

# En bedömning av resurstillräckligheten för svensk elförsörjning

## Regeringsuppdrag



# Svenska kraftnät

---

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

## **Version 1**

Org. Nr 202 100-4284

Svenska kraftnät  
Box 1200  
172 24 Sundbyberg  
Sturegatan 1

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

# Innehåll

<b>Sammanfattning</b> .....	<b>5</b>
Nationell bedömning visar på risk för effektbrist .....	5
Utveckling genomförd för att i möjligaste mån uppfylla metodkrav.....	6
Egenskaper i den svenska tillgången och efterfrågan på el har beaktats .....	6
Bedömningen i linje med rekommendation från den europeiska byrån för samarbete mellan energitillsynsmyndigheter (ACER).....	7
Skillnader mellan nationell och europeisk studie .....	7
<b>1 Inledning</b> .....	<b>9</b>
1.1 Uppdragsbeskrivning.....	9
1.2 Rapportens disposition.....	10
1.3 Begreppslista .....	10
1.4 Översiktskarta .....	13
1.4.1 Tillgänglig handelskapacitet .....	13
<b>2 Metod och indata</b> .....	<b>14</b>
2.1 Metod.....	15
2.1.1 Beräkning av överföringskapacitet .....	16
2.1.2 Bedömning av resurstillräcklighet.....	20
2.1.3 Behov av metodutveckling .....	25
2.2 Indata .....	25
2.2.1 Produktionskapacitet .....	26
2.2.2 Elanvändning och efterfrågeflexibilitet.....	36
2.2.3 Efterfrågeflexibilitet .....	38
2.2.4 Överföringskapacitet.....	39
2.2.5 Pris på bränsle och utsläppsrätter .....	40
2.2.6 Elpriser på kontinenten och i Storbritannien .....	41
2.2.7 Långsiktig marknadsanalys .....	42
<b>3 Resultat och analys</b> .....	<b>44</b>
3.1 Resurstillräcklighet.....	44
3.1.1 Tidigare analyser av Svenska kraftnät på kortare sikt.....	44
3.1.2 Tillräcklighetsstudier på europeisk nivå .....	49
3.1.3 Resultat för den nationella bedömningen av svensk resurstillräcklighet ..	51

3.1.4	Jämförelse mellan nationell och europeisk studie om resurstillräcklighet.....	54
3.1.5	Orsaker till effektbrist i Sverige .....	55
3.2	Elenergilans.....	57
3.2.1	Tillgång och efterfrågan på el i Sverige .....	59
3.3	Årsmedelpriser .....	61
3.4	Handelsflöden .....	64
3.4.1	Handelsflöden i Sverige .....	65
3.4.2	Öst-västliga flöden .....	68
3.4.3	Övriga handelsflöden inom Norden och mellan Norden och sammankopplade elområden .....	69
3.4.4	Svenska handelsflöden över Östersjön.....	71
<b>4</b>	<b>Slutsatser .....</b>	<b>72</b>
4.1	Risk för effektbrist under analysperioden .....	72
4.2	Ökning av överföringskapacitet har tydliga effekter .....	72
4.3	Priser och flöden visar förändringar .....	73
4.4	Egenskaper i den svenska tillgången och efterfrågan på el har beaktats .....	73
4.5	Genomförda förändringar i tillräcklighetsbedömningar efter utlåtanden från ACER	74
4.6	Jämförelse mellan nationell och europeisk studie om resurstillräcklighet.....	74
	Referenser .....	76
	Bilaga 1: Avbrottstal och driftfall.....	78
	Bilaga 2: Hantering av krav i elmarknadsförordningen .....	80
	Bilaga 3: Konvergens av Monte Carlo simuleringar för resurstillräcklighet.....	85

## Sammanfattning

Svenska kraftnät fick i september 2023 i uppdrag av regeringen att genomföra en nationell bedömning av svensk resurstillräcklighet i möjligaste mån i enlighet med elmarknadsförordningen.

I uppdraget ska Svenska kraftnät beakta utmärkande egenskaper i den svenska tillgången och efterfrågan på el och beskriva antaganden avseende detta. Även utlåtande från den europeiska byrån för samarbete mellan energitillsynsmyndigheter, ACER, avseende genomförda resurstillräcklighetsanalyser ska beaktas.

I rapporteringen ska också eventuella avvikelser mellan den nationella bedömningen av resurstillräcklighet och den europeiska redovisas och också de bakomliggande orsakerna till detta. Resultat presenteras som antalet timmar per år då risk för effektbrist uppstår (förväntad förlorad last, LOLE) och i antal MWh per år som efterfrågas men inte kan levereras, (förväntad energi ej levererad EENS).

### Nationell bedömning visar på risk för effektbrist

Den nationella bedömningen av resurstillräcklighet omfattar åren 2024–2028 och år 2035. Antal timmar med risk för effektbrist i Sverige ökar från 2024 till 2027 och är över nuvarande tillförlitlighetsnorm om en timme per år. År 2028 ökar överföringskapacitet mellan elområden SE2 och SE3 med 800 MW och risken för effektbrist minskar, dock är risken fortfarande högre än en timme.

År 2035 är risken för effektbrist 1,3 timmar per år. Det bör dock påpekas att beräkningen är utförd utan en flödesbaserad kapacitetsmodell på grund av avsaknad av bland annat ett gemensamt nordiskt planeringsnät.

Vid genomförande av metoden enligt elmarknadsförordningen finns flera val. Inriktningen vid dessa har varit att undvika konservativa antaganden. Till exempel är tillgång till avhjälpande åtgärder och ekonomiska förutsättningar för produktionsanläggningar<sup>1</sup> optimistiska. Med mindre optimistiska antaganden skulle den modellerade risken för effektbrist troligtvis vara högre. Under analysperioden 2024–2028 är Sveriges elenergi balans positiv och årsmedelpris har återgått till ett mer normalt läge efter exceptionellt höga priser till följd av energikrisen. Därtill påvisar flöden att mer av den kapacitet

---

<sup>1</sup> Economiv Viability Assessment (EVA) är, förenklad, bedömningen av sannolikheten för avveckling av produktionsanläggningar, eller byggande av nya produktionsanläggningar.

som är möjlig att använda efter nätförstärkande investeringar nyttjas. Resultaten understryker att investeringar för att öka överföringsförmåga kommer bidra positivt till resurstillräcklighet. Risk för effektbrist uppstår oftast när till exempel kärnkraft är otillgänglig samtidigt som importmöjligheter är begränsade. Vid dessa tillfällen kommer elpriser att vara relativt höga.

Att resultat påvisar risk för effektbrist för flera analysår innebär att det finns en nationell bedömning som konstaterar ett resurstillräcklighetsproblem. Därmed finns ett behov av en kapacitetsmekanism där en strategisk reserv är det första alternativet enligt elmarknadsförordningen.

### **Utveckling genomförd för att i möjligaste mån uppfylla metodkrav**

Bedömningen för åren 2024–2028 baseras på en marknadsmodell där ett verktyg med hjälp av den flödesbaserade metoden beräknar risk för effektbrist i enheten timmar per år med risk för effektbrist (LOLE). Åren 2024–2028 analyseras utifrån en flödesbaserad metod eftersom Svenska kraftnät hade tillgång till uppdaterade nordiska nätmodeller för dessa år. Ett annat exempel på förbättring som innebär att metod och bedömning är genomförd i möjligaste mån i enlighet med elmarknadsförordningen är uppdaterade volymer av efterfrågeflexibilitet i Sverige. För att bedöma resurstillräcklighet på längre sikt används analyser av år 2035 från Svenska kraftnäts Långsiktig marknadsanalys 2024.

### **Egenskaper i den svenska tillgången och efterfrågan på el har beaktats**

Den pågående förändringen av kraftsystemet innebär att omfördelningen mellan produktionsslag fortsätter. Andelen elproduktion från planerbara kraftslag har minskat från 90 procent 2015, till 80 procent 2022 och förväntas minska till 60 procent 2028. I bedömningen av resurstillräckligheten beaktas de olika kraftslagets tillgänglighet och kombinationer av variationer som uppstår på grund av varierande väder (bland annat vind, solinstrålning, temperatur, tillrinning och tillgång i vattenkraftens magasin), otillgänglig produktion och överföringsförbindelser.

Fördelningen mellan sektorer som efterfrågar el har varit relativt konstant under åren fram till 2022 med hushåll och service samt industri motsvarade mer än 95 procent. År 2028 förväntas den andelen minska till dryga 70 procent och resterande efterfrågan kommer från datacenter, batterifabriker, tillverkning av fossilfritt stål, elfordon och övrig ny elintensiv industri. I simuleringarna tas hänsyn till temperaturberoendet hos respektive förbrukningskategori för att beskriva variationer i elanvändningen samt att efterfrågeflexibiliteten förväntas öka.

Svenska kraftnäts tidigare rapporter om kraftbalansen på den svenska elmarknaden har visat att Sverige måste importera el för att kunna tillgodose all elanvändning när behovet är som störst (topplasttimmar). I analysen beaktas därför vilka importmöjligheter som kan förväntas till Sverige.

### **Bedömningen i linje med rekommendation från den europeiska byrån för samarbete mellan energitillsynsmyndigheter (ACER)**

ACER beslutade i februari 2023 att inte godkänna den europeiska resurstillräcklighetsbedömningen (ERAA 2022) av flera skäl<sup>2</sup>. Svenska kraftnät har i sitt genomförande haft som mål att ta hänsyn till de önskade förändringarna.

En ändring är att använda en flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod med planeringsmodeller som omfattar Norden för varje analysår, och innehåller planerade nätförstärkningar. Det innebär att rekommendation om hur överföringskapacitet beräknas följs.

En annan förändring är att förutsättningar som beskriver sannolikheten för avveckling av produktionsanläggningar, eller byggande av nya produktionsanläggningar stämmer överens med risk för effektbrist och intäkter till producenter<sup>3</sup>. Detta görs genom att beakta Scenario-A<sup>4</sup> i den europeiska resurstillräcklighetsbedömningen (ERAA), och dessa förutsättningar har använts för angränsande länder till Norden och Baltikum. Det innebär att den här nationella bedömningen är mer i linje med rekommendationen. För Sverige och generellt för andra europeiska länder visade Scenario-B högre risk för effektbrist. Det är därför troligt att risken för effektbrist skulle bli högre om Scenario-B använts.

### **Skillnader mellan nationell och europeisk studie**

Den här nationella studien och den som ENTSO-E tog fram 2023 har liknande trender med generellt ökande risk för effektbrist fram till 2028 för att sedan minska till år 2035. Den nationella och den europeiska studien visar en risk för effektbrist som överskrider tillförlitlighetsnormen om en timme per år. Resultaten för 2025 stämmer väl överens vid jämförelse med samma utgångspunkter (Scenario-A i ERAA) för angränsande länder till Norden och Baltikum.

---

<sup>2</sup> ACER 2023.

<sup>3</sup> ACER's Reply to ERAA 2023.

<sup>4</sup> Den europeiska bedömningen presenterar resultat för Scenario-A och Scenario-B, som beskrivs i mer detalj i kapitel 3.1.2

I den här studien omfattas flera år i rad vilket innebär att effekter till följd av till exempel nätförstärkande investeringar påvisas mer i detalj och de kan avvika från de övergripande trenderna. Att den här nationella studien uppvisar mindre risk för effektbrist för 2028 beror till stor del på att den baseras på mer uppdaterad indata där elanvändningen förväntas öka i långsammare takt i jämförelse med de indata som användes av ENTSO-E och att överföringsförmågan ökar mellan SE2 och SE3.



# 1 Inledning

Svenska kraftnät publicerar årligen Kraftbalansen på den svenska elmarknaden<sup>5</sup> som behandlar effekttillräckligheten i Sverige under vintern som varit samt en prognos för den kommande vintern och på längre sikt. Trenden visar att marginalerna minskar och att Sveriges importberoende av el ökar. Även den senaste långsiktiga resurstillräcklighetsanalysen som ENTSO-E tar fram (ERAA 2023<sup>6</sup>) visar att Sverige på kort sikt överstiger den nuvarande beslutade<sup>7</sup> tillförlitlighetsnormen på en timme per år. Normen är en ekonomisk optimering som bygger på vad kunder är villiga att betala för att slippa elavbrott, i jämförelse med vad en ny resurs (till exempel gasturbiner eller efterfrågefleksibilitet) kostar för att minska risken för effektbrist. Normen är alltså inte ett driftsäkerhetsmål i sig.

För att komplettera gjorda bedömningar med ytterligare analyser utifrån specifika nationella förutsättningar i enlighet med den metodik som föreskrivs i artikel 24 i Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el (elmarknadsförordningen) beslutade regeringen den 14 september 2023 om att ge Svenska kraftnät i uppdrag att genomföra en nationell bedömning av svensk resurstillräcklighet. En nationell bedömning av resurstillräcklighet påvisar om det finns ett resurstillräcklighetsproblem, vilket utgör en grund för ett eventuellt införande av en kapacitetsmekanism. Det är inte ett underlag som ska användas för dimensionering av en eventuell strategisk reserv eller en kapacitetsmarknad.

## 1.1 Uppdragsbeskrivning

I uppdraget anges att Svenska kraftnät i den nationella bedömningen av svensk resurstillräcklighet:

- I möjligaste mån ska följa metoden i enlighet med artikel 24 i elmarknadsförordningen.
- Särskilt ska beakta utmärkande egenskaper i den svenska tillgången och efterfrågan på el och beskriva antaganden avseende detta.

---

<sup>5</sup> Enligt 3§ förordning (2007:1119) med instruktion för Affärsverket Svenska kraftnät ska affärsverket senast den 31 maj varje år i en särskild rapport till regeringen redovisa hur kraftbalansen under den senaste vintern har upprätthållits, en prognos för kraftbalansen under den kommande vintern, kraftbalansen på längre sikt, samt vilka informationsinsatser som har riktats till aktörerna på elmarknaden i fråga om kraftbalansen.

<sup>6</sup> ENTSO-E, European Resource Adequacy Assessment 2023.

<sup>7</sup> Regeringen 2022-11-17.

- Ska beakta tidigare utlåtanden från Acer<sup>8</sup> avseende genomförda resurstillräcklighetsanalyser.
- Ska beskriva i det fall den nationella bedömningen av resurstillräckligheten avviker från den europeiska och redovisa de bakomliggande orsakerna till detta.

## 1.2 Rapportens disposition

I kapitel 2 beskrivs metod och indata för de analyser som genomförs. Simuleringsresultat och analyser presenteras i kapitel 3 och i kapitel 4 redovisas slutsatser.

## 1.3 Begreppslista

Här följer förklaringar till begrepp som används i den här rapporten.

- > ACER: Den europeiska byrån för samarbete mellan energitillsynsmyndigheter.
- > Analysperioden: De fem år som analyseras i rapporten med en flödesbaserad kapacitetsberäkning, det vill säga år 2024–2028.
- > Analysår: Ett år som analyseras, till exempel år 2025. Varje analysår simuleras för 35 historiska väderår för att beakta hur olika väderutfall inverkar på produktion, elanvändning, priser flöden med mera. Analysår är skilt från väderår.
- > EENS: Expected Energy Not Served - förväntad energi ej levererad, antal GWh eller MWh per år som efterfrågas men inte kan levereras.
- > Elområde: Geografiskt område inom vilket marknadsaktörer kan handla el utan kapacitetstilldelning.
- > ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators for Electricity. En sammanslutning av de europeiska systemoperatörerna varav en är Svenska kraftnät.
- > Flödesbaserad kapacitetsberäkning: Kapacitetsberäkningsmetod som innebär att kapacitetsallokering till elmarknaden utgår från det fysiska flödet av el i elnäten och optimeras för högsta samhällsnytta för den europeiska elmarknaden som helhet.

---

<sup>8</sup> EU:s byrå för samarbete mellan energitillsynsmyndigheter.

- > HVDC: High Voltage Direct Current - högspänd likström
- > LOLE: Loss of Load Expectation – förväntad förlorad last där förbrukning i ett område inte kan tillgodos av import till området eller produktion inom området, antal timmar per år med risk för effektbrist.
- > Planerbar elproduktion: Med planerbar produktion menas vanligen produktion som kan regleras på ett enkelt och förutbestämt sätt. Kraftslag som vattenkraft, kärnkraft och värmekraft anses vara planerbar eftersom effekten kan styras. Kraftslag som sol- och vindkraft anses inte vara lika planerbara eftersom mängden effekt bestäms av de aktuella väderförhållandena.
- > Produktion: Den elenergi som en anläggning genererar över tid, mäts exempelvis i MWh eller TWh. Vi avser nettoproduktion i denna rapport, alltså den elenergi som matas ut på nätet från en produktionsanläggning (motsatsen, bruttoproduktion, är anläggningens produktion inklusive intern användning).
- > Landsförkortningar: DK (Danmark), DE (Tyskland), FI (Finland), GB (Storbritannien), LT (Litauen), EE (Estland), LV (Lettland), NO (Norge), PL (Polen), NL (Nederländerna) och SE (Sverige).
- > Norden: Med detta avses i denna rapport enbart Sverige, Norge, Danmark och Finland.
- > Snitt: Med snitt menas gränsen mellan två elområden. I Sverige finns tre snitt: snitt 1 (mellan elområde SE1 och SE2), snitt 2 (mellan elområde SE2 och SE3) och snitt 4 (mellan elområde SE3 och SE4).
- > Synkronområde: Ett område som sitter ihop i ett växelströmsnät och därför alltid har samma frekvens. Sverige, Norge, Finland och DK2 (östra Danmark) utgör det nordiska synkronområdet. Olika synkronområden kan bara kopplas samman med hjälp av likströmsförbindelser.
- > TSO (Transmission System Operator): det organ som har systemansvaret för transmissionsnätet. I Sverige är det Svenska kraftnät som är systemoperatör.
- > UMM: Urgent Market Messages. Aktörer är skyldiga att publicera avbrott, planerade arbeten, ändrad kapacitet och annan marknadspåverkande information<sup>9</sup>. De kan rapportera detta via tjänsten Nordic Unavailability Collection System (NUCS) eller på någon annan av de plattformar som finns

---

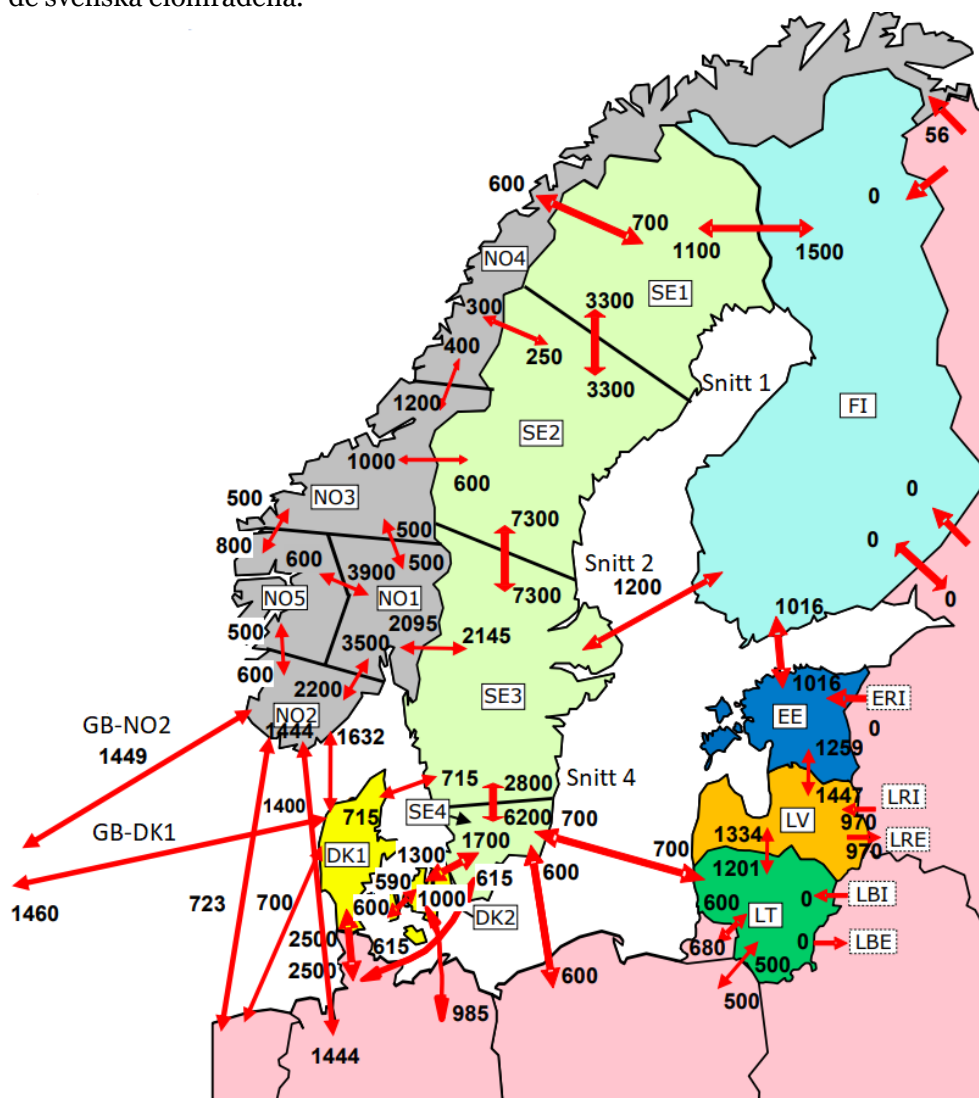
<sup>9</sup> Kommissionens förordning (EU) nr 543/2013 av den 14 juni 2013.

i Europa och som är kopplade till den så kallade Transparensplattformen som ENTSO-E tillhandahåller. Ett vanligt val bland aktörer i den nordiska marknaden är att nyttja marknadsplatsen Nord Pool, där information av detta slag kallas UMM.

- > Väderår: En samling av data (temperatur, vind, sol och tillrinning till vattenkraftsmagasin) för ett visst historiskt år. Väderåren 1982–2016 används i den här rapporten. Historiska tillrinningsserier för åren 1982–2016 är justerade för climateffekter.

## 1.4 Översigtskarta

Figur 1 visar en översigtskarta med svenska och omkringliggande elområden<sup>10</sup> med maximal handelskapacitet mellan elområdena (MW) och snitten mellan de svenska elområdena.



**Figur 1.** Elområden och maximal handelskapacitet (MW) januari 2024. Källa: ENTSO-E och Svenska kraftnät.

### 1.4.1 Tillgänglig handelskapacitet

Den maximala handelskapacitet som visas i Figur 1 motsvarar optimala flödessituationer i nätet mellan elområden. Tillgänglig kapacitet varierar med driftsituation och kan av olika skäl vara lägre, till exempel vid underhåll av nätet eller vid ofördelaktiga flödessituationer som överbelastar delar av nätet.

Vid beräkning och tilldelning av handelskapacitet med flödesbaserad kapacitetsberäkning finns det situationer då den maximala handelskapacitet som redovisas i Figur 1 kan överskridas, för mer information se avsnitt 2.1.1.1.

Sedan mars 2021 har de tillgängliga driftsäkra handelskapaciteterna för snitt 2 och 4 anpassats efter att flödet mellan elområdena fördelat sig på ett annat sätt än tidigare på grund av nya öst-västliga flöden genom Sverige. För att bättre utnyttja nätet och ge förutsättningar för ökad handel och lägre prisskillnader mellan elområdena SE3 till DK1 och NO1 infördes summaallokering den 31 mars 2022, ett exempel på lokalt införande av flödesbaserad kapacitetsberäkning. Under 2023 har Svenska kraftnät fortsatt att optimera transmissionsnätet för att beakta de öst-västliga flödena. I oktober 2024 införs flödesbaseradkapacitetsberäkning i Norden<sup>11</sup>.

