nätägaren tilldelar marknaden på den andra sidan, alltså då båda dessa TSO:er bidrar i samma mån till den internationella handeln. Om de tilldelar olika kapaciteter ska TSO:n med lägre tilldelad kapacitet få en mindre andel av de totala flaskhalsintäkterna.

Ett förenklat exempel som utgår från figur 4 kan illustrera hur en fördelningsnyckel skulle kunna utformas. Anta att nätägaren i  $N$  har tilldelat marknaden hela kapaciteten  $H$ , och anta att nätägaren i  $S$  inte får några flaskhalsintäkter alls genom att tilldela mindre kapacitet än  $N$ . Då kommer  $S$  endast att förlora på att minska tilldelningen till under  $H$ . För kapacitetstilldelning under  $H$  belönar alltså mekanismen den TSO som avviker genom att tilldela mer kapacitet, eftersom denna TSO då får en större andel av flaskhalsintäkten. Det finns därför starka skäl att tro att en sådan reglering skulle motverka incitamenten för nätägare att på eget bevåg begränsa överföringskapaciteten på internationella förbindelser.

*Slutsats:* En ändring av fördelningsnyckeln för flaskhalsintäkter kan förstärka nätägares ekonomiska incitament att tilldela internationell överföringskapacitet till elmarknaden.

Ett problem med mekanismen som beskrivits ovan är att den bygger på att den tillgängliga exportkapaciteten från  $N$  till  $S$  är densamma som den tillgängliga importkapaciteten till  $S$  från  $N$ . Detta förhållande gäller inte alltid i verkligheten – exempelvis om TSO:n i ett exportland har fått undantag från 70-procentsregeln medan TSO:n i importlandet inte har begärt något undantag. I så fall får landet med undantaget mindre av flaskhalsintäkterna. En sned fördelning av flaskhalsintäkterna kan vara problematisk på kort sikt, men förstärker de långsiktiga incitamenten att lösa de interna problemen. För att ta hänsyn till att den tillgängliga kapaciteten kan skilja sig åt på export- och importsidan kan man införa särskilda regler för fördelningen av flaskhalsintäkter i dessa fall. En möjlighet är att varje nätägare som unilateralt uppfyller 70-procentsregeln får sin hälft av flaskhalsintäkterna. En annan möjlighet är att varje nätägare som söker undantag från 70-procentsregeln samtidigt måste ange en minimikapacitet som den kan tilldela mark-

naden för att få sin ansökan godkänd. Så länge den håller sig till denna minimikapacitet får den sin hälft av flaskhalsintäkterna.

En utmaning med bestraffningsmekanismer på andra marknader är att de kan ge upphov till prissamarbete och därigenom öka de inblandande företagens gemensamma vinst på lång sikt. Inom ramen för vår analys utgör ett sådant samarbete dock inte något problem, eftersom den kapacitetstilldelning som maximerar nätägarnas gemensamma nytta även maximerar den samhällsekonomiska effektiviteten. Problem till följd av samarbete skulle dock uppstå på en utvidgad marknad med tredjeländseffekter. En fördjupad analys vore nödvändig för att dra helt bestämda slutsatser om denna mekanism i ett bredare perspektiv. I nästa kapitel för vi en kortare diskussion om sådana tredjeländseffekter.

#### 4.4.3 OBEROENDE MELLAN NÄTÄGANDE OCH TILLDELNING AV NÄTKAPACITET

På dagens europeiska elmarknad är en nätägare normalt ansvarig för att tilldela nätkapacitet till marknaden. En åtskillnad mellan nätägande och kapacitetstilldelning är däremot vanlig på USA:s olika regionala elmarknader. Där tilldelar en oberoende systemoperatör (ISO) nätkapaciteten medan nätägarna får flaskhalsintäkterna. Inom ramen för den modell som vi studerade tidigare kommer en sådan åtskillnad inte nödvändigtvis att påverka tilldelningen av kapacitet, eftersom den systemansvariga operatören värderar inhemska flaskhalsintäkter lika högt som inhemska producent- eller konsumentöverskott oavsett vem i hemlandet som får flaskhalsintäkten. Det kan lika gärna vara en inhemsk nätägare.

Ett tredje reformförslag är att åstadkomma ett oberoende mellan nätägande och tilldelning av nätkapacitet. En struktur som i viss grad skiljer mellan nätägande och kapacitetstilldelning finns planerad inom EU. Elmarknadsförordningens artikel 16 anger att särskilda regionala samordningscentrum i framtiden ska beräkna överföringskapaciteten mellan elområden utifrån uppgifter från de enskilda systemansvariga operatörerna. Dessa centrum ska organiseras på ett sådant sätt att de agerar oberoende av enskilda nationella intressen, liksom av de systemansvariga nätägarnas intressen (artikel 35). Det skulle innebära att flaskhalsintäkterna tillfaller nätägarna, men att kapaciteten tilldelas utifrån övernationella hänsyn. För att en sådan reglering ska fungera krävs dock ökad insyn i de kraftsystemmodeller som de systemansvariga

nätägarna använder för att beräkna tillgänglig överföringskapacitet. Annars finns risken att dessa utnyttjar sitt informationsövertag gentemot samordningscentrumen för att åstadkomma liknande resultat på elmarknaden som förut.

