

# I gränslandet mellan el och ekonomi

Elområdenas betydelse  
för Sveriges konkurrenskraft



FOTO: TOMAS ARLEMO, SVENSKA KRAFTNÄT

#### Författare

Staffan Bergh  
Mia Bodin

#### Beställare

Region Västernorrland  
Region Norrbotten

#### Formgivning

Joakim Olsson

2025

#### Ansvarsfriskrivning

Denna rapport har upprättats av Bodecker Partners enbart i informationssyfte. Analyser, prognoser och rekommendationer bygger på källor och antaganden som Bodecker Partners bedömer som tillförlitliga, men uppgifterna kan komma att ändras utan föregående meddelande. Ingenting i rapporten ska tolkas som en garanti för framtida resultat eller som juridisk, skattemässig eller investeringsmässig rådgivning.

Bodecker Partners ansvarar inte för skada eller förlust – vare sig direkt, indirekt eller följdskada – som kan uppstå vid användning av rapporten eller dess innehåll, utom i den mån sådan skada orsakats av grov vårdslöshet eller uppsåt från Bodecker Partners sida.

# Sammanfattning

**DENNA RAPPORT ANALYSERAR** hur en förändrad elområdesindelning kan påverka elpriserna, kostnadsbilden och investeringsförutsättningarna för den elintensiva industrin i Sverige. Målet är att ge ett faktabaserat underlag till beslutsfattare för att förstå strategiska risker och möjligheter kopplade till den industriella omställningen.

Det nuvarande årliga kraftöverskottet i SE1 och SE2 är 10–20 TWh respektive 30–40 TWh, varav merparten transporteras söderut. Flaskhalsen mellan SE2 och SE3 är ansträngd och ger upphov till skillnader i elpriser, speciellt vid hydrologiskt överskott och mycket vind.

Även utan någon förändring av elområden (Bassscenariot) minskar prisskillnaderna mellan områdena när kraftöverskottet i SE1/SE2 faller med omkring 12 TWh till 2035. Dessutom får de planerade elnätsförstärkningar mellan SE2 och SE3 en prisutjämnande effekt. Vår modellering indikerar en halvering av prisskillnaden mellan SE2 och SE3 under nästkommande fem år, från ca 14 öre/kWh nästa år till 7 öre/kWh år 2030, och ner till 2 öre/kWh år 2035. Även prisskillnaderna mellan SE3 och SE4 bedöms minska, men inte lika mycket. Elpriserna kommer alltså harmonisera oavsett förändring av elområden.

I ett gemensamt elområde (Scenario 1) bedömer vi att det nya svenska elpriset skulle bli i genomsnitt 6 öre/kWh högre under perioden 2026–2035 jämfört med SE1/SE2-priset i Bassscenariot (nuvarande indelning). Effekten minskar över tid då elpriserna konvergerar även i Bassscenariot. I SE4 väntas samtidigt genomsnittspriset under perioden bli 7 öre lägre, medan SE3 endast påverkas marginellt. I en uppdelning i två elområden (Scenario 1) blir effekten på elpriserna i SE1 och SE2 minimala jämfört med nuvarande indelning. Priserna i (nuvarande) SE3 ökar ca 1 öre/kWh medan de minskar med i genomsnitt 5 öre/kWh i SE4 med störst effekt de första åren.

Förändringar i elområdesindelningen kan få betydande konsekvenser för elintensiv industri, speciellt i norra Sverige och för verksamheter som är en del av den industriella omställningen. Ett gemensamt elområde kan resultera i en samlad kostnadsökning för industrin i SE1 och SE2 i storleksordningen 500–1 000 MSEK årligen per elområde, totalt 8 800 MSEK respektive 7 300 MSEK för hela perioden. Effekten avtar över tid mot bakgrund av ”normal” prisharmonisering. Kostnadsökningen för SE1 och SE2 bedöms bli högre än den totala reduktionen för industri i SE3 och SE4. En uppdelning i ett nordligt och ett sydligt

# Executive Summary

**THE CURRENT ANNUAL** power balance in SE1 and SE2 is around 10–20 TWh and 30–40 TWh respectively, with most of this transported southward. The bottleneck to SE3, with a slightly negative net balance, causes price differences, particularly during periods of hydrological surplus and high wind generation. The power balance in our southernmost bidding zone fluctuates between minus 10 and minus 20 TWh annually, also importing electricity from the south, making it more sensitive to European market movements.

Even without changes to the bidding zones (Base Scenario), price differences will narrow as the surplus in SE1/SE2 falls by about 12 TWh by 2035. In addition, planned grid reinforcements between SE2 and SE3 (3,200 MW) will have a price-levelling effect. Our modelling indicates that the price gap between SE2 and SE3 will halve over the next five years, from around 14 öre/kWh to 7 öre/kWh in 2030, and down to 2 öre/kWh by 2035. Price differences between SE3 and SE4 are also expected to decrease, though not as much. Electricity prices will therefore converge regardless of changes to bidding zones.

In a single bidding zone (Scenario 1), we estimate that the new Swedish electricity price would, on average, be 6 öre/kWh higher during 2026–2035 compared with the SE1/SE2 price in the Base Scenario (current division). This effect diminishes over time as prices converge also in the Base Scenario. In SE4, the average price is expected to be 7 öre/kWh lower, while SE3 would only see a marginal impact. In a division into two bidding zones (Scenario 2), the effect on prices in SE1 and SE2 would be minimal compared with the current setup. Prices in (current) SE3 would rise by about 1 öre/kWh, while they would fall by an average of 5 öre/kWh in SE4, with the greatest impact in the early years.

Changed bidding zones could significantly impact electricity-intensive industries, particularly in northern Sweden and for businesses involved in the industrial transition. A single bidding zone could result in an annual cost increase for industry in SE1 and SE2 of around SEK 500–1,000 million, totalling SEK 7,300–8,800 million for the period. The effect declines over time as prices harmonise. The cost increase for SE1 and SE2 is expected to be greater than the reduction for industry in SE3 and SE4. Two bidding zones should only lead to small cost differences in northern Sweden, while industries in SE3 could see annual electricity costs rise by SEK 400–600 million and those in SE4 benefit from reductions of SEK 300–500 million.

elområde bör endast leda till små kostnadsskillnader i norra Sverige, medan industrier i SE3 kan få se årliga elkostnader öka med 400–600 MSEK, och de i SE4 dra fördel av -500 till -300 MSEK lägre nivåer.

För etablerade industrier med fördel av lokala naturresurser är dock det relativa priset jämfört med andra jämförbara länder viktigare än den exakta nivån. För nya anläggningar, till exempel grönt stål, batteriproduktion och förnybara bränslen, är stabil tillgång till billig el än mer avgörande för att konkurrera med etableringar på andra platser i världen. Norra Sverige har redan idag utmaningar jämfört med södra Sverige och Europa när det gäller logistik, rekryteringsmöjligheter och temperatur med kraftig kyla och isläggning. Låga el- och elnätspriser/avgifter samt hög tillgång på förnybar elproduktion har kompenserat för svårigheterna.

Ytterligare en viktig aspekt är Rfnbo- och Low-carbon kriterierna som idag ger norra Sverige en avgörande konkurrensfördel för H2/PtX etableringar. Sveriges elnät i ett gemensamt elområde riskerar att hamna under 90%-gränsen för förnybar andel, vilket innebär mer komplicerade och fördyrande krav på till exempel 24/7 korrelation från 2030.

The impact varies depending on each industry's other competitive advantages/disadvantages and the share of electricity in total costs. For established industries benefiting from local natural resources, the relative price compared with other countries is more important than the exact level, and often the price of emission allowances and fossil fuels is more decisive. For new facilities, such as green steel, battery production and renewable transport fuels, stable access to cheap electricity is crucial to compete with developments elsewhere in the world. Northern Sweden already faces challenges compared with southern Sweden and Europe in terms of logistics, recruitment opportunities and harsh winter conditions. Low electricity and grid charges, along with high availability of renewable generation, have offset these difficulties.

Another key factor is the Rfnbo and low-carbon criteria, which currently give northern Sweden a decisive competitive edge for hydrogen/PtX projects. Sweden's grid in a single bidding zone would fall below the 90% renewable threshold, triggering more complex and costly requirements such as 24/7 correlation from 2030.



I ett internationellt perspektiv är det sannolikt att Sverige fortsätter ha konkurrenskraftiga elpriser oavsett elområdesindelning. Norra Sverige har de senaste tre åren haft i genomsnitt 24–87 öre/kWh lägre elpriser än de länder vi undersökt. En prisökning på 6 öre/kWh under perioden 2026–2023 innebär därmed 7–25% lägre konkurrensfördel baserat just på lägre elpris.

Sammanfattningsvis bedömer vi att Finland riskerar bli den starkaste konkurrenten vilket förstärks vid ett gemensamt elområde även om trenden är densamma oavsett. Finland har stor koncentration av biogen CO<sub>2</sub>, liknande klimatzon, djupa hamnar, låg elskatt och många timmar med negativa elpriser. De har dessutom en proaktiv och transparent stamnätsägare, och satsar på storskalig förnybar el som havsbaserad vindkraft. Spanien är också en stark kandidat som redan nu är en attraktiv plats för industrietableringar, men som också begränsas av brist på nätkapacitet och, än så länge, högre medelpriser.

Diskussionen om Sveriges framtida elområdesindelning handlar inte bara om tekniska justeringar i elmarknadens funktion. Det är i grunden en strategisk fråga med långtgående konsekvenser för Sveriges industriella utveckling, regionala balans och internationella konkurrenskraft. Hur elpriserna fördelas över landet påverkar inte bara hushållens ekonomi, utan också var framtidens industriella investeringar hamnar – och därmed var jobb, skatteintäkter och tillväxt skapas.

Oavsett elområden måste Sverige, för ett attraktivt investeringsklimat, kommunicera tydliga mål, strategier och åtgärdsprogram för industriomställning. Här ligger Sverige efter. Det är också viktigt med transparens och tillgängliga kontaktpersoner för stöd kring elnät/kapacitet, mark, och industrisynergier. För att behålla konkurrenskraft vid minskad prisskillnad kan vi även behöva komplettera med temporära industristöd (till exempel i form av CCfD som Tyskland infört eller liknande) och skattelättnader för att inte hamna på efterkälken och för att hjälpa vår industri när utsläppsrätter inom EU ETS fasas ut.

Oavsett indelning så kommer elprisskillnader att minska mot bakgrund av ökad transmissionskapacitet och högre elförbrukning i norr. En sammanslagning i detta skede riskerar att bromsa industriinvesteringar i norr och produktionsinvesteringar i söder vilket skulle göra kostnaderna för motköp och liknande nödvändiga åtgärder onödigt höga. Detta behöver vägas in i en helhetsbedömning.

From an international perspective, Sweden is likely to maintain competitive electricity prices regardless of bidding zone configuration. Our analysis does not include price forecasts for other countries. Northern Sweden has had average electricity prices 24–87 öre/kWh lower than the countries we examined over the past three years. A price increase of 6 öre/kWh during 2026–2023 would therefore reduce this advantage by 7–25%.

In summary, we assess that Finland will be the strongest competitor, a trend reinforced by merger into a single bidding zone. Finland has a high concentration of biogenic CO<sub>2</sub>, a similar climate, deep-water ports, low electricity tax and many hours of negative prices. It also has a proactive, agile and transparent transmission system operator and is investing heavily in large-scale renewables such as off-shore wind. Spain is another strong candidate, already seen as an attractive location for industrial investment, though limited by grid capacity and, for now, higher average prices.

The debate on Sweden's future bidding zone configuration is not just about technical adjustments to the electricity market. It is fundamentally a strategic issue with far-reaching consequences for Sweden's industrial development, regional balance and international competitiveness. How electricity prices are distributed across the country affects not only household finances but also where future industrial investments are made – and thus where jobs, tax revenues and growth are created.

Regardless of bidding zone division, Sweden must communicate clear targets, strategies and action plans for industrial transition to support investments in both industry and generation. Sweden lags behind in this respect. Transparency and accessible contacts are also essential to provide guidance on grid capacity, land and industrial synergies. To maintain competitiveness as price gaps narrow, temporary industrial support measures (such as CCfDs introduced in Germany) and tax incentives may be needed to avoid falling behind, and to help our industry as EU ETS allowances are phased out.

Whatever the configuration, price differences will diminish due to increased transmission capacity and higher consumption in the north. A merger at this stage could risk slowing industrial investment in the north and generation investment in the south, making the costs of countertrading and similar measures unnecessarily high. This must be considered in a holistic assessment.

# Innehåll

1

- 07 **Inledning**
- 07 Bakgrund
- 08 Syfte
- 08 Metod
- 08 Om modellen

2

- 09 **Elmarknaden**
- 09 Sveriges elområden
- 10 Historisk konsumtion och produktion
- 11 SE1 (Elområde Luleå)
- 11 SE2 (Elområde Sundsvall)
- 12 SE3 (Elområde Sthlm)
- 12 SE4 (Elområde Malmö)
- 14 Elprisskillnader inom Sverige
- 15 Transmissionskapacitet

3

- 16 **Elmarknaden framöver**
- 16 Elpriser framöver
- 17 Antaganden om kraftbalans
- 17 Transmissionskapacitet

4

- 18 **Scenarier**
- 19 Basscenario: Dagens indelning av elområden
- 20 Scenario 1: Ett gemensamt elområde
- 21 Scenario 2: Två elområden: SE1/SE2 + SE3/SE4

5

- 23 **Effekter på industriell konkurrenskraft**
- 23 Effekter på elområdesnivå
- 25 Befintlig energiintensiv tillverkningsindustri
- 25 Ny elintensiv industriprocess (exkl. transportbränslen)
- 26 Tillverkning av transportbränslen
- 27 Datacenter
- 27 Avslutning

6

- 28 **Internationell jämförelse**
- 28 Jämförelseländer
- 29 Bedömning av Sveriges konkurrenskraft
- 29 Finland
- 30 Ungern
- 31 Spanien
- 31 Tyskland
- 32 Sammanfattning landsjämförelse

7

- 33 **Elområdesindelningens strategiska betydelse**
- 33 Norra Sveriges roll i den industriella omställningen
- 33 Samhällsekonomiska avvägningar och regionala konsekvenser
- 33 Framtida elproduktion och investeringsklimat
- 34 Sveriges roll i Europa

8

- 35 **Slutsatser**

# Inledning



FOTO: ZBYNEK BURIVAL / UNSPLASH

**DENNA RAPPORT HAR** författats av Bodecker Partners AB, som ett underlag för att bättre förstå möjliga konsekvenser av framtida förändringar i Sveriges elområdesindelning. Bakgrunden är Svenska kraftnäts regeringsuppdrag att genomföra en analys av förutsättningarna för ett antal förslag på ny elområdesindelning där de bland annat undersöker hur vi får en bättre balans mellan var i landet el produceras respektive används och därmed även mer stabila och jämna elpriser över landet.

Tillgången till billig och tillgänglig el har länge varit en avgörande konkurrensfördel för Sverige. Detta gäller särskilt den elintensiva industri som spelar en nyckelroll i den industriella omställningen. Under kommande år förväntas stora investeringar och etableringar inom exempelvis batteriproduktion, vätgas, fossilfri stål- och gruvindustri och andra branscher, framförallt i norra Sverige. En förändring av elområdena kommer att påverka elpriserna i hela Sverige och förändrar därmed också förutsättningarna för både befintliga företag och framtida etableringar.

## Bakgrund

**SVERIGE ÄR IDAG** indelat i fyra elområden: SE1, SE2, SE3 och SE4. Indelningen påverkar hur elpriserna sätts i olika delar av landet, beroende på tillgång och efterfrågan inom respektive område. I norra Sverige (SE1 och SE2) finns ett stort överskott av elproduktion, framför allt från vattenkraft och vindkraft, vilket har lett till lägre elpriser än andra delar av Europa. Det har varit en viktig faktor för att attrahera elintensiva företag till Sverige.

Regeringen har i Tidöavtalet uttryckt en ambition att på sikt skapa ett gemensamt elområde för hela Sverige. Avsikten med en sådan förändring är främst att jämna ut prisnivåerna mellan nuvarande elområden. Det innebär i sin tur, allt annat lika, lägre priser i söder och högre priser i norr. Det i sin tur påverkar förutsättningarna och konkurrenskraften för elintensiv industri. För Sverige kan det potentiellt minska möjligheterna att attrahera nya investeringar inom den industriella omställningen.

Den industriella omställningen lyfts ofta fram som avgörande för Sverige, både i termer av konkurrenskraft och ekonomisk tillväxt, men även för att reducera utsläppen av växthusgaser. Med bakgrund i det bör det finnas ett stort intresse av att förstå vilka effekter en förändrad elområdesindelning kan få för Sverige.

---

## Syfte

**SYFTET MED DENNA** rapport är att ge ett faktabaserat och lättillgängligt underlag som visar hur olika scenarier för elområdesindelning kan komma att påverka elpriser, kostnadsbild och därmed också investeringsförutsättningar för elintensiv industri. Rapporten ska bidra till att skapa en mer nyanserad och bredare bild av vilka konsekvenser en förändring kan få för Sverige, och därmed ge stöd till beslutsfattare på lokal, regional och nationell nivå.

Genom att kombinera kvantitativa beräkningar med kvalitativa bedömningar ska rapporten ge en helhetsbild av hur Sveriges konkurrenskraft kan påverkas – både för befintliga företag och för framtida etableringar. Rapporten är avsedd att kunna användas som ett verktyg i den offentliga debatten, där komplexa frågor behöver förklaras på ett tydligt och begripligt sätt.

### Rapporten syftar till att:

- Kvantifiera förändringar i elpriser vid två alternativa scenarier: sammanslagning till två elområden (SE1–SE2 och SE3–SE4) samt ett gemensamt elområde för hela Sverige. Dessa jämförs med Basscenariot, som utgår ifrån nuvarande elområdesindelning.
- Visa hur dessa förändringar påverkar kostnaderna för elintensiv industri i Sverige och i norra Sverige.
- Bedöma hur investeringsviljan kan påverkas – både för befintliga företag och för planerade etableringar.
- Resonera kring hur Sveriges konkurrenskraft förändras, jämfört med ett urval av andra EU-länder.
- Identifiera strategiska risker och möjligheter kopplade till den industriella omställningen.