## 2 Metod och indata

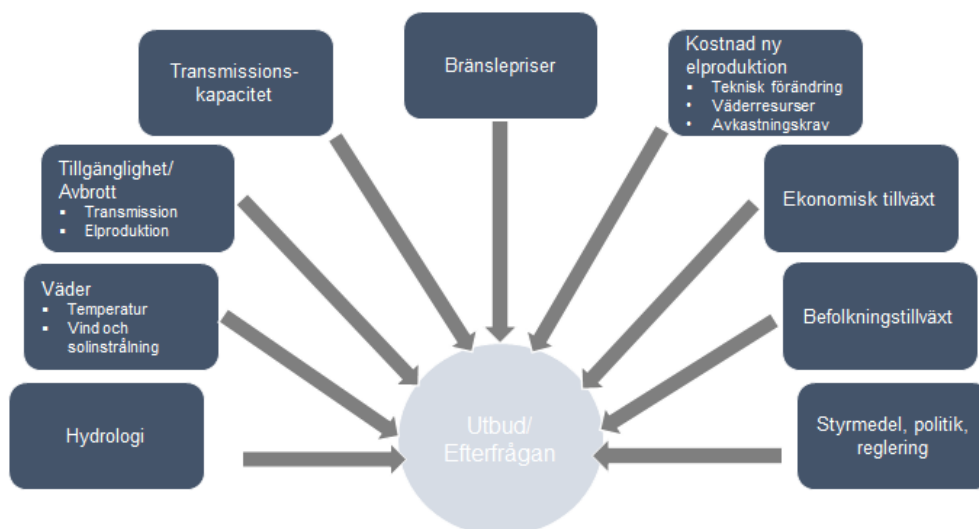
Analysen fokuserar på Norden eftersom vi tillsammans med de övriga nordiska länderna utgör det synkrona nordiska elsystemet.

I Figur 2 redovisas de fundamentala drivkrafterna för elpriserna via påverkan på utbud och efterfrågan. På kort till medellång sikt påverkas utbuds- och efterfrågesituationen primärt av hydrologi, väder, tillgänglighet och avbrott samt bränslepriser. De drivkrafter som redovisas i den högra delen av Figur 2 är generellt av mer långsiktig karaktär.

---

<sup>10</sup> ENTSO-E 2024.

<sup>11</sup> Nordic RCC 231107.



**Figur 2.** Drivkrafter för elpriserna via påverkan på utbud och efterfrågan. Källa. Svenska

Produktion och elanvändning påverkas i stor utsträckning av väderförhållanden. Nordens vattenkraftproduktion är till exempel starkt korrelerad till den hydrologiska situationen (nederbördsmängd och snösmältning). Hur blåsigt det är påverkar vindkraftsproduktionen medan solinstrålningen är av avgörande betydelse för elproduktionen från solceller. Från år till år kan vädersituationen uppvisa betydande skillnader och detta får större betydelse när andelen vind- och solkraftskapacitet ökar. Då en betydande del av uppvärmningsbehovet i Sverige, Norge och Finland sker med hjälp av el påverkas elanvändningen av temperaturen. I denna analys används därför historiska väderdata (tillrinning, vind, solinstrålning och temperatur) för åren 1982-2016 som ingångsvärden i modellerna. De historiska tillrinningsserierna är anpassade för ett klimat för 2030 vilket till exempel innebär en något tidigare vårflod. Vindserierna är anpassade för att efterlikna den teknikutveckling som innebär att modernare vindkraftverk kan tillgodogöra sig alltmer av energin i vinden.

## 2.1 Metod

För att ta fram pris, produktion, elanvändning samt flöden i Norden har kraftsystemet simulerats med 35 väderår. Elmarknadsmodellerna EMPS/Samnett används och resultat presenteras i kapitel 3. Resultaten erhålls genom att den totala systemkostnaden minimeras givet att restriktioner som till exempel överföringskapaciteter och tillgänglighet hos produktion. Resurstillräcklighetsanalyser omfattar 35 väderår som simulerats sju gånger. Det stora antalet år (245) behövs för att stokastiska otillgängligheter simuleras och att resultat inte ska kunna påverkas i allt för stor utsträckning av enskilda

tillfällen, I .*Bilaga 3: Konvergens av Monte Carlo simuleringar för resurstillräcklighet visas hur resultaten konvergerar för analysåren 2024–2028.*

För år 2035 används fyra olika scenarier från Svenska kraftnäts Långsiktig marknadsanalys 2024 (LMA 2024)<sup>12</sup>. Simuleringarna för 2035 har simulerats med leveranssäkerhetsmodulen i BID3. Genom att i BID3 simulera varje timme och jämföra tillgänglig produktionskapacitet och överföringskapacitet med förbrukningen utvärderas risken för effektbrist i varje elområde. De 35 väderåren har även i BID3 simulerats sju gånger med timupplösning.

Skillnaden i simuleringarna för 2024–2028 och för år 2035 är att för åren 2024–2028 har flödesbaserade kapacitetsberäkning använts i elmarknadssimuleringar, men för år 2035 har tillgänglig produktion och importkapacitet jämförts med förbrukningen i ett elområde.

### **2.1.1 Beräkning av överföringskapacitet**

Med nuvarande metod beräknas nettoöverföringskapacitet med NTC-metoden och varje TSO anger ett värde i MW för vilken driftsäker överföring som är möjlig mellan varje elområde. Därefter matchar marknadskopplingsalgoritmen, Euphemia, det med aktuella bud.

Svenska kraftnät arbetar i ett nordiskt projekt med syfte att införa en flödesbaserad kapacitetsberäkning (Flowbased) för att beräkna och allokera kapacitet för handel på elmarknaden. Syftet med övergången till flödesbaserad kapacitetsberäkning är bland annat för att elmarknaden ska ta hänsyn till de flaskhalsar som finns i kraftsystemet. Med en flödesbaserad metod får Euphemia en mängd data som anger förutsättningarna för säker överföring i form av olika flödesbaserade parametrar. Därefter utgår Euphemia från parametrarna för att hitta den mest optimala lösningen för handel inom angivna nätbegränsningar. Euphemia matchar bud på elmarknaden genom att prioritera de energitransaktioner som ger högst elmarknadsnytta. Vid tilldelning av kapacitet mellan två angränsande elområden, så konkurrerar alla bud på lika villkor om kapaciteten, alltså även bud i områden utanför dessa två elområden. Detta innebär ökad konkurrens på marknaden.

En övergripande beskrivning av de flödesbaserade parametrarna är att de anger en förenklad och linjäriserad beskrivning av hur en ändring av flöden i kraftsystemet belastar olika komponenter. Marknadskopplingen får tillgång till

---

<sup>12</sup> Svenska kraftnät, Långsiktig marknadsanalys 2024.



en mer detaljerad bild av de begränsningar som finns i kraftsystemet, och får därför möjlighet till mer optimala eller korrekta lösningar för handelsutfallet. Införandet av en flödesbaserad metod regleras i Kommissionens förordning (EU) 2015/1222 av den 24 juli 2015 – om fastställande av riktlinjer för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning (CACM<sup>13</sup>), och den nordiska metoden som godkänts av de nordiska tillsynsmyndigheterna beskrivs i en metodbeskrivning<sup>14</sup>.

#### **2.1.1.1 Svenska kraftnäts genomförande av en flödesbaserad kapacitetsberäkning i elmarknadssimuleringar**

I det här avsnittet beskrivs de delar som behövs för att genomföra elmarknadssimuleringar som innefattar en flödesbaserad metod och hur Svenska kraftnät genomfört dem:

##### **Nätmodell - en beskrivning av nätet**

Enligt metoden ska en gemensam nätmodell (common grid model, CGM) användas. I simuleringar för 2024–2028 har gemensamma nordiska planeringsmodeller för varje analysår använts<sup>15</sup>. Nätmodellerna inkluderar planerade nätförstärkningar och kända ändringar i produktion eller förbrukning. En nordisk planeringsmodell har en omfattning om ungefär 13 000 elektriska bussar<sup>16</sup>. Planeringsmodellen representerar ett intakt nät inom Sverige och Norden vilket är representativt vid effekttillräcklighetsbedömningar. Eftersom dessa situationer förväntas uppstå vintertid när inga avbrott planeras och nätet är i huvudsak intakt, dock beaktas inte oplanerade avbrott.

##### **Övervakade nätelement**

För att få fram de nätelement som ska övervakas har olika driftfall beaktats se *Bilaga 1: Avbrottstal och driftfall*. Ett driftfall är till exempel en situation med hög belastning i kraftsystemet, eller en situation med hög andel vindkraftsproduktion. Driftfallen skapas genom att ändra produktion, förbrukning och överföring på likströms förbindelser i planeringsmodellen. De nätelement som ska bevakas har en spänning på över 220 kilovolt och där belastningen överstiger 70 procent av dess maximala tillåten belastning ( $F_{max}$ ) i minst ett av de studerade driftfallen. Kriteriet om 70 procent gäller både före

---

<sup>13</sup> Kommissionens förordning (EU) 2015/ 1222 - av den 24 juli 2015.

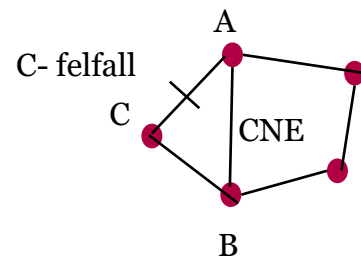
<sup>14</sup> Kommissionens förordning (EU) 2015/ 1222 - av den 24 juli 2015.

<sup>15</sup> De årsvisa planeringsnäten innehåller nätförstärkningar med avseende på Sverige och Norge, för Danmark och Finland motsvarar planeringsnätet nuläget. Eventuella interna nätförstärkningar i Finland och Danmark bedöms dock ha försumbar påverkan på analysen.

<sup>16</sup> En elektrisk Buss är en nod i elnätet där en eller flera ledningar ansluts till där även andra komponenter som exempelvis generatorer eller laster kan vara anslutna till.

eller efter ett simulerat fel på något annat nätelement. För varje nätelement beräknas olika gränser beroende på om gränsen gäller på ledningen i normaldrift, utan att ett fel simuleras (CNE), eller efter ett fel (Critical Network Element and Contingency, CNEC). Som en del av beskrivningen av en CNEC måste även andelen av flödet som ledningen har före ett simulerat fel beräknas och adderas till andra övervakade ledningar. I Figur 3 illustreras driftfall för att ta fram hur flödet fördelar sig på ledningar vid ett felfall.

- I exemplet är ledning A till B begränsande nätelement i normaldrift (CNE) och ledning A till C är felfallet (C)
- Flödesanalysen ger att vid fel A-C flyttar 30 procent av flödet till A-B
- Detta ger följande begränsning till marknadsmodellen  $\text{Flöde A-B} + 0.3 * \text{Flöde A-C} < F_{\max}(\text{A-B})$



**Figur 3.** Exempel på driftfall för att beräkna hur flödet fördelar sig efter felfall. Källa: Svenska kraftnät.

I beräkningarna har i vissa fall även simuleringar beaktat avhjälpande åtgärder som produktionsfrånkoppling (PFK). Svenska kraftnät har också vidareutvecklat modellen så att hänsyn tas till att tillåten maximalbelastningen ( $F_{\max}$ ) för de övervakade nätelementen varierar med temperatur eftersom tillåten belastning kan minska med 50 procent vid en temperaturökning på 20 °C. Historiskt uppmätta temperaturer för varje väderår från ungefär 70 olika mätpunkter i Sverige har inhämtats och varje ledning i planeringsmodellen har fått en angiven tillåten belastning vid olika temperaturer<sup>17</sup>. De temperaturkorrigerade gränserna beräknas som ett veckomedel för varje vecka för de 35 väderåren i simuleringarna. Som kapacitetsgränser efter ett simulerat fel på en annan ledning har ledningarnas så kallade reservdriftgräns använts. Det innebär oftast en belastning som ledningen klarar under 15 minuter vilket betyder att avhjälpande åtgärder krävs för att återställa överföringen till ledningens normaldriftgräns. Att aktivera en avhjälpande åtgärd efter ett fel innebär att resurser från reglerkraftmarknaden eller omläggningar i nätet behövs för att återställa flödet till en tillåten belastningsnivå. I studier som denna, som genomförs flera år i förväg är det inte möjligt att säkerställa att det kommer att finnas avhjälpande åtgärder för alla objekt där en överbelastning jämfört med normaldriftgränsen

<sup>17</sup> Baserat på att koordinater för ledningar har jämförts med mätpunkternas lokalisering.

tillåts. Därför innebär användning av reservdriftsgränsen för CNEC:ar ett optimistiskt antagande, som inkluderar avhjälpande åtgärder som inte med säkerhet kan aktiveras.

Eftersom det svenska transmissionsnätet är sammanlänkat med det norska nätet och interna norska begränsningar har markant påverkan på överföringen till Sverige har cirka 100 relevanta norska CNEC:ar inkluderats. De norska begränsningarna baseras på data som Statnett tillhandahållit. Inga interna nätbegränsningar i Danmark respektive Finland har beaktats.

### **Fördelningsfaktorerna för kraftöverföring**

Baserat på planeringsmodellen och CNEC-definitionerna beräknas hur en ändrad överföring mellan olika elområden påverkar belastningen på de övervakade nätelementen, fördelningsfaktorerna för kraftöverföring (Power Transfer Distribution Factor, PTDF). Förenklat är det en matris som beskriver hur en ändring av produktion med X MW i ett område leder till en ändrad belastning på ett nätelement med Y MW. Det finns nätelement där överföring mellan elområden har en relativ liten påverkan på nätelementets belastning och att belastningen i större utsträckning påverkas av ändringar inom ett elområde. För att dessa nätelement inte ska leda till oproportionerliga begränsningar av överföringskapacitet är det möjligt att i modellen ta bort begränsningar där det maximala PTDF-värdet underskrider en angiven gräns. För simuleringarna definierades gränsen som 5 procent, vilket är samma gräns som för närvarande används i den nordiska parallelldriften av flödesbaserade metoden för dagen före-marknaden.

### **Säkerhetsmarginaler:**

En säkerhetsmarginal som används i den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden är den så kallade Flow Reliability Margin (FRM). Den är till för att hantera avvikelser mellan de förväntade energiflödena vid tidpunkten för kapacitetsberäkning och de verkliga energiflödena (modellfel). I den pågående parallelldriften av den flödesbaserade metoden för dagenföre-marknaden används 5 procent som FRM<sup>18</sup>, vilket också användes i rapportens simuleringar.

### **Avhjälpande åtgärder**

När en flödesbaserad metod används för dagenföremarknaden ska också kända avhjälpande åtgärder beaktas för att kunna tilldela mer driftsäker kapacitet till elmarknaden. Det är dock svårt att fullt ut beakta alla kombinationer av avhjälpande åtgärder flera år i förväg. I simuleringarna för att beräkna

---

<sup>18</sup> Energinet, Svenska kraftnät, Fingrid och Statnett 2023.

priserna, som presenteras i kapitel 3.3, har därför den vanliga avhjälpande åtgärden beaktas. Det handlar framförallt om att anpassa topologin av seriekondensatorer på ledningar i snitt 2 efter rådande flödet (export från SE3 till NO1). Åtgärden är dock inte optimal vid flöden som är typiska vid höglasttimmar, varför simuleringarna i resurstillräcklighetsanalysen inte har med den avhjälpande åtgärden. Avhjälpande åtgärder i form av produktionsfrånkoppling beaktas i beräkningen genom andelen av flödet som ett nätelement har före ett simulerat fel som adderas till andra övervakade nätelement. Som nämnts tidigare innefattar resultaten också de avhjälpande åtgärder som behövs för att avlasta ledningar efter ett fel.

### **Flödesbaserad metod i marknadsmodellen (Samnett)**

I marknadsmodellen (SAMNETT) är flödesbaserad kapacitetstilldelning modellerad med hjälp av en iterativ metod där överlast kontrolleras på alla övervakade nätelement (CNEC:ar) med en DC-lastflödesberäkning<sup>19</sup> och där restriktioner enligt den flödesbaserade-metoden succesivt läggs till tills dess att inga överlast kvarstår. Denna metod säkerställer att de simulerade marknadsutfallen inte resulterar i fysiska överlast på de övervakade nätelementen.

#### **2.1.2 Bedömning av resurstillräcklighet**

##### **2.1.2.1 Beskrivning av resurstillräcklighetsanalys på Europeisk nivå**

På europeisk nivå genomförs årligen tillräcklighetsstudier inom den så kallade European Resource Adequacy Assessment (ERAA) av samarbetsorganisationen för europeiska TSOer, ENTSO-E. Syftet med ERAA är att ge intressenter och beslutsfattare underlag inför beslut om olika investeringar och policyåtgärder. European Resource Adequacy Assessment är också av central betydelse för medlemsstaternas möjligheter att inrätta eller behålla kapacitetsmekanismer reserver genom att resultaten i termer av LOLE (och EENS) kan användas som motiv om LOLE överstiger den nationellt framtagna tillförlitlighetsnormen.

Metoden för hur ERAA ska genomföras godkändes av ACER i oktober 2020. Den innehåller bland annat krav att använda en probabilistisk metod. Det pågår en metodutveckling för att följa den godkända metoden både inom Svenska kraftnät och hos ENTSO-E. Efter att ENTSO-E har genomfört

---

<sup>19</sup> En DC-lastflödesberäkning är en förenklad lastflödesberäkning som enbart beräknar flöden av aktiv effekt och inte reaktiv effekt och påverkan på spänning.

analyserna ska resultaten från ERAA godkännas av ACER. Beslut om senaste ERAA (ERAA 2023) ska tas innan den 15 mars 2024<sup>20</sup>.

Processen för ERAA följer tre huvudsakliga steg:

1. Datainsamling från de europeiska TSOerna avseende förbrukning, produktionsresurser, flexibilitet och överföringskapaciteter för de analysår som ERAA innefattar. Dessa data sammanställs av ENTSO-E och kvalitetsgranskas.
2. Analysera hur olika ekonomiska drivkrafter påverkar kapaciteter i olika länder genom en så kallad Economic Viability Assessment (EVA). Syftet är att bedöma den ekonomiska bärigheten för olika kapacitetsresurser som medverkar i en energy-only-marknad<sup>21</sup>. Den ekonomiska bärigheten för olika anläggningar bedöms genom en planeringsmodell för långa tidshorisonter, i vilken kapaciteter för olika resurser optimeras utifrån ett kostnadsminimeringsperspektiv för hela systemet. Resultaten från EVA utgör därmed information om huruvida olika resurser, per elområde och analysår, kommer att tas ur drift, sättas i malpåse (eller tas ur malpåse), investeras i eller livstidsför längas.
3. Tillräcklighetsanalyser genomförs genom att simulera det europeiska systemet på timbasis givet de resurser som EVA har resulterat i. Simuleringarna är stokastiska för att representera olika avbrott hos produktionsresurser och överföringsmöjligheter. Vidare görs analysen med hjälp av ett antal väderår för att täcka upp varierande väderförutsättningar. Resultaten från tillräcklighetsanalyserna sammanfattas med storheterna LOLE och EENS på elområdesnivå.

Det bör noteras att metoden och modellerna som ERAA innefattar är komplexa och omfattande. Det är 37 länder som omfattas och är uppdelade i 56 zoner. Samtliga medlemsländer är inkluderade, och dessutom länder utanför EU som är sammankopplade med EU-länder. Modelleringen av länderna utanför EU är dock förenklade för att simulering och datahantering ska förbli hanterbar. Trots att dessa förenklingsåtgärder införts utgör den sammantagna modellen på europeisk nivå en stor samling komplexa samband. Metoderna och modellerna är fortfarande under utveckling. Mer information om de senaste resultaten från ERAA 2023 anges i avsnitt 3.1.2.

---

<sup>20</sup> ACER 2023.

<sup>21</sup> Resurser som omfattas av en kapacitetsmekanism är undantagna från EVA under den tid som de omfattas av kapacitetsmekanismen.

#### 2.1.2.2 Kravbilden på en nationell bedömning av resurstillräckligheten

Kravbilderna för att genomföra en nationell bedömning av resurstillräckligheten beskrivs i artikel 24 i elmarknadsförordningen<sup>22</sup> och tillhörande metodbeskrivningar. Det finns också hänvisningar till Artikel 23 och i den metodbeskrivningen som ACER godkänt enligt Artikel 23 (7) av elmarknadsförordningen.

I *Bilaga 2* redogörs en sammanfattning av de krav som ställs för att genomföra en nationell bedömning av resurstillräckligheten, en kort redovisning om hur Svenska kraftnät genomfört kravet och en bedömning av uppfyllelsegrad.

En utmaning, där utvecklingsbehov finns hos Svenska kraftnät är att genomföra steget ”Economic Viability Assessment” (EVA). För att beakta detta har en databas som inkluderar EVA-resultat i linje med Scenario A av ERAA2023 använts för att simulera priset på de angränsande länderna till Norden och Baltikum.

Krav som är svåra att efterleva är scenarierna som efterfrågas enligt artikel 23(b), 23 (c) och 23 (f) av elmarknadsförordningen. För att uppfylla artiklarna behövs flera scenarier och varianter som omfattar information från andra länder. Simuleringarna är tidskrävande och varje scenario ökar antal simuleringar som måste göras markant. I detta avseende är Svenska kraftnät också beroende av de scenarier som ENTSO-E tar fram. Till exempel är det svårt för Svenska kraftnät att inkludera sammanhängande varianter på EU nivå utöver scenarion som är med i ERAA. I nästa avsnitt beskrivs vägval kring viktiga aspekter kopplat till bedömning om resurstillräcklighet.

#### 2.1.2.3 Viktiga aspekter kopplat till bedömning om resurstillräcklighet

För att inom regeringsuppdraget göra en nationell bedömning av resurstillräcklighet har Svenska kraftnät behövt förenkla eller anta följande:

**”Economic Viability Assessment”** - *Bedömning av sannolikheten för avställning, driftinställelse, byggande av nya produktionsanläggningar.* Jämfört med ERAA 2023 har Svenska kraftnät uppdaterat information för Sverige och Norden eftersom de indata som ERAA 2023 baseras på har uppdaterats efter datainlämningen genomfördes, se avsnitt 2.2.1. Förändringar är positiva för effekttillräckligheten då de innebär lägre LOLE värden än vad ERAA 2023 resulterar i.

---

<sup>22</sup> Europaparlamentets och rådets (EU) förordning av den 5 juni 2019.

I Tabell 1 presenteras resultat av EVA för Norden enligt ERAA 2023<sup>23</sup>. Om dessa antaganden använts hade jämförbarheten med ENTSO-E resultat ökat, dock noterades att EVA-resultaten hade ett mycket begränsad utfall när det gäller Norden. För Sverige noterades ingen påverkan fram till 2030 och ändringarna i våra grannländer var begränsade.

	2025	2028	2030	2033
Sverige- Scenario A	0	0	0	-100
Scenario B	0	0	0	-100
Själland - Scenario A	-40	260	260	260
Scenario B	-120	190	190	190
Jylland - Scenario A	-510	80	390	400
Scenario B	-960	50	180	250
Finland - Scenario A	-120	120	120	-1700
Scenario B	-180	120	120	-1460
Norge (Inga uppgifter redovisas)		-	-	-
<b>Totalt - Scenario A</b>	<b>-670</b>	<b>460</b>	<b>770</b>	<b>-1140</b>
<b>Scenario B</b>	<b>-1260</b>	<b>360</b>	<b>490</b>	<b>-1120</b>

**Tabell 1.** Nettopåverkan i MW för installerad kapacitet till följd av att använda andra förutsättningar för att bedöma sannolikheten för avställning, driftinställelse, byggande av nya produktionsanläggningar (EVA-Economic Viability Assesment) för Norden i jämförelse med den europeisk tillräcklighetsstudie. Källa: ENTSO-E.

