

Ärende nr: 2025/2726

2025-05-30

Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2025

En rapport till Klimat- och näringslivsdepartementet



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 klimatomställningen.

Version Ange version
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



Generaldirektören har ordet

Denna rapport behandlar effekttillräckligheten i Sverige under både vinter- och sommartid. Rapporten har tagits fram enligt 3 § förordning (2007:1119) med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät.

Vintern 2024/2025 var mild och inga större störningar inträffade i Sverige eller våra grannländer. Under topplasttimmen fanns erforderliga möjligheter till uppreglering för att hantera fel eller avvikelser.

Årets kraftbalansrapport visar att den svenska kraftbalansen för kommande vinter är positiv vid topplasttimmen för en normalvinter. Metoden för förbrukningsprognos för kommande topplasttimme skiljer sig från förra årets rapport, och med de gamla antagandena hade prognosen varit negativ. Sverige har god överföringskapacitet till grannländerna, men importmöjligheterna kan vara begränsade om dessa länder samtidigt har en ansträngd situation.

Prognoserna på längre sikt visar att ökningar i elanvändningen sker i en lägre takt än vad som aviserades i förra årets rapport, dock minskar effektbalansen ändå under de följande fem åren för att bli kraftigt negativ från vintern 2028/2029 och framåt. Detta visar på fortsatt behov av kompletterande åtgärder, som en strategisk reserv eller ökad förbrukarflexibilitet, för att god effekttillräcklighet i Sverige ska kunna upprätthållas.

Sundbyberg, 30:e maj 2025



Per Eckemark
Generaldirektör

Innehåll

Generaldirektören har ordet	3
Sammanfattning	6
Ord och begreppsförklaringar	10
Översiktskarta	12
1 Uppföljning av vintern 2024/2025	13
1.1 Elförbrukning under vintern.....	13
1.2 Elproduktion under vintern	17
1.2.1 Vattenkraft	18
1.2.2 Kärnkraft.....	18
1.2.3 Vindkraft.....	19
1.2.4 Kraftvärme.....	19
1.3 Import och export under vintern.....	19
1.4 Elpriserna under vintern	23
1.5 Effektreserven.....	26
1.6 Informationsinsatser	27
2 Vinterns toppplasttimme 2024/2025	29
2.1 Tillgängliga kapaciteter	30
2.2 Tillgängliga uppregleringsbud.....	32
2.2.2 Slutsats.....	34
3 Driftsäkerhet under sommaren	35
3.1 Uppföljning av sommaren 2024.....	35
3.2 Prognos för effektbalansen, sommaren 2025	36
3.2.1 Prognos för tillgänglig produktion	37
3.2.2 Prognos för tillgänglig överföringskapacitet	38
3.3 Driftsäkerhetsbedömning för sommaren 2025.....	40
3.3.1 Marknadspåverkan under sommaren.....	41
3.3.2 Beredskap under sommaren.....	42

4	Prognos för vintern 2025/2026.....	43
4.1	Prognos för maximal elförbrukning.....	44
4.2	Prognos för tillgänglig produktion	44
4.3	Prognos för tillgänglig överföringskapacitet.....	46
4.4	Prognos för importmöjligheter	48
4.4.1	Handelskapacitet från utlandet	49
4.4.2	Tillgänglig produktion i utlandet	50
4.5	Effektillräcklighet enligt probabilistisk metod	50
4.6	Strategisk reserv 2025/2026	51
4.7	Sammanfattning av kraftbalansen den kommande vintern 2025/2026 ...	52
5	Effektbalansen på längre sikt	53
5.1	Andra studier.....	53
5.1.1	ENTSO-E rapport, Seasonal Outlook	53
5.1.2	Den europeiska resurstillräcklighetsbedömningen (ERAA)	53
5.2	Svenska kraftnäts bedömning av risken för effektbrist på längre sikt	54
	Bilaga 1: Tillgänglighetsfaktorer för sommaren 2025 och vintern 2025/2026	56
	Bilaga 2: Prognos för produktion	58
	Bilaga 3: Överföringskapaciteter	60

Sammanfattning

Denna rapport behandlar effekttillräckligheten i Sverige under både vinter- och sommartid. 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
- mängden import Sverige kan räkna med från omgivande länder
- vilka informationsinsatser som har riktats till aktörerna på elmarknaden i fråga om kraftbalansen