*Slutsats:* Åtskillnad mellan nätägande och tilldelning av nätkapacitet genom regionala samordningscentrum kan förstärka de ekonomiska incitamenten att tilldela internationell överföringskapacitet till elmarknaden. En sådan reglering förutsätter ökad insyn i de kraftsystemmodeller som de systemansvariga nätägarna använder för att beräkna tillgänglig överföringskapacitet.

# 5. Marknadsintegration på lång sikt

I detta kapitel studeras marknadsintegration på längre sikt, där också möjligheten att bygga ut överföringskapaciteten beaktas.

Enligt vår definition är elmarknaden fullt integrerad på lång sikt om överföringskapaciteten i elnätet inte begränsar handeln i någon omfattning. Full integration på lång sikt innebär alltså att elen i stort sett flödar fritt och att det inte finns några större prisskillnader på elmarknaden. Kostnaden för att bygga ut och underhålla elnät gör dock att full marknadsintegration inte är samhällsekonomiskt effektiv.

I kapitlet studerar vi först de samhällsekonomiska värdena av ny överföringskapacitet, och därefter regler och förordningar på svensk och europeisk nivå för sådana investeringar. Till sist diskuterar vi nätägarnas incitament att investera i ny kapacitet och behovet av att ta hänsyn till tredjeländer för att säkerställa effektiva investeringar på en gemensam elmarknad.

## 5.1 Samhällsekonomiska konsekvenser av ny överföringskapacitet

På en välfungerande och konkurrensmässig elmarknad gäller principen att prisskillnaden mellan två elområden speglar det samhällsekonomiska värdet av en marginell ökning av nätkapaciteten. En sådan investering är lönsam om prisskillnaden överstiger marginalkostnaden för kapacitetsökningen. Man får därför en indikator på värdet av att minska en flaskhals genom att titta på elprisskillnaden över tid. Av detta villkor följer också att det inte är samhällsekonomiskt lönsamt att bygga bort alla flaskhalsar i elnätet. Alla prisskillnader skulle i så fall försvinna,

och det skulle inte finnas intäkter kvar för att täcka den marginella nät-kostnaden. Detta förhållande illustrerar varför elområden och lokala prissignaler är viktiga för att styra investeringar åt rätt håll. I praktiken är dock investeringar i kapacitet sällan så små att de kan utvärderas utifrån de befintliga prisskillnaderna på marknaden. Normalt måste man i beräkningen ta med hur prisskillnaderna minskar när nätkapaciteten ökar. Dessutom påverkar en större nätinvestering flödena av el och elpriserna i hela systemet. Det ekonomiska totalvärdet av investeringen utgörs således av summan av de ekonomiska värdena i hela systemet, inte bara i de två elområden som kopplas samman av förbindelsen.

En samhällsekonomisk utvärdering av nätinvesteringar måste också i praktiken ta hänsyn till en rad andra aspekter. För det första påverkar nätinvesteringar värdet av befintlig elproduktion och elintensiv industri, samt de ekonomiska incitamenten att investera i dessa. Exempelvis minskar det ekonomiska värdet av elproduktion i ett högprisområde, och det ekonomiska värdet av elintensiva anläggningar ökar. I ett lågprisområde har kapacitetsökningar motsatta effekter. Investeringsbeslut som endast baseras på skattningar av priseffekterna på kort sikt underskattar det samhällsekonomiska värdet av ökad nätkapacitet. Det kan även finnas koordinationseffekter av olika investeringar. Ett exempel är de stora investeringarna i fossilfri stålproduktion som planeras i Sverige och som endast kan komma till stånd om det finns tillräckligt med elproduktion och om elnätet byggs ut för att hantera de nya elflödena.

För det andra påverkar marknadsintegration konkurrensen på elmarknaden. Det är välkänt att ett koncentrerat ägande ger elbolag möjligheter att driva upp priserna på elmarknaden genom att utnyttja marknads-makt. Sådana effekter har dokumenterats även på den nordiska elbörsen, exempelvis av Tangerås och Mauritzen (2018) och Lundin och Tangerås (2020). Ofullständig konkurrens snedvrider priserna på elbörsen och ger en felaktig bild av det samhällsekonomiska värdet av nätinvesteringar. Särskilt bidrar ökad överföringskapacitet till att minska den lokala marknads-koncentrationen, vilket under rimliga villkor ökar effektiviteten på marknaden utöver värdet av själva handelsvinsterna.