Därtill inhämtades data för ERAA 2023 första halvan av 2023 och är därför i stort baserat på Svenska kraftnäts Kortsiktig marknadsanalys 2022 (KMA 2022)<sup>24</sup>. I den här studien har indata uppdaterats för Sverige, övriga Norden och Baltikum. Elanvändningen har samma trend som i KMA 2022 men uppgår till 167 TWh år 2027 vilket är lägre än för motsvarande år i KMA 2022 då elanvändningen uppgick till 188 TWh. För Sverige har antaganden för volymerna efterfrågefleksibilitet uppdaterats i regeringsuppdrag *Att främja ett mer flexibelt elsystem*<sup>25</sup>, i Deluppdrag 5<sup>26</sup>, se avsnitt 2.2.3. Sammantaget innebär det att förändringarna bidrar mer positivt till resurstillräckligheten i jämförelse med nettopåverkan i Tabell 1.

<sup>23</sup> ENTSO-E, European Resource Adequacy Assessment 2023, Annex 3: Detailed Results.

<sup>24</sup> Svenska kraftnät, Kortsiktig marknadsanalys 2022.

<sup>25</sup> Regeringsbeslut II 1, 2022.

<sup>26</sup> Energimarknadsinspektionen, Främjande av ett mer flexibelt elsystem 2023 – Deluppdrag 5.

Att Öresundskraftverket åter tas i bruk bedöms också påverka resurstillräckligheten positivt, se avsnitt 2.2.1.1.

### **Val av analysår**

Perioden 2024–2028 och år 2035 har valts som lämpliga för mer ingående studier. Detta bygger på Svenska kraftnäts befintliga processer för att skapa analyser för Kortsiktig Marknadsanalys (KMA) som innefattar de kommande fem åren. För år 2035 har fyra olika scenarier från Långsiktig marknadsanalys 2024 (LMA 2024) använts. För att behandla samma år som använts av ENTSO-E i ERAA 2023 hade även 2030 och 2033 behövts analyseras. På grund av de förändrade förutsättningarna och avsaknad av uppdaterad indata har inga analyser för dessa år genomförts.

### **Hantering av länder utanför Norden**

Eftersom inte alla länder i Europa hanteras explicit i modellen, och tidigare analyser visar på att importmöjligheter till Sverige är viktigt vid effekttoppar i Sverige, blir det angeläget att hanteringen av länder utanför Norden och Baltikum beskriver förutsättningar utifrån ett resurstillräcklighetsperspektiv. Prisnivån i Nordens grannländer baseras på forwardpriser, se avsnitt 2.2.6. Sålunda blir handeln i simuleringarna ett resultat av de exogena prisnivåerna utanför Norden (forwardpriser), transmissionskapaciteter samt de endogena priserna i de nordiska elområdena. Vid bristsituationer i Sverige stiger elpriset i södra Sverige och visar på importbehov från sammankopplande länder. Dock är det osäkert om dessa länder verkligen skulle ha ett överskott att exportera. För att hantera denna osäkerhet justeras import från dessa länder så att det inte tillåts med samma frekvens som LOLE värdet för dessa länder enligt scenario A i ERAA 2023<sup>27</sup>. Till exempel tillåts ingen import från Tyskland under 2,16 timmar för analysåret 2025. Detta fördelas till de timmar då högst elpris beräknas för Tyskland.

### **Studerade känsligheter**

I uppdraget har två känsligheter studerats i mer detalj. Kärnkraften och vattenkraften är två viktiga delar i det svenska kraftsystemet som är avgörande för effektillräckligheten. För att studera hur en ändring av tillgängligheten av ett kärnkraftverk påverkar beräkningarna har Oskarshamn 3 i SE3 definierats som otillgängligt för analysåren 2024–2028. Utöver det har inverkan av att enbart beakta väderår som bedöms som torrår analyserats (1982,1994, 1996, 2003).

---

<sup>27</sup> ENTSOE-E, European Resource Adequacy Assessment 2023, Annex 3: Detailed Results.



### 2.1.3 Behov av metodutveckling

Svenska kraftnät har genomfört förändringar i beräkningarna för resurstillräcklighet. Det innebär huvudsakligen att probabilistiska studier inkluderar fullständiga elmarknadssimuleringar (economic dispatch) och att överföringskapaciteter beräknas med en flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod. Utvecklingen behövs för att genomföra resurstillräcklighetsanalyser som uppfyller krav i elmarknadsförordningen. Svenska kraftnät bedömer att dessa kompletteringar till metodiken möjliggör mer ingående studier av tillräcklighetsproblem. Det finns ytterligare behov av utveckling:

- Resurstillräcklighet analyseras med en nätmodell per analysår. Det innebär att grundresultaten beräknas med ett intakt nät som är representativt för vintern. I tidigare tillräcklighetsanalyser, som till exempel i Kraftbalansrapporten 2023, utgår nätkapaciteter från nettoöverföringskapacitet (NTC) baserat på historiska variationer under året. För att hantera hur nätkapacitet varierar över året behövs den flödesbaserade metoden utvecklas för att beakta detta.
- Svenska kraftnät har inte genomfört en egen ekonomisk bedömning av sannolikheten för avställning, driftsinställelse, byggande av nya produktionsanläggningar (EVA).
- I nuvarande modelleringen av kondenskraftvärme i EMPS/Samnett överskattas den tillgängliga effekten under vintermånaderna när värmebehovet och effektbehovet är som störst. Påverkan av detta fel varierar mellan 470 MW för 2024 till 390 MW för 2028. Detta innebär, allt annat lika, att den nuvarande metoden underskattar sannolikheten för effektbrist. En förbättrad metod för hur kondenskraftvärme ska modelleras är under utveckling.
- Ett fortsatt nordiskt samarbete behövs för att skapa gemensamma nordiska modeller, med tillhörande CNEC definitioner, tio år framåt i tiden.
- Vidareutveckling av elmarknadsmodellen BID3 behövs för att simuleringar också ska kunna omfatta flera länder utanför Norden. Till exempel behöver Svenska kraftnäts hantering av BID3 modellen utvecklas för att genomföra en flödesbaserad kapacitetsberäkning.

## 2.2 Indata

I det här avsnittet beskrivs indata för analysperioden 2024–2028. I avsnitt 2.2.7 redovisas indata för år 2035.

### 2.2.1 Produktionskapacitet

Den installerade effekten per land uppdelat på olika kraftslag för 2024–2028 (exklusive kraftverk som utgör effekt- eller störningsreserv) redovisas i Tabell 2–Tabell 12.

För den **termiska kapaciteten** i Sverige bygger antagandena till stor del på Svenska Bioenergiföreningens (Svebio) årliga kartläggning<sup>28</sup> medan antaganden för resterande länder primärt baseras på information från grannländernas systemoperatörer (delvis genom data lämnad till den europeiska databasen PEMMDB 3.0) samt publicerade marknadsmeddelanden.

För **kärnkraft** har datum för planerad avveckling, idrifttagning och revision av reaktorer i modelleringen baserats på marknadsmeddelanden fram till och med år 2026 utifrån publicerad information hämtad i juni 2023.

**Vattenkraftskapaciteten** antas i princip vara konstant under analysperioden och bygger på statistik från Energiföretagen och från grannländernas systemoperatörer. På grund av ett antal faktorer, exempelvis fallhöjdsförluster, avställningar, tappningsrestriktioner och vattendomar antas dock inte mer än cirka 13 400 MW vara tillgängligt vid någon tidpunkt i Sverige. I modellen används historiska tillrinningsserier för åren 1982–2016 justerade för klimateffekter. Justeringen för klimateffekter innebär att modellerad vattenkraftproduktion blir något större under hösten och vintern på grund av högre tillrinning, samt att den modellerade vårfloden kommer något tidigare jämfört med hur det har sett ut historiskt.

Utvecklingen av den **förnybara kapaciteten** för våra grannländer bygger på information från deras systemoperatörer. Utbyggnaden för landbaserad vindkraft i Sverige fram till 2025 baseras på uppgifter från Svensk Vindenergi. För perioden därefter baseras antagandena på en linjär interpolation mellan tidigare nämnda siffror för 2025 samt Energimyndighetens scenarier över Sveriges energisystem 2023 (Högre elektrifiering) för år 2030<sup>29</sup>. Ingen ny havsbaserad vind har antagits komma in under perioden 2024–2028. För solceller har Energimyndighetens kortsiktsprognos från sommaren 2023 använts fram till 2025. För de resterande åren har Svenska kraftnät gjort en egen bedömning.

---

<sup>28</sup> Svenska Bioenergiföreningen 2023.

<sup>29</sup> Energimyndigheten, Scenarier över Sveriges energisystem 2023 – Med fokus på elektrifieringen 2050.

### 2.2.1.1 Sverige

Den svenska elproduktionen domineras av vattenkraft, kärnkraft samt landbaserad vindkraft. Under analysperioden bedöms nyinvesteringar främst ske i landbaserad vind samt solkraft. Övriga kraftslag bedöms i princip vara konstanta förutom kondenskraft som ökar. Det sistnämnda handlar om att Öresundskraftverket ska återställas i enlighet med ett elberedskapsbeslut föra att säkerställa ö-driftförmåga i Malmö. Detta kommer att stärka effektbalansen i elområde fyra.

<b>Teknologi</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>
Vattenkraft	16 302	16 302	16 302	16 302	16 302
Landbaserad vind	17 296	17 778	18 999	20 220	21 442
Havsbaserad vind	192	192	192	192	192
Solkraft	4 216	5 692	6 874	8 055	9 237
Kärnkraft	6 961	6 961	6 961	6 961	6 961
Kraftvärme och kondenskraftvärme	4 379	4 418	4 418	4 418	4 408
Kondens	100	540	540	540	540
Gasturbiner	194	194	194	194	194
<b>Totalt</b>	<b>49 641</b>	<b>52 077</b>	<b>54 480</b>	<b>56 883</b>	<b>59 276</b>

**Tabell 2.** Installerad kapacitet i MW i Sverige 2024-2028. Källa: Energiföretagen, Energimyndigheten, Svebio, Svensk Vindenergi samt Svenska kraftnät.

I Tabell 3–Tabell 6 redovisas den installerade kapaciteten per elområde i Sverige.

<b>Teknologi</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>
Vattenkraft	5 281	5 281	5 281	5 281	5 281
Landbaserad vind	3 143	3 348	3 593	3 838	4 083
Havsbaserad vind	0	0	0	0	0
Solkraft	33	45	55	65	76
Kärnkraft	0	0	0	0	0
Kraftvärme och kondenskraftvärme	291	291	291	291	291
Kondens	0	0	0	0	0
Gasturbiner	0	0	0	0	0
<b>Totalt</b>	<b>8 748</b>	<b>8 965</b>	<b>9 220</b>	<b>9 475</b>	<b>9 730</b>

**Tabell 3.** Installerad kapacitet i MW i SE1 2024-2028. Källa: Energiföretagen, Energimyndigheten, Svebio, Svensk Vindenergi samt Svenska kraftnät.

<b>Teknologi</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>
Vattenkraft	8 079	8 079	8 079	8 079	8 079
Landbaserad vind	7 340	7 617	8 146	8 675	9 204
Havsbaserad vind	0	0	0	0	0
Solkraft	243	333	430	527	624
Kärnkraft	0	0	0	0	0
Kraftvärme och kondenskraftvärme	726	765	765	765	765
Kondens	0	0	0	0	0
Gasturbiner	0	0	0	0	0
<b>Totalt</b>	<b>16 388</b>	<b>16 794</b>	<b>17 420</b>	<b>18 046</b>	<b>18 673</b>

**Tabell 4.** Installerad kapacitet i MW i SE2 2024-2028. Källa: Energiföretagen, Energimyndigheten, Svebio, Svensk Vindenergi samt Svenska kraftnät.

<b>Teknologi</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>
Vattenkraft	2 595	2 595	2 595	2 595	2 595
Landbaserad vind	4 622	4 622	4 927	5 233	5 538
Havsbaserad vind	30	30	30	30	30
Solkraft	2 707	3 645	4 347	5 049	5 751
Kärnkraft	6 961	6 961	6 961	6 961	6 961
Kraftvärme och kondenskraftvärme	2 619	2 619	2 619	2 619	2 619
Kondens	0	0	0	0	0
Gasturbiner	194	194	194	194	194
<b>Totalt</b>	<b>19 728</b>	<b>20 666</b>	<b>21 673</b>	<b>22 680</b>	<b>23 687</b>

**Tabell 5.** Installerad kapacitet i MW i SE3 2024-2028. Källa: Energiföretagen, Energimyndigheten, Svebio, Svensk Vindenergi samt Svenska kraftnät.

<b>Teknologi</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>
Vattenkraft	347	347	347	347	347
Landbaserad vind	2 191	2 191	2 333	2 475	2 617
Havsbaserad vind	162	162	162	162	162
Solkraft	1 233	1 669	2 042	2 414	2 786
Kärnkraft	0	0	0	0	0
Kraftvärme och kondenskraftvärme	743	743	743	743	734
Kondens	100	540	540	540	540
Gasturbiner	0	0	0	0	0
<b>Totalt</b>	<b>4 776</b>	<b>5 653</b>	<b>6 167</b>	<b>6 681</b>	<b>7 186</b>

**Tabell 6.** Installerad kapacitet i MW i SE4 2024-2028. Källa: Energiföretagen, Energimyndigheten, Svebio, Svensk Vindenergi samt Svenska kraftnät.

I Tabell 7 redovisas den antagna installerade kapaciteten per kärnkraftsreaktor i Sverige. För Forsmark 1 har det antagits att sista delen av effekthöjningen sker under 2024.

	2024	2025	2026	2027	2028
Forsmark 1	1064	1064	1064	1064	1064
Forsmark 2	1121	1121	1121	1121	1121
Forsmark 3	1172	1172	1172	1172	1172
Oskarshamn 3	1400	1400	1400	1400	1400
Ringhals 3	1074	1074	1074	1074	1074
Ringhals 4	1130	1130	1130	1130	1130
<b>Totalt</b>	<b>6 961</b>	<b>6 961</b>	<b>6 961</b>	<b>6 961</b>	<b>6 961</b>

**Tabell 7.** Installerad kapacitet i MW per reaktor i Sverige 2024-2028. Källa: Forsmarks kraftgrupp AB, Ringhals AB samt OKG AB.

#### 2.2.1.2 Norge

Vattenkraft utgör det dominerande kraftslaget i Norge. Sett över analysperioden väntas nyinvesteringar främst ske i solkraft, havs- och landbaserad vind. Ur ett energimässigt perspektiv sker ökningen primärt i havsbaserad vind

Vattenkraft utgör det dominerande kraftslaget i Norge. Sett över analysperioden väntas nyinvesteringar främst ske i solkraft, havs- och landbaserad vind. Ur ett energimässigt perspektiv sker ökningen primärt i havsbaserad vind.

<b>Teknologi</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>
Vattenkraft	38 148	38 096	38 110	38 123	38 137
Landbaserad vind	4 820	4 968	5 184	5 400	5 616
Havsbaserad vind	2	2	362	721	1 080
Solkraft	736	1 185	1 834	2 483	3 132
Kärnkraft	0	0	0	0	0
Kraftvärme och kondenskraftvärme	282	282	282	282	282
Kondens	6	6	6	6	6
Gasturbiner	0	0	0	0	0
<b>Totalt</b>	<b>43 994</b>	<b>44 539</b>	<b>45 777</b>	<b>47 015</b>	<b>48 253</b>

**Tabell 8.** Installerad kapacitet i MW i Norge 2024-2028. Källa: Statnett och NVE.

### 2.2.1.3 Finland

Kärnkraft och kraftvärme inklusive kondenskraftvärme utgör de viktigaste kraftslagen i Finland i dagsläget. Under analysperioden antas dock en stark ökning av landbaserad vind vilket kommer att utgöra ett betydande inslag i slutet av analysperioden. Även solkraft kommer att öka. Att det sker en minskning av kondenskraft beror på att en stor termisk anläggning antas sluta producera på dagen före-marknaden och istället reserveras för att hantera nödsituationer<sup>30</sup>.

<sup>30</sup> ENTSO-E, European Resource Adequacy Assessment 2023 – Annex 4: Country Comments.

<b>Teknologi</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>
Vattenkraft	2 570	2 570	2 570	2 570	2 570
Landbaserad vind	9 000	10 800	14 585	18 369	22 154
Havsbaserad vind	0	0	0	0	0
Solkraft	2 308	3 532	5 347	7 162	8 978
Kärnkraft	4 394	4 394	4 394	4 394	4 394
Kraftvärme och kondenskraftvärme	6 039	5 964	5 905	5 905	5 905
Kondens	627	62	62	62	62
Gasturbiner	116	116	116	71	71
<b>Totalt</b>	<b>25 054</b>	<b>27 438</b>	<b>32 979</b>	<b>38 534</b>	<b>44 134</b>

**Tabell 9.** Installerad kapacitet i MW Finland 2024-2028. Källa: Fingrid.

I Tabell 10 redovisas den antagna installerade kapaciteten per kärnkraftsreaktor i Finland. Olkiluoto 3 togs i kommersiell drift i april 2023.

	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>
Loovisa 1	507	507	507	507	507
Loovisa 2	507	507	507	507	507
Olkiluoto 1	890	890	890	890	890
Olkiluoto 2	890	890	890	890	890
Olkiluoto 3	1600	1600	1600	1600	1600
<b>Totalt</b>	<b>4 394</b>	<b>4 394</b>	<b>4 394</b>	<b>4 394</b>	<b>4 394</b>

**Tabell 10.** Installerad kapacitet i MW per reaktor i Finland. Källa: Fingrid.

#### 2.2.1.4 Danmark

I Danmark är det primärt solkraft samt havsbaserad vind som ökar under analysperioden. Ett antal större termiska verk planeras att läggas ned på mellanlång- och lång sikt. Detta kan ses i Tabell 11 där kraftvärme och kondenskraftvärme minskar med ca 900 MW mellan 2024 och 2028. Fjärrvärmebehovet förväntas täckas av värmepumpar samt i mindre grad av renodlade värmepannor.



<b>Teknologi</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>
Vattenkraft	0	0	0	0	0
Landbaserad vind	5 157	5 574	5 993	6 412	6 831
Havsbaserad vind	2 655	2 655	3 221	3 787	4 352
Solkraft	6 651	9 402	13 292	17 181	21 071
Kärnkraft	0	0	0	0	0
Kraftvärme och kondenskraftvärme	4 935	4 078	4 024	4 024	3 998
Kondens	632	632	632	632	562
Gasturbiner	50	50	50	50	50
<b>Totalt</b>	<b>20 080</b>	<b>22 391</b>	<b>27 211</b>	<b>32 085</b>	<b>36 863</b>

**Tabell 11.** Installerad kapacitet i MW i Danmark 2024-2028. Källa: Analysförutsättningar 2023 av Energistyrelsen/Energinett, PEMMDB 3.0.

#### 2.2.1.5 Baltikum

De baltiska ländernas kraftsystem karaktäriseras i dagsläget av ett stort inslag av termisk kraft. Under analysperioden antas dock detta förändras i viss mån i och med att landbaserad vind, solkraft samt havsbaserad vind ökar samtidigt som termisk kapacitet i form av kraftvärme och kondenskraft avvecklas.

<b>Teknologi</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>
Vattenkraft	130	130	130	130	130
Landbaserad vind	3 170	4 375	4 699	5 023	5 347
Havsbaserad vind	0	0	0	0	857
Solkraft	4 614	4 907	5 131	5 355	5 579
Kärnkraft	0	0	0	0	0
Kraftvärme och kondenskraftvärme	1 912	1 912	1 912	1 764	1 764
Kondens	2 253	2 253	2 253	1 754	1 562
Gasturbiner	250	250	250	250	250
<b>Totalt</b>	<b>12 328</b>	<b>13 827</b>	<b>14 375</b>	<b>14 275</b>	<b>15 488</b>

**Tabell 12.** Installerad kapacitet i MW i Baltikum 2024-2028. Källa: Elering, AST och Litgrid.

#### 2.2.1.6 Norden

Under analysperioden stiger den sammanlagda nordiska elproduktionskapaciteten från 139 GW till nästan 189 GW, se Tabell 13. Detta drivs primärt av nyinvesteringar i landbaserad vind och solkraft samt, i mindre utsträckning, av ny havsbaserad vind.

Teknologi	2024	2025	2026	2027	2028
Vattenkraft	57 020	56 970	56 990	57 000	57 010
Landbaserad vind	36 280	39 120	44 770	50 410	56 050
Havsbaserad vind	2 850	2850	3 780	4 710	5 630
Solkraft	13 920	19 820	27 350	34 890	42 420
Kärnkraft	11 360	11 360	11 360	11 360	11 360
Kraftvärme och kondenskraftvärme	15 640	14 750	14 630	14 630	14 600
Kondens	1 370	1 250	1 250	1 250	1 180
Gasturbiner	360	360	360	320	320
Totalt	138 770	146 450	160 450	174 520	188 530

**Tabell 13.** Installerad kapacitet i MW i Norden. Källa: Energiföretagen, Energimyndigheten, Svebio, Svensk Vindenergi, Svenska kraftnät samt de nordiska TSO:erna.

### 2.2.1.7 Effekt och störningsreserven

Den svenska effektreserven finns att tillgå för Svenska kraftnät mellan 16 november och 15 mars. Effektreserven upphandlas av Svenska kraftnät och består fram till vintern 2024/2025 av 562 MW elproduktion från Karlshamn 2 och 3. En förenkling i modellen är att hela Karlshamn 2 och 3 är tillgänglig som effektreserv trots att enbart 562 MW av totalt cirka 660 MW ingår. Från vintern 2022/2023 är effektreserven endast tillgänglig för aktivering för balansskäl i drifttimmen då andra balanseringsresurser är uttömda<sup>31</sup>. Effektreserven är därför inte tillgänglig i grundsimuleringen, men modelleras i effekttillräkklighetsanalyserna. Från 2025 antas ingen kapacitet för Karlshamnsverket i modellerna. Detta är ett antagande som bygger på att det i dag inte finns ett avtal för effektreserven efter 2025.

Utöver effektreserven finns även den så kallade störningsreserven<sup>32</sup> som snabbt aktiveras vid fel. I Sverige handlas den upp till volymen för att täcka det största möjliga felfallet, det vill säga bortkoppling av kärnkraftreaktorn Oskarshamn 3

<sup>31</sup> [Förändringar gällande aktivering av effektreserven | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#).

<sup>32</sup> Den består främst av gasturbiner, men även dieselgeneratorer, vattenkraft, förbrukningsreduktion och kraftvärme.

(cirka 1 400 MW). Störningsreserven består i dag främst av gasturbiner. Under 2022 upphandlades ytterligare cirka 300 MW störningsreserv, bestående av både produktion och förbrukningsfrånkoppling. Störningsreserven modelleras inte i denna analys då kapaciteten inte är tillgänglig för marknaden eller hantering av effektbristsituationer.