## Metod

**FÖR ATT KUNNA** ge en tillförlitlig bild av hur förändringar i elområdesindelningen påverkar elpriser och industriell konkurrenskraft har analysen genomförts med en kombination av kvantitativa beräkningar och kvalitativa bedömningar.

Den kvantitativa delen bygger på modellering av elpris-effekter i två alternativa scenarier. Modelleringen har genomförts framförallt med hjälp av internt utvecklade analysverktyg där data över historisk elproduktion, förbrukning, överföringskapacitet och elprisnivåer har använts.

För att kunna bedöma effekter på industrins kostnadsbild har typföretag definierats inom olika sektorer, exempelvis befintlig elintensiv industri, tillverkare av transportbränslen och datacenters. Dessa typföretag har valts ut för att representera den elintensiva industrins olika behov och profiler.

Den kvalitativa delen av analysen har genomförts genom att väga in faktorer som investeringsklimat, regional attraktionskraft, regulatoriska förutsättningar och Sveriges position i ett europeiskt sammanhang. Bedömningarna har gjorts utifrån offentliga strategier, branschdata och dialog med relevanta aktörer.

---

## Om modellen

**VÅR ELPRISPROGNOSMODELL** ÄR ett internt utvecklat verktyg som simulerar marknadsdynamiken för att förutse framtida elpriser för de nordiska elområdena. Modellen bygger på samspelet mellan utbud, efterfrågan och nätbegränsningar, och används bland annat av våra klienter för riskhantering och investeringsbeslut. Grundprincipen för modellen är att priset bestäms av den dyraste produktionsenheten som krävs för att möta efterfrågan (marginalkostnadsprincipen). För att uppnå realistiska resultat behöver modellen ta hänsyn ett antal antaganden, bland annat om framtida utbud och efterfrågan per elområde, nätkapaciteter mellan elområden samt grundläggande antaganden om bränsle- och CO<sub>2</sub>-priser, samt i vilken utsträckning dessa påverkar de olika nordiska områdespriserna.

Alla framtida antaganden om produktion/konsumtion/elpriser i den här rapporten utgår ifrån ett genomsnitt av vår prognos samt ytterligare fem aktuella prisprognoser för respektive elområde.



# Elmarknaden

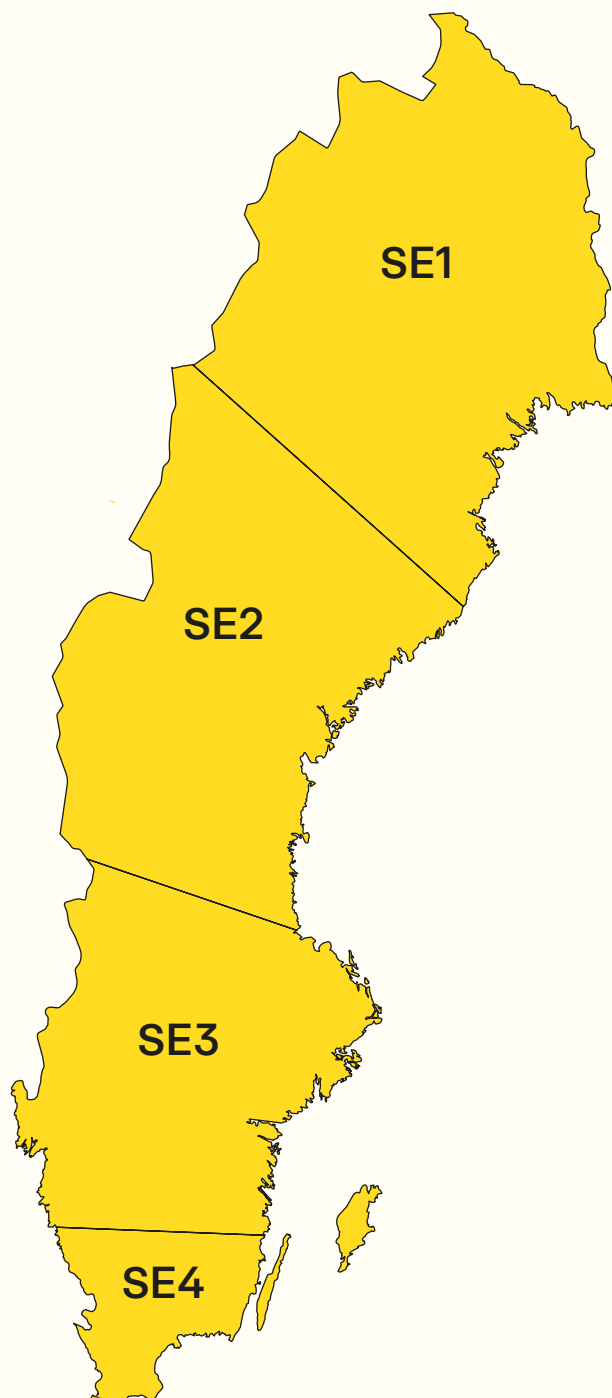
## Sveriges elområden

**DEN 1 NOVEMBER 2011** delades Sverige in i fyra elområden – SE1 till SE4 – som ett svar på krav från EU-kommissionen och för att främja utvecklingen av en gemensam inre marknad för el. Bakgrunden var att Svenska kraftnät (Svk) under flera år hade hanterat flaskhalsar i det svenska transmissionsnätet genom att begränsa exporten av el till utlandet, särskilt under perioder med hög belastning. Denna metod ansågs strida mot EU:s konkurrensregler, eftersom den prioriterade svenska elkunder på bekostnad av handel med grannländer. Sverige saknade då andra marknadsbaserade verktyg för att hantera interna överföringsbegränsningar, vilket ledde till att EU krävde en förändring.<sup>1</sup>

Genom att införa elområden började spotpriserna på el tydligare spegla den faktiska tillgången och efterfrågan på el i olika delar av landet. Gränserna mellan elområdena – så kallade snitt – är dragna där det finns strukturella flaskhalsar i elnätet, vilket innebär att prisskillnader kan uppstå när överföringskapaciteten mellan områden inte räcker till. Denna indelning ger tydliga investeringssignaler för var ny elproduktion och industriell elförbrukning bör etableras och var nätet behöver förstärkas. Samtidigt skapas incitament för en mer effektiv och transparent elmarknad, där aktörer får bättre förutsättningar att fatta långsiktiga beslut baserat på lokala prisnivåer och kapacitet.

Efter att Sverige delades in i fyra elområden 2011 har frågan om indelningens lämplighet återkommit, särskilt i takt med ökade prisskillnader mellan norra och södra Sverige. Svk har därför genomfört en elområdesöversyn i enlighet med EU:s krav, där man analyserat om nuvarande gränsdragning fortfarande är ändamålsenlig. Denna översyn, som genomfördes i samarbete med övriga nordiska systemansvariga, byggde bland annat på nodprissimuleringar – en metod där varje punkt i elnätet modelleras som ett eget område för att identifiera var flaskhalsar uppstår.

Resultatet av översynen blev att Svk rekommenderade att behålla nuvarande elområdesindelning, vilket redovisades i april 2025. Man konstaterade att dagens gränser i huvudsak speglar de strukturella begränsningar som finns i transmissionsnätet, och att en förändring av områdena



<sup>1</sup> <https://www.svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/systemansvar--elmarknad/elomradesoversyn/fragor-och-svar-om-elomradesoversyn/fs/varfor-delades-sverige-in-i-fyra-elomraden-2011/>

riskerar att skapa nya problem snarare än att lösa befintliga. Samtidigt betonades att elområdena bör ses som ett dynamiskt verktyg, och att framtida förändringar inte kan uteslutas om nätet utvecklas eller marknadsförutsättningarna förändras.

Strax efter denna rekommendation gav regeringen Svk i uppdrag att på nytt analysera förutsättningarna att ändra den nuvarande svenska elområdesindelningen.<sup>2</sup> Syftet är alltså inte att föreslå en ny elområdesindelning, utan endast att ta fram ett underlag som belyser förutsättningarna för alternativa indelningar.<sup>3</sup> Utöver de elområdesindelningar som redogörs för i den här rapporten, så analyserar Svk ytterligare ett förslag, som fortsatt består av fyra områden, men där snittet mellan SE3 och SE4 har flyttats längre norrut för att effektivisera flaskhalshanteringen vid östvästliga flöden.<sup>4</sup> Det förslaget har inte analyserats i den här rapporten.

2 <https://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2025/05/svenska-kraftnat-far-i-uppdrag-att-gora-en-forn-yad-analys-av-sveriges-elomradesindelning/>

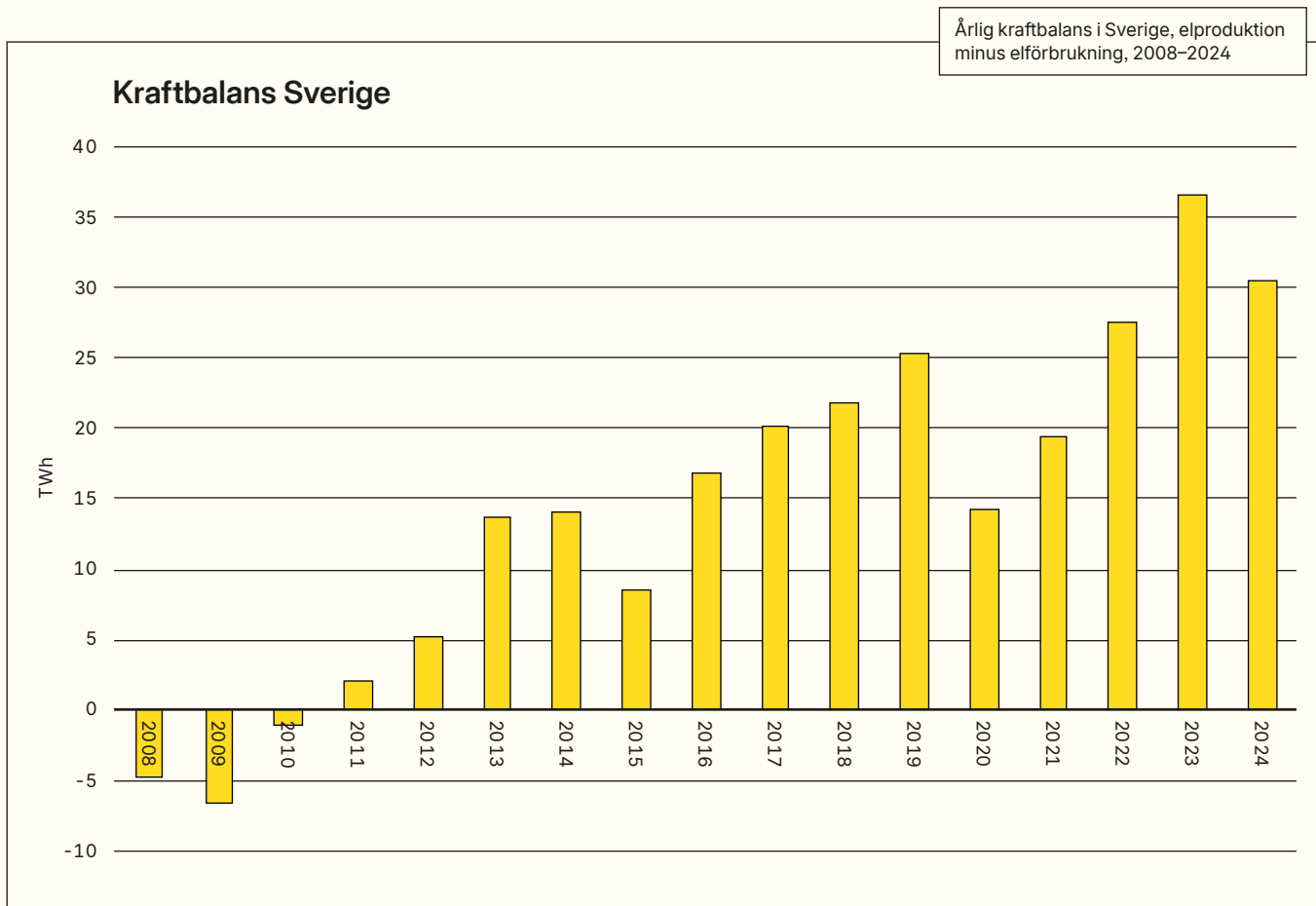
3 <https://www.svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/systemansvar--elmarknad/elomradesoversyn/>

4 [www.svk.se/4aafa8/contentassets/1e1f7bbfa32d4894b8359bb44a65fd1a/aktorsmote-20251105.pdf](http://www.svk.se/4aafa8/contentassets/1e1f7bbfa32d4894b8359bb44a65fd1a/aktorsmote-20251105.pdf)

## Historisk konsumtion och produktion

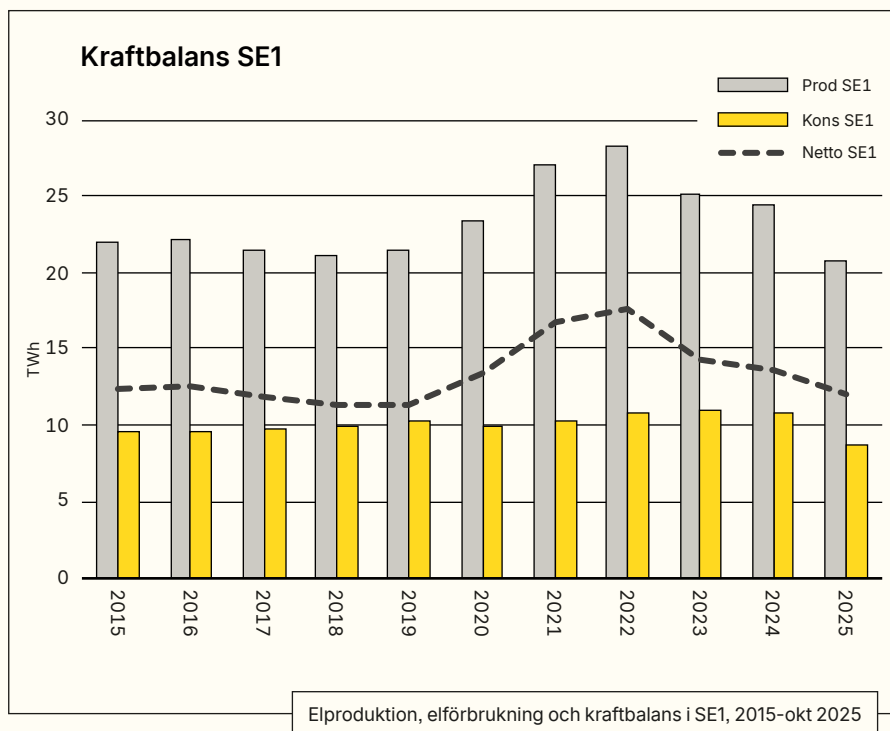
**SVERIGES KRAFTBALANS HAR** genomgått en tydlig förändring under de senaste 15 åren. Från att tidigare ha haft en relativt jämn balans mellan produktion och konsumtion, och till och med ett årligt underskott på el, har vi rört oss mot ett betydande överskott. Utvecklingen beror främst på utbyggnaden av vindkraft, särskilt i norra Sverige, samt effektiviseringar inom industrin och minskad elintensiv produktion i vissa sektorer. Samtidigt har vattenkraften fortsatt att vara en stabil bas i elsystemet.

Det växande överskottet har gjort Sverige till en betydande nettoexportör av el, med stora flöden till grannländer som Finland, Danmark, Tyskland och Polen. Exporten varierar med årstid och väder, men har blivit en viktig del av den nordiska elmarknaden. Kraftbalansen är dock inte jämnt fördelad inom landet – norra Sverige har ett stort överskott, medan södra Sverige ofta har underskott och är beroende av överföring från norr. Detta har bidragit till ökade pris-skillnader mellan våra elområden, särskilt under perioder med hög belastning eller begränsad nätkapacitet. I bilden nedan visas den årliga kraftbalansen i Sverige sedan 2008, positivt värde indikerar ett överskott på el.



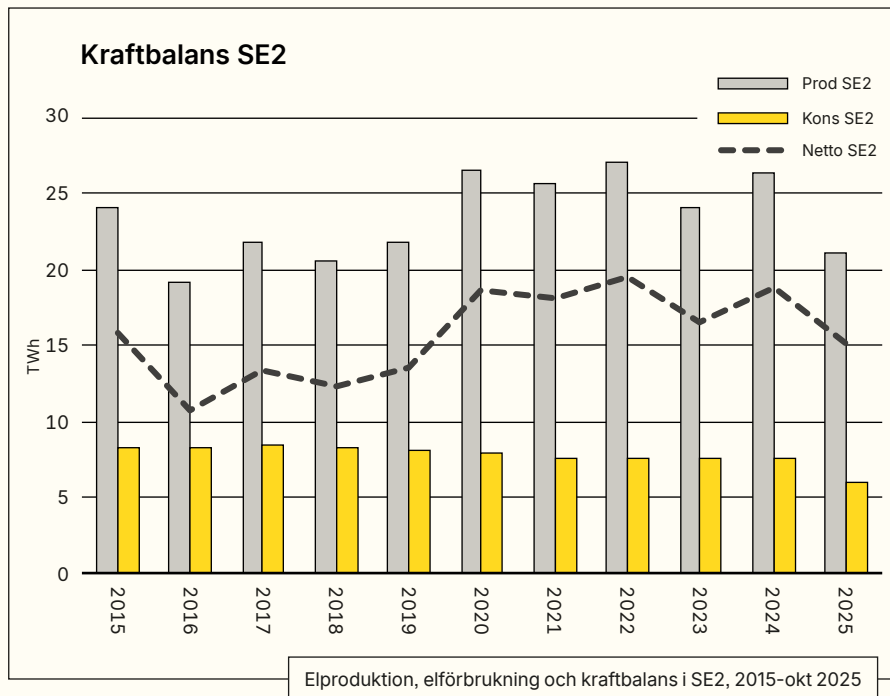
## SE1 (Elområde Luleå)

**SE1 HAR ETT** årligt överskott av el, med en elproduktion som kraftigt överstiger den lokala konsumtionen, procentuellt sett. Den dominerande kraftkällan är vattenkraft, med stora älvsystem som Luleälven och Umeälven som ryggrad. Även elproduktionen från vindkraft är hög då den har vuxit kraftigt det senaste decenniet. Konsumtionen är relativt låg med en hög andel industriell förbrukning. Elöverskottet är 10-20 TWh årligen, där merparten transporteras söderut via stamnätet. Framöver väntas SE1 se en kraftig tillväxt av elförbrukning, kopplad till den industriella omställningen, elektrifiering av befintlig industri och nyetablering av elintensiv industri. Periodvis väntas dock fortsatt flaskhalsar uppstå och resulterande skillnader i elpriser mot närliggande elområden. Notera att konsumtion och produktion för 2025 ännu inte är kompletta.