För det tredje påverkar nätinvesteringar driftsäkerheten i elnätet. Svenska kraftnät (2020a) definierar normaldrift som en situation där systemfrekvensen ligger i intervallet 49,9–50,1 Hz och det samtidigt

finns tillräckliga reserver för att klara en så kallad N-1-händelse utan att avvika från normaldrift. N-1-kriteriet innebär att systemet ska klara av ett plötsligt bortfall av vilken som helst enskild enhet utan att det påverkar systemets driftsäkerhet. Störningsreserven i södra Sverige är ett exempel på kapacitet som ska ersätta ett plötsligt bortfall av en kärnkraftsreaktor. Ny nätkapacitet ökar driftsäkerheten eftersom flera reserver då blir tillgängliga för att hantera lokala driftsstörningar, och minskar kostnaden för att uppnå en given driftsäkerhet genom att man inte behöver upphandla lika många lokala reserver.

För det fjärde påverkar nätinvesteringar utsläppen av växthusgaser i elförsörjningen genom att antingen minska eller öka behovet av fossilbaserad elproduktion för att balansera svängningar i elnätet. Om man till exempel integrerar en region med mycket vattenkraft, som Norden, med en region som har stora delar kol- och gaskraft, som Baltikum, kommer de totala utsläppen att minska eftersom hela systemet blir mer stabilt. Men även om utsläppen från elproduktionen skulle minska, har det inte nödvändigtvis någon nettoeffekt på klimatutsläppen eftersom EU:s utsläppsrättsystem i utgångspunkten syftar till att binda de totala utsläppen på en bestämd nivå. På grund av överskottet av utsläppsrätter reformerades dock systemet inför den fjärde handelsperioden, som började år 2021. EU införde då en annulleringsmekanism för utsläppsrätter som i praktiken innebär ett flexibelt tak för utsläppen. I synnerhet kan en minskning av efterfrågan på utsläppsrätter ett visst år minska den framtida tilldelningen av utsläppsrätter. Minskningar av utsläpp i Sverige kan därigenom minska de totala utsläppen av växthusgaser i EU (Carlén 2018; Konjunkturinstitutet 2021). En integration av elmarknaden som minskar behovet av fossil elproduktion torde ha en liknande effekt, även om det faktiska utfallet är högst osäkert.

För det femte leder överföring av el över långa avstånd till energiförluster. Ny överföringskapacitet påverkar hur elen flyter genom hela nätet och därmed de totala nätförlusterna.

De indirekta effekterna av nätinvesteringar på konkurrensen på elmarknaden, driftsäkerheten i elsystemet, utsläppen av växthusgaser och nätförlusterna kan vara svåra att mäta och kvantifiera i ekonomiska termer. Däremot torde de vara positiva från ett samhällsekonomiskt perspektiv. De indirekta effekterna utgör i så fall positiva externaliteter som ökar det samhällsekonomiska värdet av en nätinvestering utöver det ekonomiska värdet av den ökade handeln. Ett tillräckligt villkor

för att en nätinvestering ska vara samhällsekonomiskt lönsam är därför att vinsterna av ökad handel överstiger kostnaden för att bygga och driva linjen.

*Slutsats:* Investeringar i större överföringskapacitet för el ökar handeln, påverkar lönsamheten hos andra investeringar, ökar konkurrensen på elmarknaden, ökar driftsäkerheten i elsystemet, påverkar utsläppen av växthusgaser från elproduktion och påverkar nätförlusterna i systemet på sätt som kan vara svåra att kvantifiera ekonomiskt. Däremot torde en nätinvestering vara samhällsekonomiskt lönsam om vinsterna av ökad handel överstiger kostnaden för att bygga och driva linjen.

## 5.2 Regelverket gällande investeringar i överföringskapacitet

I motsättning till det detaljerade regelverket för hur mycket av nätkapaciteten som ska tilldelas marknaden på kort sikt, finns inga bindande regler för hur mycket som ska investeras i ny kapacitet i transmissionsnätet på lång sikt. Vad gäller investeringar i elnät handlar den svenska lagstiftningen främst om själva tillståndprocesserna. Investerare behöver nätkoncession från nätmyndigheten, och en anläggning måste vara lämplig från allmän synpunkt för att få tillstånd. Ansökningar om nätkoncession för utlandsförbindelser måste dessutom godkännas av regeringen (Ellag 1997:857, 2 kap. 4, 12, 16§§). Staten utövar även ett direkt inflytande över Svenska kraftnät genom det årliga regleringsbrevet från regeringen. Värt att notera är också att för internationella förbindelser måste ansvariga myndigheter i båda anslutningsländerna godkänna ansökningen.