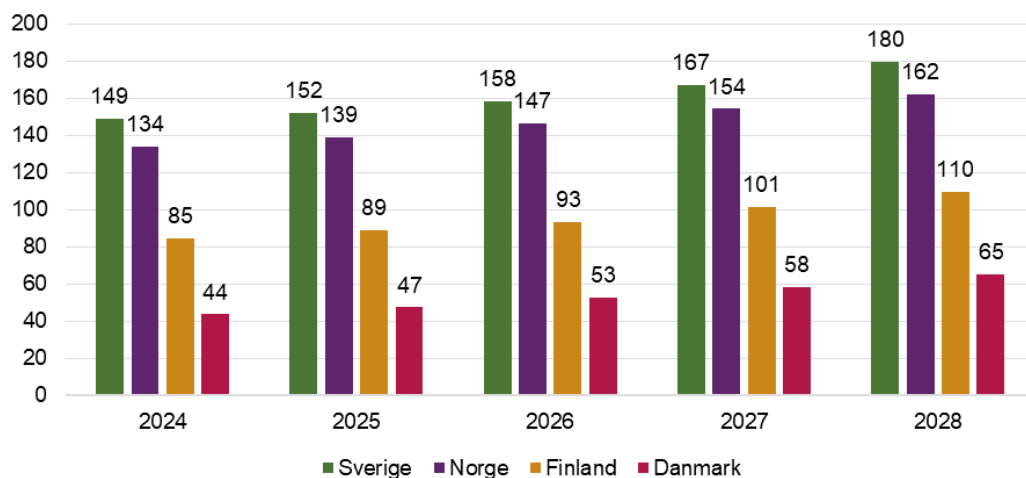
## **2.2.2 Elanvändning och efterfrågeflexibilitet**

### **2.2.2.1 Elanvändning**

Elanvändningen i de nordiska länderna förväntas öka under analysperioden, se Figur 4. Prognosen för den svenska elanvändningen bygger till stor del på Energimyndighetens kortsiktsprognos fram till och med 2026<sup>33</sup> med tillägg för inkomna ansökningar till Svenska kraftnät. Antalet ansökningar för mycket stora effektuttagsökningar som inkommit till Svenska kraftnät har ökat under de senaste åren. Det handlar huvudsakligen om industrietableringar. Utifrån uppskattningar baserade på ledtider för nätutveckling och ansökningar om effektuttagsökningar som inkommit till Svenska kraftnät kommer den svenska elanvändningen öka kraftigt, speciellt under den senare delen av analysperioden. Den tillkommande elanvändningen delas in i sektorer och tilldelas profiler för att till exempel ta hänsyn till hur elanvändningen sprids över året. Detta då tillkommande förbrukning i huvudsak är industriell och inte har samma dygnsprofil eller temperaturberoende som övrig förbrukning. Den utveckling som sker av nya industrier går snabbt. Industrierna har ambitiösa tidsplaner och Svenska kraftnät agerar för att möta dessa. Erfarenheter från stora investeringsprojekt visar dock att osäkerheter kan senarelägga tidplaner vilket i så fall kan medföra att den ökade elanvändningen förskjuts i tiden. Elanvändningen för övriga länder har uppskattats med data från respektive systemoperatör. De främsta drivkrafterna bakom utvecklingen är elektrifiering inom industrin samt av transportsektorn.

---

<sup>33</sup> Energimyndigheten, Kortsiktsprognos sommar 2023.



**Figur 4.** Antagen elanvändning i de nordiska länderna 2024-2028, TWh inklusive förluster  
Källa: Energimyndigheten och de nordiska TSO:erna.

I jämförelse med antagen utveckling i kortsiktig marknadsanalys 2022 är den svenska elanvändningen på en lägre nivå, Tabell 14. Det förklaras huvudsakligen av senareläggningar i industrietableringar vilka bedöms komma till stånd några år senare istället. Att elanvändningen i Norge minskar i jämförelse med KMA 2022 speciellt under de första åren, beror primärt på en nedgång inom allmän förbrukning (Bostäder och service). Detta kompenseras inte fullt ut i den senare perioden av en relativt sett större elanvändning inom industrin. I Finland antas elanvändningen minska marginellt jämfört med KMA2022 under början av analysperioden vilket härrör från en lägre allmän förbrukning. I Danmark har elanvändningen justerats ned på grund av att vätgasproduktionen genom elektrolys bedöms bli mindre.

	2023	2024	2025	2027
Sverige	0	-5	-8	-20
Norge	-15	-14	-10	-5
Finland	-2	-3	-2	0
Danmark	-2	-6	-6	-4

**Tabell 14.** Förändring i antagen elanvändning per år jämfört med Kortsiktig marknadsanalys, avrundat till hela TWh Källa: Energimyndigheten, Svenska kraftnät och övriga TSO:er i Norden.

### 2.2.3 Efterfrågefleksibilitet

Efterfrågefleksibilitet är indelad i tre prisnivåer för nedreglering av elanvändningen. Nivåerna baseras på efterfrågekurvans priselasticitet för systempriset under perioden november 2021 till och med oktober 2022. När elpriset når dessa nivåer aktiveras efterfrågefleksibilitet. Det innebär att en viss del av elanvändningen justeras ned för att simulera att elanvändningen minskar<sup>34</sup>. Detta skulle kunna vara hushållskunder eller en industri som minskar sin elanvändning när elpriserna stiger.

För Sverige har antaganden för volymerna efterfrågefleksibilitet uppdaterats i regeringsuppdrag *Att främja ett mer flexibelt elsystem*<sup>35</sup>, i Deluppdrag 5<sup>36</sup> där en uppskattning görs av olika resursers tillgängliga flexibilitetspotential<sup>37</sup>. I Tabell 15 visas den efterfrågefleksibilitet som antas för Sverige, detta inkluderar den tillgängliga potentialen av värmepumpar, värme och kyla, ventilation, gatu- och vägbelysning och laddbara personbilar. De uppskattade volymerna för Sverige har fördelats lika mellan prisnivåerna. För övriga Norden har flexibilitet antagits enligt de volymer som observerats i efterfrågekurvor per land från Nord Pool, som visas i Tabell 16.

	Pris [euro/MWh]	2024	2025	2026	2027	2028
Nivå 1	50-200	182	211	321	431	542
Nivå 2	200-300	182	211	321	431	542
Nivå 3	300-500	182	211	321	431	542
	Totalt	546	633	963	1293	1625

**Tabell 15.** Prisnivåer för aktivering av antagen efterfrågefleksibilitet i Sverige(MW) per analysår. Källa: Svenska kraftnät.

<sup>34</sup> Rent modelltekniskt startas i själva verket lokal produktion med 100 procent verkningsgrad och med bränslepris lika med elprisnivåerna. Det får samma konsekvens för marknadssimuleringen som att sänka förbrukningen.

<sup>35</sup> Regeringsbeslut II 1, 2022.

<sup>36</sup> Energimarknadsinspektionen, Främjande av ett mer flexibelt elsystem 2023 – Deluppdrag 5.

<sup>37</sup> Uppskattningen av flexibilitetspotentialen utgår från Energimyndighetens officiella statistik, elanvändning från SCB, temperaturdata från SMHI, fordonsdata från Trafikanalys, data från Skatteverkets avdrag för grön teknik samt kommunikation från marknadsaktörer.

	Pris [euro/MWh]	Norge	Finland	Danmark
Nivå 1	50-200	429	186	195
Nivå 2	200-300	116	70	33
Nivå 3	300-500	338	73	52
	Totalt	883	329	280

**Tabell 16.** Prisnivåer för aktivering av antagen efterfrågeflexibilitet i övriga nordiska länder (MW). Samma nivåer har antagits för analysåren 2024-2028. Källa: Svenska kraftnät.

I regeringsuppdrag *Att främja ett mer flexibelt elsystem*<sup>38</sup> uppskattades även tillgänglig flexibilitetspotential för batterier (både stor- och småskaliga) per elområde, se Tabell 17. Siffrorna som visas i Tabell 17 representerar de volymer batterier som är tillgängliga för flexibilitet och inte hela den installerade batterikapaciteten eftersom det antogs att en del av kapaciteten är låst för andra ändamål (såsom stödtjänstmarknaden och lastbalansering bakom mätaren)<sup>39</sup>.

	2024	2025	2026	2027	2028
SE1	1	1	1	1	2
SE2	51	64	70	76	82
SE3	333	416	471	526	582
SE4	355	443	482	521	560

**Tabell 17.** Batterikapacitet för flexibilitet per elområde i Sverige (MW) för 2024-2028. Källa: Svenska kraftnät.

#### 2.2.4 Överföringskapacitet

I uppdraget används flödesbaserad kapacitetsberäkning vilket innebära att det är missvisande att ange kapaciteter enligt nettoöverföringskapacitet (NTC) mellan elområden. Dock är NTC kapacitet indikativ för vilka överföringsmöjligheter som finns mellan elområden, se Figur 1.

<sup>38</sup> Regeringsbeslut II 1, 2022.

<sup>39</sup> Antagandena relaterade till uppskattningen av den tillgängliga flexibilitetspotentialen för batterier och andra flexibilitetsresurser förklaras i bilaga 2 av Energimarknadsinspektionen, Främjande av ett mer flexibelt elsystem 2023 – Deluppdrag 5.

I den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden används nätmodeller som beskriver kraftsystemet för varje simuleringsår. I studien antas ändringar i nätkapacitet från början av året och för hela analysåret. I Tabell 18 anges projekt som kan påverka överföringskapacitet till de svenska elprisområdena samt Norden, där indikativa förändringar utifrån NTC kapaciteter redovisas. En mer uttömmande förteckning över Svenska kraftnäts planerade investeringar för de kommande tio åren presenteras i Svenska kraftnäts ”Nätutvecklingsplan 2024–2033”<sup>40</sup>.

Driftår	Snitt	Förändring (MW)	Total (MW)	Information/Namn
2024	DK1↔UK	+1400	1400	Viking Link
2025	SE1→FI	+800	2000	Aurora line (Messauré – Keminmaa)
	FI→SE1	+900	2000	
	DK1↔DE	+1000	3500	Steg 2 Jylland-Tyskland
2026	SE2↔SE3	0	0	Förstärkning i Snitt 2 seriekompensering som inte ökar de maximala kapaciteterna men bedöms minska öst-väst begränsningarna.
	SE3↔FI			
	SE3↔DK1			
2028	SE2↔SE3	+800	8100	Förstärkning Snitt 2
2029	SE4↔DE	+700	1315	Hansa Power Bridge
2030	DK2→DE	+1000	1585	Förbindelse via Bornholm Energy Island
	DE→DK2	+1000	1600	
2032	DK1↔BE	+1400	1400	TritonLink
2034	SE2↔SE3	+1500	9600	Förstärkning Snitt 2
2035	FI↔EE	+684	1700	Estlink 3
	NO2↔UK	+1400	2849	NorthConnect Link

**Tabell 18.** Förändringar av överföringskapacitet till de svenska elprisområdena samt Norden. Källa: Svenska kraftnät.

### 2.2.5 Pris på bränsle och utsläppsrätter

De framtida priserna på bränslen och utsläppsrätter omgärdas av stora osäkerheter. Dessa drivs primärt av utvecklingen av den internationella

<sup>40</sup> Svenska kraftnät 2023, Nätutvecklingsplan 2024–2033.



ekonomin, politiska beslut samt geopolitiska händelser. Bränsle- och utsläppspriser har en betydande inverkan på elpriserna då de påverkar den rörliga kostnaden i termiska verk för att producera el. Pris på utsläppsrätter samt kol, gas och olja baseras på forwardpriser på den finansiella marknaden hämtade i januari 2024. Jämfört med KMA 2022 ligger bränslepriserna väsentligt lägre vilket beror på att marknaden har återgått till ett mer normalt läge efter den energikris som skapades i och med Rysslands invasion av Ukraina under 2022.

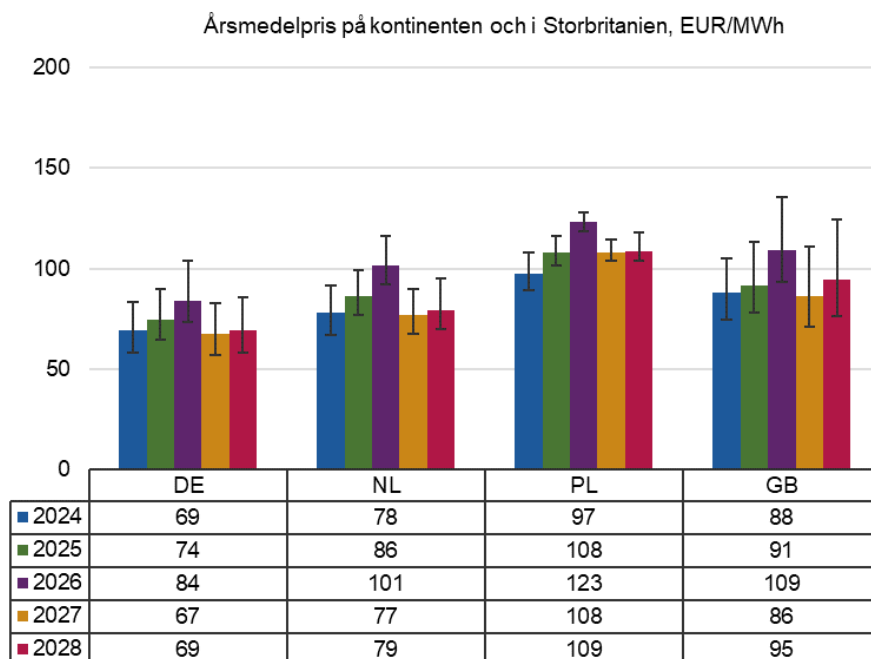
	Enhet	2024	2025	2026	2027	2028
CO2	EUR/ton	65,8	67,6	72,5	75,1	77,7
Kol	EUR/MWh	13,5	14,0	13,2	13,1	12,9
Naturgas	EUR/MWh	32,5	33,8	30,9	27,9	27,1
Brent råolja	USD/fat	78,4	73,3	71,0	69,5	68,7

**Tabell 19.** Pris på bränsle och utsläppsrätter, 2024 års prisnivå Källa: Montel, forwardpriser 2024-01-12.

### 2.2.6 Elpriser på kontinenten och i Storbritannien

Den geografiska uppsättningen i modellverktyget EMPS/Samnett innefattar endast de nordiska samt de baltiska länderna. Därför antas prisnivå och prisstruktur för de exogena elområdena som bedriver handel med de nordiska länderna för att handel ska kunna representeras på ett korrekt sätt. Med exogena länder avses Tyskland, Storbritannien, Polen samt Nederländerna. Detta genomförs genom att använda timvisa prisprofiler för respektive exogent

land från simuleringar i elmarknadsmodellen BID3 och justera prisnivån så att det motsvarar det rådande forwardpriset för el i respektive exogent elområde.

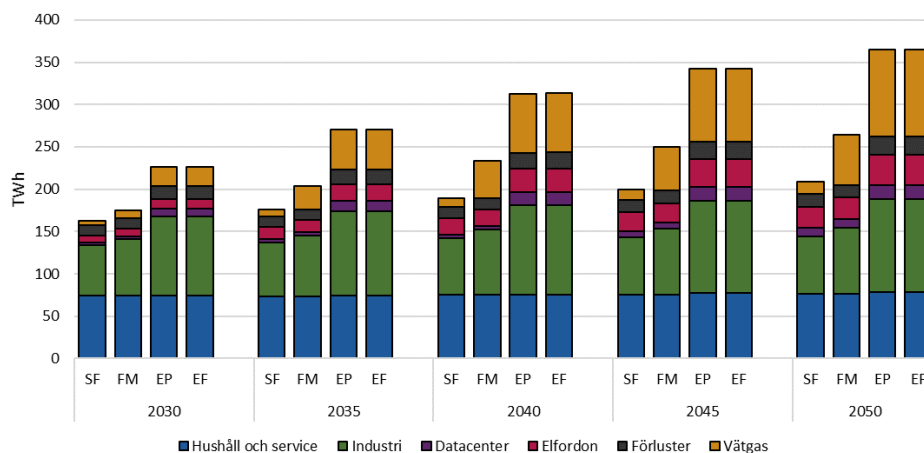


**Figur 5.** Årsmedelpris för Tyskland (DE), Nederländerna (NL), Polen (PL) och Storbritannien (GB). Klammarna visar spannet mellan det väderår som ger högst årsmedelpris och det väderår som ger lägst årsmedelpris. Källa Montel, forwardpriser 2024-01-12.

### 2.2.7 Långsiktig marknadsanalys

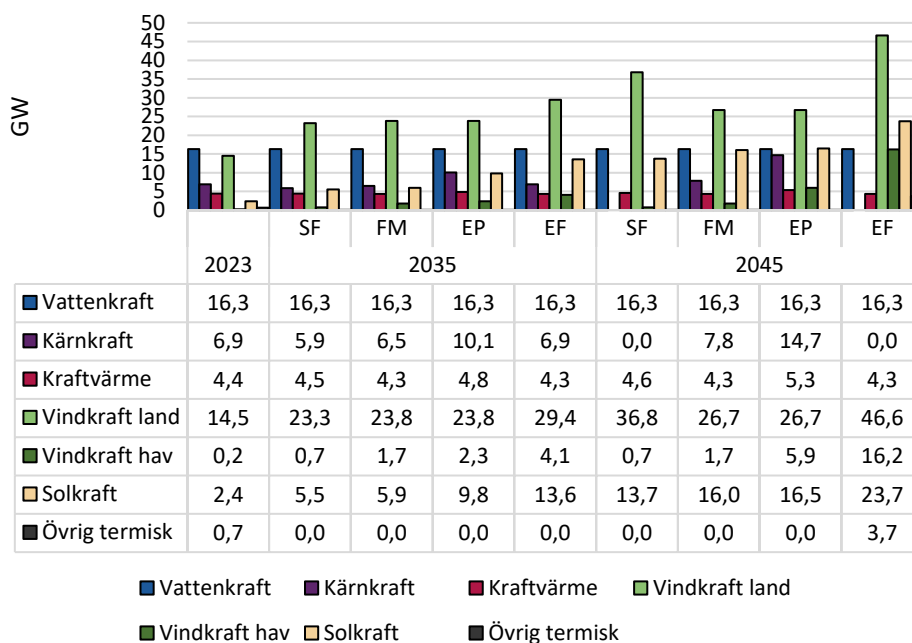
Långsiktig marknadsanalys har en längre tidshorisont än KMA och innehåller fyra olika scenarier med syftet att kunna utvärdera investeringsalternativ och möjliggöra ett proaktivt arbetssätt. Följande fyra utvecklingsvägar för elkraftsystemet: Småskaligt förnybart (SF), Färdplaner mixat (FM), Elektrifiering planerbart (EP) och Elektrifiering förnybart (EF) beskriver olika förutsättningar, till exempel elanvändning och investeringar i produktionskapacitet.

En central drivkraft för utvecklingen av kraftsystemet är den pågående elektrifieringen av industrier, transportsektorn, och nya aktörer som datahallar. I Figur 7 visas antagen elanvändning och fördelningen för de olika utvecklingsvägarna i Långsiktig marknadsanalys 2024. De olika nivåerna av elanvändning är 207–365 TWh/år för 2050.



**Figur 6.** Elanvändning för scenarier Småskaligt förnybart (SF), Färdplaner mixat (FM), Elektrifiering planerbart (EP) och Elektrifiering förnybart (EF) i Långsiktig marknadsanalys 2024. Källa: Svenska kraftnät.

I Figur 7 visas installerad produktionskapacitet för respektive scenario i Långsiktig marknadsanalys 2024. I alla scenarier ökar vindkraft, men investeringsnivåerna varierar i installerad kapacitet mellan scenarierna år 2045.



**Figur 7.** Installerad produktionskapacitet för scenarier Småskaligt förnybart (SF), Färdplaner mixat (FM), Elektrifiering planerbart (EP) och Elektrifiering förnybart (EF) i Långsiktig marknadsanalys 2024. Källa: Svenska kraftnät

## 3 Resultat och analys

I detta kapitel presenteras resultat och analyser för åren 2024-2028. Under resurstillräcklighet sammanfattas även resultat för 2035 som publicerades i Svenska kraftnäts Långsiktig marknadsanalys 2024 (LMA 2024)<sup>41</sup>.

### 3.1 Resurstillräcklighet

#### 3.1.1 Tidigare analyser av Svenska kraftnät på kortare sikt

Svenska kraftnät genomför flera analyser och uppföljningar om tillräcklighet med olika tidsperspektiv med fokus på nationell nivå. Dessa beskrivs kortfattat i det här avsnittet.

<sup>41</sup> Svenska kraftnät, Långsiktig marknadsanalys 2024.

### 3.1.1.1 Kraftbalansrapporter

Svenska kraftnät redovisar varje vår ”Kraftbalansen i Sverige”, gällande den senaste vintern, en prognos för kommande vinter och på längre sikt<sup>42</sup>. Den senaste rapporten levererades i maj 2023<sup>43</sup>. Under vintern 2022/23 var topplasten 23 900 MWh/h, den 16:e december 2022 kl. 9–10. Nettoimporten till Sverige var då 3300 MWh/h, vilket är en ökning från vintern 2021/22, då nettoimporten under topplasttimmen var 1600 MWh/h. Utfallet import- och exportvolymen beror oftast på ett marknadsutfall, det vill säga att det varit ekonomiskt gynnsamt att importera istället för att använda återstående inhemska resurser. Flödena mellan elområden i Sverige gick i nord-sydlig riktning, med full överföring i snitt 2 mellan SE2 och SE3 och elområde SE3 och SE4 importerade

Under topplasttimmen i södra Sverige fanns 682 MW tillgängliga uppregeringsbud och effektreserv i södra Sverige, och teoretiskt ytterligare 1 900 MW i import från andra länder. Detta innebär att cirka 2 500 MW ytterligare i nettoförbrukning hade varit möjlig att hantera. Temperaturerna under topplasttimmen var något mildare än de som anses normala för topplasttimmen en normalvinter. Elanvändningen var också lägre än normalt även efter temperaturkorrigering. Därför hade topplasten vid normal förbrukning, och vid temperaturer i linje med en normalvinter, kunnat vara högre (uppemot 2600 MW, varav ungefär 80 procent hade varit i södra Sverige). Och om därtill vindkraften bara producerat 9 procent av den installerade effekten (som är det tillgänglighetstal som används i den statistiska analysen) hade det inneburit ungefär 1 700 MW lägre produktion. Under sådana omständigheter hade sannolikt en kritisk effektbristsituation uppstått och lastfrånkoppling hade kunnat vara aktuell.

I Kraftbalansrapporten beräknas även effektbalansen för kommande vinter och även för de kommande fem åren. Detta görs både med en statisk och en probabilistisk metod. Den statistiska metoden jämför tillgänglig produktion, överföringskapaciteter, och förbrukning för en tänkt kommande topplasttimme. Den statistiska analysen visar hur stort importbehovet är för Sverige för att kunna tillgodose all förbrukning. Den probabilistiska analysen omfattar stokastiska simuleringar av kraftsystemet under ett antal olika väderår och avbrott i produktionsanläggningar och överföringsförbindelser. För vintern 2023/2024 visade den statistiska analysen ett importbehov på 1 400 MWh/h under en normalvinter och 2 700 MWh/h under en så kallad tioårsvinter. Den probabilistiska analysen visade dock på en genomsnittlig risk

---

<sup>42</sup> 3§ punkt 14 Förordningen (2007:1119) med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät.

<sup>43</sup> Svenska kraftnät, Kraftbalansen på den svenska elmarknaden 2023.

för effektbrist på mindre 0,1 timmar per år för vintern 2023/2024. Scenarion som används i kraftbalansrapporten för åren 2024 till 2027 är beräknades från balanserna i KMA 2022, varför dessa resultat för de kommande åren återges i nästa kapitel.

### 3.1.1.2 Kortsiktig marknadsanalys

Svenska kraftnäts kortsiktiga marknadsanalyser (KMA) analyserar utvecklingen av kraftsystemet för de kommande fem åren baserat på kända planer och beslut. Den senaste versionen publicerades i december 2022<sup>44</sup> och omfattar åren 2023–2027. För att beräkna risken för effektbrist tillämpas en probabilistisk metod liknande den som beskrivs i elmarknadsförordningen<sup>45</sup>. Analyserna omfattar stokastiska simuleringar av kraftsystemet under ett antal olika väderår och avbrott i produktionsanläggningar och överföringsförbindelser. Metoden i KMA 2022 är dock inte helt enligt kraven i elmarknadsförordningen eftersom det bland annat genomförs med NTC-metoden och den är inte en fullständig elmarknadssimulering (med ”economic dispatch”).

I Tabell 20 visas detta i termer av antal timmar med risk för effektbrist och i antal MWh per år som efterfrågas men inte kan levereras. Från år 2026 till 2027 ökar antalet timmar med risk för effektbrist från 1 till 9,6 timmar per år. Analyserna visar därmed en drastisk försämring för systemets resurstillräcklighet. I Tabell 20 visas också känslighetsanalyser avseende effektreserven och en minskad elanvändning. Trots en minskad elanvändning överstiger LOLE även i det fallet tillförlitlighetsnormen under 2027.

---

<sup>44</sup> Svenska kraftnät Kortsiktig marknadsanalys 2022 – Analys av kraftsystemet 2023-2027.

<sup>45</sup> Enligt Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni.