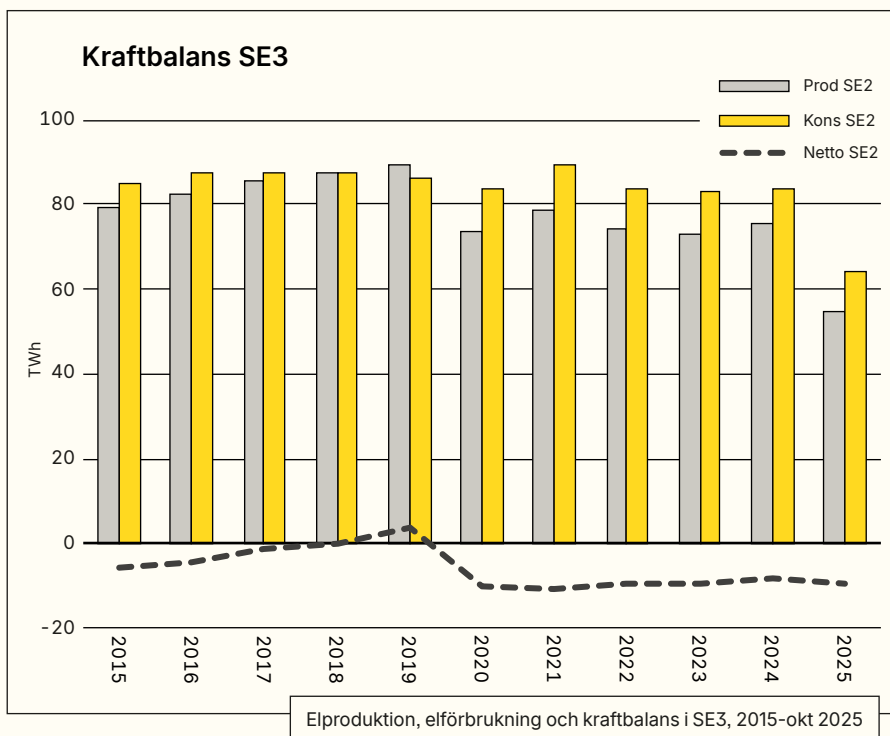
## SE2 (Elområde Sundsvall)

**SE2 HAR EN** stark produktionsprofil med både vattenkraft och en snabbt växande andel vindkraft. Här finns, precis som i SE1, en industriell efterfrågan som väntas växa kraftigt, med etableringar inom bland annat batteritillverkning, e-bränsleproduktion och grönt stål. Konsumtionen är högre än i SE1, men fortfarande lägre än i södra Sverige. Kraftbalansen är kraftigt positiv, årligt överskott om 30-40 TWh, och området fungerar som en viktig transitzon för kraftflöden från norr till söder. Elpriserna är generellt lägre än längre söderut, men påverkas av både väderförhållanden och nätbegränsningar. Snittet mellan SE1 och SE2 är tidvis begränsande, men prisskillnaderna mellan dessa områden är mycket små. Flaskhalsen söderut, till SE3, är betydligt mer ansträngd och ger upphov till prisskillnader, framförallt under perioder med mycket vind eller hydrologiskt överskott.



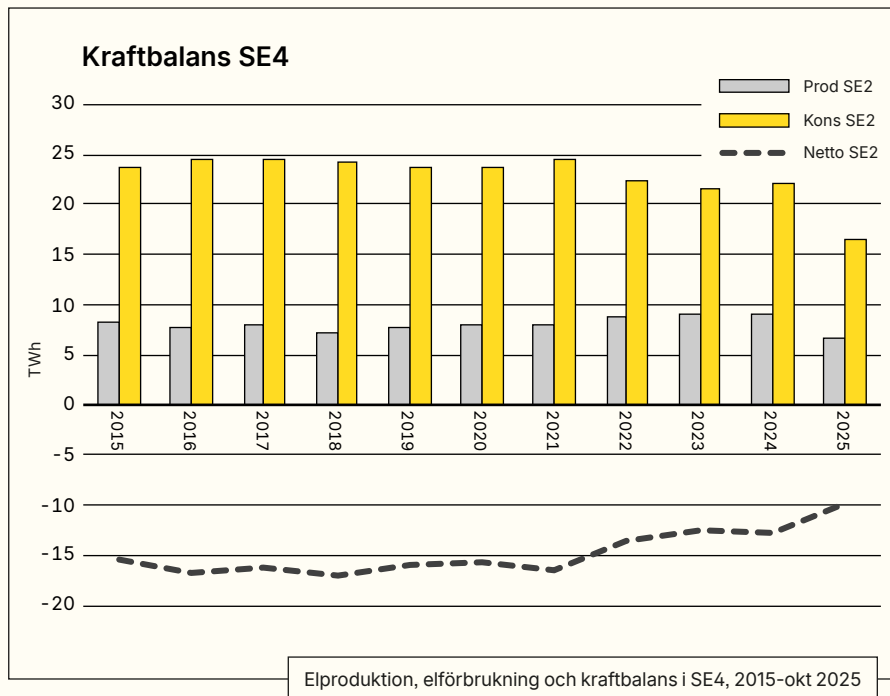
## SE3 (Elområde Stockholm)

**SE3 ÄR DET** mest befolkade elområdet i Sverige och omfattar bland annat Stockholm, Göteborg och Uppsala. Konsumtionen är hög, driven av hushåll, kommersiella verksamheter, offentlig sektor och industri. Elproduktionen är mer diversifierad än längre norrut, med framförallt kärnkraft, vindkraft, viss vattenkraft och solkraft, samt kraftvärme. Den årliga kraftbalansen är ofta nära noll eller strax därunder, och området är beroende av import från SE2 och SE1 under större delen av året. Elpriserna är medelhöga ur ett nordiskt perspektiv, men påverkas av tillgången på el från norr och kapaciteten i stamnätet. SE3 fungerar som ett nav i det svenska elsystemet, både geografiskt och marknadsmässigt.



## SE4 (Elområde Malmö)

**SE4 HAR ETT** strukturellt underskott på el och är i princip konstant beroende av import norrifrån. Området omfattar Skåne, Blekinge och delar av södra Småland, med relativt hög befolkningstäthet och viss industriell aktivitet. Den lokala elproduktionen är begränsad, med viss vindkraft och kraftvärme, men utan större vattenkraft eller kärnkraftsanläggningar. Kraftbalansen pendlar mellan -20 till -10 TWh årligen, volymer som importeras från SE3 och från kontinenten via kablar till Danmark, Tyskland, Litauen och Polen. Elpriserna är ofta de högsta i landet, särskilt vid hög last och när överföringskapaciteten från norr är begränsad. SE4 är mer känsligt för europeiska marknadsrörelser och bränslepriser än övriga svenska elområden och fungerar som en prisdrivande region i det svenska elsystemet.



## Historiska elpriser

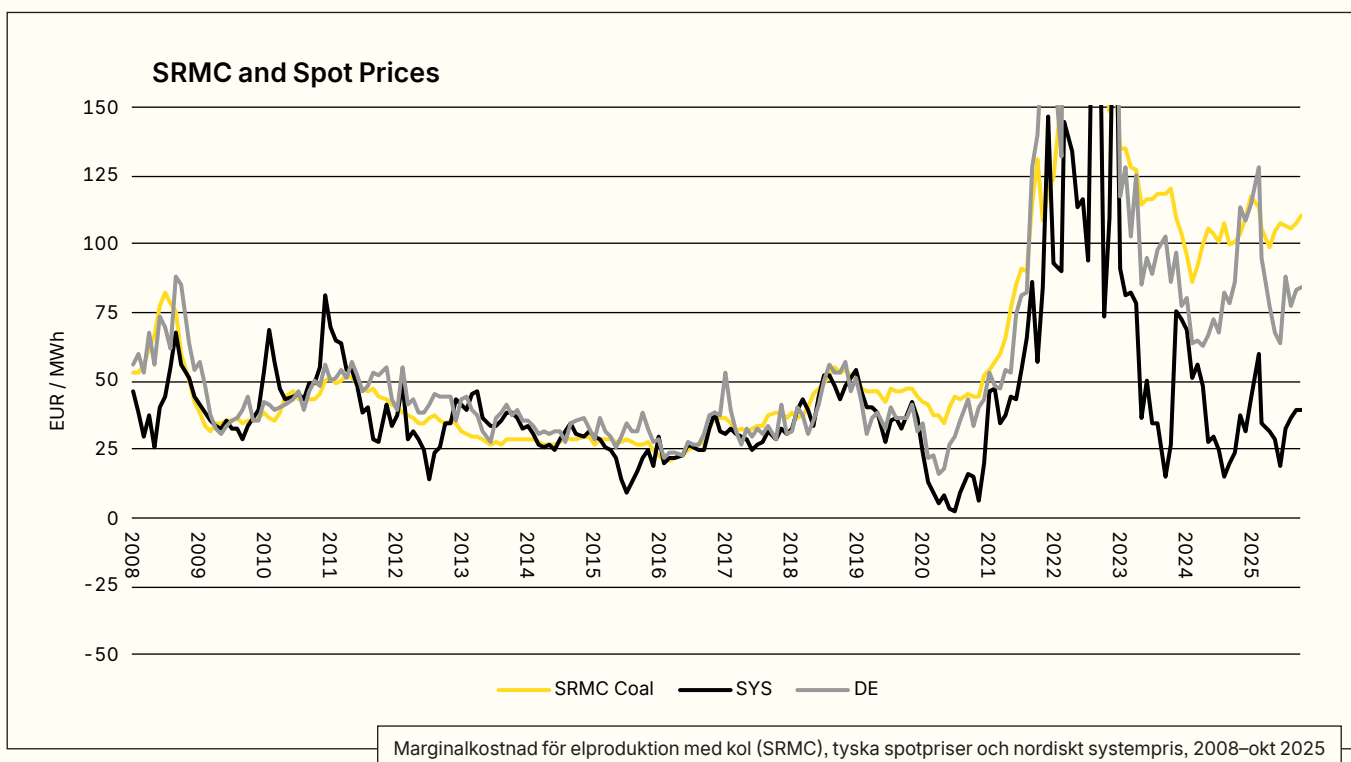
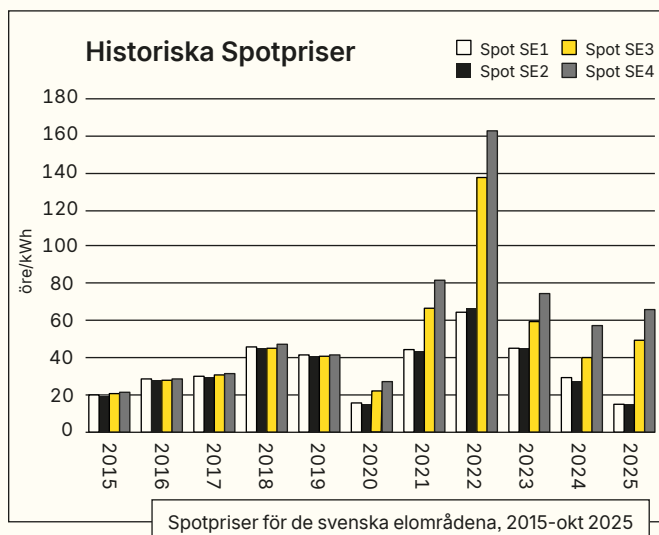
**ELPRISERNA I NORDEN** har historiskt präglats av en kombination av lokal produktion, väderberoende resurser och kopplingar till den europeiska elmarknaden. Den nordiska elmarknaden är starkt beroende av vattenkraft, särskilt i Norge och norra Sverige, vilket gör att prisnivåerna varierar med den så kallade hydrobalansen – alltså mängden vatten i magasinen. Under år med god tillrinning och välfyllda magasin pressas priserna ned, medan torra perioder kan leda till betydligt högre nivåer.

Samtidigt är elmarknaden integrerad med kontinenten, särskilt Tyskland, där elpriset ofta sätts på marginalkostnaden för fossil kraftproduktion. När överföringskapaciteten till kontinenten är hög, påverkas nordiska priser av tyska kol- och gaspriser. Danmark, utan vattenkraft och med ett högre importberoende, har därför ofta haft högre elpriser än Sverige och Norge. Den geografiska variationen i produktionsmix och nätkapacitet gör att elpriserna i Norden är både lokalt och internationellt känsliga – något som blivit allt tydligare med de senaste årens ökade exportmöjligheter, vindkraftsutbyggnad och stora rörelser på bränslemarknaderna.

Grafen nedan visar hur det nordiska systempriset historiskt har samvarierat med de tyska elpriserna, som i sin tur har varierat med marginalkostnaden för kraftproduktion med kol. Före 2020 var korrelationen stark och de nordiska priserna rörde sig tillsammans med de tyska priserna. Tillfälliga kraftiga prisuppgångar och -nedgångar beror i de flesta fall på en mycket gynnsam eller knapp hydrologisk balans.

Efter 2020 har sambandet och kopplingen till de tyska priserna tydligt släppt. Ser man till de nordiska elområdena så är det framförallt de danska elområdena och södra Norge, till viss del även SE4, som fortsatt kopplar starkt till Tyskland. Norra Norden har väldigt svag koppling till kolpriserna, främst på grund av det stora överskottet på el.

Grafen nedan visar historiska (årsmedel) spotpriser för de fyra svenska elområdena för perioden 2015–2025 (till oktober). Som framgår av bilden var prisskillnaderna mellan elområdena väldigt små fram till 2020, för att därefter ha divergerat, med högre priser i södra Sverige (SE3 och SE4) och lägre priser i norra Sverige (SE1 och SE2). Notera att data för 2025 sträcker sig till mitten av oktober och alltså inte visar ett helt år.



## Elprisskillnader inom Sverige

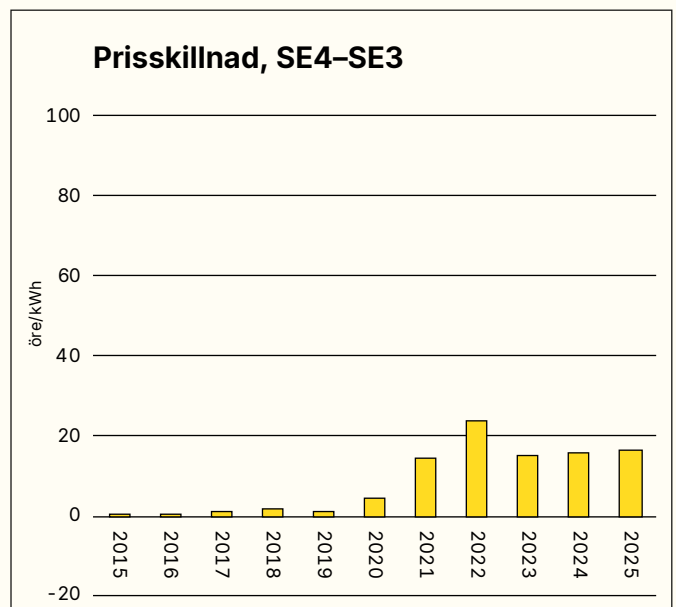
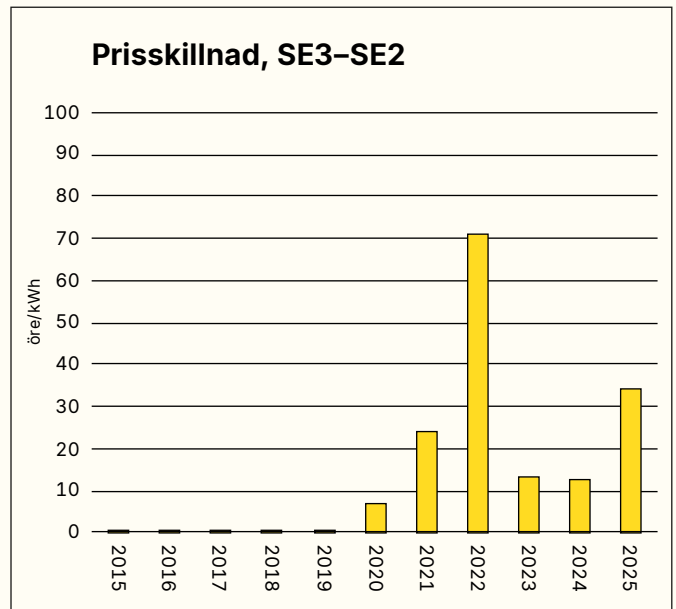
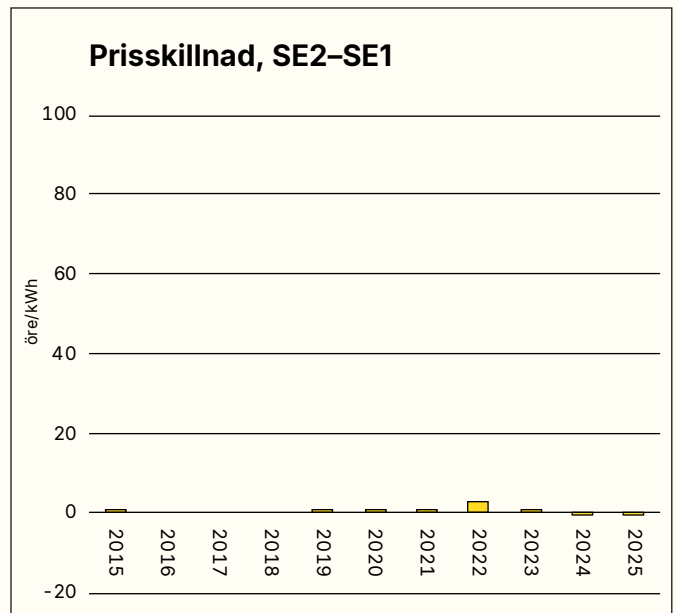
DE HISTORISKA PRISSKILLNADERNA mellan SE1 och SE2 har varit mycket små. I praktiken har man kunnat betrakta de två elområdena som ett område under långa perioder, med identiska timpriser under den absoluta majoriteten av tiden.