I Svenska kraftnät (2021b) beskrivs de faktorer som ingår i myndighetens samhällsekonomiska lönsamhetskalkyl för nya nätinvesteringar. I rapporten presenteras även fyra olika scenarier för produktion och användande av el på lång sikt, vilka ligger till grund för Svenska kraftnäts investeringsplaner. Av grundläggande betydelse är elmarknadsnyttan för elkonsumenter och elproducenter samt flaskhalsintäkterna till systemansvariga nätägare. I huvudsak omfattar Svenska kraftnäts samhällsekonomiska analyser effekter inom Sverige. Svenska kraftnät har dock inte lagmässigt monopol på att bygga transmissionsnät inom Sverige, och behöver inte heller ha något dominerande ägarinflytande

över linjer till utlandet. Vad gäller utlandsförbindelser innebär lagstiftningen att även andra än TSO:erna i anslutningsländerna kan ansöka om att bygga sådana.

På EU-nivå ger Entso-E, samarbetsorganet för systemansvariga för transmissionsnät i EU, vartannat år ut en nätutvecklingsplan som syftar till att identifiera vilka planerade projekt som har högst nettovärde utifrån ett gemensamt EU-perspektiv.<sup>47</sup> Denna katalog bygger på de systemansvariga operatörernas individuella nätutvecklingsplaner, men är inte bindande.<sup>48</sup> EU har även kategoriserat vissa utvecklingsplaner som »projekt av gemensamt intresse« eftersom de är särskilt betydelsefulla för att uppnå en integrerad elmarknad.<sup>49</sup> Projekt som fått denna kategorisering åtnjuter en hel del fördelar, särskilt möjligheten att ansöka om finansiering från EU. Den planerade Aurora Line mellan Sverige och Finland är exempelvis klassificerad som ett sådant projekt.

### 5.3 Incitament att investera i ny överföringskapacitet

Detta avsnitt bygger på samma antagande som analysen av de kortsiktiga incitamenten i avsnitt 4.1, nämligen att en nätägare som investerar i ny överföringskapacitet maximerar nationell välfärd. Detta ligger väl i linje med de mål som exempelvis Svenska kraftnät (2021b) beskriver i sin nätutvecklingsplan.

Om effekterna på elmarknaden, driftsäkerheten och nätförlusterna av att öka den inhemska nätkapaciteten endast vore inhemska, skulle det vara rimligt att tro att investeringsbesluten gällande investeringar inom landet vore samhällsekonomiskt någorlunda korrekta. Inhemska nätinvesteringar kan dock även leda till effekter i andra länder i form av ändrade priser och elflöden i hela det integrerade systemet. Detta illustreras bland annat av EU:s lista över prioriterade projekt, som innehåller både nationella och internationella sådana.

Vad gäller investeringar i internationell nätkapacitet kunde man tro

47. Se [tyndp.entsoe.eu](http://tyndp.entsoe.eu) för en beskrivning.

48. EU har målsättningen att varje medlemsland år 2030 ska ha en överföringskapacitet till utlandet om minst 15 procent av elproduktionen (Europeiska rådet 2014). Sverige ligger klart över detta mål (se kapitel 2).

49. Se [energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/projects-common-interest/key-cross-border-infrastructure-projects\\_en](http://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/projects-common-interest/key-cross-border-infrastructure-projects_en) för en beskrivning.



att nationella perspektiv skulle snedvrída besluten, ungefär som vi såg i kapitel 4 vad gäller kapacitetsutnyttjandet i nätet. Skillnaden är dock att en nätägare *ensidigt* beslutar om att tilldela nätkapacitet till elmarknaden, men inte själv kan fatta beslut om att bygga en internationell överföringsförbindelse. TSO:erna i båda länderna som projektet avser måste *gemensamt* bestämma storleken på investeringen, hur mycket av investerings- och driftkostnaderna som var och en ska betala och hur fördelningen av flaskhalsintäkterna ska se ut. Sådana förhandlingar om villkoren för investeringen torde innebära att det slutliga beslutet tar hänsyn till många av effekterna i båda länderna (Persson och Tangerås 2020).