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

**Tabell 20.** Antal timmar med risk för effektbrist (LOLE) och antal GWh per år som efterfrågas men inte kan levereras (EENS) från Kortsiktig marknadsanalys 2022. Källa: Svenska kraftnät.

Sammantaget visar analyser från KMA 2022 att risken för effektbrist för Sverige är lägre än gällande tillförlitlighetsnorm om 1 timme per år under början av analysperioden, för att sedan öka kraftigt mot slutet av analysperioden. Därmed förstärker analyserna i KMA 2022 resultat från kraftbalansrapporterna om att marginalerna i systemet minskar och att risken för effektbrist ökar över tid.

#### 3.1.1.1 Långsiktig marknadsanalys

Metoden som används i Långsiktig marknadsanalys är densamma som i KMA 2022. I Tabell 21 visas simulerad effektbrist från Långsiktig marknadsanalys 2024. Risken för effektbrist visas för ökande nivå av flexibilitet (för varje ny nivå antas ytterligare flexibilitet jämfört med raden ovan). Eftersom volymen vätgas är stor redovisas två steg (hälften respektive all vätgas anses flexibel). I steg F3 antas 30 procent av all industrilast vara flexibel samt den andel av elfordonen som är flexibel. Notera att simuleringen utan någon flexibilitet inte görs för att det är ett realistiskt scenario, det vill säga att ingen efterfrågefleksibilitet kommer finnas tillgänglig, utan endast som jämförelse för att kunna kvantifiera inverkan av de olika flexibilitetsstegen.

Effektbrist i Sverige	2035			
	SF	FM	EP	EF
Ingen flexibilitet	1	23	350	1004
F1: hälften av vätgas	0,2	9	21	79
F2: all vätgas	0,1	3,7	0,6	3,2
F3: viss industri/EV	0	1,7	0	0
F4: datacenter	0	1,3	0	0
Ingen flexibilitet	1	19	288	695
F1: hälften av vätgas	0	5	17	48
F2: all vätgas	0	1,3	0,4	2,5
F3: viss industri/EV	0	0,2	0	0
F4: datacenter	0	0,1	0	0

**Tabell 21.** Risk för effektbrist i Sverige vid ökande nivå av flexibilitet. Antal timmar med risk för effektbrist (LOLE) representerar det svenska elprisområde med högst värde. Antal GWh per år som efterfrågas men inte kan levereras (EENS) är summan av den förväntade bristen i landets fyra elprisområden. För år 2035 visas resultat från scenarierna Småskaligt förnybart (SF), Färdplaner mixat (FM), Elektrifiering planerbart (EP) och Elektrifiering förnybart (EF) i Långsiktig marknadsanalys 2024. Källa: Svenska kraftnät.

Resultaten i Tabell 21 visar att flexibilitet är nödvändig för ett fungerande system redan år 2035 för majoriteten av scenarierna i LMA 2024. Detta är väntat givet den kraftiga ökningen av elbehovet. Scenario småskalig förnybart har lägst elanvändning utgör ett undantag. Antagandena om flexibilitet är dock osäkra och de olika nivåerna av flexibilitet leder till stora skillnader i simulerad effektbrist. För de högre flexnivåerna får FM-scenariot LOLE-värden som överstiger en timme per år. I ERAA 2023 är referensscenariot för Sverige mest jämförbart med FM-scenariot i LMA.

När all vätgas anses oflexibel är merparten av effektbristen lokaliserad till SE1, där mest vätgasproduktion finns. Från flexnivå 2 är däremot timmarna med effektbrist ganska jämnt fördelade mellan Sveriges elområden, med något högre effektbrist i södra Sverige.

För huvudparten av timmarna med effektbrist är det inte den interna överföringskapaciteten som är den begränsande faktorn. Istället är det begränsad tillgänglig produktion, eller begränsade importmöjligheter från elområden utanför Sverige som leder till effektbrist.

De åtgärder som behövs för att upprätthålla effekttillräckligheten beror i stor utsträckning på hur mycket av den potential för efterfrågefleksibilitet som kan



realiseras. Möjligheten beror på flera faktorer, teknikutvecklingen för smart laddning av elfordon, eller flexibilitet inom tillkommande elintensiv industri som vätgasproduktion i form av vätgaslager och överkapacitet i elektrolysörerna. Även omfattning av hur befintliga elanvändare agerar flexibelt på volatila elpriserna har betydelse. För att främja att den flexibilitet som behövs kan kapacitetsmarknader där aktörer får betalt för att bidra till att upprätthålla effektillräckligheten spela en stor roll.

### **3.1.2 Tillräcklighetsstudier på europeisk nivå**

Som beskrivet i kapitel 2.1.2.1 tar ENTSO-E årligen fram en europeiska resurstillräcklighetsbedömningen. Under december 2023 publicerades resultat för ERAA 2023. I Tabell 22 anges antal timmar med observerad effektbrist (Loss of Load Expectation – LOLE) för de svenska elområdena för varje analysår, och i Tabell 23 anges förväntad icke levererad energi (Expected Energy not served – EENS).

De två scenarierna som ERAA 2023 baseras på har sitt ursprung i ACER:s svar på ENTSO-E:s konsultation kring preliminär indata<sup>46</sup>. I svaret efterfrågades en större överensstämmelse mellan EVA resultat, risk för effektbrist, och intäkter till producenter. I praktiken innebar det att olika viktningar användes för de tre väderår som användes i EVA. I Scenario-A kalibreras väderåren så att LOLE på EU nivå för de tre väderåren (1985, 1988, 2003) stämmer överens med LOLE för alla 35 väderåren. I Scenario-B viktas väderåren utifrån hur ofta liknande väderår förekommer i de 35 väderåren. Hanteringen beskrivs i mer detalj i ENTSO-E:s metodbeskrivning<sup>47</sup>. Sammanfattningsvis medför Scenario-A mer produktion eller efterfrågefleksibilitet vilket resulterar i lägre risk för effektbrist i jämförelse med Scenario-B.

---

<sup>46</sup> ACER's Reply to ERAA 2023.

<sup>47</sup> ENTSO-E, European Resource Adequacy Assessment 2023 - Annex 2: Methodology.

		2025	2028	2030	2033
SE1	Scenario A	0	0,35	1,65	0,30
	Scenario B	0	0,50	2,12	0,69
SE2	Scenario A	0	0	0	0
	Scenario B	0	0	0	0
SE3	Scenario A	1,42	3,14	3,54	2,47
	Scenario B	4,25	7,68	6,85	4,61
SE4	Scenario A	1,59	3,73	3,61	3,13
	Scenario B	4,65	8,24	7,08	6,97
Sverige	Scenario A	1,59	3,38	3,65	3,29
	Scenario B	4,66	8,25	7,16	7,13

**Tabell 22.** Antal timmar med risk för effektbrist (LOLE) 2025, 2028, 2030 och 2033 för Sverige från den europeiska resurstillräcklighetsbedömningen (ERAA 2023). Källa: ENTSO-E<sup>48</sup>.

		2025	2028	2030	2033
SE1	Scenario A	0	0,02	0,33	0,003
	Scenario B	0	0,03	0,38	0,002
SE2	Scenario A	0	0	0	0
	Scenario B	0	0	0	0
SE3	Scenario A	1,77	5,46	5,88	1,15
	Scenario B	5,72	14,30	11,01	2,26
SE4	Scenario A	1,31	3,59	3,23	1,87
	Scenario B	4,08	9,02	6,62	3,81
Sverige	Scenario A	3,07	9,07	9,44	3,01
	Scenario B	9,8	23,34	18,01	6,07

**Tabell 23.** Antal GWh per år som efterfrågas men inte kan levereras (EENS) 2025, 2028, 2030 och 2033 för Sverige från den europeiska resurstillräcklighetsbedömningen (ERAA 2023). Källa: ENTSO-E.

<sup>48</sup> ENTSO- E, European Resource Adequacy Assessment 2023-Annex 3:Detailed results.

### 3.1.3 Resultat för den nationella bedömningen av svensk resurstillräcklighet

#### 3.1.3.1 Resultat för analysåren 2024–2028

I Tabell 24 och Tabell 25 anges resultat för simuleringarna för åren 2024–2028. Generellt noteras att EENS ökar i proportion till LOLE. Resultaten visar att LOLE överskrider gällande tillförlitlighetsnorm redan för analysåret 2024. Det skiljer sig från tidigare probabilistiska resultat i KMA 2022. Skillnaden beror sannolikt på att den nya flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden beaktar begränsningar i kraftsystemet på ett mer detaljerat sätt. År 2027 har störst antal timmar med risk för effektbrist under analysperioden vilket beror på att elanvändningen ökar mer än produktionskapaciteten och att inga förstärkningar i överföringssystemet sker år 2027. Dock är LOLE värdet betydligt lägre i jämförelse med 9,6 timmar från KMA 2022. Skillnaden beror främst på att elanvändningen antas vara lägre. För 2028 minskar risken för effektbrist vilket förklaras av att flera projekt som ökar överföringsförmågan över snitt 2 kan nyttjas.

	2024	2025	2026	2027	2028
SE1	0	0,01	0,00	0,62	0,00
SE2	0	0	0,00	0	0,00
SE3	<0,01	0,04	0,00	0,18	2,24
SE4	1,36	1,81	3,40	3,05	0,90
Sverige	1,36	1,85	3,40	3,70	2,95

**Tabell 24.** Antal timmar med risk för effektbrist (LOLE) med intakt nät 2024–2028. Källa: Svenska kraftnät.

	2024	2025	2026	2027	2028
SE1	0	<0,01	0	0,35	0
SE2	0	0	0	0	0
SE3	<0,01	0,01	0	0,09	1,32
SE4	2,39	2,68	5,36	4,57	0,25
Sverige	2,39	2,69	5,36	5,01	1,56

**Tabell 25.** Antal GWh per år som efterfrågas men inte kan levereras (EENS) inom Sverige 2024–2028. Källa: Svenska kraftnät.

### 3.1.3.2 Resultat för känslighetsanalys 1: Oskarshamn 3 ur drift.

I Tabell 26 visas resultat för en känslighetsanalys för 2024–2028 där kärnkraftverket Oskarshamn 3 antas vara ur drift under ett helt år. I resurstillräcklighetsanalyser motsvarar detta resultat att enheten är ur drift under vintern. På övergripande nivå noteras ungefär samma trender för grundresultaten i kapitel 3.1.3.1. För alla analyserade år är risken för effektbrist betydligt över gällande tillförlitlighetsnorm. Resultaten visar att södra Sverige blir mer beroende av en hög tillgänglighet hos kärnkraftreaktorerna i SE3.

	2024	2025	2026	2027	2028
SE1	0	0	0	1,89	0,02
SE2	0	0	0	0	<0,01
SE3	0,58	0,18	0,15	1,16	2,68
SE4	5,84	5,38	16,48	10,33	0,64
Sverige	5,85	5,38	16,52	12,78	3,23

**Tabell 26.** Antal timmar med risk för effektbrist (LOLE) med antagande att Oskarshamn 3 är ur drift 2024–2028. Källa: Svenska kraftnät.

	2024	2025	2026	2027	2028
SE1	0	0	0	0,89	0,02
SE2	0	0	0	0	<0,01
SE3	0,26	0,07	0,03	1,01	3,2
SE4	7,09	6,9	24,38	13,98	0,63
Sverige	7,36	6,97	24,42	15,89	3,85

**Tabell 27.** Antal GWh per år som efterfrågas men inte kan levereras (EENS) med antagande att Oskarshamn 3 är ur drift 2024–2028. Källa: Svenska kraftnät.

### 3.1.3.3 Resultat för känslighetsanalys 2: Torrår

I Tabell 28 visas resultat för en känslighetsanalys för 2024–2028, där väderåren 1982, 1994, 1996, och 2003 representerar fyra torrår. Resultaten har sammanställts som ett medelvärde för sju simuleringar per väderår, med olika stokastiska otillgängligheter i produktion och likströms förbindelser.

Resultaten för alla år överstiger gällande tillförlitlighetsnorm, och följer samma mönster med ökning och minskning som grundresultaten.

	2024	2025	2026	2027	2028
SE1	0	0	0	0,89	0
SE2	0	0	0	0	0
SE3	0	0,05	0	0,25	5,11
SE4	2,64	4,67	7,36	6,07	1,64
Sverige	2,64	4,67	7,36	6,96	6,39

**Tabell 28.** Antal timmar med risk för effektbrist (LOLE) för väderåren 1982, 1994, 1996, och 2003 som representerar fyra torrår 2024–2028. Källa: Svenska kraftnät.

	2024	2025	2026	2027	2028
SE1	0	0	0	0,35	0
SE2	0	0	0	0	0
SE3	0	0,01	0	0,02	2
SE4	4,72	6,58	11,03	9,79	1,42
Sverige	4,72	6,59	11,03	10,15	3,43

**Tabell 29.** Antal GWh per år som efterfrågas men inte kan levereras (EENS) för väderåren 1982, 1994, 1996, och 2003 som representerar fyra torrår 2024–2028. Källa: Svenska kraftnät.

### 3.1.4 Jämförelse mellan nationell och europeisk studie om resurstillräcklighet

Åren 2025 och 2028 finns i såväl den här studien och den europeiska. Resultat i den här rapporten stämmer väl överens med resultaten enligt Scenario-A från ERAA 2023. I ERAA 2023 Scenario-A påvisas LOLE-värden på 1,59 respektive 3,38 timmar per år, jämfört med 1,36 respektive 2,95 timmar per år i den här studien år 2025 respektive 2028. Som noterades i de enskilda kommentarerna per land i ERAA<sup>49</sup>, inkluderades inte den svenska effektreserven. Bidraget från effektreserven hade minskad LOLE med 0,36 respektive 0,48 för SE3 och SE4. Dock blev slutresultat i ERAA fortfarande över en timme per år. I kapitel 2.1.2.3, anges flera skäl till att de senaste prognoserna som redovisas i denna

<sup>49</sup> ENTSO-E, European Resource Adequacy Assessment 2023 – Annex 4: Country Comments.

studie är positiva ur ett resurstillräcklighetsperspektiv jämfört med ERAA 2023. Till exempel högre nivåer av efterfrågefleksibilitet och en lägre antagande för elanvändningen.

Att resultat stämmer väl överens med Scenario-A från ERAA är väntat i och med att många timmar med effektbrist är kopplad till simultana bristsituationer där import från angränsande områden är begränsade. Högre LOLE-tal i de angränsande områdena, enligt Scenario-B i ERAA 2023, hade troligen även resulterat i högre LOLE-siffror för Sverige.

På längre sikt kan ERAA jämföras med resultat från Svenska kraftnäts LMA 2024 och de resultaten påvisar samma trend. Av de fyra olika scenarierna i LMA 2024 är Färdplaner Mixat (FM) mest jämförbart 2033 i ERAA. I ERAA minskar LOLE-värden från 2028 fram till 2033, till 3,3 timmar per år. Dock är det högre än det högsta LOLE på 1,3 timmar i LMA 2024 år 2035 efter hänsyn till flexibilitet. Nivån i Svenska kraftnäts beräkningar påvisar att risken för effektbrist på längre sikt är starkt beroende av olika efterfrågefleksibilitetslösningar och att dessa genomförs. Huruvida hela den potentiella användarfleksibiliteten skulle realiseras i tid är därför en osäkerhetsfaktor för den framtida resurstillräckligheten. Ytterligare en osäkerhet är kopplad till den nätkapacitet som antas i LMA. I Tabell 18 anges planerade nätförstärkningar fram till 2035. Inkluderad i scenario för 2035 är en förstärkning som ökar kapaciteten mellan elområde SE2 och SE3 med 1500 MW år 2034. Till skillnad från investeringarna som inkluderas i närtid (fram till 2028), så kräver vissa av dessa investeringar fortfarande att Svenska kraftnät söker tillstånd och att Energimarknadsinspektionen utfärdar tillstånd (nätkoncession) att bedriva elnätsverksamhet på de planerade ledningssträckorna.

### **3.1.5 Orsaker till effektbrist i Sverige**

I huvudsak ligger en brist på produktionskapacitet alltid till grund för effektbristsituationer. Detta kan oftast kompenseras för genom att säkerställa importmöjligheter eller efterfrågefleksibilitet.

Det finns en stor korrelation mellan effektbrist och situationer med hög elanvändning kombinerad med begränsade importmöjligheter till Sverige. Vid sådana tillfällen kan det finnas överföringskapacitet men inget överskott att exportera. I ERAA studierna noterades tillfällen där en fördelning av avkortning i ett större sammanhängande bristområde genomfördes (curtailment sharing) och bidrog till LOLE-värdet för SE4.

I ERAA<sup>50</sup> beskrivs "Curtailement sharing" i mer detalj, men grundprincipen är att uppnå en liknande fördelning mellan olika budområden som har en samtidig bristsituation. Detta görs med samma principer som används av Euphemia-algoritmen i dagenföre-marknaden.

I Tabell 30 visas, i procent, hur ofta olika händelser inträffar vid noterade effektbristsituationer i simuleringarna. Resultaten för 2024 visar till exempel att vid 93 procent av timmarna som effektbrist noterades i SE4, inträffade det samtidigt som en eller flera likströms förbindelser söder om snitt 4 var begränsade. Orsaken till en begränsning kan vara en simulerad otillgänglighet eller på grund av en samtidig effektbristsituation i det angränsande området. Trenden i Tabell 30 visar att detta beroende minskar avsevärt 2028.

Vid andra bristtillfällen är elanvändningen i ett elområde större än installerad produktion i området och total importkapacitet. Dessa situationer kan Svenska kraftnät som TSO åtgärda genom att öka överföringskapaciteten. Resultat för år 2028 visar hur förstärkningsåtgärder påverkar risk effektbrist. Tabell 30 visar också en ökande andel tillfällen där effektbrist förekommer vid situationer med otillgänglig kärnkraft eller lägre produktion från vindkraften. År 2028 är också det första året där effektbrist noteras utanför perioden 15 november till 15 mars. Den ökade elanvändningen märks också i resultaten eftersom fler tillfällen med effektbrist noteras där elanvändningen överstiger 25 GWh år 2028.

---

<sup>50</sup> ENTSO-E, European Resource Adequacy Assessment 2023-Annex 2: Methodology.



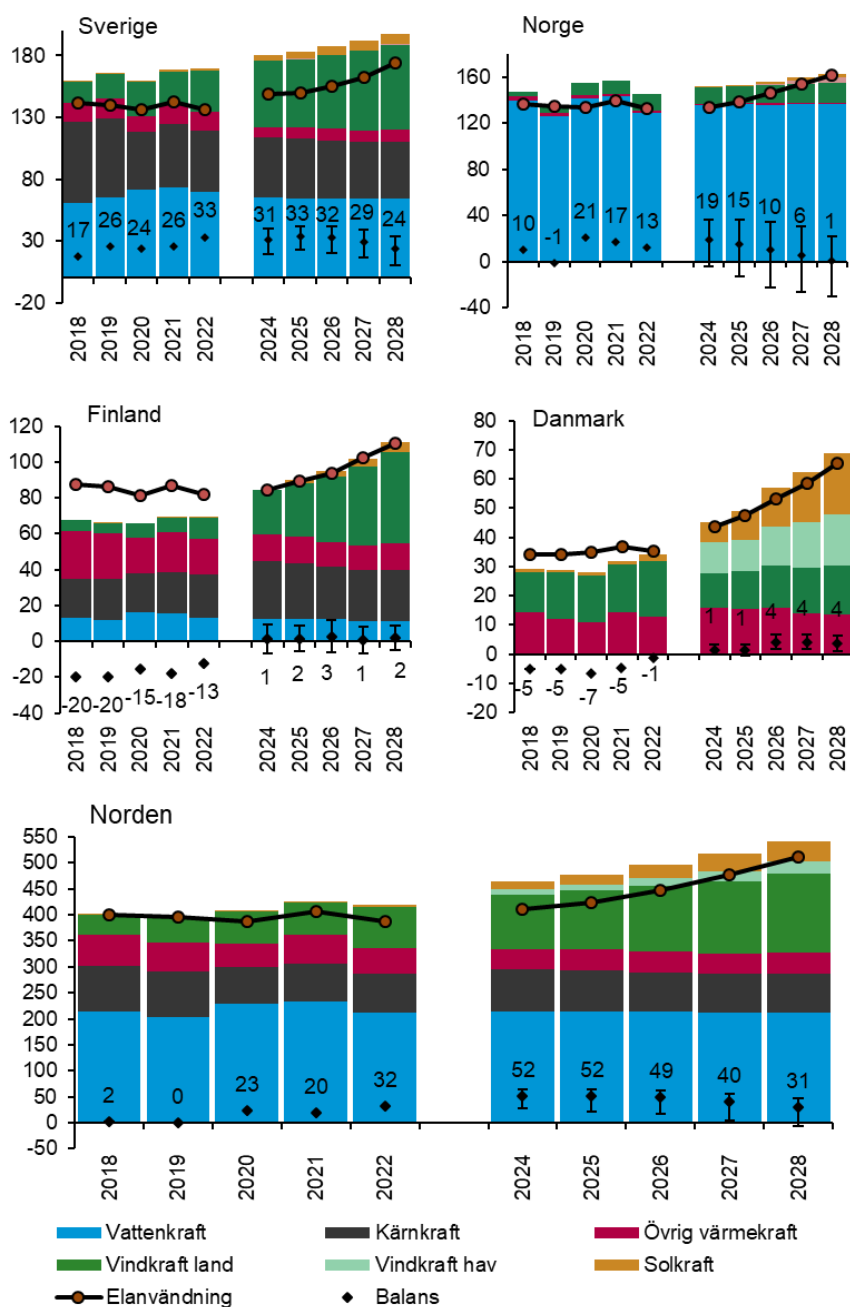
	2024	2025	2026	2027	2028
Importbegränsning på HVDC söder om snitt 4 och effektbrist i SE4	93%	73%	66%	78%	24%
Minst en kärnkraft reaktor i SE3 otillgänglig	43%	60%	30%	41%	71%
Vindkraftsproduktion minde än 3000 MW i Sverige	31%	36%	32%	37%	46%
Förekommer mellan 15 November och 15 Mars	100%	100%	100%	100%	96%
Förbrukning över 25 GW i Sverige	28%	43%	45%	64%	92%

**Tabell 30.** Faktorer som bidrar till effektbrist: Tabellen visar (i procent) hur stor andel av de timmar med effektbrist en visst fenomen förekommer. Källa: Svenska kraftnät.

## 3.2 Elenergibalans

Årlig elenergibalans är skillnaden mellan elproduktion och elanvändning under ett år. Det innebär att om den årliga energibalansen är positiv, så produceras tillräckligt med el under året för att möta respektive lands elanvändning varvid nettoexport sker. Även om den årliga energibalansen är positiv så uppstår tillfällen under ett år då produktionen inom ett land är lägre än elanvändningen.

I Figur 8 visas energibalansen för Sverige, Norge, Finland, Danmark och totalt för Norden per kraftslag och elanvändning under analysåren. Även utfallet (ej temperaturkorrigerat) för åren 2018–2022 presenteras. De svarta klammrarna beskriver hur energibalansen varierar med hänsyn till de 35 väderåren som använts i simuleringen. Väderåren har stor inverkan på resultaten och spannet för den svenska energibalansen varierar med ungefär 20 TWh beroende på väderår.



**Figur 8.** Produktion, elanvändning och energibalans (TWh) i Sverige, Norge, Finland, Danmark och totalt för Norden 2024–2028. Siffrorna visar medelvärdet för nettobalansen och klammarna visar spannet för årsenergibalansen med hänsyn till de 35 väderår som använts. Historisk vindkraftselproduktion är inte uppdelad mellan hav respektive land utan kategoriseras som "Vindkraft land". Källa: Statistik för elproduktion och förbrukning år 2018–2022, Energiföretagen för Sverige, Statistisk sentralbyrå för Norge, Energinet för Danmark, Statistikcentralen för Finland och övrig data Svenska kraftnät.