Grafen till höger visar differensen mellan årsmedelspotpriset i SE2 och SE1. Det enskilda år som sticker ut är 2022, då SE2 levererades ca 3 öre/kWh högre än SE1. Till stor del berodde detta på några få dagar i augusti 2022, på toppen av den så kallade elkrisen, då SE2 priskopplade mer med SE3 än vad SE1 gjorde. Dessa dagar levererades SE2 på dygnsnivå långt över 1 SEK/kWh högre än SE1, vilket kraftigt drar upp årsmedelskillnaden.

Under hösten 2024 införde Svk en ny beräkningsalgoritm, så kallad flow-based kapacitetsberäkning, i syfte att öka överföringsmöjligheterna mellan elområden. Utan att gå in på tekniska detaljer kan konstateras att SE1 och SE2 sedan dess alltmer sällan har helt identiska timpriser, även om de fortsatt ligger nära varandra. Sedan införandet har vi vid tidpunkter sett att SE1 ibland får ett högre pris än SE2, vilket är ett nytt fenomen. Det beror på att Svk låter elen flöda icke-intuitivt, från ett elområde med högre priser till ett med lägre. När detta tillåts ske så ser man till nytta för hela det nordiska elsystemet, istället för de enskilda flödena. Dock har, som grafen visar, prisskillnaderna i genomsnitt varit små även under 2024-2025.

Blickar man längre söderut så är flaskhalsarna desto tydligare. Framförallt under de senaste 5-6 åren så har den prisskillnaden mellan SE2 och SE3 varit betydande. Men fram till 2020 var skillnaden marginell även här med tillfälligtvis något högre priser i SE3 än SE2. De nordiska elpriserna korrelerade generellt sett starkare med elpriserna i övriga Europa före 2020. Med den kraftiga utbyggnaden av förnybart och ett stort elöverskott i SE1/SE2 så har den här kopplingen minskat, framförallt för de nordliga elområdena, norra Norge inräknat.

Ytterligare ett steg söderut är snittet mellan SE3 och SE4. Prisskillnaderna uppvisar samma mönster här, små eller inga skillnader under perioden 2015-2019, därefter desto större skillnader, där 2022 sticker ut något. Relativt stabil differens på årsbasis, där SE4-priserna har hamnat ca 15-22 öre/kWh högre än i SE3 under den senaste femårsperioden.



↑ Årliga spotprisskillnader mellan SE2 och SE1, 2015-okt 2025

↗ Årliga spotprisskillnader mellan SE3 och SE2, 2015-okt 2025

→ Årliga spotprisskillnader mellan SE4 och SE3, 2015-okt 2025

## Transmissionskapacitet

**SVERIGES TRANSMISSIONSNÄT** ÄR det högspänningsnät som binder samman landets elproduktion med förbrukningen, och som möjliggör överföring mellan olika regioner. Det ägs och förvaltas av Svenska kraftnät och sträcker sig från de stora vattenkraftverken i norr till de mer tätbefolkade områdena i söder. Nätet är avgörande för att balansera elflöden mellan de fyra elområdena – SE1 till SE4 – som infördes 2011 för att hantera flaskhalsar i överföringskapaciteten.

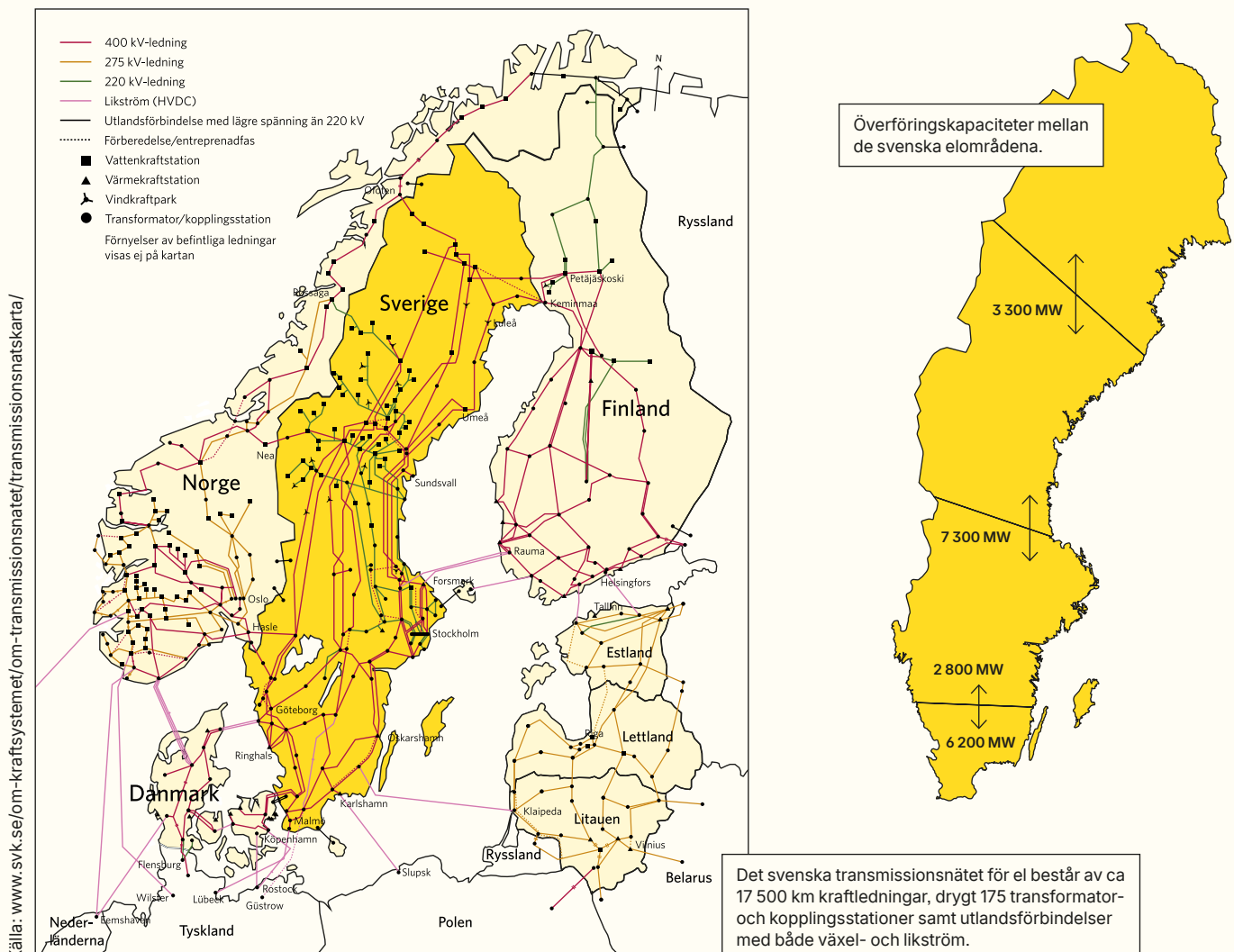
Överföringen mellan elområdena sker via stamnätet och på vissa ställen, så kallade snitt, är kapaciteten begränsad, vilket delvis styr prisbildningen. När efterfrågan är hög i söder och produktionen är koncentrerad i norr, uppstår prisskillnader som speglar nätets begränsningar. Detta har blivit särskilt tydligt under kalla vinterdagar eller vid låg tillgång på vattenkraft. Transmissionsnätet spelar därför en central roll inte bara för försörjningstryggheten, utan också för att skapa rätt investeringssignaler i produktion och nätförstärkning. Utbyggnad av nätet är en förutsättning för att minska prisskillnaderna och möjliggöra fortsatt elektrifiering av industri och transport.

Transmissionskapaciteten mellan SE1 och SE2 är maximalt 3 300 MW, det gäller åt båda hållen. Som teoretisk referens möjliggör den effekten maximalt 28,9 TWh överföring på ett år (vid 100% kapacitetsutnyttjande, även om det i praktiken inte kan ske). Under stora delar av året räcker kapaciteten gott och väl till, vilket resulterar i identiska spotpriser<sup>5</sup>.

För kapaciteten mellan SE2 och SE3 gäller 7 300 MW vilket med samma teoretiska logik möjliggör 63,9 TWh överföring under året. Som vi såg i förra avsnittet räcker kapaciteten inte alltid till och spotpriserna i SE3 kopplar ifrån områdena norröver.

Från SE3 till SE4 finns 6 200 MW överföringskapacitet (men endast 2 500 MW i motsatt riktning, vilket i praktiken sällan är en begränsning), motsvarande 54,3 TWh teoretisk möjlig årlig överföring. Här räcker kapaciteten till under delar av året men är begränsande under perioder med stora importbehov i SE4 eller när produktionen är väldigt hög i SE3.

5 [www.svk.se/siteassets/press-och-nyheter/temasidor-bilder-och-block/bilder/textforklaring\\_karta\\_overforingskapacitet.pdf](http://www.svk.se/siteassets/press-och-nyheter/temasidor-bilder-och-block/bilder/textforklaring_karta_overforingskapacitet.pdf)



# Elmarknaden framöver



FOTO AV FRÉ SONNEVELD / UNSPLASH

**BASERAT PÅ METODIKEN** som redogörs för tidigare i rapporten så har vi tagit fram ett Basscenario för kraftbalans och elpriser, som ligger till grund när vi testar de två alternativa elområdesindelningarna. Även i Basscenariot sker det vissa förändringar jämfört med idag. Nedan beskrivs antaganden som gäller oavsett scenario.

## Elpriser framöver

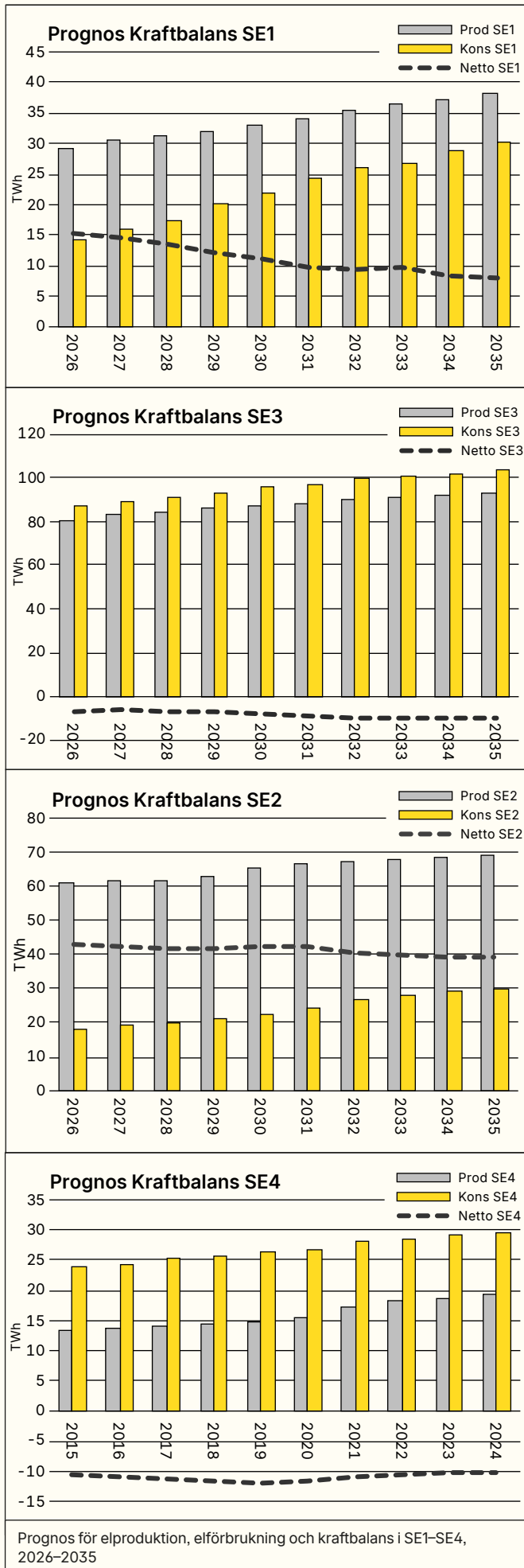
**UNDER DET KOMMANDE** decenniet kommer elprissättningen att styras av flera samverkande faktorer snarare än en enskild teknik eller bränslekälla. Förnybar energi – särskilt sol och vind – kommer att fortsätta spela en allt större roll, inte bara genom sin låga marginalkostnad, utan också genom att den ofta producerar mycket el samtidigt, vilket kan pressa priserna. Men eftersom produktionen är väderberoende, kommer andra tekniker att behövas för att balansera systemet.

När förnybar produktion är låg, exempelvis under kalla och vindstilla vinterdagar, kommer gas och kol fortfarande att kunna vara prissättande, även om deras roll minskar över tid. Lagringstekniker, som batterier och pumpkraft, börjar sätta priset oftare, särskilt när de används för att flytta el från lågpris- till högprisperioder.

Vätgas får en dubbel roll: dels som konsument av el vid lågprisperioder (vilket kan sätta ett golv för priserna), dels som producent vid hög efterfrågan (vilket kan sätta ett tak). Dess påverkan ökar i takt med att tekniken mognar. Sannolikt spelar vätgas en marginell roll till 2035 men kan förväntas ta mer plats därefter.

Sammantaget kommer prissättningen att bli mer dynamisk, där olika tekniker turas om att sätta priset beroende på tid på dygnet, väder, efterfrågan och tillgång. Systemets flexibilitet blir därmed en nyckelfaktor för framtidens elpriser. För norra Sverige, med stora överskott, blir möjligheten att föra elen söderut avgörande för elpriserna.





## Antaganden om kraftbalans

**BÅDE SE1 OCH SE2** väntas ha kraftigt stigande förbrukning under kommande 10-25 år mot bakgrund av elektrifiering av befintlig industri och nyetablering av elintensiv industri. Även i SE3 och SE4 väntas förbrukningen öka, men procentuellt inte lika mycket.

### SE1

För SE1 väntas överskottet på el sjunka med ca 7 TWh under prognosperioden, till ca 8 TWh årligen år 2035.

### SE2

För SE2 sjunker också kraftbalansen med ca 5 TWh under prognosperioden, tack vare elektrifiering. Förbrukningen ökar med drygt 12 TWh under perioden men balanseras delvis ut av tillkommande kraftproduktion.

### SE3

Elektrifiering sker även i de södra elområdena, men väntas följas av utbyggnad av ny produktion. Kraftbalansen i SE3 väntas vara relativt stabil, något negativ (kraftunderskott) även den kommande tioårsperioden. Elektrifieringen väntas följas åt av utbyggnad av kraftproduktion (solkraft, vindkraft på land och viss vindkraft till havs, ingen ny kärnkraft förväntas vara färdig inom analysperioden).

### SE4

I SE4 förväntas kraftbalansen vara fortsatt negativ, omkring -10 TWh årligen. Viss ny efterfrågan förväntas balanseras med ny produktion (solkraft, vindkraft på land och viss vindkraft till havs).

## Transmissionskapacitet

**SVENSKA KRAFTNÄT ARBETAR** aktivt med att förstärka överföringskapaciteten i elnäten. Fram till 2035 förväntas vissa förstärkningar i transmissionsnätet att ske över de snitt som delar elområdena idag. Framförallt väntas exportmöjligheten från SE2 till SE3 att öka under perioden, vilket ger en prisutjämnande effekt även vid nuvarande indelning av elområden. Nedan tabell visar hur mycket överföringskapaciteten (MW) mellan snitten väntas öka efter Svk:s investeringar.

Mw	Nuvarande	2030	2035	2040	2045	Ökning
SE1-SE2	3 300	3 300	3 300	3 700	4 000	700
SE2-SE1	3 300	3 300	5 500	6 500	7 500	4 200
SE2-SE3	7 300	8 100	9 600	10 500	10 500	3 200
SE3-SE2	7 300	7 300	7 300	7 300	7 300	0
SE3-SE4	5 600	6 200	6 200	6 200	6 200	600
SE4-SE3	2 800	2 800	3 300	3 500	3 600	800

Förändring av överföringskapacitet inom Sverige, 2025-2045

# Scenarier



OLA WESTERBERG

**ANALYSEN OMFATTAR TVÅ** huvudsakliga scenarier för förändrad elområdesindelning, som jämförs med en trolig utveckling av system fram till 2035, utan förändringar av elområden. Syftet är att visa hur en eventuell förändring får elpriserna att förändras och vilka konsekvenser detta får för elintensiv industri i norra Sverige.

En ny indelning av elområden förväntas inte ske förrän tidigast 2029–2030, men stark politisk vilja skulle kunna skynda på en sådan process. Förändringarna som modelleras i följande avsnitt utgår dock ifrån de olika scenarierna redan från 2026. De bör påpekas att ju längre fram i tiden en sammanslagning av elområden sker, desto mindre effekt får

den då priserna över tid väntas konvergera även med nuvarande indelning. Det finns även andra dynamiska effekter som inte fullt ut tas med, exempelvis andra flöden inom det nordiska kraftsystemet som kommer att förändras vid en sammanslagning av elområden.