Begreppet kraftbalans avser i detta sammanhang **Sveriges energibalans under topplasttimmen** (timmen med högst elförbrukning under vintern). Under kort tidsrymd (en timme) kan det jämföras med effektbilans, vilket är det uttryck som används i denna text. Observera att rapporten behandlar effekttillräcklighet på nationell- och elområdesnivå och berör inte effekt- och kapacitetsbehov som kan finnas lokalt. Rapporten ger ingen prognos vad gäller elprisets nivå och pågående utveckling av elmarknaden berörs endast i korthet.

Vintern 2024/2025 – Mild och utan större incidenter

Vintern 2024/2025 blev enligt SMHI mild. Samtliga delar av landet hade högre medeltemperatur under vintern än normalperioden 1991-2020. Början av januari var den kallaste perioden¹.

Topplasttimmen inföll den 13 januari, kl. 08–09. Då uppgick den uppmätta förbrukningen till 22 500 MWh/h (topplasten var 25 200 MWh/h vintern innan). Den är den lägsta topplasten sedan denna rapport började göras 2001. I oktober 2024 infördes flödesbaserad kapacitetsberäkning (flow-based). Genom att beräkna kapaciteten i nätet utifrån aktuella förhållanden och tekniska begränsningar kan nätet användas mer

¹ Vintern 2025 - Mild vinter i hela Sverige — SMHI

effektivt, vilket innebär att mer överföringskapacitet nu kan tilldelas Elmarknaden.

Effektreserven, som avtalats av Svenska kraftnät, försattes i förhöjd beredskap två gånger men aktiverades aldrig. Svenska kraftnät har haft tillgång till effektreserven fram till och med denna vinter. I mars 2025 löpte avtalet ut och nya regler medför att den inte kan upphandlas på samma sätt som tidigare. En upphandling om strategisk reserv pågår under våren 2025.

En sommar med bibehållen driftsäkerhet förväntas

Sommarmånaderna är också en utmaning för kraftsystemet. Under elproducenternas revisionsperioder minskas tillgången på el och därmed de stabiliserande egenskaper som de bidrar med. Under sommaren görs även underhåll i elnätet. Även nedreglering kan vara utmanande under sommaren.

För sommaren 2025 bedöms driftsäkerheten kunna bibehållas, men de östvästliga kraftflödena kommer fortsatt innebära att handelskapaciteten behöver begränsas för att bibehålla god leveranssäkerhet till elkunderna. Det kommer finnas perioder med samtidiga revisioner på kärnkraftverken Ringhals och Oskarshamn vilket kan leda till högre elpriser, men där bedömningen är att driftsäkerheten kan behållas. Inget importbehov från utlandet förväntas finnas för att klara effektbalansen under sommaren.

Ny metod är positiv för kraftbalansen, men kräver också noggrann dimensionering

Den 29 oktober 2024 var första handelsdagen med en så kallad flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod på den nordiska dagen före-marknaden. Den flödesbaserade metoden gör att transmissionsnätet kan användas mer effektivt och tillåter att mer el kan överföras utan att kompromissa med driftsäkerheten. Det maximerar tillgänglig handelskapacitet och ger elmarknaden bättre förutsättningar och möjligheter att hitta optimala handelsutbyten. En jämförelse av vintrarna 2024/2025 och 2023/2024 visar t.ex. att flödet från elområde SE2 till elområde SE3 ökade, med ungefär 1200 MWh/h i genomsnitt (detta beror också på att vattenbalansen varit mycket god i norra Sverige). Den 95:e percentilen med högsta flöden ökade med ungefär 300 MW och det maximala värdet på flödet från dagen före-handeln ökade med 438 MW. Att kunna överföra mer el från ett överskottsområde i norra Sverige till ett underskottsområde i södra Sverige är positivt för effektbalansen. Samtidigt innebär den ökade handeln på dagen före-marknaden att det

kan finnas begränsat med kapacitet kvar till marknaderna för intra-dag och balansering.