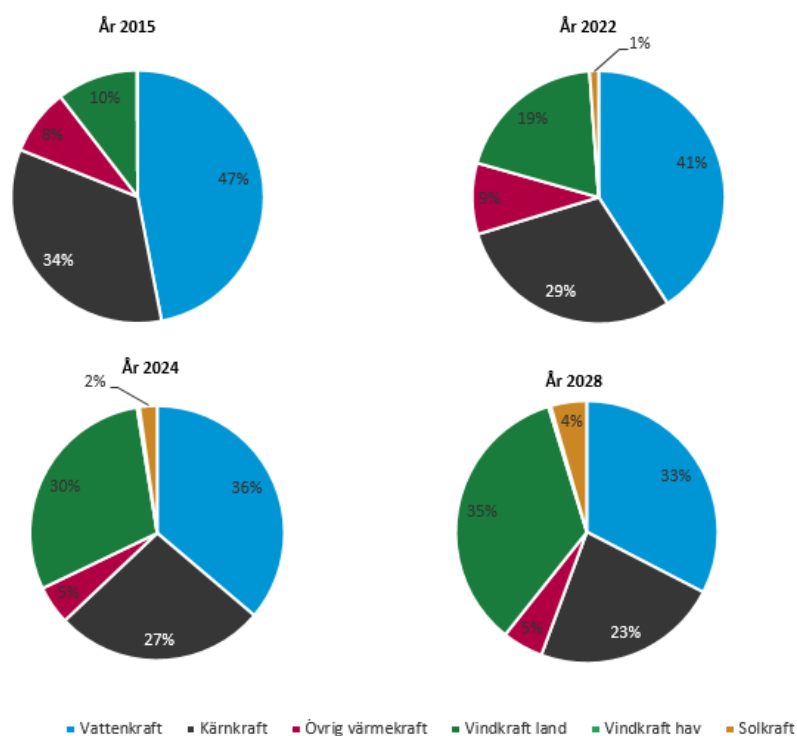
Sveriges energibalans är i medeltal positiv under analysperioden och Sverige fortsätter vara nettoexportör. Energiöverskottet i medel minskar från cirka

30 TWh år 2024 till cirka 25 TWh år 2028. Det beror på att produktionen inte byggs ut i samma takt som efterfrågan uppstår. Även Norges energibalans minskar på grund av att elanvändningen ökar i högre utsträckning än tillkommande produktion. För vissa väderår för Norge är energibalansen negativ för alla år och energiöverskottet minskar från cirka 19 till 1 TWh. Finland har i och med idrifttagande av Olkiluoto 3 under år 2023 ett överskott även om det för vissa väderår är ett fortsatt energiunderskott. Energibalansen förblir svagt positiv under analysperioden i och med att elproduktionen expanderar i takt med att elanvändningen ökar. Danmark går från ett historiskt energiunderskott till ett förväntat överskott. Det är solkraft samt land- och havsbaserad vind som har ökande trend och tillsammans överstiger den ökade elanvändningen.

Sammantaget fortsätter Norden att vara nettoexportör på årsbasis men överskottet minskar från dryga 50 till 30 TWh mellan 2024–2028. Den ökade elanvändningen för Norden möts till stor del av ny landbaserad vindkraft men även av havsbaserad vindkraft och solkraft som ökar under analysperioden. Andelen land- och havsbaserad vind och sol av den totala årliga elproduktionen ökar från strax under en tredjedel till två femtedelar på Nordisk nivå under analysperioden. I jämförelse med den kortsiktiga marknadsanalysen 2022 är elanvändningen lägre vilket innebär att energibalansen är starkare.

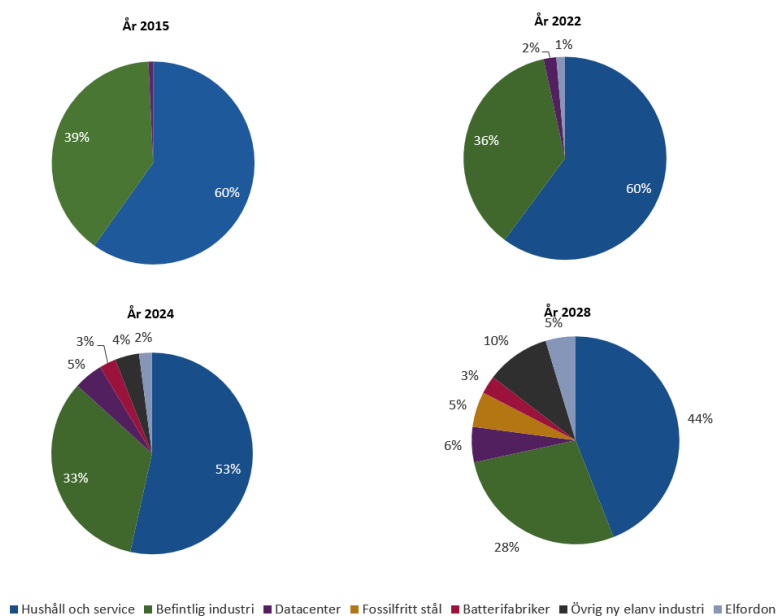
### **3.2.1 Tillgång och efterfrågan på el i Sverige**

I Figur 9 visas andelen elproduktion per kraftslag i Sverige. Historiskt utfall presenteras för år 2015 och 2022 och simulerade resultat för år 2024 och 2028. Den historiska trenden med lägre andel planerbar elproduktion, som minskat från 90 till nästan 80 procent mellan 2015 till 2022 fortsätter. Andelen vatten-, kärnkraft- och övrig värmekraft motsvarar cirka 60 procent år 2028.



**Figur 9.** Historisk och simulerad elproduktion för år 2015 och 2022 respektive 2024 och 2028 i Sverige. Historisk vindkraftselproduktion är inte uppdelad mellan hav respektive land utan kategoriseras som "Vindkraft land". Källa: Statistik för elproduktion för historiska år, Energiföretagen för Sverige, övrig data Svenska kraftnät.

I Figur 10 visas andelen elanvändning per sektor i Sverige. Historiskt utfall presenteras för år 2015 och 2022 och simulerade resultat för år 2024 och 2028. I avsnitt 2.2.2 beskrivs antagande om elanvändning och efterfrågefleksibilitet för 2024-2028. Den pågående omställningen visas tydligt i Figur 10 och inom de kommande fem åren sker ytterligare förändringar med omfördelning och nya sektorer.

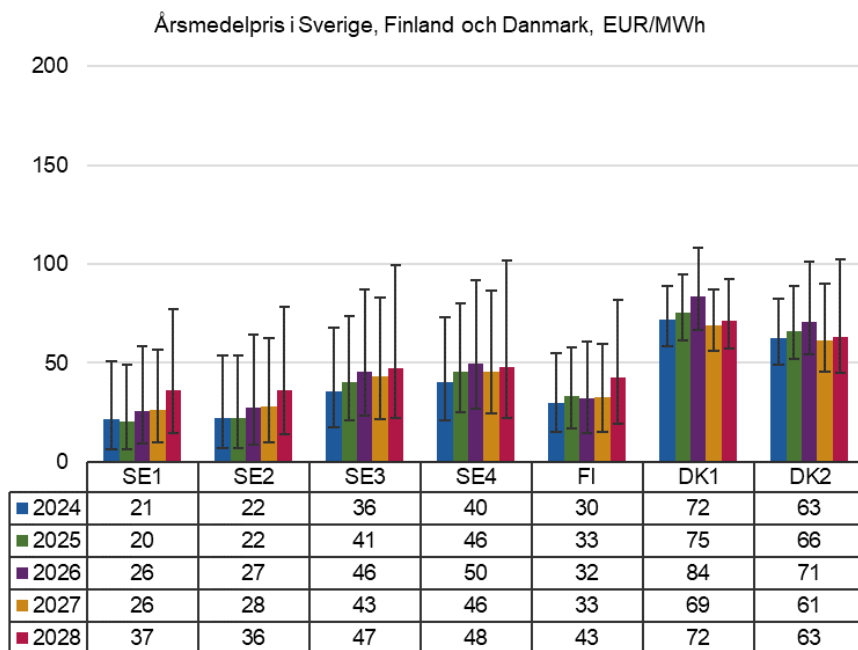


**Figur 10.** Historisk och simulerad elanvändning för år 2015 och 2022 respektive 2024 och 2028 i Sverige. Statistik för elanvändning för historiska år, Energimyndigheten och för simulerade år Svenska kraftnät.

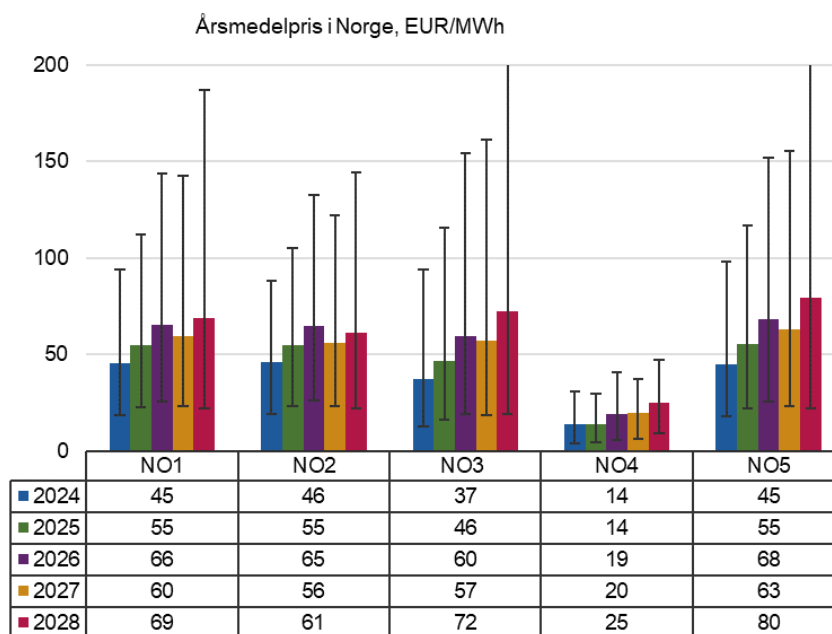
### 3.3 Årsmedelpriser

I det här avsnittets redovisas årsmedelpriser för de nordiska elområdena och de länder som är direkt kopplade till nordiska. Årsmedelpriser visar den genomsnittliga balansen. Vid situationer med risk för effektbrist förväntas elpriserna vara betydligt högre.

I Figur 11, Figur 12 och Figur 13 visas simulerat årsmedelpris för åren 2024–2028 för de nordiska elområdena samt de länder som är direkt kopplade till det nordiska systemet. Klammrarna visar utfallsrummet för de 35 simulerade väderåren. Utfallsrummet visar att årsmedelpriset varierar stort mellan de olika väderåren. Det gäller framförallt i Norden där tillrinningen för vattenkraften har stor betydelse, och med ett elsystem som har relativt stor andel installerad kapacitet väderberoende kraftslag.



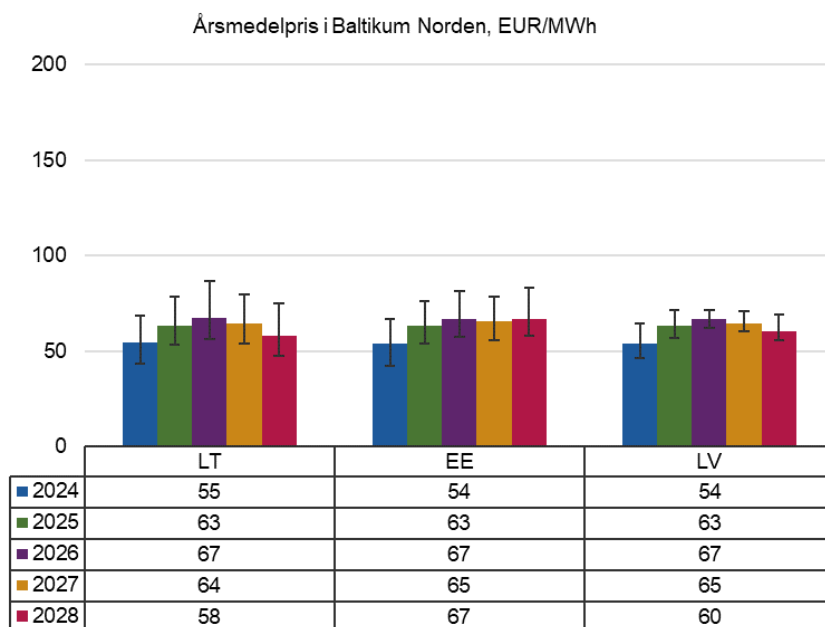
**Figur 11.** Årsmedelpris i elområden i Sverige, Finland och Danmark. Klammrarna visar spannet mellan det väderår som ger högst årsmedelpris och det väderår som ger lägst årsmedelpris. Källa: Svenska kraftnät.



**Figur 12.** Årsmedelpris i norska elområden. Klammarna visar spannet mellan det väderår som ger högst årsmedelpris och det väderår som ger lägst årsmedelpris. Källa: Svenska kraftnät.

I norra Sverige och Finland varierar årsmedelpriserna i mindre omfattning fram till det sista analysåret då det sker en större ökning till följd av en ökad elanvändning. I södra Sverige, Danmark och Norge (förutom i NO4) är den generella trenden att årsmedelpriserna ökar under analysperioden. Dock sker en minskning mellan 2026 och 2027 som kan förklaras av att priserna på kontinenten är lägre år 2027 jämfört med 2026 (Figur 5). Priserna är generellt högre i länderna på kontinenten jämfört med priset i Norden.

Alla årsmedelpriser är lägre i jämförelse med resultat i den kortsiktiga marknadsanalysen 2022. Det beror på lägre bränslepriser och att elanvändningen ökar i lägre omfattning, se avsnitt 2.2.2.1 respektive 2.2.3.

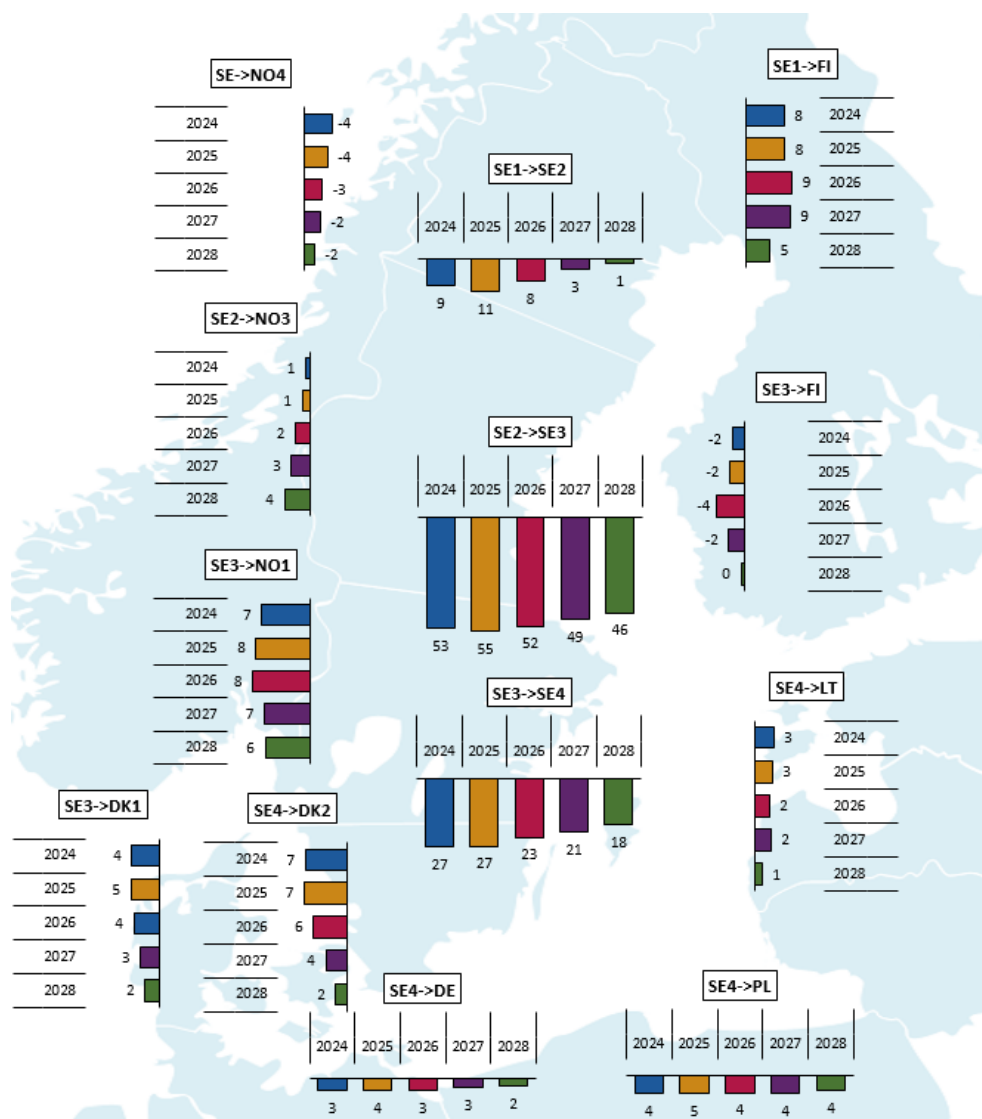


**Figur 13.** Årsmedelpris i Lettland (LT), Estland (EE) och Litauen (LV). Klammrarna visar spannet mellan det väderår som ger högst årsmedelpris och det väderår som ger lägst årsmedelpris. Källa: Svenska kraftnät.

### 3.4 Handelsflöden

I Figur 14 redovisas de årliga nettohandelsflödena i TWh, inom Sverige och mellan Sverige och grannländerna. Den ökade elanvändningen i framförallt norra Sverige får genomslag i handelsflödet och minskar det södergående flödet i Sverige med störst påverkan mellan SE1 och SE2.

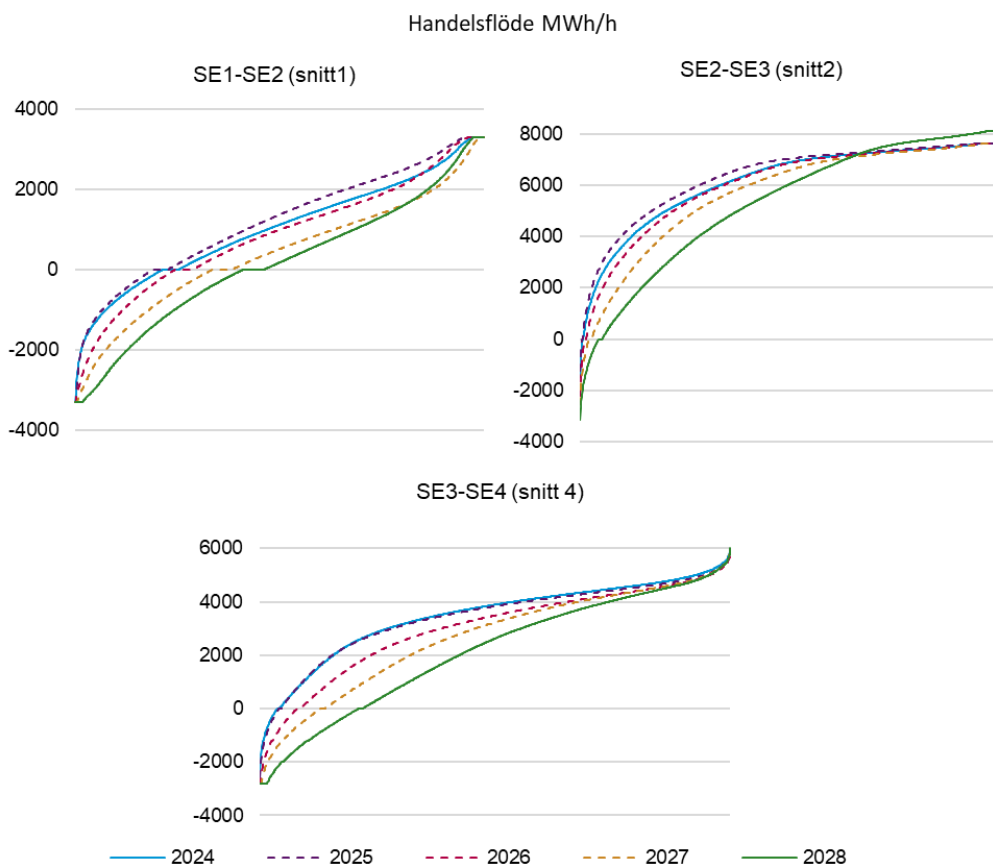




**Figur 14.** Årsvisa nettoflöden i TWh inom Sverige och till grannländer. Positiva värden representerar ett flöde från det första till det andra området. Källa: Svenska kraftnät.

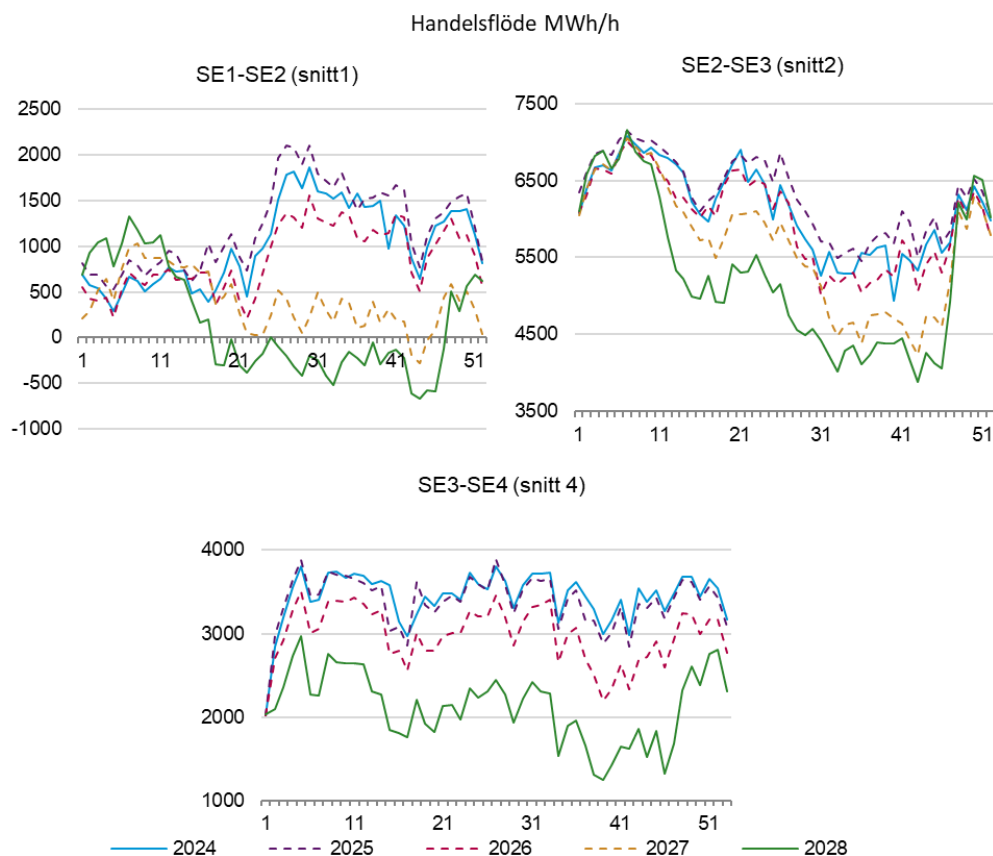
### 3.4.1 Handelsflöden i Sverige

I Figur 15 visas handelsflöden som varaktighetsdiagram för de interna svenska snitten, det vill säga alla simulerade timmar för alla analysår, ordnade från lägsta till högsta timvärde. Positiva värden representerar ett flöde från det första till det andra området, vilket alltså innebär södergående flöden.



**Figur 15.** Varaktighet av handelsflöden på Sveriges interna snitt. Positiva värden representerar ett flöde från det första till det andra området. Källa: Svenska kraftnät.

I Figur 16 visas handelsflöden per vecka för de interna svenska snitten för 2024–2028.