## Scenarier

- Basscenario
- Scenario 1: Ett elområde
- Scenario 2: Två elområden

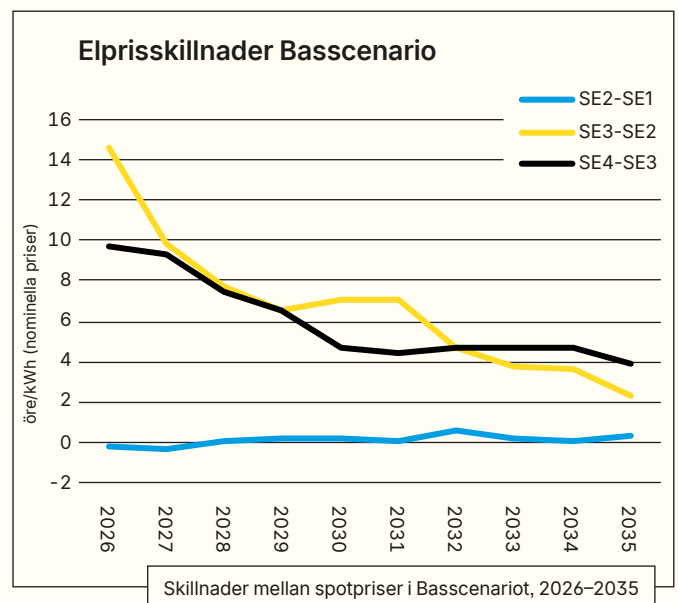
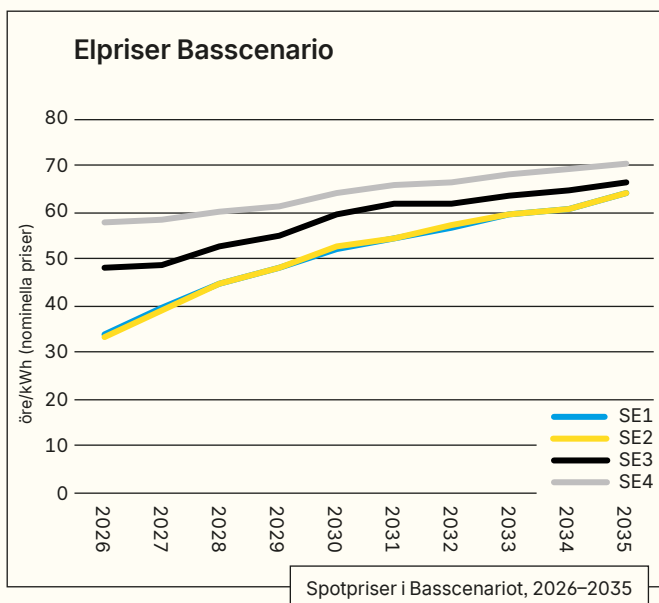
## Basscenario: Dagens indelning av elområden

**FÖR SCENARIOBERÄKNINGARNA KOMMER** vi att fokusera på perioden fram till 2035. En investerare i ny elproduktion eller elförbrukande industri har en avsevärt längre investeringshorisont än så men det är de första åren som gör störst skillnad på nuvärdet i en investeringskalkyl.

Elsystemet är under förändring och även utan en ny elområdesindelning så förväntas kraftbalansen inom elområden och länder förändras kraftigt kommande decennier. Det medför även förändringar på elpriserna. Basscenariot är tänkt som ett referensscenario, som de övriga scenariomodelleringarna jämförs med.

Elpriserna i grafen nedan till vänster, är ett genomsnitt av Bodecker Partners långtidsprognos på el samt ytterligare fem aktuella prisprognoser för respektive elområde. Då prognoserna är i reala termer (2025 års prisnivåer) så har en årlig inflation om 2% applicerats. Som diagrammen visar finns förväntningar om stora prisskillnader för 2026, som därefter krymper successivt hela vägen ut till 2035. Undantaget är prisskillnaden mellan SE1 och SE2, som förväntas vara blygsam alla år. Samtliga elområden väntas uppleva högre priser framöver. Detta gäller även i reala termer, med undantag för SE4.

Skillnaderna i priser illustreras tydligare i bilden nedan till höger. Som synes förväntas prisdeltat mellan SE3 och SE2 vara det största, framförallt i närtid. SE4/SE3-skillnaden väntas bli 4–10 öre/kWh, sjunkande över tid. SE1 och SE2 väntas ha i princip identiska priser. Faktorer som talar för att elområdespriserna ska konvergera över tid är framförallt tillkommande efterfrågan i norra Sverige som, allt annat lika, påverkar elpriserna uppåt. Även tillkommande förstärkningar i stamnätet förväntas få priserna att närma sig varandra, dock sker majoriteten av dessa efter 2035.

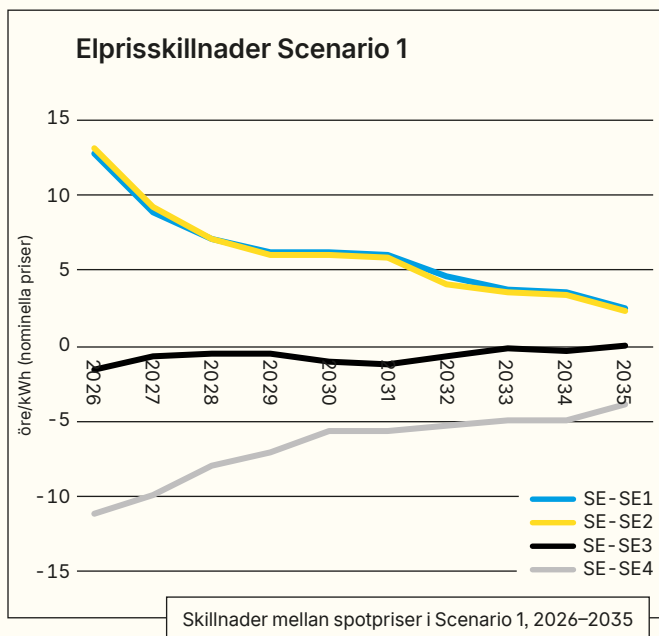
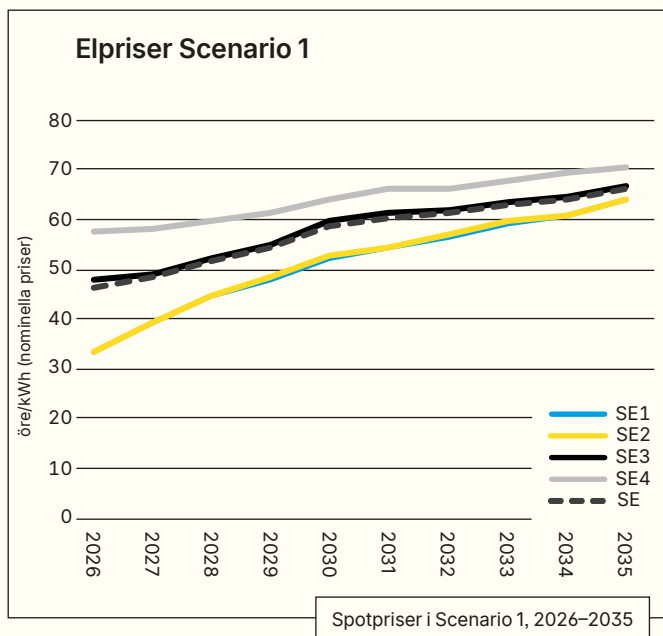
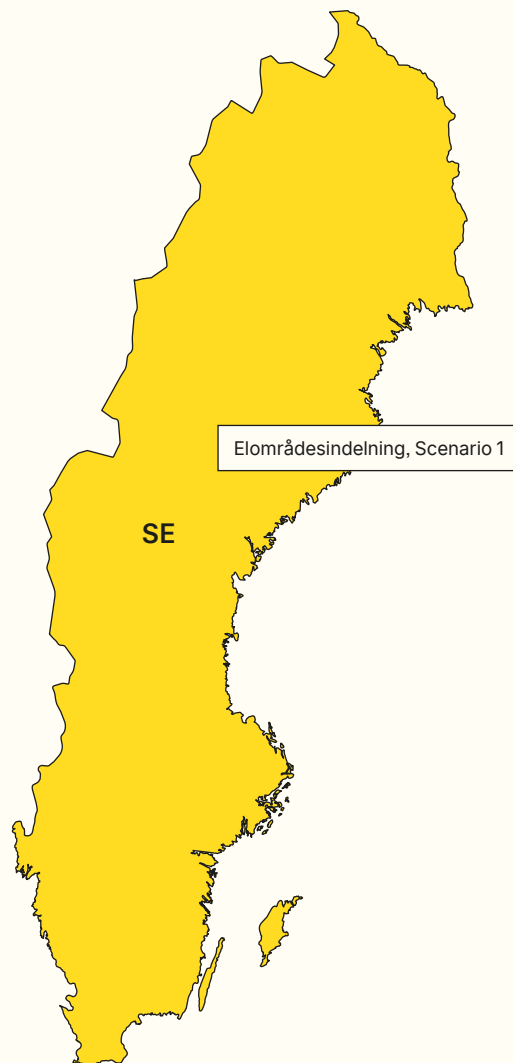


## Scenario 1: Ett gemensamt elområde

I **DETTA SCENARIO** införs ett enda elområde för hela landet. Det innebär att elpriserna sätts nationellt, utan regionala skillnader. Det skulle innebära en återgång till det marknadssystem vi hade fram till 2011, med enhetliga elpriser för Sverige. Incitamentet att förlägga ny elförbrukning där elen är billigast och ny elproduktion där elen är dyrast, försvinner inom landet. För norra Sverige innebär detta, allt annat lika, högre elpriser, eftersom överskottet av elproduktion inte längre ger samma prisfördel.

Modellresultatet för ett svenskt elområde visar på ökade elpriser för både SE1 och SE2, framförallt fram till 2030 då elområdesskillnaderna väntas vara som störst. Därefter blir priset fortfarande högre men skillnaden är mindre. SE3 hamnar närmast priset för det gemensamma elområdet, medan SE4 ser sänkta elpriser.

Effekten på elpriset illustreras i graferna nedan. Där visas prisdifferensen mellan SE (ett elområde för hela Sverige) och de ursprungliga prisprognoserna för de svenska elområdena från vårt Basscenario. Med Sverige som ett elområde hade spotpriserna i SE1/SE2 förväntats vara i genomsnitt 6 öre/kWh högre under perioden 2026–2035 än med nuvarande indelning. Efter 2030 förväntas skillnaden bli mindre då elpriserna även i Basscenarioet konvergerar på grund av förbrukningsökningar i SE1/SE2. SE3 väntas få endast marginellt (1 öre/kWh) lägre priser under hela perioden medan elpriserna i SE4 i genomsnitt blir 7 öre/kWh lägre under perioden, dock störst skillnad under de första åren.

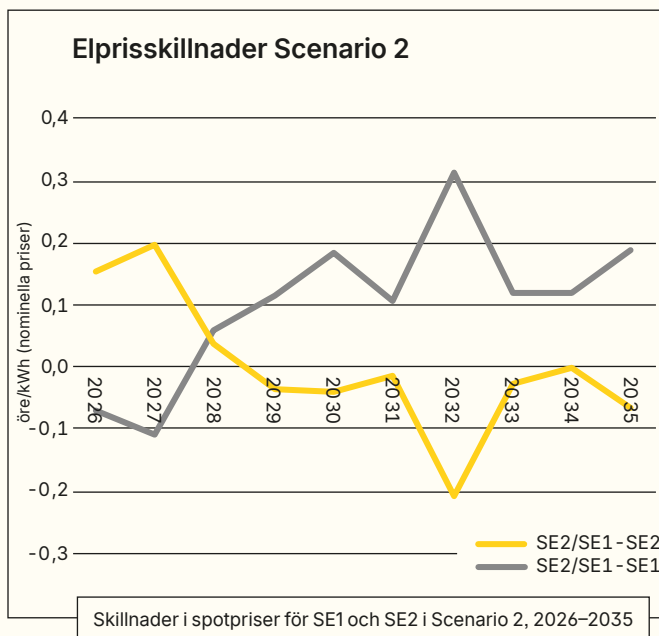
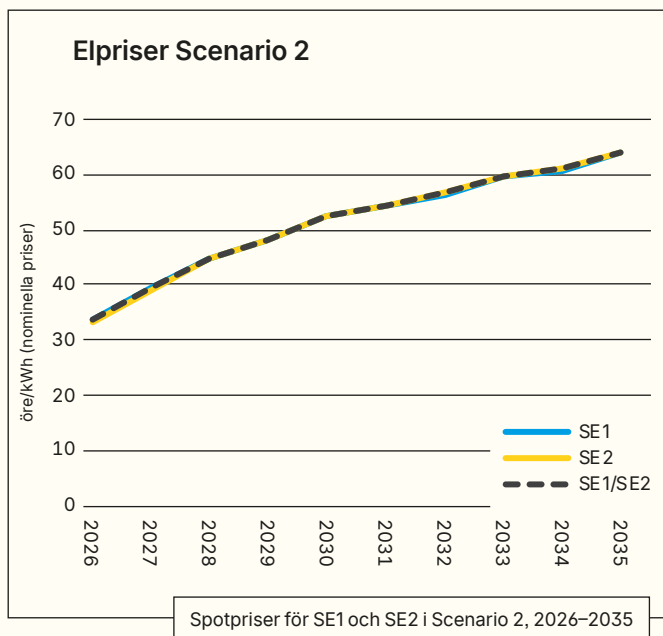
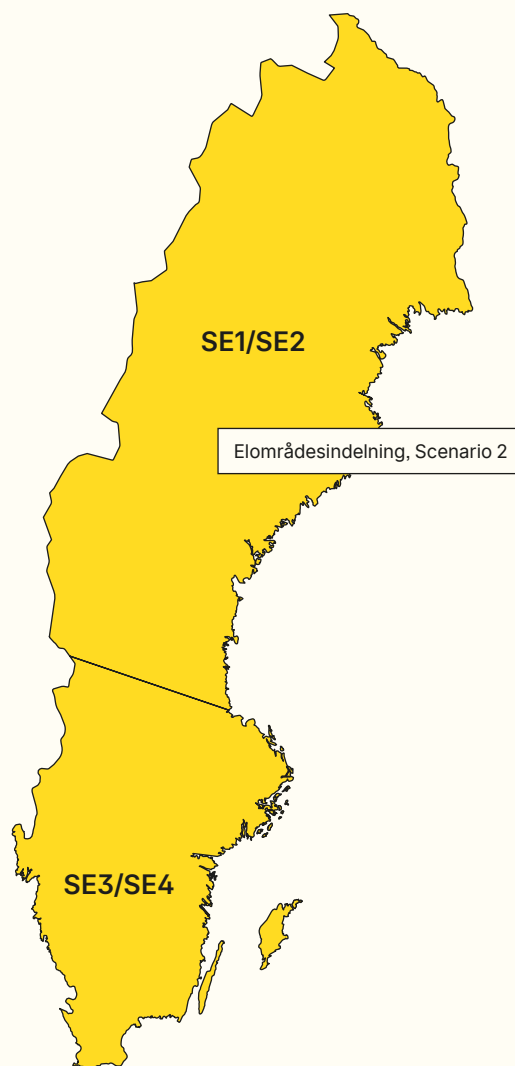


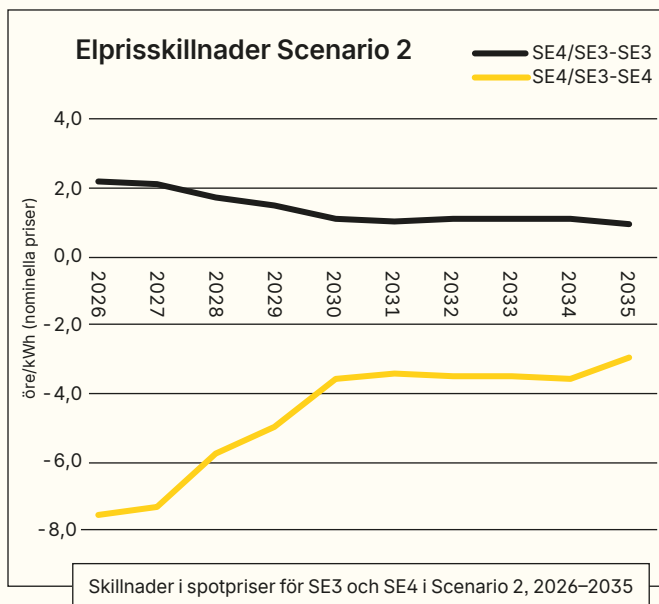
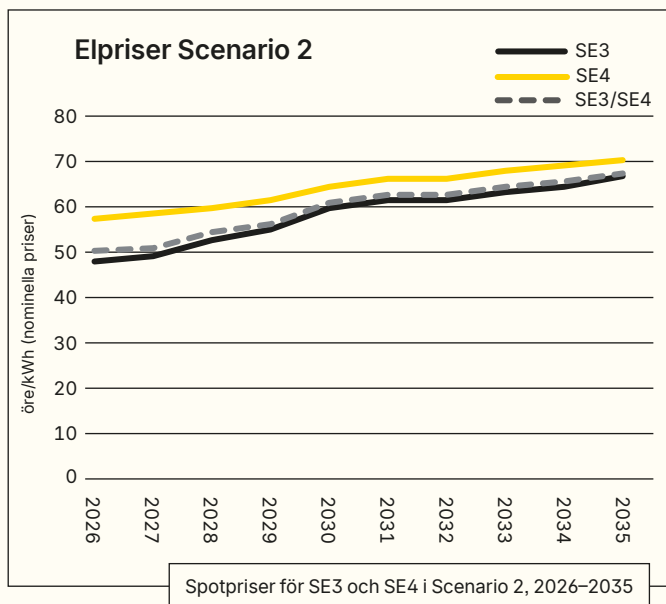
## Scenario 2: Två elområden: SE1/SE2 + SE3/SE4

I **DETTA SCENARIO** slås Sveriges fyra nuvarande elområden samman till två större områden. SE1 och SE2 bildar ett gemensamt norrländskt område, medan SE3 och SE4 bildar ett gemensamt sydsvenskt område. Att slå samman SE1 och SE2 till ett område fanns i flera av de förslag som togs fram till den förra utredningen, medan ett gemensamt område för hela SE3 och SE4 är ett förslag som inte har utretts tidigare (men snarlika alternativ, dock med Stockholmsregionen som ett eget område). Det finns en logik i att fortsatt låta den största flaskhalsen i Sverige, den mellan SE2 och SE3, fortsatt vara med i beräkningen av spotpriserna. Det skulle fortsatt belysa värdet av nätinvesteringar i detta snitt. Denna förändring förväntas leda till viss utjämning av elpriser inom respektive region, men skillnaderna mellan norr och söder kvarstår.

Grafen nedan till vänster visar modellresultat för elpriser i SE1/SE2 (prisprognos för gemensamt område med SE1 och SE2) jämfört med referensprisprognoserna för SE1 respektive SE2. Då priserna även vid separata elområden förväntas hamna väldigt nära varandra så blir förändringen i praktiken mycket liten, i öre/kWh.

Grafen nedan till höger illustrerar tydligare skillnaden mellan basalternativet och Scenario 2 för SE1 respektive SE2. En sammanslagning av de två områdena skulle ge marginellt lägre priser i SE2 och marginellt högre priser i SE1. Förändringen blir inte större än 0,5 öre/kWh för något enskilt år eller elområde. "SE1/SE2" är alltså elpriset för det gemensamma området med SE1 och SE2 och grafen nedan visar skillnaderna mot respektive elområde i Basscenariot.