Ett grundläggande problem vad gäller såväl inhemska som internationella nätinvesteringar är de tredjeländseffekter som de ger upphov till. I dag har tredjeländer inget direkt inflytande över inhemska eller bilaterala investeringar, och avsaknaden av sådant inflytande kan snedvrída investeringsbeslut. Exempelvis kan man tänka sig att en förstärkning av det svenska elnätet i öst-västlig riktning i syfte att öka transiteringen av el genom Sverige skulle gynna Finland och Norge. Men nya överföringsförbindelser kan även ha negativa konsekvenser för ett tredjeland, exempelvis om priser och elflöden ändras på ett sätt som minskar värdet av handeln i andra delar av systemet. Förekomsten av tredjeländseffekter talar för att alla medlemsländer borde ha inflytande över alla beslut om nya linjer i hela EU. Men ett sådant system vore krångligt, och skulle medföra en risk för ineffektiva beslut, eftersom formellt inflytande över ett investeringsbeslut då kunde användas för att uppnå ekonomiska fördelar. Förväntningar om kompensationskrav skulle kunna leda till underinvestering om länder avstår från att driva ekonomiskt lönsamma projekt. Det sätt som EU i nuläget tar hänsyn till tredjeländseffekter är som vi sett genom samfinansiering av prioriterade projekt på EU-nivå. En sådan lösning lider dock av problemet med lobbyverksamhet, där varje land aktivt arbetar för att få in just sina projekt oberoende av det totala samhällsekonomiska värdet.

Persson och Tangerås (2020) utvecklar en alternativ och mer effektiv procedur för att ta hänsyn till tredjeländseffekter. Medlemsländerna i EU skickar i ett första skede sina nätutvecklingsplaner till den europeiska energibyrån Acer. I dessa planer ingår såväl de inhemska som de internationella projekt som de direkt involverade länderna redan har kommit överens om. Därefter får representanter för tredjeländer

möjligheten att föreslå modifikationer av förslagen – eller föreslå helt andra projekt om så är realistiskt. Alla involverade parter har vetorätt över det modifierade förslaget. Om någon lägger in sitt veto, genomförs det ursprungliga projektet.<sup>50</sup>

Vi kan ge ett hypotetiskt exempel för att illustrera hur en sådan mekanism kan fungera. Anta att Energinet (den danska TSO:n) och Tennet (en tysk TSO) planerar att öka överföringskapaciteten mellan västra Danmark (DK1) och Tyskland (DE). De utvärderar två möjligheter: att utöka kapaciteten med antingen 250 eller 300 MW. Anta att det totala förväntade nettovärdet för de två länderna (alltså de totala handelsvinsterna minus investerings- och driftskostnaderna) är positivt och uppgår till åtta miljoner euro per år för den mindre kapacitetsökningen. Däremot skulle handelsvinsterna av de ytterligare 50 MW vara så små i förhållande till kostnaden att nettovärdet för de två länderna av den extra kapaciteten skulle vara negativt och uppgå till minus en miljon euro per år. Isolerat skulle därmed Energinet och Tennet genomföra den mindre utökningen.

Men eftersom Danmark huvudsakligen exporterar el till Tyskland, kommer elpriset i Danmark att öka när överföringskapaciteten till Tyskland ökar. Och ett högre elpris i Danmark gynnar i sin tur Sverige, som exporterar el till Danmark. Anta att vinsten för Sverige av 250 MW-ökningen är två miljoner euro per år, och av de extra 50 MW ytterligare två miljoner. Genom att summera nettovärdet för Danmark, Tyskland och Sverige finner man således att det vore samhällsekonomiskt lönsamt att göra den större utökningen, eftersom nettovärdet av de extra 50 MW är en miljon euro per år. Den större investeringen skulle sannolikt genomföras om Energinet och Tennet bjöd in Svenska kraftnät till förhandlingen. Om Svenska kraftnät till exempel bidrog med 1,5 miljoner euro per år för att täcka kostnaden för den större utökningen, vore detta tillräckligt för att täcka Energinets och Tennets årliga förluster till följd av de extra 50 MW medan Svenska kraftnät fortfarande skulle göra en nettovinst av den extra kapaciteten om 500 000 euro per år. I slutändan vinner alltså alla på det omförhandlade förslaget, och ingen lägger in sitt veto.

50. En sådan procedur torde vara tillämplig även vid andra typer av förhandlingar, men vi känner inte till exempel på att den använts i något sammanhang.

Den större utökningen kommer endast att genomföras om det totala nettovärdet är positivt. Om nettovärdet för Sverige av de extra 50 MW endast vore 900 000 euro per år, skulle Svenska kraftnät inte vilja kompensera Energinet och Tennet med den miljon de skulle kräva för att bygga den större överföringsförbindelsen i stället för den mindre. Man kan även fortsätta proceduren genom att lägga till land efter land och därmed integrera alla effekter av överföringsutökningen. Detta resultat visas mera generellt i Persson och Tangerås (2020).

*Slutsats:* Ett grundläggande effektivitetsproblem vad gäller ny nätkapacitet är förekomsten av tredjelandseffekter av en investering. En sekventiell förhandlingsprocess skulle minska detta problem.

Samtidigt som en sekventiell förhandlingsprocess skulle säkerställa att man vid investeringsbeslut tar hänsyn till eventuella tredjelandseffekter, skulle de tillhörande vetorätterna motverka att tredjeländer får ett oskäligt inflytande över investeringsbesluten.