**Figur 16.** Medelflöden per vecka för de svenska snitten. Källa: Svenska kraftnät.

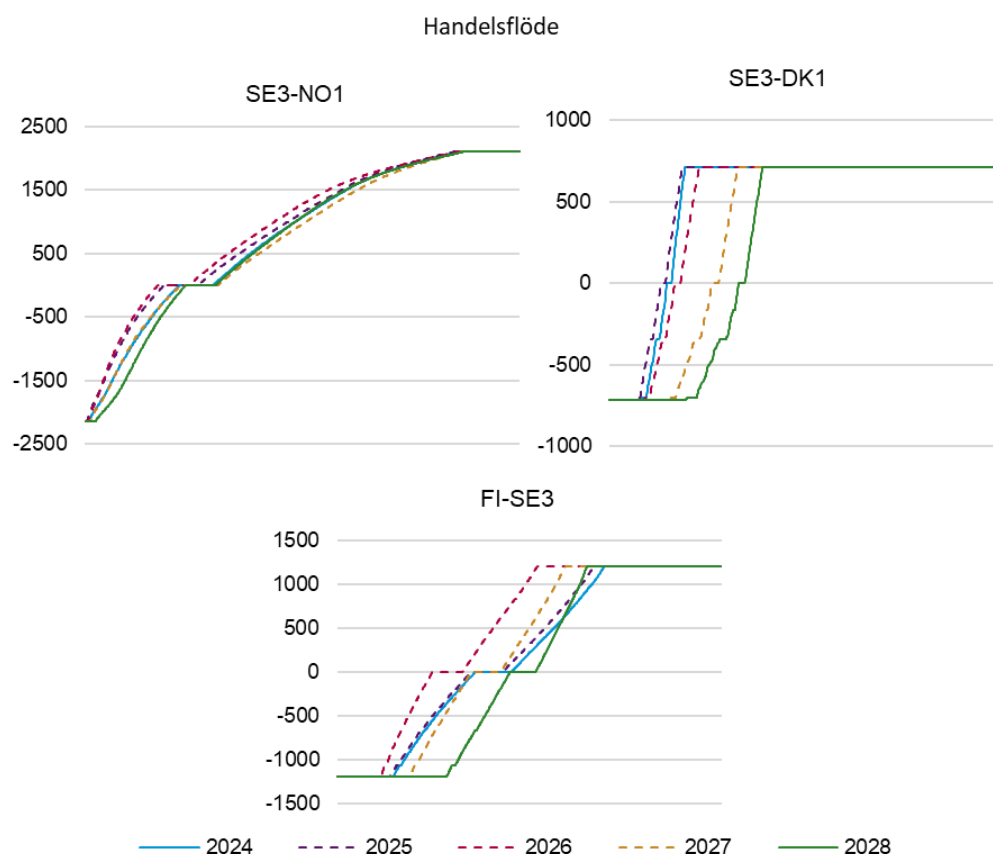
Det södergående flödet genom Sverige i Figur 14 visar en avtagande trend för alla svenska snitten. I Figur 15 visas också att andelen tid med södergående flöden minskar samtidigt som andelen tid med norrgående flöden i Sverige ökar. Över snitt 1 ökar andelen tid med norrgående flöden med en femtedel under analysperioden och utgör flödesriktningen dryga 40 procent av tiden 2028. De förändrade flödesmönstren uppkommer också i medelflöden per vecka där norrgående flöden (från SE2 till SE1) visas under 2027 och 2028, Figur 16. Under 2027 uppvisas norrgående flöden i oktober, och under 2028 perioder mellan maj till november. Att det uppstår norrgående flöde kan förklaras av att vindkraft i framförallt SE2 byggs ut kraftigt under perioden samtidigt som elanvändningen ökar kraftigt i SE1.

Figur 16 visar att säsongsmönstret med störst överföring av el över snitt 1 och snitt 2 under vinterhalvåret kvarstår under analysperioden. Även säsongsmönstret för överföringen från SE3 till SE4 (snitt 4) kvarstår och

liksom för snitt 1 och snitt 2 är profilen över åren densamma men det sker en minskning i nivån av handelsflödet.

### 3.4.2 Öst-västliga flöden

Handelsflöden från Finland till SE3 samt från SE3 till Norge och Danmark, de öst-västliga flödena, visas som varaktighetsdiagram i Figur 17.

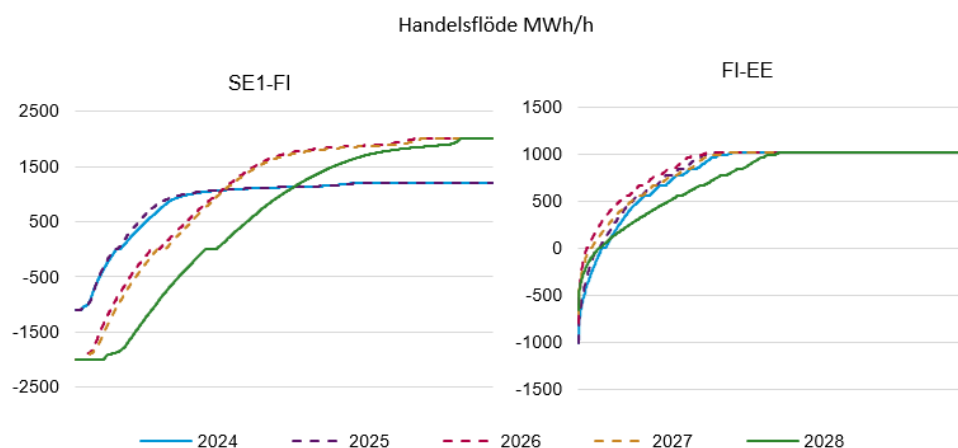


**Figur 17.** Varaktighet av handelsflöden på snitt SE3-NO1, SE3-DK1 och FI-SE3. Positiva värden representerar ett flöde från det första till det andra området. Källa: Svenska kraftnät.

Av Figur 17 framgår att andelen av tiden med import respektive export från Finland till SE3 varierar inom analysperioden. Andelen av tid med import från Finland till SE3 är i slutet av perioden lägre än i början och årsnettoflödet blir noll år 2028 (Figur 14). Andelen av tid med export till Norge från SE3 ökar fram till 2026 och minskar sedan till samma nivå år 2028 som under 2024. Trenden är densamma med en högre andel tid export från SE3 till Danmark fram till 2026 men därefter minskar andelen tid och är på en betydligt lägre nivå 2028 i jämförelse med 2024.

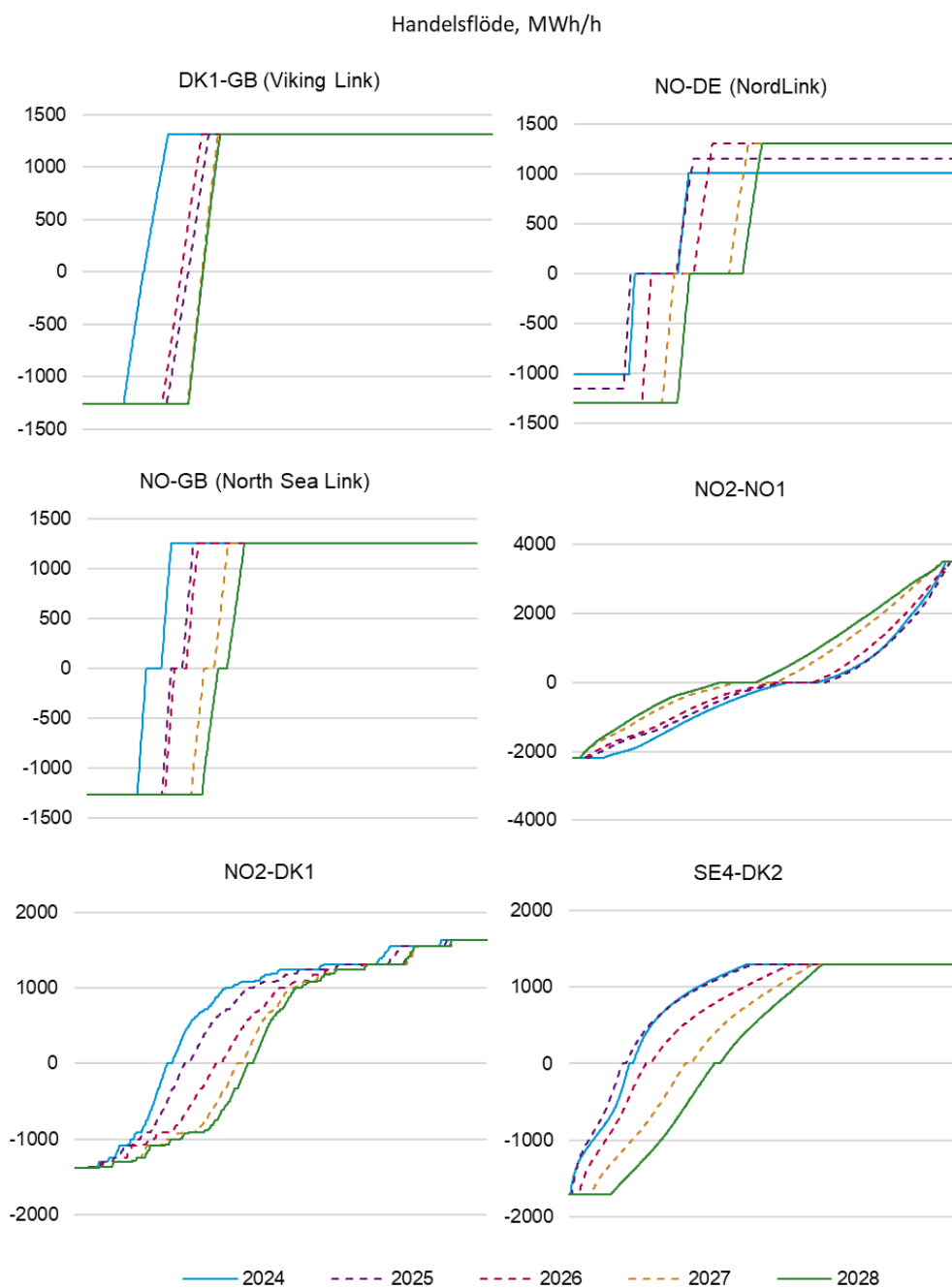
### 3.4.3 Övriga handelsflöden inom Norden och mellan Norden och sammankopplade elområden

Handelsflödet mellan SE1 och Finland utgörs i början av perioden till stor del av export från Sverige till Finland, cirka 90 procent av tiden. År 2026 ökar möjlig kapacitet från 1200 MW mellan SE1 och Finland respektive 1000 MW mellan Finland och SE1 till 2000 MW till och från SE1 till Finland. Detta till följd av den nya ledningen Aurora Line som tas i drift i slutet av 2025. Under 2026 sker en omfördelning och under resterande analysperiod minskar andelen tid med export från SE1 till Finland från 80 till dryga 65 procent. Att det sker en markant omfördelning år 2028 förklaras av den ökade elanvändningen i SE1. Finland fortsätter att exportera till Estland över 90 procent av tiden.



**Figur 18.** Varaktighet på handelsförbindelserna mellan Finland och Sverige respektive Estland. Positiva värden representerar ett flöde från det första till det andra området. Källa: Svenska kraftnät.

I Figur 19 visas handelsflödet på förbindelserna mellan SE4 och Danmark, Danmark och Storbritannien, Norge till Storbritannien och Tyskland samt flödet på närliggande snitt, se också Figur 17 för snitt SE3-NO1 och SE3-DK1.



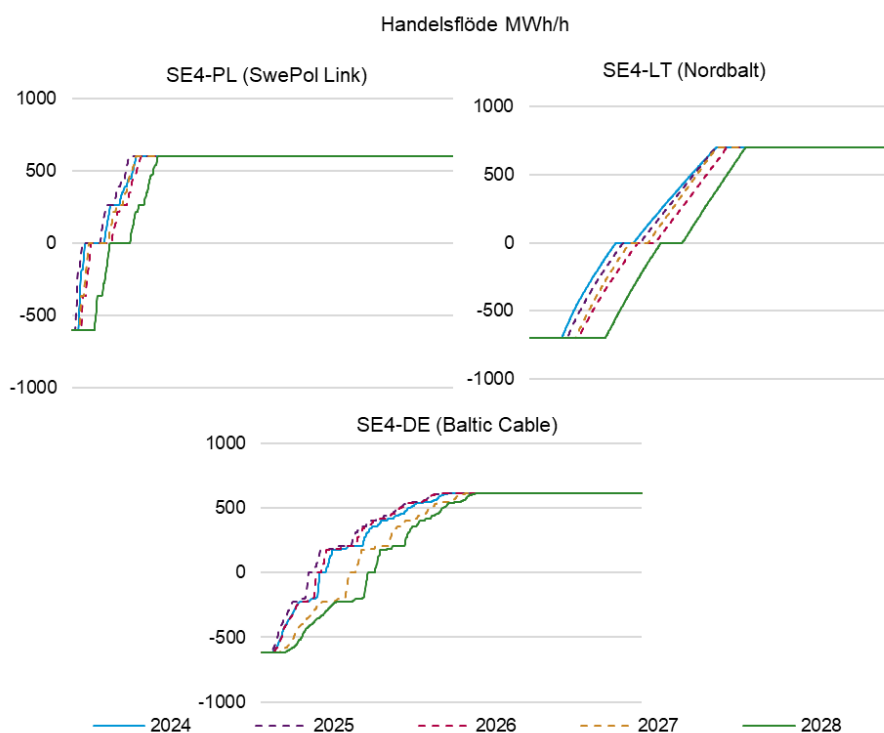
**Figur 19.** Varaktighet på handelsförbindelserna mellan SE4 och Danmark, Danmark och Storbritannien, Norge till Storbritannien och Tyskland samt flödet på närliggande snitt. Positiva värden representerar ett flöde från det första till det andra området. Källa: Svenska kraftnät.

Förbindelsen Viking Link är i drift från 2024 och nyttjas till större andel av tiden som export från Danmark till Storbritannien, dock fördubblas andelen tid med import från Storbritannien från cirka 15 till 30 procent under

analysperioden. Förbindelserna från Norge till Tyskland och Storbritannien via NordLink respektive North Sea Link har samma mönster som Viking Link där importen från Tyskland och Storbritannien ökar till nästan 30 respektive 35 procent. Det beror på att prisskillnader förändras mellan Danmark och Storbritannien respektive Norge och Tyskland samt Norge och Storbritannien. Andelen tid med export från SE4 till DK2 minskar markant under analysperioden.

### 3.4.4 Svenska handelsflöden över Östersjön

Flödet för Sveriges förbindelser i Östersjön visas i Figur 20. Exporten från Sverige till Polen, Tyskland och Litauen minskar under analysperioden. Att andelen tid med import ökar till Sverige bidrar till större andel norrgående flöden över snitt 4 som i sin tur innebär att årsmedelpriser inom södra Sverige utjämnas. Att de årsvisa nettoflödena är lägre i slutet av analysperioden förklaras av det ökade elbehovet i Sverige som påverkar det södergående flödet, Figur 14. Det årliga nettoflödet till Polen är detsamma förutom år 2025 då det är något högre än övriga år.



**Figur 20.** Varaktighet på handelsförbindelserna i Östersjön: SwePol Link, NordBalt och Baltic Cable. Positiva värden representerar ett flöde från det första till det andra området. Källa: Svenska kraftnät.

## 4 Slutsatser

I detta kapitel redovisas slutsatser från resultat och analyser och övriga frågor i regeringsuppdraget.

### 4.1 Risk för effektbrist under analysperioden

Risken för effektbrist (förbrukningsfrånkoppling) ökar under analysperioden fram till år 2027 för att sedan minska för år 2028. Risken för effektbrist över den nuvarande beslutade tillförlitlighetsnormen på en timme per år för alla analysår. Risken för effektbrist uppstår framför allt i södra Sverige, men tillfällen med effektbrist noteras även i norra Sverige. Den högre risken för effektbrist är i huvudsak en konsekvens av den kraftigt ökade elanvändningen samtidigt som produktion inte tillkommer i samma takt. Jämfört med analysen som gjordes i KMA 2022 är risken för effektbrist dock mindre vilket beror på att elanvändningen förväntas öka i en långsammare takt bland annat till följd av senareläggning av industriprojekt.

Nuvarande avtal om effektreserv löper ut 16 mars 2025. Då simulerad risk för effektbrist (LOLE) mot slutet av analysperioden är högre än tillförlitlighetsnormen indikeras ett fortsatt behov av en kapacitetsmekanism (effektreserv är en sådan) i enlighet med elmarknadsförordningen. För att få ha en kapacitetsmekanism behöver tillräcklighetsproblem konstateras i den tillräcklighetsanalys som ENTSO-E publicerar årligen och som ska godkännas av ACER<sup>54</sup> eller i en nationell bedömning om resurstillräcklighet. I den senaste tillräcklighetsanalys från ENTSO-E, ERAA 2023, är risken för effektbrist för Sverige högre än tillförlitlighetsnormen för de analyserade åren 2025, 2028, 2030 och 2033. Resultaten i ERAA 2023 påvisar samma trend som den nationella analysen och indikerar ett fortsatt behov av en kapacitetsmekanism.

### 4.2 Ökning av överföringskapacitet har tydliga effekter

Resultat för 2028 visar att antalet timmar med risk för effektbrist minskar jämfört med åren innan trots att elanvändningen ökar. För analysåret 2028 har nätmodellerna uppdaterats för att bland annat beskriva de planerade nätåtgärderna för att öka överföringsförmågan i snitt 2 och att elanvändningen ökar. Att de nätförstärkande åtgärderna innebär att risken för effektbrist är lägre är en bekräftelse som visar nyttan av investeringarna. Det visar också att det är av betydelse att dessa investeringar genomförs och enligt plan eftersom förseningar innebär ökad risk för effektbrist.



### 4.3 Priser och flöden visar förändringar

Elpriserna i Sverige är betydligt lägre i jämförelse med KMA 2022. Det beror på att bränslepriserna är väsentligt lägre som i sin tur beror på att marknaden har återgått till ett mer normalt läge efter att ha varit exceptionellt höga som följd av energikrisen. Årsmedelpriserna i alla svenska elområden är högre i slutet av analysperioden vilket beror på en ökad elanvändning (Figur 11).

Att nyetablering av industri ökar elanvändningen i norra Sverige under 2027 och 2028 gör att det södergående årsnettoflödet (Figur 14) i Sverige minskar. Det innebär också att andelen tid med norrgående flöden ökar (Figur 15).

Andelen av tid med import från Finland till SE3 och export från SE3 till Danmark (DK1) varierar inom perioden men är lägst år 2028, medan andelen tid med export från SE3 till Norge (NO1) varierar men är på ungefär samma nivå år 2028 i jämförelse med 2024. Detta innebär att de öst-västliga flödena till en början ökar och finns kvar under hela perioden men är lägre i slutet av analysperioden.

Andelen tid med import till Sverige och övriga Norden från Storbritannien, Tyskland, Polen och Litauen ökar under perioden som följd av att priserna utjämnas mellan Norden och övriga ihopkopplade länder.

### 4.4 Egenskaper i den svenska tillgången och efterfrågan på el har beaktats

Andelen elproduktion från planerbara kraftslag har minskat i Sverige och den trenden fortsätter (Figur 9). När väderberonde produktion utgör en betydande del av elproduktionen behöver hänsyn tas till hur tillgång- och efterfrågan av el korrelerar.

I genomförda simuleringar används historiska data för vind, solinstrålning, tillrinning, tillgång i vattenkraftens magasin och temperatur för att beskriva variationen i väderberonde produktionskällor och också variationer i elanvändningen. De 35 väderåren innebär att simuleringsresultaten fångar effekterna av kalla vinterdagar när det inte blåser. I simulering av tillräcklighet kombineras variationer som uppstår på grund av varierande väder och otillgänglighet i produktion och överföringsförbindelser genom att varje väderår körs sju gånger med slumpvis otillgänglighet i produktion och överföring. De olika kraftslagets tillgänglighet beskrivs i *Bilaga 1: Avbrottstal och driftfall*. Genom flödesbaserad kapacitetstilldelning, se avsnitt 2.1.1.1, tas även hänsyn till att avbrott i kärnkraftsproduktion påverkar överföringsförmågan från SE2 till SE3.

Efterfrågan förändras genom att den ökar och att tillväxten sker till följd av elektrifieringen, till exempel nya industrier och i transportsektorn (Figur 10). Den ökade mängden efterfrågefleksibilitet (Tabell 15) och batterier (Tabell 17) i Sverige dämpar efterfrågan av el när priset är relativt högt vilket bidrar positivt till effekttillräckligheten.

## 4.5 Genomförda förändringar i tillräcklighetsbedömningar efter utlåtanden från ACER

ACER beslutade i februari 2023 att inte godkänna den europeiska resurstillräcklighetsbedömningen (ERAA 2022) av flera skäl. Svenska kraftnät har i sitt genomförande haft som mål att ta hänsyn till de önskade förändringarna.

Genom att använda en flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod där planeringsmodeller omfattar Norden för varje analysår, och innehåller planerade nätförstärkningar, följs rekommendation om hantering av överföringskapacitet.

ACER pekade också på att förutsättningar som beskriver sannolikheten för avveckling av produktionsanläggningar, eller byggande av nya produktionsanläggningar ska stämma överens med risk för effektbrist och intäkter till producenter. Detta beaktas i Scenario-A i den europeiska resurstillräcklighetsbedömningen (ERAA) och dessa förutsättningar har använts för angränsande länder till Norden och Baltikum. Det innebär att den nationella bedömningen är mer i linje med rekommendationen. För Sverige, och generellt för andra europeiska länder, visade Scenario-B högre risk för effektbrist. Därför är det troligt att om Scenario-B använts skulle risken för effektbrist sannolikt bli högre för åren 2024 till 2028.

Till skillnad från tidigare effekttillräcklighetsbedömningar genomfördes analyser för denna bedömning om resurstillräcklighet med hjälp probabilistiska beräkningar som inkluderar fullständiga elmarknadssimuleringar, där den totala systemkostnaden minimeras.

## 4.6 Jämförelse mellan nationell och europeisk studie om resurstillräcklighet

Som beskrivet i avsnitt 3.1.4, visar både Svenska kraftnäts studier och ERAA liknande trender med generellt ökande risk för effektbrist fram till 2028 för att sedan minska till år 2035. Eftersom den nationella studien täcker flera år i rad kan effekter av investeringar noteras som kan avvika från de övergripande

trenderna. Resultaten för 2025 och 2028 stämmer överens mellan studierna om den nationella studien jämförs med Scenario-A som presenteras i ERAA 2023. Att resultaten är jämförbara kan förklaras av att Sverige är beroende av import för att kunna tillgodose en hög elanvändning. Därför påverkas den svenska resurstillräckligheten av förhållanden i angränsande områden. Om angränsande områden till Sverige hade modellerats enligt Scenario-B i ERAA är det troligt att en högre risk för effektbrist hade observerats.

## Referenser

ACER 2020, [Decision on the ERAA methodology: Annex I](#), 2020-10-02.

ACER 2023, [Decision No 04/2023 OF THE EUROPEAN UNION AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS](#), 2022-02-27.

ACER 2023, [ACER's Reply to ERAA 2023 Call-for-Evidence on Preliminary Input Data](#).

Energimarknadsinspektionen 2020, [Genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion](#), Ei R2020:09.

Energimarknadsinspektionen 2023, [Främjande av ett mer flexibelt elsystem – Deluppdrag 5](#), Ei R2023:18.

Energimyndigheten 2023, [PM Kortsiktsprognos sommar, 2023](#).

Energimyndigheten 2023, [Scenarier över Sveriges energisystem 2023 – Med fokus på elektrifieringen 2050](#), ER 2023:07.

Energinet, Svenska kraftnät, Fingrind och Statnett 2023, ["Nordic CCM – Phenomena report" 11 november 2023](#).

ENTSO-E 2022, [European Resource Adequacy Assessment 2022](#).

ENTSO-E 2023, [European Resource Adequacy Assessment, 2023](#).