I Scenario 2 blir priset effekten mindre över för södra Sverige. SE3 får ett högre pris om i genomsnitt 1 öre/kWh under perioden medan SE4-priserna minskar med i genomsnitt 5 öre/kWh, med störst effekt i början. Graferna ovan visar skillnaden för elpriserna i SE3 och SE4, jämfört med simulerade priser i Scenario 2.



# Effekter på industriell konkurrenskraft

**FÖRÄNDRINGAR I ELOMRÅDEINDELNINGEN** kan få betydande konsekvenser för elintensiv industri, speciellt i norra Sverige och särskilt för de verksamheter som är en del av den industriella omställningen.

Många kommuner i norra Sverige arbetar aktivt med att attrahera nya etableringar inom framtidssektorer som vätgasproduktion och -derivat, batteritillverkning och fossilfri metallindustri. Dessa investeringar är ofta helt beroende av långsiktigt konkurrenskraftiga elpriser. Om elpriserna stiger till följd av en förändrad elområdesstruktur försämras kalkylerna för dessa etableringar. Det kan leda till att investeringar skjuts upp, omförhandlas eller i värsta fall flyttas till andra länder.

I detta avsnitt analyseras hur kostnadsbilden förändras för både befintliga företag och planerade etableringar, samt hur detta påverkar regionens attraktionskraft för nya investeringar. Värt att notera är alltså att det endast är påverkan på industrin som hanteras i detta avsnitt. Privatkonsumenter och servicesektorn påverkas naturligtvis också ekonomiskt av elprisförändringar, men dessa har inte analyserats i den här rapporten.

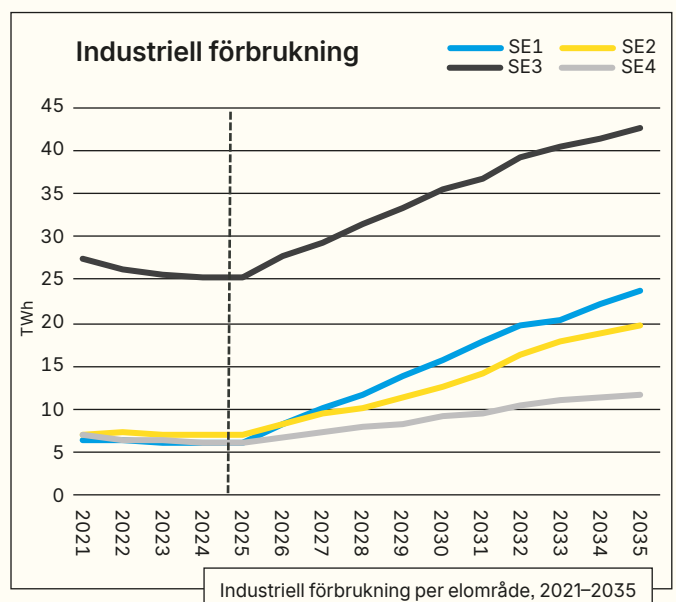
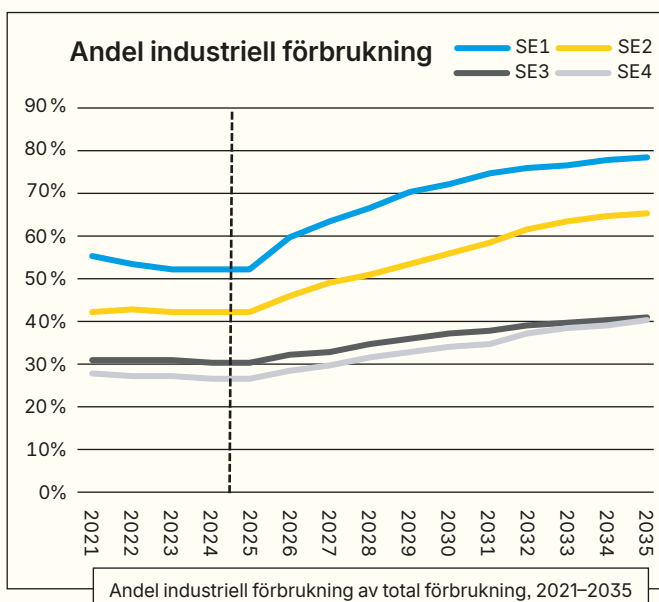
## Effekter på elområdesnivå

**SOM KONSTATERAT** i föregående avsnitt kan en sammanlagning av elområden medföra att elpriserna i SE1 och SE2 stiger, framförallt i det fall hela Sverige slås samman till ett gemensamt elområde. En relativt stor andel av elförbrukningen i norra Sverige består av industriell förbrukning, till skillnad från längre söderut där bostäder och service utgör en större andel. Under perioden 2021-2025 har industrins andel av förbrukningen varit 52-55% i SE1 och 42-43% i SE2 medan andelen har varit betydligt lägre, 27-31%, i SE3 och SE4.<sup>1</sup>

Då elförbrukningen väntas stiga, och den absoluta majoriteten av ökningen väntas komma ifrån industrin, kan också industrins andel av förbrukningen väntas öka kraftigt, se graf nedan till vänster.

För SE1 och SE2 blir effekten av elektrifieringen att andelen industriförbrukningen stiger till 79% respektive 66% år 2035. I södra Sverige stiger andelen också, men inte lika mycket. Det innebär vidare att elprisförändringar får en

<sup>1</sup> [https://www.statistikdatabasen.scb.se/pxweb/sv/ssd/START\\_\\_EN\\_\\_EN0108\\_\\_EN0108A/EIEO/](https://www.statistikdatabasen.scb.se/pxweb/sv/ssd/START__EN__EN0108__EN0108A/EIEO/)



ännu större påverkan på industrin som helhet i SE1/SE2 år 2035 än idag. Den totala industriella förbrukningen i SE1 och SE2 är omkring 7 TWh i varje elområde, men väntas ha vuxit till omkring 20-25 TWh i varje elområde år 2035.

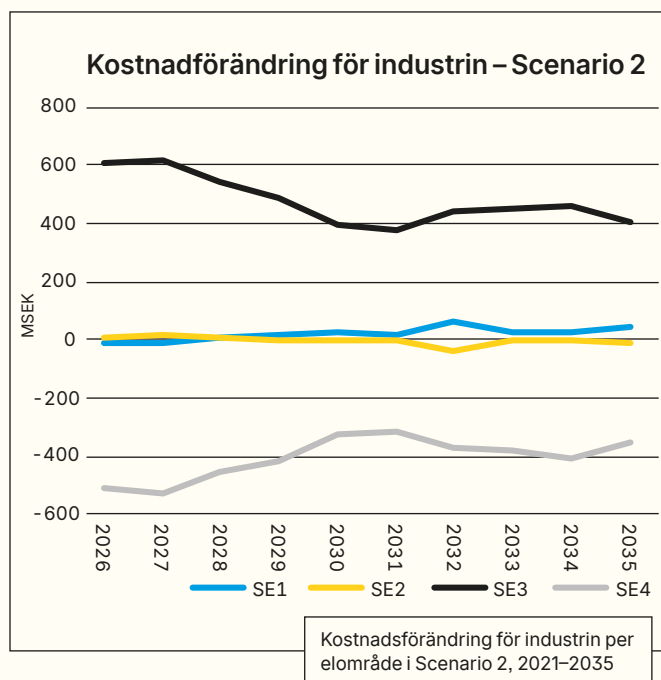
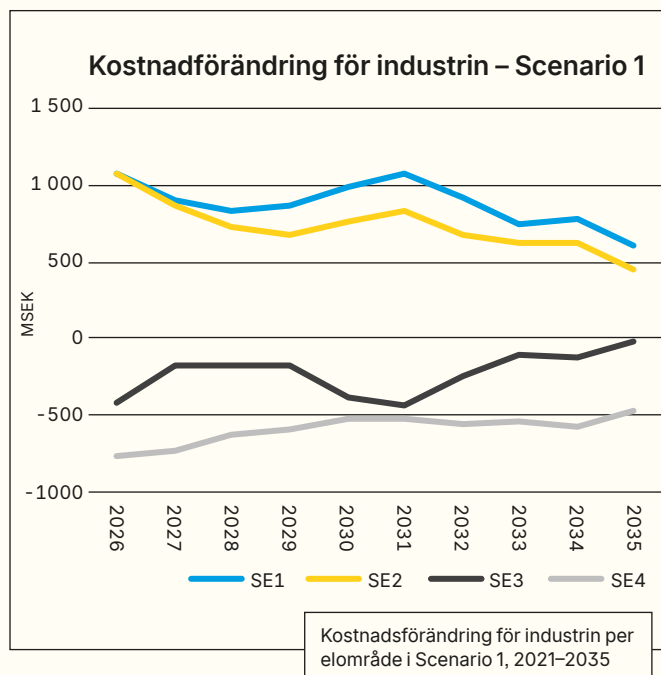
För Scenario 1, när hela Sverige bildar ett gemensamt elområde, ser vi en kraftig påverkan i SE1 och SE2. Kostnadsökningen för den samlade industrin blir i storleksordningen 600–1 100 MSEK årligen för SE1 och för SE2 mellan 500 och 1 100 MSEK. SE3 påverkas minst i det här scenariot då SE-priset hamnar relativt nära SE3, mellan ca -400 och 0 MSEK årligen. SE4 får lägre priser än i Basscenariot och därmed ytterligare kostnadsbesparingar för industrin om -800 till -500 MSEK årligen.

Trots den högre totala industriförbrukningen i slutet av perioden väntas den totala effekten i MSEK sjunka över tid (jämfört med Basscenariot) då elområden ändå väntas konvergera över tid och påverkan i öre/kWh blir allt mindre. Vi bedömer att den totala kostnadsökningen över hela tioårsperioden hamnar på ca 8 800 MSEK för SE1 och ca 7 300 MSEK för SE2. Totalt sett blir industrins kostnadsökning i SE1 och SE2 större än vad kostnadsreduktionen för industrin i SE3 och SE4 (-2 200 MSEK respektive -5 900 MSEK för hela perioden) blir.

För Scenario 2, när SE1 och SE2 bildar ett gemensamt elområde, blir kostnadsförändringarna för industrin i SE1 mellan -10 och 60 MSEK årligen och för SE2 i storleksordningen -40 till 20 MSEK årligen. Påverkan på elpriserna blir, som vi såg i tidigare avsnitt, relativt begränsad. För SE3 och SE4 blir påverkan desto större, i storleksordningen kostnadsökningar i storleksordningen 400–600 MSEK per år för SE3 och kostnadsreduktioner om -500 till -300 MSEK årligen i SE4.

Den kommande elektrifieringen i Sverige består naturligtvis av en mängd olika företag med varierande förutsättningar och priskänslighet. Elpriset är bara en av många parametrar som vägs in vid nyetablering, men det är alltid en mycket viktig komponent. För att illustrera hur elprisförändringar vid olika budområdesindelningar skulle slå igenom och påverka aktörer har vi valt att titta närmare på fyra typföretag; befintlig energiintensiv tillverkningsindustri, ny elintensiv industriprocess, tillverkning av transportbränslen samt datacenters.

Det är viktigt att notera är att simuleringarna är gjorda med typföretag i de olika kategorierna och att inga exempel är hämtade ur verkligheten. Energiintensiteten kan skilja sig kraftigt åt mellan olika projekt inom samma typ av industri. Storleken på industrierna är för samtliga beräknad med en elförbrukning om 500 GWh årligen, för en enklare jämförelse av effekterna.





## Befintlig energiintensiv tillverkningsindustri

I DENNA KATEGORI har vi till exempel befintlig gruvdrift, stålproduktion, pappersindustri mfl. Dessa industrier är redan etablerade, har skrivit av stora investeringskostnader, och är dessutom i många fall beroende av lokala naturresurser, råvaror och/eller infrastruktur.

De är energiintensiva, men inte nödvändigtvis elintensiva. Det betyder att även om energikostnaden och energipriser är mycket viktiga för fortsatt konkurrenskraft så är det främst bränslepriser (kol, gas, olja osv.) samt priset på utsläppsrätter som är avgörande. Då bränslepriser är desamma globalt så kommer andra konkurrensfördelar att fortsätta vara de mest avgörande för befintlig verksamhet. De är därmed inte lika känsliga för elpris som övriga typföretag, framförallt då Sverige även fortsatt bedöms ha konkurrenskraftigt elpris jämfört med andra europeiska länder och globalt.

### Exempel kostnadspåverkan

Massa- och pappersbruk eller stålverk. En typisk anläggning omsätter ofta flera miljarder SEK per år. Elkostnaden är en betydande post, ca 30 % av totalkostnaden.

En prisökning med 6 öre/kWh<sup>1</sup> ger 30 MSEK i ökade elkostnader, för en industri med 500 GWh årlig elförbrukning. I relation till en förväntad omsättning på 1 750 MSEK är det ca 1,7 % av omsättningen, men eftersom marginalerna ofta är små (några få procent) kan detta äta upp en stor del av vinsten. För en industri som redan är pressad av globala priser är detta kännbart.

Ett tillägg är att de högre elpriserna dock kan öka incitament för att äga elproduktion hos den befintliga industrin. Idag är både skogs-, massa- och pappersindustrin aktiva ägare inom framförallt vindkraft, vilket stålindustrin inte är.

## Ny elintensiv industriprocess (exkl. transportbränslen)

HÄR FINNER VI exempelvis elektrifierande industri (inkl. elektrifierande av befintlig), batterifabriker, fabriker för tillverkning av fossilfritt stål osv (dock inte tillverkning av transportbränslen). Gemensamt för dessa är att de är mycket elintensiva. Till exempel produceras grönt stål genom att ersätta kol med vätgas i reduktionsprocess, vilket kräver mycket stora mängder el. Elförbrukningen kan uppgå till flera TWh per år för en enda anläggning.

Eftersom el är en av de största kostnadsposterna är verksamheten mycket känslig för prisförändringar. Stabil tillgång till billig el är avgörande för att kunna konkurrera med traditionell ståltillverkning samt med liknande anläggningar på andra platser i världen.

Vi kan dela upp denna kategori i två underkategorier:

- (A) Omställning/elektrifiering av befintlig industri**  
Omställning/elektrifiering av befintlig industri är till stor del ekonomiskt drivet av EU ETS (handel med utsläppsrätter). Tilldelningen av fria utsläppsrätter minskar kraftigt framöver och redan från 2034 upphör den helt för många sektorer och bolag. Mot 2040 blir det dessutom mycket svårt att ens köpa utsläppsrätter på marknaden vilket betyder att företagen måste fått bort sina utsläpp på ett eller annat sätt. Detta är en av de största anledningarna till exempelvis LKAB:s planer och samarbete med Hybrit, Bolidens elektrifiering av smältverk, Lantmännen/Yara mfl. för fossilfri gödsel, pappersindustrins elektrifiering av div. processer osv. Flera av dessa bolag är etablerade i norra Sverige och är beroende av fortsatt tillgång till låga priser på el för att bibehålla sin konkurrenskraft.
- (B) Helt ny industri/anläggning**  
Här finner vi bland annat helt nya fabriker för t.ex. tillverkning av batterier, fossilfri gödsel, fossilfritt stål m.m. Exempelvis tillverkning av litium-jonbatterier är energikrävande, särskilt i processer som cellproduktion och formatering. Elkostnaden påverkar direkt produktionskostnaden per kWh batterikapacitet. Även om elförbrukningen är något lägre än för vätgas- eller stålproduktion, är prisstabilitet viktig för att säkra marginaler i en globalt konkurrensutsatt marknad. Långsiktiga elavtal är ofta en förutsättning för investering.

## Inför lokaliserings- och investeringsbeslut av ny elintensiv industri anläggning är viktiga faktorer bland annat:

- Konkurrenskraftigt elpris
- Elnätkapacitet (och nätavgifter)
- Tillgång till förnybar/fossilfri el, råvaror, samt, i vissa fall, CO<sub>2</sub>.
- Logistik för både material, slutprodukt, ev. restprodukter osv.
- Rekryteringsmöjligheter, närhet till stor befolkningens mängd,
- Kyla/värme beroende på industri

Norra Sverige har idag svårt att konkurrera med södra Sverige och Europa när det gäller både logistik och rekryteringsmöjligheter. Kyla/is kan också göra både byggfas och driftsfas mer komplicerad och dyrare. Däremot har man kunnat dra fördel av förhållandevis låga elpriser, låga elnätavgifter och hög tillgång på förnybar elproduktion vilket har kompenserat för svårigheterna.

Att förlora konkurrensfördelen av relativt sett låga elpriser gör det betydligt svårare att locka nya industrietableringar till Sverige. Fördelar med hög andel förnybar el i elnätet samt tillgång till en del råvaror samt låga elnätkostnader finns dock kvar.

### Exempel kostnadspåverkan

Produktion av batterimaterial eller grönt stål. En typisk anläggning kan ha en omsättning på upp till 2 000–4 000 MSEK per år, men med höga investeringskostnader och el som står för ca 50 % av totalkostnaden.

En ökning med 6 öre/kWh ger 30 MSEK i ökade elkostnader, för en industri med 500 GWh årlig elförbrukning. Om elkostnaden är 50 % av totalkostnaden blir detta direkt kännbart för lönsamheten. För investeringsbeslut är även små förändringar kritiska – det kan avgöra om projektet är konkurrenskraftigt. Kostnadsökningen om 6 öre/kWh motsvarar 2,0 % av omsättningen för en industri som omsätter 1 500 MSEK per år.

## Tillverkning av transportbränslen

**TILLVERKNING AV FOSSILFRIA** transportbränslen är mycket viktigt för Europas och Sveriges självförsörjning. Bränslen till tung vägtransport, fartyg och flyg är också produkter som är svåra att ställa om med hjälp av direkt elektrifiering. Norden, och speciellt norra Sverige, är idag mycket attraktivt som lokaliseringsplats av samma skäl som nämndes för övrig ny industri i tidigare stycke. Flertalet industriprojekt har planer på anläggningar i dessa områden vilket är positivt för hela Sverige då det ger en bättre balans inom många områden. E-bränsleanläggningar använder el för att producera vätgas via elektrolys, som sedan kombineras med infångad koldioxid för att skapa syntetiska bränslen. Elkostnaden utgör en mycket stor andel av den totala produktionskostnaden, vilket gör verksamheten extremt känslig för elprisförändringar. Dessutom behöver de fossilfria alternativen konkurrera prismässigt med fossila alternativ för att få köpare. Än så länge estimeras det ofta vara upp till 4-6 gånger så dyrt med fossilfria alternativ som t.ex. e-metanol eller e-ammoniak. Denna relation minskar om priset på utsläppsätter och därmed också fossil kraftproduktion ökar. För att vara konkurrenskraftiga krävs trots detta långsiktiga elavtal till stabila och låga priser. Även små variationer i elpriset kan påverka lönsamheten kraftigt.