Bättre effektbalans för kommande vinter

Prognosen för effektbalans för kommande vinter är mer positiv än prognosen i föregående Kraftbalansrapport. Sverige bedöms ha en nationell effektbalans under topplasttimmen på plus 600 MWh/h vid en normalvinter och minus 600 MWh/h vid en tioårsvinter. Historiskt har Sverige haft en positiv prognos för effektbalans fram till 2017. Sedan 2020 fram till nu har prognosen för effektbalansen varierat mellan –1 300 MWh/h till –1 700 MWh/h för en normalvinter.² Att prognosen nu är positiv för en normalvinter beror på lägre elförbrukning de senaste 12 månaderna, vilket leder till lägre prognosen för topplasten. Ett metodval för prognosen skiljer sig från förra årets rapport och mer om detta går att läsa i avsnitt 4.1.

Svenska kraftnäts analyser visar att importmöjligheterna för att hantera ett underskott kan vara begränsade om samma vind- och temperaturförhållanden samtidigt råder i Sverige och våra grannländer, eller om importmöjligheterna är reducerade av nätbegränsningar eller andra skäl. Negativ nationell effektbalans behöver inte nödvändigtvis innebära allvarliga problem, utan innebär i normalfallet import från utlandet, något som sker kontinuerligt på den nordiska elmarknaden.

Det är vanligt att de faktiska handelskapaciteterna är lägre än de maximala p.g.a. avbrott och andra driftomständigheter. Snitt 2 söderut kommer tidvis vara fullt utnyttjat, vilket stänger in kraft i överskottsområdena SE1 och SE2. Detta kan leda till sämre effekttillräcklighet och högre elpriser i södra Sverige än i norra. Svenska kraftnät följer kontinuerligt upp effektbalansen och om förutsättningarna inför kommande vinter skulle försämrats, i likhet med vintern 2022/2023, kommer den ökade risken att meddelas och ytterligare avhjälpande åtgärder vidtas.

Mängden intermittent kraft ökar i Sverige och angränsande länder. Variationerna i tillgänglig effekt blir därmed större, och systemets obalanser svårare att prognosticera. Generellt förväntas elpriset ligga på en liknande nivå som de senaste åren. En stor variation i elpriset är också att vänta, med perioder med både mycket höga och låga priser.

² Tioårsvinter: Definieras som lägsta tredygnsmedelvärde av temperaturen som statistiskt återkommer vart 10:e år.

På sikt ses ökad risk för effektbrist, större behov av efterfrågeflexibilitet och mer intermittent kraft byggs

De fyra kommande vintrarna försämrar prognosen för effektbalansen tydligt, vilket beror på att elbehovet förväntas öka. Efterfrågeflexibilitet och lagring kan bidra till att balansera systemet, och blir allt viktigare med mer variabel och mindre planerbar produktion.

I maj 2024 blev ERAA 2023-rapporten godkänd av den europeiska byrån för samarbete mellan energitillsynsmyndigheter (ACER)³. Därmed finns det nu för första gången en godkänd rapport där resursbrist i Sverige konstateras enligt kraven i elmarknadsförordningen. Det är ytterligare ett steg mot att kunna etablera en kapacitetsmekanism i Sverige, som till exempel skulle kunna utformas som en strategisk reserv⁴. ERAA 2024 är skickad av ENTSO-E till ACER för beslut och resultaten i den stödjer i princip det som sades i ERAA 2023.

³ [ACER approves the European Resource Adequacy Assessment \(ERAA\), marking a milestone for the security of electricity supply across EU Member States | www.acer.europa.eu](https://www.acer.europa.eu/press-releases/ACER-approves-the-European-Resource-Adequacy-Assessment-ERAA)

⁴ Enligt elmarknadsförordningen ska medlemsstaterna i första hand bedöma om en kapacitetsmekanism i form av en strategisk reserv kan lösa resurstillräcklighetsproblemen. En effektreserv är en form av strategisk reserv. I andra hand kan en marknadsomfattande kapacitetsmekanism införas.

Ord och begreppsförklaringar

Nedanstående lista förklarar vida förekommande begrepp och hur dessa används i denna rapport.

Driftsäkerhet: förmågan hos varje del (produktionsanläggning och de olika näten) i kraftsystemet att upprätthålla säker drift, att bibehålla normalt tillstånd eller att snabbt återgå till normalt tillstånd, definierat av uppsatta kriterier.