EU:s nätutvecklingsplaner består av fler än ett projekt. En komplicerande faktor vad gäller investeringsbesluten är att den samhälls-ekonomiska lönsamheten hos enskilda projekt kan bero på om andra planerade projekt genomförs eller inte. Värdet kan både öka och sjunka beroende på de andra projekten. Därför kan man behöva omförhandla flera projekt samtidigt, vilket försvårar beslutsprocessen.

## 6. Avslutning

För att uppfylla EU:s målsättning om en inre elmarknad, krävs att så mycket som möjligt av den tillgängliga överföringskapaciteten tilldelas marknaden på kort sikt och att nätföretagen investerar i sådan kapacitet som är lönsam från ett övergripande samhällsekonomiskt perspektiv på lång sikt.

I denna rapport har vi pekat på skäl till att incitamenten att utnyttja tillgänglig nätkapacitet och investera i nya nät kan förmodas vara snedvridna. Vad gäller kapacitetsutnyttjandet handlar det om att nationella nätägare inte tar tillräcklig hänsyn till effekterna utomlands när de beslutar om hur mycket av den tillgängliga kapaciteten som ska tilldelas marknaden. Rörande nya nätförbindelser handlar det om att investerarna inte tar hänsyn till tredjeländseffekter när de bestämmer vilka projekt de vill utveckla och genomföra.

EU-kommissionen har tidigare påtalat problem vad gäller integrationen av elmarknaden, särskilt Sveriges exportbegränsningar till Danmark och Tysklands importbegränsningar från Danmark. I denna rapport har vi visat att tilldelningen av överföringskapacitet mellan Sverige och utlandet för det mesta var hög under energikrisen år 2022, men att den tilldelade kapaciteten i viss mån begränsade exporten till Danmark och handeln med Norge jämfört med överföringarnas maximala handelskapacitet. Inom Sverige var det särskilt minskningar av överföringskapaciteten mellan elområdena SE3 och SE4 som begränsade handeln. I ljuset av dessa resultat verkar det tillsynsärende som Energimarknadsinspektionen nyligen inledde mot Svenska kraftnät vara befogat (*Montel Kraft-Affärer* 2023c). Att undersöka om tilldelningen av nätkapacitet var förenlig med regelverket är särskilt viktigt

med tanke på energikrisen som drev upp elpriserna till historiska rekordnivåer under 2022.

Regleringar som tvingar nätägare att prissäkra sina flaskhalsintäkter, påverkar fördelningen av flaskhalsintäkter eller separerar nätägande från tilldelningen av nätkapacitet, kan stärka nätägarnas ekonomiska incitament att tilldela tillgänglig överföringskapacitet till marknaden. Förhandlingsprocedurer som ger tredjeländer inflytande över investeringar integrerar flera av de ekonomiska effekterna av ny överföringskapacitet. Sådana åtgärder kan förbättra integrationen av elmarknaden på kort och lång sikt.

# Referenser

- Acer (2022a). »Report on the result of monitoring the margin available for cross-zonal electricity trade in the EU in 2021«, 10 juni, [acer.europa.eu/Publications/ACER%20MACZT%20Report%202021.pdf](https://acer.europa.eu/Publications/ACER%20MACZT%20Report%202021.pdf), hämtad 5 september 2023.
- Acer (2022b). »Decision No 17/2022 of the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 26 October 2022 on Svenska kraftnät's request for a derogation from the 70% requirement pursuant to Article 16(9) of Regulation (EU) 2019/943«.
- Bergman, Lars och Diczfalusy, Bo (2020). »Spänning på hög nivå – en ESO-rapport om elnätets roll för säkra elleveranser«, ESO-rapport 2020:4.
- Bjørndal, Mette, Jörnsten, Kurt och Pignon, Valerie (2003). »Congestion management in the Nordic power market – counter purchases and zonal pricing«, *Competition and Regulation in Network Industries*, vol. OS 4, nr 3.
- Bushnell, James (1999). »Transmission rights and market power«, *The Electricity Journal*, vol. 12, nr 8, s. 77–85.
- Carlén, Björn (2018). »EU ETS och automatisk annullering av utsläppsrätter«, Konjunkturinstitutets rapport 2018:9.
- De Cannière, Charlotte (2022). »Market integration and market efficiency: Evidence from transmission constraints in the Belgian electricity sector«. Manuskript, KU Leuven.
- Diczfalusy, Bo och Hellner, Cecilia (2023). »Handel med stor effekt – en ESO-rapport om utrikeshandeln med el«, ESO-rapport 2023:4.