SE1 och SE2 har även en annan mycket stor fördel när det gäller förnybara transportbränslen; Rfnbo-kriterierna<sup>2</sup> i en delegerad akt till EU:s förnybarhetsdirektiv. I motsats till andra elområden så består elnätet i SE1 och SE2 av över 90% förnybar el vilket innebär att krav på bilaterala elavtal direkt kopplade till specifika produktionsanläggningar samt temporal (tidsmässig) korrelation inte gäller. Framförallt är det en stor fördel att slippa krav på 24/7 korrelation mellan specifika elproduktionsanläggningar och industriförbrukning från 2030. För 2023 var andelen förnybar elproduktion enligt Energimyndighens beräkningar 237% i SE1 och 329% i SE2. I SE3 respektive SE4 var motsvarande siffra endast 33% resp. 47%<sup>3</sup>. Om hela Sverige blir ett enda gemensamt elområde riskerar denna enorma fördel att försvinna då motsvarande andel för Sverige enligt senaste uträkning var 88%<sup>4</sup>.

### Exempel kostnadspåverkan

Elektrobränslen eller vätgasbaserade drivmedel. Här är elkostnaden nästan hela affären (upp till 70 % av totalkostnaden). En typisk anläggning kan omsätta 1 000 - 2 000 MSEK per år, men med extremt höga elbehov (5 TWh). En höjning med 6 öre/kWh ger 30 MSEK i ökade elkostnader, för en industri med 500 GWh årlig elförbrukning. Det är mycket i relation till omsättningen, ca 4,0% av en förväntad omsättning (750 MSEK). Detta visar hur känslig denna industri är för elprisförändringar. För att vara konkurrenskraftig krävs låga och stabila elpriser, annars blir affären ohållbar.

2 EU-reglering med krav på förnybar el för tillverkning av förnybara transportbränslen. Rfnbo=Renewable fuel of non-biological origin.  
3 Energiindikatorer 2025, indikator 3.  
4 Energiindikatorer 2025, indikator 2.

## Datacenter

**DATACENTER DRIVS DYGNET** runt och har ett jämnt men högt elbehov, ofta i storleksordningen hundratals GWh per år. Elkostnaden är en av de största löpande utgifterna, vilket på det sättet gör verksamheten känslig för elprisets nivå och volatilitet.

För denna sektor är dock ett lågt elpris inte riktigt lika avgörande som för andra sektorer vi har gått igenom och datacenters har byggts i regioner i hela Europa med betydligt högre elpriser än i Sverige. Här är det till exempel viktigt att ligga i närheten av användare (d.v.s. i områden med hög befolkningstäthet), och att få avsättning för spillvärme. Elpriserna kommer dock att spela en betydligt större roll för AI-centers som inte behöver ligga nära användare på samma sätt som vanliga datacenters. Här finns en enorm potential.

Hur viktig elkostnaden är för etablering av datacenters visas också av hur investeringsviljan påverkas av förändring av elskatt. I Finland har etableringstakten av nya datacenters varit mycket hög och ett större intresse har visats för vårt grannland än för Sverige. Detta beror bland annat på en reducerad elskatt. När denna nu övervägs höjas är det flera bolag som överväger att flytta sina etableringar<sup>5,6</sup>.

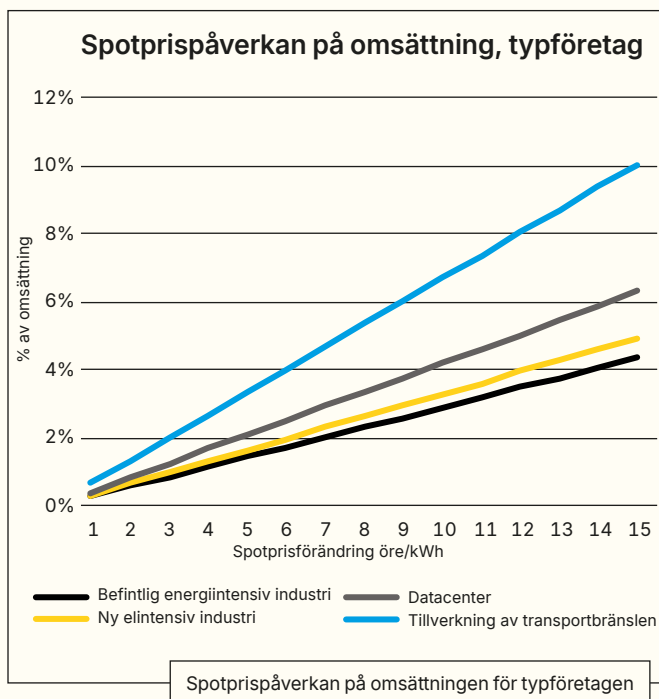
**DATACENTER ÄR MINDRE** elintensiva än processindustri, men el är ändå en stor kostnadspost (ca 40 %). En stor anläggning kan omsätta över 2 000 MSEK per år.

En höjning med 6 öre/kWh ger 30 MSEK i ökade elkostnader, givet 500 GWh årlig elförbrukning. Det är inte lika dramatiskt som för transportbränslen, men eftersom konkurrensen är global och marginalerna pressade, är även detta viktigt. Kostnadsökningen motsvarar 2,5 % av omsättningen, givet 1 200 MSEK i omsättning. Elpris är en nyckelfaktor för var man väljer att etablera datacenter.

## Avslutning

**BERÄKNINGARNA OVAN TAR** endast hänsyn till spotpriset och hur det kan förväntas påverka omsättningen. Det finns fler komponenter i den totala elkostnaden, exempelvis kostnad för elnätanslutning och transmissionsnätsavgifter, balanskostnader och eventuella elskatter. Som framgår av bilden nedan är det tillverkare av transportbränslen som bedöms vara mest känsliga för förändringar i elpriserna. Den befintliga industrin bedöms minst känslig, men fortfarande känsligt då dessa industrier generell präglas av låga marginaler och en liten påverkan på omsättningen kan betyda en desto större påverkan på resultatet. För vissa sektorer är det också avgörande med elnätets förnybarhetsandel (till exempel Rfnbo-kriterier).

**SOM REFERENS BEDÖMS** Scenario 1 höja spotpriserna i SE1/SE2 med i genomsnitt 6 öre/kWh under perioden 2026–2035.



5 Finnish cut to data centre subsidy risks investment – industry  
| Montel News - English

6 XTX Markets rethinks €1bn data centre plans amid Finland tax break row

# Internationell jämförelse

**FÖR ATT SÄTTA** Sveriges situation i ett bredare perspektiv har en jämförelse gjorts med elkostnader för elintensiv industri i ett urval av EU-länder. Syftet är att bedöma hur Sveriges konkurrenskraft påverkas i ett internationellt sammanhang.

## Jämförelseländer

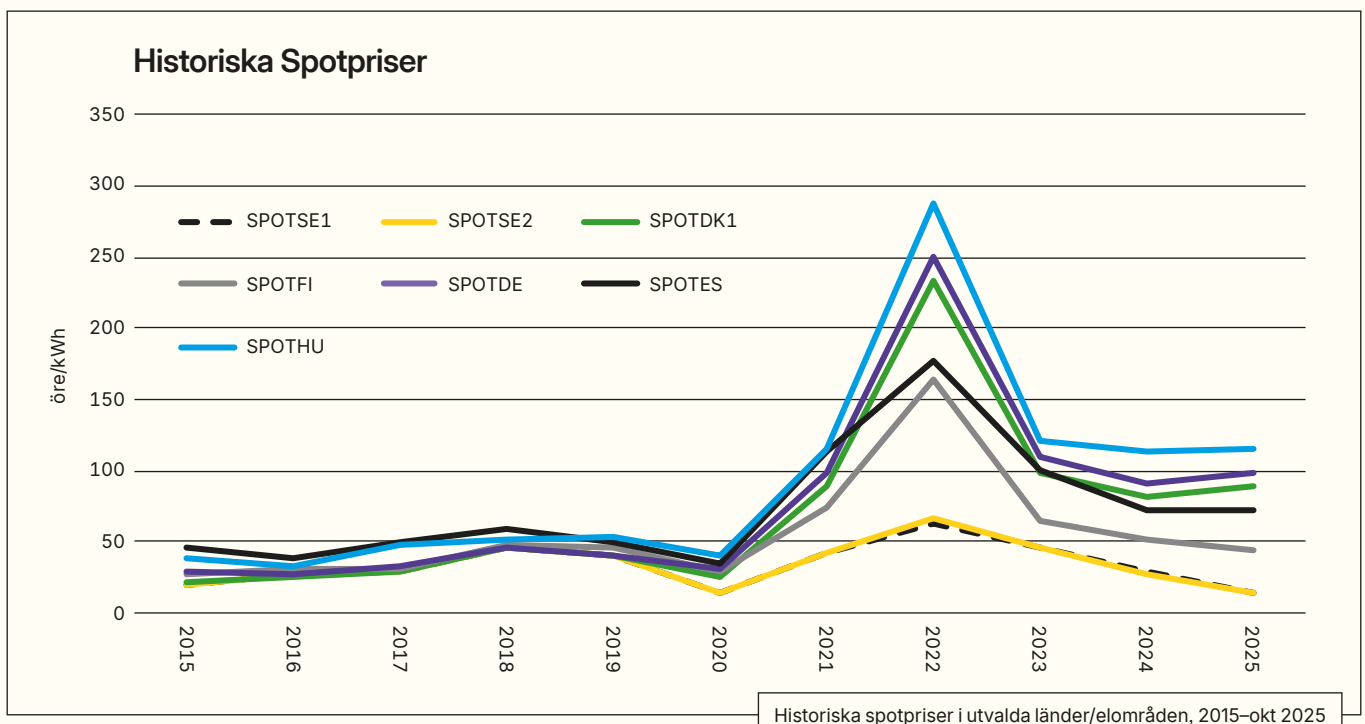
De länder som ingår i jämförelsen är:

- Finland
- Danmark (elområde DK1, Jylland)
- Ungern
- Spanien
- Tyskland

Dessa länder har valts ut på grund av sin industriella profil, geografiska närhet eller relevans som potentiella alternativ för investeringar. Bilden nedan visar historiska

årsmedelpriser på respektive dagen före- (spot-) marknad. Tydligt är att SE1 och SE2 har haft väsentligt lägre elpriser än övriga länder/områden, framförallt från 2020 och framåt. För SE1 respektive SE2 har spotpriset varit i genomsnitt 33,9 respektive 34,2 öre/kWh under perioden 2015-oktober 2025. Danmark (DK1, danska fastlandet) har haft ett pris om 70,9 och Finland har haft ett pris på 55,8 öre/kWh. Längre söderut har priserna varit högre; Tyskland 77,7 öre/kWh, Spanien 74,1 öre/kWh och Ungern 92,8 öre/kWh. Elintensiv industri i norra Sverige har här, i det rena spotpriset, haft en tydlig konkurrensfördel gentemot samtliga jämförelseländer.

De historiska prisskillnaderna mellan de utvalda länderna och norra Sverige redovisas för i tabellen på nästa sida. Siffrorna utläses som deltat mellan årsmedelspotpriset i det landet, reducerat med samma vägda spotpris i SE1/SE2. För enkelhets skull behandlas SE1/SE2 som ett elområde i tabellen, då de historiska prisskillnaderna är så pass små. I genomsnitt har länderna haft spotpriser som har legat 41–112 öre/kWh högre än norra Sverige de senaste 5 åren. Tidigare än så bedöms inte vara relevant då det nordiska systemet priskopplade mycket mer till de kontinentala elpriserna. Exkluderas de, på elmarknaden, extrema åren 2021–2022, med en gaskris i Europa, så är skillnaden något lägre, 24–87 öre/kWh.



År	DK1	FI	DE	ES	HU
2021	46,3	30,4	55,2	70,5	72,4
2022	169,4	100,8	186,8	113,9	224,1
2023	53,9	19,0	63,6	54,5	75,6
2024	52,2	23,4	62,4	43,5	85,4
2025	74,5	29,7	83,5	56,9	100,8
Medel	79,3	40,7	90,3	67,9	111,7
Medel (2023-)	60,2	24,0	69,8	51,7	87,3

Prisskillnader mot SE1/SE2 (öre/kWh) för utvalda länder, 2021-2025

Tidigare i rapporten redovisades att vi väntar oss en initial prisökning om i genomsnitt 6 öre/kWh under perioden 2026-2035, vid en sammanslagning av hela Sverige till ett elområde. Det motsvarar en reduktion med 7-25% av den nuvarande konkurrensfördelen norra Sverige har i form av lägre spotpriser, beroende på vilket land vi jämför med. Dock är effekten betydligt lägre om elområden justeras från en senare tidpunkt än 2026.

För SE3 och SE4 innebär en sådan sammanslagning lägre priser, allt annat lika. Det stärker konkurrenskraften för dessa områden gentemot jämförelseländerna med ca 1 öre/kWh (SE3) respektive 7 öre/kWh (SE4). För SE3 motsvarar det 2-3% ytterligare kostnadsgap gentemot dessa länder (med undantag för Finland som ligger så pass nära prismaässigt, ibland högre, ibland lägre). För SE4 innebär det 14-45% ytterligare kostnadsgap (förutom gentemot Finland som har lägre priser i genomsnitt).

## Bedömning av Sveriges konkurrenskraft

**I NULÄGET HAR** Sverige en stark konkurrensfördel på grund av det lägre spotpriset i SE1 och SE2, men denna fördel kan komma att minska vid en förändring av elområdena. Det kan påverka Sveriges förmåga att attrahera nya investeringar inom industriell omställning. Den största förändringen är dock industrins ökade efterfrågan på el i Sverige samt nät-kapacitetsutbyggnad snarare än förändringar i elområden.

Norra Sveriges konkurrenskraft är dock även beroende av många andra faktorer än elpris, både till fördel och nackdel för regionen. För att norra Sverige ska vara konkurrenskraftigt för ny elförbrukning behöver spotpriset vara lägre än i jämförbara regioner, då det finns ett flertal andra faktorer där man har en relativ nackdel mot andra, jämförbara länder och elområden. Dessa är exempelvis långa avstånd till flygplatser och hamnar, kall temperatur som resulterar i högre elförbrukning och glest befolkat med mindre omedelbar tillgång till kvalificerad arbetskraft.

## Finland

**FINLAND HAR MYCKET** liknande fördelar (och nackdelar) för industrisatsningar som norra Sverige och ligger dessutom även före i flera avseenden. De stora fördelarna norra Sverige har gentemot Finland är lägre elpriser i norra Sverige samt ett elnät med över 90% förnybart (vilket innebär ett undantag på kravet om PPA, 24/7 koppling mm). Finland uppfyller dock krav på "low-carbon" elnät.

Elpriserna i Finland har redan fallit de senaste åren och är idag ungefär i nivå med mellersta Sverige (SE3). Landet har haft flest negativa timmar i Europa 2024-2025 vilket ger stora möjligheter till industri med flexibel lastprofil. Aurora Line (400 kV ny överföring mellan SE1 och Finland) kommer ytterligare att minska prisskillnaderna mellan norra Sverige och Finland tillsammans med en fortsatt utbyggnad av vindkraft i Finland, även genom satsningar på havsbaserad vindkraft. Nätanslutningsprocessen fungerar betydligt bättre i Finland än i Sverige då Fingrid har en snabb utbyggnadstakt samt hög transparens kring ledig kapacitet och priser. Finland har, precis som Sverige, reducerad energiskatt för industri. De har haft samma reduktion för datacenters men den höjs dock en klass från juli 2026. Finland har gott om skog vilket möjliggör access till biogen CO2 som är en viktig insatsvara i många processer för förnybara transportbränslen. Dock har den höga prisvolatiliteten på el i kombination med höga biobränslepriser lett till nedstängning av många kraftvärmeverk till förmån för värmepumpar vilket minskar tillgången på biogen CO2. Finland har en expansiv industripolitik, en mycket aktiv lobbyorganisation in Business Finland och en tydlig expansiv vätgasstrategi.

**SKILLNADEN I SPOTPRISET** mellan Finland och norra Sverige har varit 24 öre/kWh under de senaste 3 åren. För en större elintensiv förbrukare (500 GWh) motsvarar det ca 120 MSEK lägre kostnader i norra Sverige. Med ett gemensamt svenskt elområde (Scenario 1) hade den här skillnaden istället varit 90 MSEK.

Sammanfattningsvis gynnas norra Sverige idag av lägre spotpriser än Finland. Om Sverige blir ett elområde, väntas SE1/SE2-pris upp mot rikssnitt vilket innebär en mindre prisskillnad gentemot Finland och därmed svagare fördel för Sverige i elintensiva investeringar. Aurora-länken förstärker dessutom utjämningen. Finlands relativa position stärks därför. Effekten beror dock på överföringskapacitet, hydrologi, utbyggnad av elproduktion. Norra Sverige behöver då konkurrera i högre grad med tillgång på biogen CO2, lägre energiskatter, snabba och konkurrenskraftiga nätprocesser med mera.

## Danmark

**DANMARK HAR ÖVERLAG** högre elpriser än Sverige och troligen skulle norra Sverige även vid en svenska sammanslagning av elområden fortsatt ha mer konkurrenskraftiga elpriser än de båda danska elområdena. Skillnaden väntas dock minska, men mer på grund av utbyggnad av havsbaserad vindkraft i Danmark och Nordsjön samt alla övriga faktorer vi tidigare beskrivit.

Danmark är redan långt framme när det gäller satsning på ny industri, speciellt inom PtX. Landets konkurrenskraft för industrietableringar ökar i flera avseenden, till exempel genom tydliga utbyggnadsmål för ny elproduktion (inkl. auktioner havsbaserad vind osv.), PtX-strategi med ambitiösa mål och statliga stöd<sup>1</sup>, stark tillgång till biogas och biogen CO<sub>2</sub>, satsning på CO<sub>2</sub>-lagring/CCS (t.ex. Greensand), en stor kraftvärmesektor med ofta mer flexibla lösningar än i de svenska, och fördelaktiga skatter för industrier som elektrifierar<sup>2</sup>. De planerade energiöarna kommer också att innebära möjligheter för nya stora industrisatsningar i effektiva system för värmeåtervinning, CO<sub>2</sub>-tillgång, bra logistik, tillgång till förnybar el osv.