Effektbalans: Skillnaden mellan produktion och förbrukad elektrisk effekt för ett visst område (t.ex. Sverige) vid en viss tidpunkt. Ett underskott mellan egen produktion och förbrukning måste balanseras med import eller förbrukningsflexibilitet.

Effektbrist: Brist på eleffekt är den situation som kan uppstå då det inte finns tillräckligt med el vid en viss tidpunkt för att möta förbrukningen i alla eller något av de fyra elområden som Sverige är uppdelat i. Detta kan bero på antingen brist på egen produktion eller otillräcklig importkapacitet från andra delar av elsystemet. I ett läge med effektbrist, då effektbehovet inte kan tillgodoses med varken import eller förbrukningsflexibilitet, innebär det att lastfrånkoppling krävs för att klara effektbalansen.

Elbrist: Kan avse antingen en brist på elenergi eller eleffekt. Brist på elenergi innebär att det sammanlagda behovet av el inte kan täckas av egen produktion eller import på årsbasis.

Eleffekt (effekt): Den mängd el som produceras och förbrukas i varje ögonblick.

Elenergi (energi): Den mängd el som produceras eller förbrukas under en tidsperiod t.ex. ett år, oavsett när under året det sker.

Energibalans: Skillnaden mellan producerad och förbrukad elektrisk effekt för ett visst område under en viss period. Positiv energibalans för ett område innebär att den totala produktionen är större än den totala förbrukningen under tidsperioden, och att nettoexporten under perioden därmed är positiv.

Förbrukningsflexibilitet: En kortvarig förändring av elförbrukning som sker till följd av högre (eller lägre) elpriser eller genom aktivt deltagande i balansmarknaden.

Installerad effekt: den maximala effekt som kan produceras om alla anläggningarna som avses hade varit i full drift.

Kapacitetsbrist: Kapacitetsbrist används för att beskriva svårigheten att, trots att det finns tillräckligt med eleffekt i systemet i stort, överföra den till kunderna inom ett mer avgränsat geografiskt område, och då speciellt till förbrukningscentra som storstäder och till andra större uttagskunder som serverhallar eller annan ny elintensiv industri. Begreppet brukar användas när bristen gör att ny förbrukning/produktion inte går att ansluta. Kapacitetsbrist behandlas inte i denna rapport.

N-1 kriteriet: Svenska kraftnät ska klara att hantera att en komponent faller bort och ha förmågan att anpassa sig till den nya driftsituationen och samtidigt upprätthålla områdets leveranssäkerhet.

Norra Sverige: Avser elområdena SE1 och SE2.

Nordic Unavailability Collection System (NUCS): Nordiskt IT-plattform för publicering av marknadsinformation till aktörerna på elmarknaden

Planerbar produktion: 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 eleffekten kan styras. Kraftslag som sol- och vindkraft anses inte vara lika planerbara eftersom mängden eleffekt bestäms av de aktuella väderförhållandena.

Snitt 1, 2, 4: Beteckning Svenska kraftnät använder på de delar av transmissionsnätet som binder samman de olika elområdena i Sverige (se kartbild på nästa sida). Snitt 1 avser övergången mellan elområde SE1 och SE2. Snitt 2 övergången mellan elområde SE2 och SE3. Snitt 4 övergången mellan elområde SE3 och SE4.

Stödtjänster: Samlingsnamn på funktioner för att upprätthålla ett stabilt kraftsystem och därmed även leveranssäkerheten, exempelvis för frekvensreglering.