- EES (1994). »Agreement on the European Economic Area«, *Official Journal of the European Communities*, No. L1/3-522.
- Energimarknadsinspektionen (2019). »Fastställande av intäktsram enligt lagen – Svenska kraftnät«, diariernr 2019-100431.
- Energimarknadsinspektionen (2020). »Prövning av Affärsverket svenska kraftnäts ansökan om undantag från kravet att göra 70 procent av sammanlänkningskapacitet tillgänglig för marknadsaktörer«, beslut, diariernr 2020-102975.
- Energimarknadsinspektionen (2022). »Begäran om undantag från 70-procentsregeln för år 2022«, beslut, ärendenr 2021-102881.
- EU (1996). »Europaparlamentets och rådets direktiv (EG) nr 96/92 av den 19 december 1996 om gemensamma regler för den inre marknaden för el«, *Europeiska gemenskapens officiella tidning*, L27/20-29.
- EU (2009). »Europaparlamentets och rådets förordning (EG) nr 714/2009 av den 13 juli 2009 om villkor för tillträde till nät för gränsöverskridande handel och om upphävande av förordning (EG) nr 1228/2003«, *Europeiska unionens officiella tidning*, L211/15-35.
- EU (2010). »Commission Decision of 14.4.2010 relating to a proceeding under Article 102 of the Treaty of the Functioning of the European Union and Article 54 of the EEA Agreement. Case COMP/30.351 – Swedish Interconnectors«.
- EU (2011). »Europaparlamentets och rådets förordning (EU) nr 1227/2011 av den 25 oktober 2011 om integritet och öppenhet på grossistmarknaderna för energi«, *Europeiska unionens officiella tidning*, L326/1-16.
- EU (2012). »Fördraget om Europeiska unionens funktionssätt (konsoliderad version)«, *Europeiska unionens officiella tidning*, C326/47-390.
- EU (2018). »Commission Decision of 7.12.2018 relating to a proceeding under Article 102 of the Treaty of the Functioning of the European Union and Article 54 of the EEA Agreement. Case AT.40462 – DE/DK Interconnectors«.
- EU (2019a). »Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el«, *Europeiska unionens officiella tidning*, L158/54-124.

- EU (2019b). »Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2019/944 av den 5 juni 2019 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om ändring av direktiv 2012/27/EU«, *Europeiska unionens officiella tidning*, L158/125-199.
- EU (2022). »Rådets förordning (EU) 2022/1854 av den 6 oktober 2022 om en krisintervention för att komma till rätta med de höga energipriserna«, *Europeiska unionens officiella tidning*, L261/1-21.
- Europeiska rådet (2014). »European Council conclusions on 2030 climate and energy policy framework«, SN 79/14.
- Glachant, Jean-Michel och Pignon, Valerie (2005). »Nordic congestion's arrangement as a model for Europe? Physical constraints vs. economic incentives«, *Utilities Policy*, vol. 13, 153–162.
- Holmberg, Pär och Tangerås, Thomas (2022). »Elbrist i storstäderna – ett marknadsperspektiv«, forskningsrapport SNS.
- Horn, Henrik och Tangerås, Thomas (2021). »National transmission system operators in an international electricity market«, IFN WP 1394.
- Konjunkturinstitutet (2021). »Annulleringsmekanismens inverkan på konsekvenser av svenska åtgärder«, [konj.se/publikationer/specialstudier/specialstudier/2021-II-22-annulleringsmekanismens-inverkan-pa-konsekvenser-av-svenska-atgarder.html](http://konj.se/publikationer/specialstudier/specialstudier/2021-II-22-annulleringsmekanismens-inverkan-pa-konsekvenser-av-svenska-atgarder.html), hämtad 21 februari 2023.
- Lundin, Erik och Söderberg, Magnus (2022). »Analys av priser och reglering på den svenska elnätmarknaden«, forskningsrapport SNS.
- Lundin, Erik och Tangerås, Thomas (2020). »Cournot competition in wholesale electricity markets: The Nordic power exchange, Nord Pool«, *International Journal of Industrial Organization*, 68, 102536.
- Montel Kraft-Affärer* (2023a). »Stora budintressen i SvK:s epad-auktioner«, nr 4.
- Montel Kraft-Affärer* (2023b). »Epad för SE-FI försenas till 14 okt«, nr 6.
- Montel Kraft-Affärer* (2023c). »Ei utför tillsyn om 70%-regeln«, nr 18.