**SKILLNADEN I SPOTPRISET** mellan Danmark och norra Sverige har varit 60 öre/kWh under de senaste 3 åren. För en större elintensiv förbrukare (500 GWh) motsvarar det ca 300 MSEK lägre kostnader i norra Sverige. Med ett gemensamt svenskt elområde (Scenario 1) hade den här skillnaden istället varit 270 MSEK.

Även om en sammanslagning av svenska elområden endast skulle komma att få en marginell påverkan på prisskillnaden mellan norra Sverige och Danmark (andra faktorer spelar mer roll) så skulle det på grund av övriga beskrivna fördelar för Danmark riskera kunna vara det som slutligen avgör lokaliseringsval, speciellt för vätgas/PtX och möjligen datacenters. För mer traditionell industri som stål, gruva, kemi osv. så är riskerna lägre.

## Ungern

**UNGERN HAR I** genomsnitt betydligt högre elpriser än norra Sverige (något högre än Tyskland), men med ökande antal negativa elpriser dagtid på grund av solkraft. Ungern har, liksom Sverige, en del problem med lokal näträngsel men ett stort investeringspaket ska öka kapaciteten till 2030. Kärnkraft står för ca 40-45% av elproduktionen och landet bygger nu två nya reaktorer. De har dessutom stödsystem för utbyggnad av förnybar elproduktion samt för batterilagring<sup>3</sup>. Ungern har en tydlig vätgasstrategi<sup>4</sup> med 2030-mål vilket gör att de genomför åtgärder för att underlätta för industrin, både med att säkerställa utbyggnad av förnybar och fossilfri elproduktion, samordnar industrihubbar, skapar förutsättningar för CO<sub>2</sub>-lagring samt tittar på potentiella Cfd-system. Inom detta område finns därmed konkurrensfördelar för Ungern jämfört med Sverige under förutsättning att Ungern får ner sina elpriser. Sverige har dock kvar fördelar när det gäller industri som drar nytta av fjärrvärmesystemet (till exempel möjlighet att sälja spillvärme, samt av processer med behov av biogen CO<sub>2</sub> och/eller samverkan med traditionell svensk industri.

**SKILLNADEN I SPOTPRISET** mellan Ungern och norra Sverige har varit 87 öre/kWh under de senaste 3 åren. För en större elintensiv förbrukare (500 GWh) motsvarar det ca 435 MSEK lägre kostnader i norra Sverige. Med ett gemensamt svenskt elområde (Scenario 1) hade den här skillnaden istället varit 405 MSEK.

Sammanfattningsvis skulle en hopslagning av svenska elområden troligen minska prisgapet och Ungern därmed stärka sin konkurrenskraft gentemot norra Sverige, men detta bör vara mycket marginellt jämfört med övriga faktorer.

1 Power-to-X, Regeringen vil kickstarte udvikling af grønne brændstoffer med milliardstøtte  
2 Energy taxes 2025

3 Hungary launches new Cfd support scheme targeting electricity storage operators, Renewable Energy Support Scheme (METAR) - 2021 - Policies - IEA  
4 a2b2b7ed5179b17694659b8f050ba9648e75a0bf.pdf

## Spanien

**SPANIEN HAR EN** mycket snabbt växande förnybar kapacitet (vind, sol) och har dragit till sig stort internationellt investeringskapital under många år. Landet har som mål att nå en förnybar elmix om över 80% till 2030 (idag ca 60%). Detta har tryckt ner elpriserna jämfört med många andra europeiska länder även om de fortsatt ligger över de svenska. Antalet timmar med mycket låga, eller negativa, elpriser har ökat även här vilket gör det attraktivt för flexibel industri. Spanien har identifierat grön vätgas som en del i sin nyckelstrategi i industriomställning och har startat mycket ambitiösa projekt som t.e.x Andalusian Green Hydrogen Valley. De har dock, liksom Sverige, utmaningar med otillräcklig nätkapacitet i många regioner. Jämfört med Sverige har Spanien fördel av en större närliggande marknad och exportmöjligheter via hamnar och logistik mot Afrika/Medelhavet. De saknar dock Sveriges tillgång till råvaror och gruvkluster som ger stora fördelar för till exempel metallindustri, tillgången till biogen CO2 är större i Sverige, och en mindre utvecklad fjärrvärmeintegration minskar intäktsmöjligheter för datacenters.

**SKILLNADEN I SPOTPRISET** mellan Spanien och norra Sverige har varit 52 öre/kWh under de senaste 3 åren. För en större elintensiv förbrukare (500 GWh) motsvarar det ca 260 MSEK lägre kostnader i norra Sverige. Med ett gemensamt svenskt elområde (Scenario 1) hade den här skillnaden istället varit 230 MSEK.

Elprisskillnaderna mellan Spanien väntas minska än mer framöver och om Spanien förstärker sitt elnät så blir landet en stark konkurrent till Sverige när det gäller vätgas/ PtX/e-bränslen och datacenters. Här kan även marginella skillnader orsakade av elområdessammanslagningar få betydelse. Redan idag har vi sett exempel på investerare som valt Iberiska halvön över norra Sverige för projektutveckling av produktionsanläggningar för förnybara transportbränslen och gödsel. För omställning och utbyggnad av tung industri (stål/gruva etc.) så har dock norra Sverige fortsatt strukturella fördelar.

## Tyskland

**TYSKLAND ELPRISER** ÄR klart över Sveriges nivåer, även södra Sveriges. Här, precis som i Norden, ökar dock antalet timmar med negativa priser vilket gynnar industri som kan vara flexibel. Landet har idag ca 60% förnybar elproduktionen med mål att nå 80% till 2030. Tyskland har infört Carbon Contracts for Difference (CCfd) till klimatvänliga processer (till exempel genom vätgas) i energiintensiv industri, till exempel stål, cement, och pappersindustri, som ska kompensera för de högre kostnaderna jämfört med traditionella processer<sup>5</sup>. Det finns sedan tidigare ett elprisstöd till bolag inom EU ETS som är utsatt för internationell konkurrens (kompensation för utsläppspriset)<sup>6</sup> och nu införs även ett takpris på 50 EUR/MWh (ca 55 öre/kWh, initialt fram till 2028) i syfte att behålla konkurrenskraft<sup>7</sup>. Tysk tillverkande industri har dessutom (precis om energi-krävande i Sverige) kraftigt reducerad elskatt. Tyskland har en ambitiös vätgasstrategi och planerar stora investeringar i vätgasnät planeras. Landet ser dock idag, precis som Sverige, förseningar och nedläggning av industriprojekt.

**SKILLNADEN I SPOTPRISET** mellan Tyskland och norra Sverige har varit 70 öre/kWh under de senaste 3 åren. För en större elintensiv förbrukare (500 GWh) motsvarar det ca 350 MSEK lägre kostnader i norra Sverige. Med ett gemensamt svenskt elområde (Scenario 1) hade den här skillnaden istället varit 320 MSEK.

Sammanfattningsvis är Tyskland ett mycket starkt industriland och i centrum för europeisk stål- och kemiomställning, men man lider av relativt höga och volatila elpriser. Det ligger också bra till logistiskt med starka fiber-hubbar och närhet till stor marknad. Dock drar stora industristöd ner både investerings- och driftskostnader vilket minskar Sveriges "naturliga" konkurrenskraft gentemot Tyskland. Det stora beroendet av statsstöd gör dock satsningar mer riskfyllda än med Sveriges låga grundpriser och råvarunära kluster. Sverige har också fördel av naturlig kyla.

Låga elpriser i norra Sverige är den största konkurrensfördelen för Sverige gentemot Tyskland och det är mycket viktigt att den ses som självklart över en lång tid framöver för att kompensera för sämre logistiskt läge, och stora industristöd.

5 Carbon Contracts for Difference - Klimaschutzverträge

6 BMW Newsletter Energiewende | Relief for manufacturing and energy-intensive companies

7 Germany to subsidize industrial energy prices to help economy | AP News



## Sammanfattning landsjämförelse

**SAMMANFATTNINGSVIS BEDÖMER VI** att Finland riskerar bli den starkaste konkurrenten till Sverige, detta förstärks ytterligare vid en hopslagning till ett gemensamt elområde även om trenden är densamma oavsett detta. Finland har stor koncentration av biogen CO<sub>2</sub>, liknande klimatzon (med kyla etc.), stora och djupa hamnar, låg elskatt och många timmar med negativa elpriser. De har dessutom en proaktiv, snabbfotad och transparent stamnätsägare i Fingrid och satsningar på storskalig förnybar el som havsbaserad vindkraft. Spanien är också en mycket stark kandidat som dock begränsas av brist på nätkapacitet och, än så länge, högre medelpriser.

Oavsett sammanslagning av elområden finns det några saker Sverige bör och kan göra för att minska riskerna för minskad relativ konkurrenskraft. Tydliga mål, strategier och åtgärdsprogram för industriomställning och nysatsningar är extremt viktiga investeringsförutsättningar och där Sverige ligger efter många av de andra länderna. Här kan och bör svenska regioner och kommuner göra samma sak. Det är också avgörande med tillgängliga regionala och nationella kontaktpersoner/"spindlar i nätet" som kan ge stöd kring kapacitetsförfrågningar, kontakt med elnätsbolag, koordinera samordning till andra industriaktörer osv. Här föregår Västernorrland med Highcoast Invest som förebilder, men även Västra Götaland ligger i framkant.

För att behålla konkurrenskraft, speciellt om prispapet minskar, kan vi även på nationell nivå behöva se över möjligheterna till temporära industristöd, till exempel i form av CCfD som Tyskland har infört, men även skattelättnader och liknande för att inte halka för långt efter i detta viktiga omställningsskede och när utsläppsrätter för industri inom EU ETS snabbt fasas ut.



# Elområdesindelningens strategiska betydelse

**DISKUSSIONEN OM SVERIGES** framtida elområdesindelning handlar inte bara om tekniska justeringar i elmarknadens funktion. Det är i grunden en strategisk fråga med långtgående konsekvenser för Sveriges industriella utveckling, regionala balans och internationella konkurrenskraft. Hur elpriserna fördelas över landet påverkar inte bara hushållens ekonomi, utan också var framtidens industriella investeringar hamnar – och därmed var jobb, skatteintäkter och tillväxt skapas.

## Norra Sveriges roll i den industriella omställningen

**NORRA SVERIGE HAR** under de senaste åren blivit en motor i den gröna industriella omställningen och regionen har lockat till sig stora investeringar inom batteriproduktion, fossilfri stålindustri och vätgas, mycket tack vare tillgången till billig, stabil och förnybar el. Elområdena SE1 och SE2 har en elproduktionsmix som till över 90 procent består av förnybara källor, vilket ger industrin möjlighet att uppfylla EU:s krav på grön el utan att behöva investera i dyra lösningar för 24/7-matchning. Denna unika fördel riskerar att gå förlorad om Sverige slås samman till ett gemensamt elområde, där den totala elmixen inte längre uppfyller samma hållbarhetskriterier.

Samtidigt har norra Sverige redan från början flera strukturella konkurrensnackdelar. De långa avstånden till marknader och hamnar innebär höga transportkostnader. Det kalla klimatet leder till högre elförbrukning, inte minst för uppvärmning. Tillgången till kvalificerad arbetskraft är mer begränsad än i södra Sverige. De låga elpriserna, och förnybart elnät, har fungerat som en nödvändig motvikt – en konkurrensfördel som möjliggjort etableringar och tillväxt trots andra utmaningar. Om denna fördel försvagas, riskerar den totala kalkylen för nyindustrialiseringen i norr att rubbas. Detta riskerar hela Sverige att förlora på, inte bara de norra regionerna.

## Samhällsekonomiska avvägningar och regionala konsekvenser

**ETT AV HUVUDSYFTENA** med att förändra elområdesindelningen är att skapa jämnare elpriser över landet.

Denna omfördelning av kostnader innebär dock även risker. Norra Sverige riskerar att förlora en av sina viktigaste konkurrensfördelar, få försämrad lönsamhet, och försvaga regionens attraktionskraft för nyetableringar. Planerade satsningar kan utebli eller flyttas till andra länder med mer förutsägbara och konkurrenskraftiga villkor.

Samtidigt som hushåll i södra Sverige skulle kunna gynnas av lägre elpriser, innebär det en omfördelning från produktiv industri till konsumtion. På kort sikt kan det stärka köpkraften, men på längre sikt riskerar det att försvaga Sveriges samlade tillväxtförmåga och konkurrenskraft. Det är därför avgörande att väga de kortsiktiga vinsterna mot de långsiktiga strategiska konsekvenserna för hela landet.

## Framtida elproduktion och investeringsklimat

**ELOMRÅDESSTRUKTUREN PÅVERKAR INTE** bara dagens industri, utan också framtida investeringar i elproduktion. Ny kärnkraft kräver höga och stabila elpriser för att vara lönsam. Om prisnivåerna pressas ned genom en sammanslagning i de delar av landet där de främst planeras och behövs så ökar behovet av statliga stöd och garantier för att göra kärnkraftsinvesteringar möjliga. Även solkraft, som redan har svårt att konkurrera i Sverige, riskerar att få det ännu tuffare i ett läge med lägre elpriser och osäker lönsamhet.

För att säkerställa att Sverige når sina klimat- och industripolitiska mål krävs därför mer än bara marknadsstyrning. Det behövs långsiktiga strategier och en elområdesstruktur som främjar investeringar där de gör störst nytta – både för klimatet och för samhällsekonomin.

Oavsett indelning så kommer elprisvariationer mellan våra elområden att minska mot bakgrund av ökad transmissionskapacitet och högre elförbrukning i norr. En bibehållen indelning kan snabba på denna utveckling ytterligare medan en sammanslagning riskerar bromsa industriinvesteringar i norr och produktionsinvesteringar i söder. Det riskerar i sin tur göra kostnaderna för motköp och liknande nödvändiga åtgärder onödigt höga. Detta behöver vägas in i en helhetsbedömning.

---

## Sveriges roll i Europa

**SVERIGE HAR UNDER** de senaste åren etablerat sig som ett av Europas mest attraktiva länder för elintensiv industri. Denna position bygger på stabila institutioner, tillgång till fossilfri el och ett tydligt politiskt stöd för omställningen. Men denna attraktionskraft är inte självklar. Om elpriserna i norra Sverige stiger, samtidigt som andra länder erbjuder bättre villkor, finns en reell risk att investeringar flyttar utomlands. Det skulle inte bara påverka sysselsättning och tillväxt, utan också Sveriges bidrag till den europeiska klimatomställningen.

För att behålla sin position krävs att Sverige erbjuder konkurrenskraftiga villkor – inte minst vad gäller energikostnader. Ny industri etableras med en tidshorisont på flera decennier. Därför är det avgörande att frågan om elområdesindelning hanteras med strategisk medvetenhet, och att beslut om framtida struktur fattas med helhetsperspektiv på industri, klimat och regional utveckling.

# Slutsatser

**Elområdesindelningen är en avgörande faktor för Sveriges industriella konkurrenskraft**, särskilt i norra Sverige. De låga elpriserna i SE1 och SE2 är inte bara en konkurrensfördel, utan en förutsättning för att locka investeringar i framtidsbranscher som batteritillverkning, fossilfri metallindustri och vätgasproduktion. Denna pridfördel kompenserar för regionens strukturella nackdelar som långa avstånd, höga transportkostnader, kallt klimat och begränsad arbetskraft. Frågan om elområden handlar därför om Sveriges industriella utveckling, regional balans och internationella konkurrenskraft – inte enbart om tekniska justeringar.

**Norra Sverige är motorn i den gröna omställningen** och bygger sin styrka på låga elpriser och en elmix som till över 90 % är förnybar. Detta ger industrin möjlighet att uppfylla EU:s hållbarhetskrav enligt Rfnbo- och Low-carbon-kriterierna utan kostsamma lösningar för 24/7-matchning. Ett gemensamt elområde skulle sannolikt sänka andelen förnybar el under dessa gränser, vilket gör kraven dyrare och mer komplexa. Den unika konkurrensfördelen riskerar därmed att försvinna – med stora konsekvenser för Sveriges attraktionskraft för ny elintensiv industri.

**En sammanslagning av elområden höjer elpriserna i norr** med cirka 6 öre/kWh, vilket kan minska marginalerna för elintensiv industri med upp till 4 procentenheter och innebära kostnadsökningar på 500–1 000 MSEK per år för industrin i SE1 och SE2. Totalt skulle ett gemensamt elområde öka elkostnaderna för norra Sveriges industri med 16,1 miljarder kronor under analysperioden. Vinsterna av lägre elpriser för industrin i SE3 och SE4 är betydligt mindre – cirka 8,1 miljarder kronor – vilket innebär att den totala kostnadskalkylen för svensk industri blir negativ. Omfördelningen från produktiv industri till konsumtion riskerar att försvaga Sveriges långsiktiga tillväxt.

**Den internationella konkurrensen hårdnar.** Länder som Finland och Spanien erbjuder låga elskatter, satsar på havsbaserad vindkraft och har proaktiva nätägare. Sverige har historiskt haft en tydlig kostnadsfördel gentemot jämförbara EU-länder när det gäller elpriserna. En förändrad elområdesindelning minskar detta gap och ökar konkurrensen om framtida industriinvesteringar, särskilt från länder som Finland och Spanien som snabbt utvecklar sin elproduktion och sitt investeringsklimat. Det innebär att Sveriges attraktionskraft för ny elintensiv industri riskerar att försvagas om inte andra konkurrensfördelar förstärks.

**Ett elområde och den omfördelning av kostnader det innebär skapar därmed risker.** Norra Sverige riskerar att förlora en av sina viktigaste konkurrensfördelar, få försämrade lönsamhet och försvaga Sveriges och regionens attraktionskraft för nyetableringar. Det kan leda till att planerade satsningar inte blir av eller flyttas till andra länder med mer förutsägbara och konkurrenskraftiga villkor. På kort sikt kan ett elområde stärka köpkraften i södra Sverige, men på längre sikt riskerar det att försvaga Sveriges samlade tillväxtförmåga och konkurrenskraft. Det är därför avgörande att väga de kortsiktiga vinsterna mot de långsiktiga strategiska samhällsekonomiska konsekvenserna för hela landet.