ENTSO-E 2023, European Resource Adequacy Assessment 2023 - [Annex 2: Methodology](#).

ENTSOE-E 2023, European Resource Adequacy Assessment 2023 - [Annex 3: Detailed Results](#).

ENTSO-E 2023, European Resource Adequacy Assessment 2023 – [Annex 4: Country Comments](#).

Europaparlamentets och rådets [förordning \(EU\) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el](#).

Kommissionens förordning (EU) [nr 543/2013 av den 14 juni 2013 om inlämnande av offentliggörande av uppgifter på elmarknaden och om ändring av bilaga I till Europaparlamentets och rådets förordning \(EG\) nr 714/2009](#).

Kommissionens förordning (EU) [2015/ 1222 - av den 24 juli 2015 - om fastställande av riktlinjer för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning](#).

Regeringsbeslut II 1, 2022-08-04. I2022/01578, Uppdrag att främja ett mer flexibelt elsystem.

Svenska Bioenergiföreningen 2023, *Biokraft 2022*

Svenska kraftnät 2022, Svk 2022/3235, Kortsiktig marknadsanalys 2022 – Analyser av kraftsystemet 2023-2027.

Svenska kraftnät 2023, Svk 2023/1019, Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2023.

Svenska kraftnät 2023, Svk 2023/2815, Nätutvecklingsplan 2024–2033.

Svenska kraftnät 2023, Svk 2022/3774, Framtidens kapacitetsmekanism för att säkerställa resurstillräcklighet på elmarknaden.

Svenska kraftnät 2024, Svk 2023/4164, Långsiktig marknadsanalys 2024, Scenarier för kraftsystemets utveckling fram till 2050.

Sveriges riksdag, [Förordning \(2007:1119\) med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät](#).

### **Information på webbsidor**

ENTSO-E 2024, [Maximum NTC 2024-01-01](#).

Nordic RCC [231107](#).

Regeringen: [Beslut om tillförlitlighetsnorm för Sverige 2022-11-17](#).

Svenska kraftnät: [Förändringar gällande aktivering av effektreserven | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#).

## Bilaga 1: Avbrottstal och driftfall

I Tabell 31 visas de avbrottstalen som används i bedömningen av resurstillräcklighet. Till exempel betyder 5 procent för likströmsförbindelser att stokastiska otillgängligheter fördelas över ett år så att likströmsförbindelsen SwePol Link antas vara ur drift 5 procent av årets timmar.

Kategori	Avbrottstal (%)
Likströmsförbindelser	5
Kärnkraft	5
Värmekraft -generellt	10
Kraftvärmeverk >100 MW	7

**Tabell 31.** Avbrottstal i procent som används i bedömningen av resurstillräcklighet för olika kategorier som antas vara ur drift. Källa: Svenska kraftnät-

I Tabell 32 beskrivs olika driftfall, situationer som kan uppstå i kraftsystemet, som används för att få fram de nätelement som behöver övervakas.

Drifffall	Flödesriktning i nätet	El-användning	Vattenkraftproduktion	Vindkraftsproduktion
1	Södergående, samt öst till väst	Hög	Hög	Låg
2	Södergående, samt öst till väst	Hög	Låg	Hög i norra och östra Sverige
3	Södergående, samt öst till väst	Hög	Låg	Hög i norra och västra Sverige
4	Södergående, samt väst till öst	Hög	Hög	Låg
5	Södergående, samt väst till öst	Hög	Låg	Hög i norra- och östra Sverige
6	Södergående, samt väst till öst	Hög	Låg	Hög i norra- och västra Sverige
7	Södergående, export till öst och väst	Hög	Hög	Hög i alla delar i Sverige
8	Södergående, export till öst och till väst	Hög	Hög	Låg produktion i alla delar i Sverige
9	Låga flöden söderut och låg rotationsenergi i systemet	Låg	Låg	Låg i alla delar i Sverige
10	Södergående, export till öst och till väst	Låg	Hög	Låg i alla delar i Sverige
11	Norrgående	Låg	Hög	Hög i alla delar i Sverige
12	Norrgående	Hög	Låg	Hög i alla delar i Sverige
13	Norrgående och Öst till Väst	Hög	Låg	Hög i södra- och östra Sverige
14	Norrgående och Väst till Öst	Hög	Låg	Hög i södra- och västra Sverige

**Tabell 32.** Olika drifffall, situationer i kraftsystemet. Källa: Svenska kraftnät.

## Bilaga 2: Hantering av krav i elmarknadsförordningen

I Tabell 33 redovisas en sammanfattning av de krav som ställs för att genomföra en nationell bedömning av resurstillräckligheten, en redovisning av Svenska kraftnäts genomförande av kravet, och Svenska kraftnäts bedömning om kravuppfyllelse. Artikelreferenser är till Elmarknadsförordningen.

Bedömningen är att kraven uppfylls på övergripande nivå, dock finns utvecklingsbehov. När det finns osäkerheter har Svenska kraftnät valt förutsättningar som bidrar positivt till ett resurstillräcklighetsperspektiv, detta för att säkerställa att bedömningen inte är konservativ. Om risken för effektbrist hade uttryckts som ett intervall bör därför studiens resultat tillhöra den lägre delen av intervallet.

Sammanfattning av krav	Svenska kraftnäts tillämpning	Bedömning om kravuppfyllelse
<b>Artikel 24 (1):</b> Nationella bedömningar av resurstillräcklighet ska ha ett regionalt tillämpningsområde och baseras på den metod som avses i artikel 23.3, särskilt bestämmelserna i artikel 23.5 b–m.	<i>I beräkningar simuleras Norden och Baltikum i en elmarknadsmodell där de nordiska länderna representeras och simuleras ingående. För de angränsande länderna används forwardpriser med profiler som omfattar alla länder i Europa.</i>	<i>Krav uppfylls</i>
<b>Artikel 24 (1) forts:</b> Bedömningen ska baseras på den metod som avses i artikel 23.3, särskilt bestämmelserna i artikel 23.5 b–m.	<i>Artikel 23.3. refererar till metoden som ACER godkände i oktober 2020<sup>51</sup>. Flera krav hänvisar till ENTSO-E. Där det varit möjligt har scenario-A beaktats och resultat från ENTSO-E:s EVA. Kravuppfyllnad är beroende på ENTSO-Es implementering. I övrigt har metoden används för handledning av genomförandet.</i>	<i>Uppfylls med brister. Se kommentar för Artikel 24 (1) (b)  Efterlevnad av bestämmelserna i artikel 23.5 b–m beskrivs separat nedan.</i>
<b>Artikel 24 (1) forts:</b> De nationella bedömningarna av resurstillräcklighet kan beakta ytterligare känsliga aspekter utöver dem som avses i artikel 23.5 b.	<i>Känsligheter för tillgänglighet av kärnkraft och hydrologiska förhållandena har beaktats.</i>	<i>Krav uppfylls</i>

<sup>51</sup> ACER 2020.



Sammanfattning av krav	Svenska kraftnäts tillämpning	Bedömning om kravuppfyllelse
<b>Artikel 24 (1) (a):</b> De nationella bedömningarna av resurstillräcklighet (ska a) göra antaganden som tar hänsyn till särdrag i den nationella tillgången och efterfrågan på el.	<i>Hänsyn har tagits till särdrag i det svenska kraftsystemet. Se punkten ovan. Nationella särdrag har beaktats med känslighetsanalyser som särskilt kan påverka Sveriges effekttillräcklighet. Val av verktyg (EMPS/SAMNETT) beaktar de hydrologiska förutsättningarna jämfört med andra verktyg som var tillgängliga.</i>	<i>Krav uppfylls</i>
<b>Artikel 24 (1) (b):</b> De nationella bedömningarna av resurstillräcklighet ska: b) använda verktyg och konsekventa aktuella uppgifter som stämmer överens med dem som Entso-E för el använder för den europeiska bedömningen av resurstillräcklighet.	<i>För kontinental Europa användes samma värden som togs fram av ENTSO-E, i samarbete med de övriga systemansvariga för el, för ERAA 2023. Då värden i ERAA 2023 i stort är baserad på indata som var framtagna under 2022, kompletterades bedömningarna för Norden med uppdaterad information.</i>  <i>Verktyget Samnett som används är ett elmarknadsmodelleringsverktyg som fungerar på ett jämförbart sätt som de verktyg som ENTSO-E använde.</i>	<i>Uppfylls med brister.</i>  <i>För att uppfyllas hade simulering av samtliga scenarion hos ENTSO-E samt en EVA utredning (ekonomisk bedömning av sannolikheten för avställning, driftinställelse) av Svenska kraftnät krävts. Av tidsskäl har Scenario-A från ENTSO-E varit utgångspunkten.</i>
<b>Artikel 24 (1) forts:</b> Vidare ska den nationella bedömningarna av resurstillräcklighet, vid bedömningen av deltagande av kapacitetsleverantörer i en annan medlemsstat till försörjningstryggheten i de elområden som bedömningarna omfattar, använda den metod som föreskrivs i artikel 26.11 a.	<i>För närvarande finns inga kapacitetsleverantörer i en annan medlemsstat som bidrar till försörjningstryggheten i de elområden som bedömningen omfattar (Norden och Baltikum).</i>	<i>Krav uppfylls</i>
<b>Artikel 24 (2):</b> De nationella bedömningarna av resurstillräcklighet och, i tillämpliga fall, den europeiska bedömningen av resurstillräcklighet samt yttrandet från ACER i enlighet med punkt 3 ska offentliggöras.	<i>Den nationella bedömningen publiceras på Svenska kraftnäts hemsida den 16 februari 2024.</i>	<i>Krav uppfylls</i>
<b>Artikel 24 (3):</b> Om en nationell bedömning av resurstillräcklighet konstaterar ett resurstillräcklighetsproblem vad gäller ett elområde som inte konstaterades i den europeiska	<i>Svenska kraftnät har inte konstaterat ett resurstillräcklighetsproblem vad gäller ett elområde som inte konstaterades i den europeiska bedömningen av resurstillräcklighet.</i>	<i>Krav ej aktuellt</i>

Sammanfattning av krav	Svenska kraftnäts tillämpning	Bedömning om kravuppfyllelse
<p>bedömningen av resurstillräcklighet ska den nationella bedömningen av resurstillräcklighet ange skälen till skillnaden mellan de två bedömningarna av resurstillräcklighet, inklusive närmare uppgifter om känsliga aspekter som använts och de bakomliggande antagandena. Medlemsstaterna ska offentliggöra den bedömningen och överlämna den till ACER.</p>		
<p>Nedan anges krav från Artikel 23(5) b till m. Kraven inleds med:          "Den europeiska bedömningen av resurstillräcklighet ska baseras på en transparent metod som ska säkerställa att bedömningen", varefter punktlistan följer.</p>		
<p><b>Artikel 23 (5)(b):</b> Baseras på lämpliga centrala referensscenarier för förväntad tillgång och efterfrågan, inklusive en ekonomisk bedömning av sannolikheten för avställning, driftsinställelse, byggande av nya produktionsanläggningar samt åtgärder för att nå mål för energieffektivitet och el-sammanlänkning, och lämpliga antaganden om känslighet för extrema väderhändelser, hydrologiska förhållanden, grossistpriser och prisutvecklingen för kol</p>	<p><i>För kontinentala Europa användes samma värden som togs fram av ENTSO-E, i samarbete med de övriga systemansvariga för el, för ERAA 2023 (Scenario-A). Då värden i ERAA 2023 i stort är baserad på prognoser som var framtagna under 2022, kompletterades bedömningarna för Norden med senare prognoser.</i></p>	<p><i>Uppfylls med brister.</i></p> <p><i>För att uppfyllas hade simulering av samtliga scenarion hos ENTSO-E samt en EVA utredning (ekonomisk bedömning av sannolikheten för avställning, driftsinställelse) av Svenska kraftnät krävts. Av tidsskal har Scenario A från ENTSO-E varit utgångspunkten.</i></p>
<p><b>Artikel 23 (3)(c):</b> Innehåller separata scenarier som återspeglar olika sannolikheter för att de resurstillräcklighetsproblem som de olika typerna av kapacitetsmekanismer är avsedda att hantera ska inträffa.</p>	<p><i>Som beskrivet i kapitel 2.1, omfattar analyserna 35 väderår som analyserats sju gånger. I varje analys simuleras stokastiska otillgängligheter på produktion och HVDC förbindelser utifrån tillgänglighets tal i Bilaga 1. Samma studier har också genomförts för känsligheter med hänsyn till kärnkraft och hydrologiska aspekter.</i></p>	<p><i>Krav uppfylls</i></p>
<p><b>Artikel 23 (3)(d):</b> På lämpligt sätt beakta bidragen från alla resurser, inklusive befintlig och framtida möjligheter till produktion, lagring, sektoriell integration och efterfrågestyrning,</p>	<p><i>Beräkningar inkluderar en modellering av all produktion inom Norden och Baltikum, import och export möjligheter, samt bedömningar om möjligheter till lagring och efterfrågeflexibilitet.</i></p>	<p><i>Krav uppfylls</i></p>

Sammanfattning av krav	Svenska kraftnäts tillämpning	Bedömning om kravuppfyllelse
samt import och export och deras bidrag till flexibel systemdrift.		
<b>Artikel 23 (3)(e):</b> Förutse den sannolika inverkan av de åtgärder som avses i artikel 20.3.	<i>I den mån det har varit möjligt har det beaktats vilka förändringar de föreslagna åtgärderna enligt Energimarknadsinspektionens "Genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion"<sup>52</sup>. Huvudsakligen påverkas bedömningen av efterfrågeflexibilitet. . Flera av åtgärderna i genomförandeplanen var mer riktad mot reglerkraftmarknaden och reserver, där inverkan på tillräcklighetsstudier är svårt att kvantifiera.</i>	Krav uppfylls
<b>Artikel 23 (3)(f):</b> Inbegripa varianter utan befintliga eller planerade kapacitetsmekanismer och, när det är tillämpligt, varianter med sådana mekanismer	<i>I huvudsak har ett scenario som inbegriper befintliga och eller planerade kapacitetsmekanismer studerats. Huvudanledningen till detta är att det var det scenariot som ENTSO-E använde i ERAA 2023 och därför det indata som fanns tillgängligt för övriga Europa.</i>	Krav uppfylls
<b>Artikel 23 (3)(g):</b> Baseras på en marknadsmodell med hjälp av den flödesbaserade metoden, när detta är tillämpligt.	<i>En flödesbaserad metod har tillämpats. Se avsnitt 2.1.1.1 för en mer ingående beskrivning.</i>	Krav uppfylls
<b>Artikel 23 (3)(h):</b> Tillämpa sannolikhetskalkyler.	<i>Beräkningar har genomförts där flera väderår har simulerats flera gånger med stokastiska otillgängligheter simulerade enligt otillgänglighetstal.</i>	Krav uppfylls
<b>Artikel 23 (3)(i):</b> Tillämpas i ett enda modelleringsverktyg.	<i>Modellen EMPS/SAMNETT används. SAMNETT-delen skapar linjäriserade flödesbegränsningar utifrån definierade övervakade nätelement (CNECar) och nordiska nettomodeller, och dessa begränsningar adderas sedan till optimeringslösningen för elmarknadsmodellen. Forwardpriser används som indata för länder utanför Norden och Baltikum.</i>	Krav uppfylls med reservation: För de externa områden används forwardpriser som indata till Samnett beräkningarna. Alla beräkningar för den regionala tillämpningen genomförs i Samnett verktyget.

<sup>52</sup> Energimarknadsinspektionen 2020.

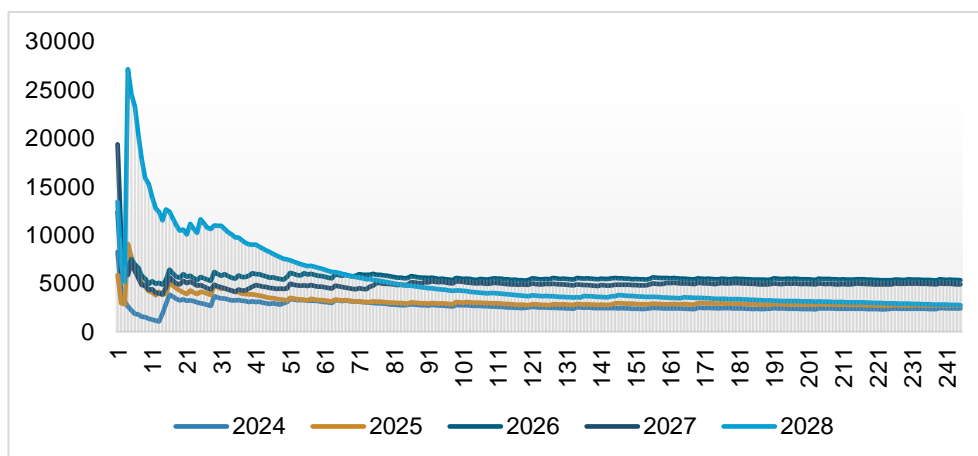
Sammanfattning av krav	Svenska kraftnäts tillämpning	Bedömning om kravuppfyllelse
<b>Artikel 23 (3)(j)</b> tillämpa åtminstone följande indikatorer som avses i artikel 25: förväntad energi ej levererad (expected energy not served - EENS), och förväntad förlorad last (loss of load expectation -LOLE).	För varje analysår och känslighet presenterats resultat i EENS och LOLE för de grundläggande scenarierna. Där känslighetsanalyser har genomförts har värden enbart presenterats.	<i>Krav uppfylls</i>
<b>Artikel 23 (3)(k):</b> Kartlägga orsakerna till eventuella resurstillräcklighetsproblem, särskilt om den är en nätbegränsning eller resursbegränsning, eller båda.	<i>En beskrivning av orsakerna finns i avsnitt 3.1.5</i>	<i>Krav uppfylls</i>
<b>Artikel 23 (3)(l):</b> Beakta verklig nätutveckling.	<i>De nätmodellerna som användes speglar beslutade nätförstärkningar och prognoserna för produktion och förbrukning använder inkomna ansökningar till Svenska kraftnät som grund.</i>	<i>Krav uppfylls</i>
<b>Artikel 23 (3)(m):</b> Bedömningen ska säkerställa att nationella särdrag när det gäller produktion, efterfrågefleksibilitet och energilagring samt tillgången på primära resurser och graden av sammanlänkning beaktas på ett vederbörligt sätt.	<i>Nationella särdrag har beaktats utifrån att scenarion undersöktes som särskilt kunde påverka Sveriges effekttillräcklighet. Val av verktyg påverkades också eftersom EMPS/SAMNETT har en mer detaljerad modellering och hantering av de hydrologiska aspekterna jämfört med andra verktyg som var tillgängliga för Svenska kraftnät.</i>	<i>Krav uppfylls</i>

**Tabell 33.** Översikt av kravbilderna på den nationella bedömningen av resurstillräckligheten.  
Källa: Svenska kraftnät.

## Bilaga 3: Konvergens av Monte Carlo simuleringar för resurstillräcklighet

Figur 21 beskriver genom  $EENS_N$ , antal MWh per som efterfrågas men inte kan levereras (förväntad energi ej levererad EENS), hur den genomsnittliga EENS för hela Sverige utvecklas i relation till antal årssimuleringar som genomförs. Där:

$$EENS_N = \frac{\sum_{i=1}^N ENS_i}{N}$$



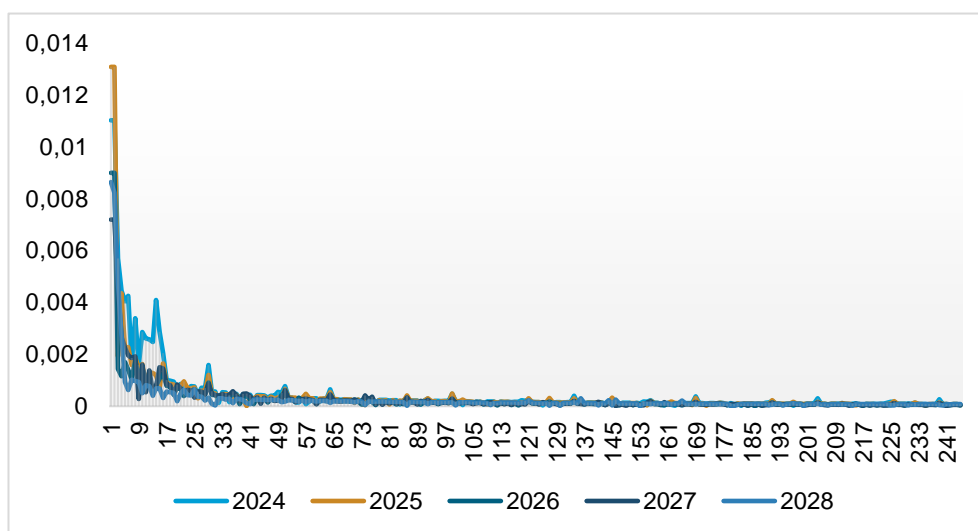
**Figur 21.** Genomsnittliga antal MWh som efterfrågas men inte kan levereras, EENS, beräknad vid varje tillkommande beräkningsår. Källa: Svenska kraftnät.

I Figur 22 beskrivs kvoten för variation av EENS,  $\alpha_N$ , som beskriver hur volatilt resultat för EENS i beräkningarna är. Där:

$$\alpha_N = \frac{\sqrt{\text{VAR}[EENS_N]}}{EENS_N}$$

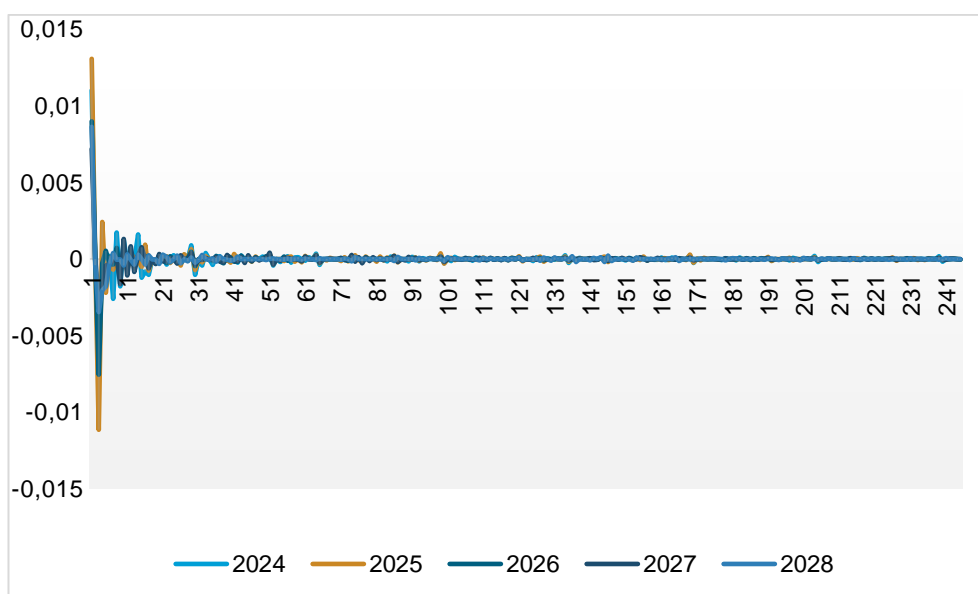
$EENS_N$  beskriver förväntade ENS över N antal simulerade år, och  $\text{VAR}[EENS_N]$  beskriver avvikelsen av den förväntade estimeringen.

$$\text{VAR}[EENS_N] = \frac{\text{Var}[ENS]}{N}$$



**Figur 22.** Koefficient på variation av EENS ( $\alpha$ ), beräknad vid varje tillkommande beräkningsår. Källa: Svenska kraftnät.

Figur 23 visar den relativa förändringen av  $\alpha$  beräknad vid varje tillkommande beräkningsår.



**Figur 23.** Den relativa förändringen av  $\alpha$  beräknad vid varje tillkommande beräkningsår. Källa: Svenska kraftnät.

---

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

SVENSKA KRAFTNÄT  
Box 1200  
172 24 Sundbyberg  
Sturegatan 1

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