- NEMO Committee (2020). »EUPHEMIA Public Description. Single Price Coupling Algorithm«, 12 oktober, nordpoolgroup.com/globalassets/download-center/single-day-ahead-coupling/euphemia-public-description.pdf, hämtad 7 september 2023.
- Nord Pool (2020). »Principles for determining the transfer capacities in the Nordic power market«, 22 september, nordpoolgroup.com/4aad73/globalassets/download-center/tso/principles-for-determining-the-transfer-capacities\_2020-09-22.pdf, hämtad 18 februari 2023.
- N-SIDE (2018). »MARI algorithm design principles«, eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Network%20codes%20documents/Implementation/MARI/181102\_MARI\_algorithmDesignPrinciples\_N-SIDE\_Report\_Final.pdf, hämtad 10 februari 2023.
- Persson, Lars och Tangerås, Thomas (2020). »Transmission network investment across national borders: The liberalized Nordic electricity market«, i: Mohammad Reza Hesamzadeh, Juan Rosellón och Ingo Vogelsang (red.), *Transmission Network Investment in Liberalized Power Markets*, Springer Lecture Notes in Energy, vol. 79, 557–594.
- Schittekatte, Tim, Reif, Valerie och Meeus, Leonardo (2020). »The EU electricity network codes. Technical Report«, Florence School of Regulation, European University Institute, juni.
- Svenska kraftnät (2017a). »Information om västkustsnittet, utmaningar inför sommaren«, Drifrådet 21 mars, svk.se/siteassets/om-oss/organisation/vara-rad/drifradet/2017/drad\_1\_17\_bilaga2\_vastkustsnittet.pdf, hämtad 16 februari 2023.
- Svenska kraftnät (2017b). »Den flödesbaserade (FB) metoden för kapacitetsberäkning«, information 7 april, svk.se/siteassets/2.utveckling-av-kraftsystemet/systemansvar-o-elmarknad/utveckling-av-elmarknaden/natkoder/sammanfattning-om-den-flodesbaserade-metoden-20170407.pdf, hämtad 14 juni 2023.
- Svenska kraftnät (2020a). »Stödtjänster och avhjälpande åtgärder i ett energisystem under förändring«, ärendenr SvK 2020/4162.

- Svenska kraftnät (2020b). »Request by Svenska kraftnät for a derogation from the minimum level of capacity to be made available for cross-zonal trade for 2021«, 1 juli, [ei.se/download/18.6f9b6b2617714873b456fc88/1612855105921/Svensk-kraftn%C3%A4t-request-for-derogation-according-to-16-9-REG-2019-943.pdf](https://ei.se/download/18.6f9b6b2617714873b456fc88/1612855105921/Svensk-kraftn%C3%A4t-request-for-derogation-according-to-16-9-REG-2019-943.pdf), hämtad 10 mars 2023.
- Svenska kraftnät (2021a). »Marknaden för stödtjänster till kraftsystemet växer kraftigt«, 1 februari, [svk.se/press-och-nyheter/press/marknaden-for-stodtjanster-till-kraftsystemet-vaxer-kraftigt--3292104](https://svk.se/press-och-nyheter/press/marknaden-for-stodtjanster-till-kraftsystemet-vaxer-kraftigt--3292104), hämtad 10 februari 2023.
- Svenska kraftnät (2021b). »Systemutvecklingsplan 2022–2031. Vägen mot en dubblerad elanvändning«, [svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2021/svk\\_systemutvecklingsplan\\_2022-2031.pdf](https://svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2021/svk_systemutvecklingsplan_2022-2031.pdf), hämtad 19 februari 2023.
- Svenska kraftnät (2021c). »Request by Svenska kraftnät for derogation from the minimum level of capacity to be made available for cross-zonal trade for 2022«, 6 oktober.
- Svenska kraftnät (2022). »Kraftbalansen på den svenska elmarknaden«, ärendenr 2022/879.
- Tangerås, Thomas och Mauritzen, Johannes (2018). »Real-time versus day-ahead market power in a hydro-based electricity market«, *Journal of Industrial Economics*, 66(4), 904–941.
- Tidöavtalet (2022). »Tidöavtalet: Överenskommelse för Sverige«, [liberalerna.se/wp-content/uploads/tidoavtalet-overenskommelse-for-sverige-slutlig.pdf](https://liberalerna.se/wp-content/uploads/tidoavtalet-overenskommelse-for-sverige-slutlig.pdf), hämtad 7 september 2023.







EU:s energipolitik har som målsättning att integrera Europas elmarknader i syfte att skapa en effektiv, trygg och hållbar energiförsörjning. Men prisutvecklingen på el och ökad osäkerhet kring elförsörjningen har emellanåt lett till internationella spänningar. Det finns därför en rad hinder för att en fullt ut gemensam europeisk elmarknad ska komma på plats.

Författarna belyser frågor som: Hur integrerad bör elmarknaden vara? Hur väl fungerade marknadsintegrationen under energikrisen? Hur kan man förbättra regelverket för att uppnå en effektiv integration av elmarknaden?

I rapporten beskrivs några marknadsreformer som skulle förbättra integrationen av elmarknaden på både kort och lång sikt genom att korrigera snedvridande incitament.

*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«.