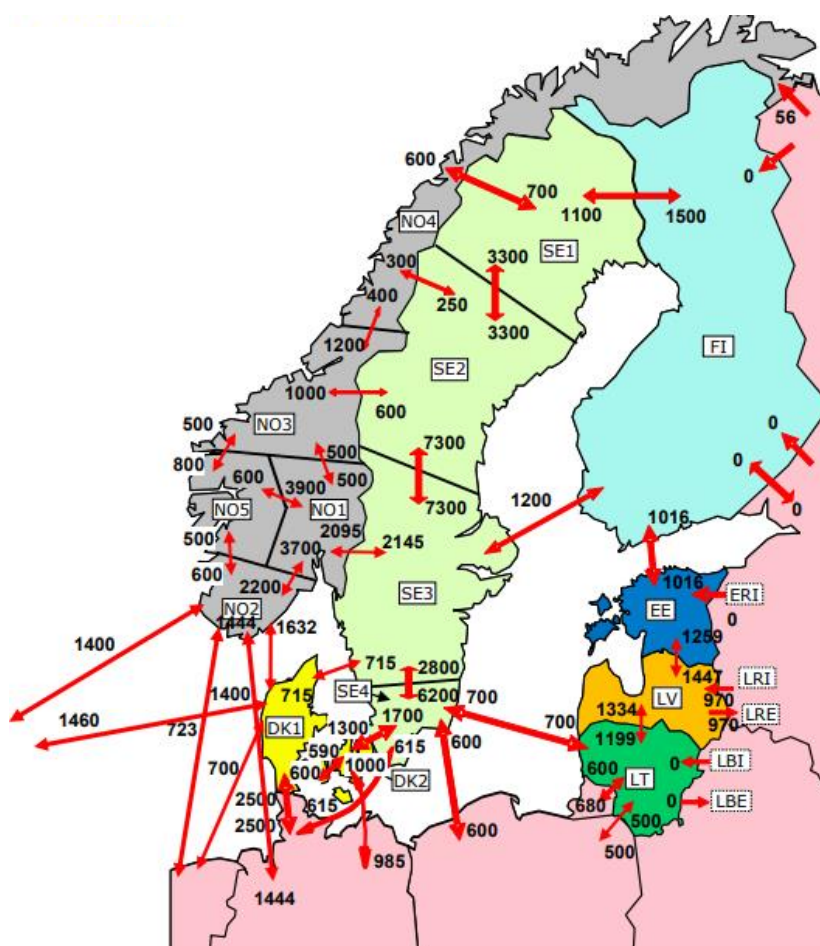
Södra Sverige: Avser elområdena SE3 och SE4.

Tillförlitlighetsnormen: Tal som beskriver hur många timmar per år det är samhällsekonomiskt motiverat att landets produktion och möjlig import inte tillgodoser hela den förväntade efterfrågan på el⁵. Jämförs med LOLE (Loss of Load Expectation) som anger hur ofta effektbrist i medeltal förväntas uppstå i minst ett svenskt elområde.

⁵ <https://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2022/11/regeringen-beslutar-om-en-tillforlitlighetsnorm-for-sverige/>

Översiktskarta

Nedan i Figur 1 visas en översiktskarta med svenska och omkringliggande elområden⁶.



Figur 1. Översiktskarta med svenska och omkringliggande elområden. Källa NUCS.

⁶ Notera att kartan visar de maximala NTC kapaciteter som gällde fram till 29 Oktober 2024. Med den flödesbaserade metoden har högre kapaciteter kunnat tilldelas på vissa förbindelser, som t.ex. SE2>SE3. Källa NUCS: <https://www.nucs.net/visualization/border-installed-capacity/download-attachment>

1 Uppföljning av vintern 2024/2025

I detta avsnitt sammanfattas den gångna vinterns elförbrukning och temperaturförhållanden, vinterns elproduktion och elpriser samt import, export, handelskapaciteter, hantering av effektreserven och informationsinsatser. Med *vintern* avses i denna rapport perioden 16 november–15 mars.

Vintern 2024/2025 var mild med temperaturer över det normala. Inför vintern infördes den så kallade flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetoden (flow-based) på dagen före-marknaden. Den flödesbaserade metoden möjliggör en effektivare användning av nätet och tillåter att vi kan överföra mer el på transmissionsnätet utan att kompromissa med driftsäkerheten. Det maximerar tillgänglig handelskapacitet och ger elmarknaden bättre förutsättningar och möjligheter att hitta optimala handelsutbyten. En jämförelse av vintrarna 2024/2025 och 2023/2024 visar t.ex. att medelflödet mellan elområdet SE2 och elområdet SE3 (snitt 2) ökade med ungefär 1200 MWh/h. Den 95:e percentilen av högsta flöden på snitt 2 ökade med ungefär 300 MW och det maximala värdet på flödet från dagen före-handeln under vintern ökade med 438 MW.

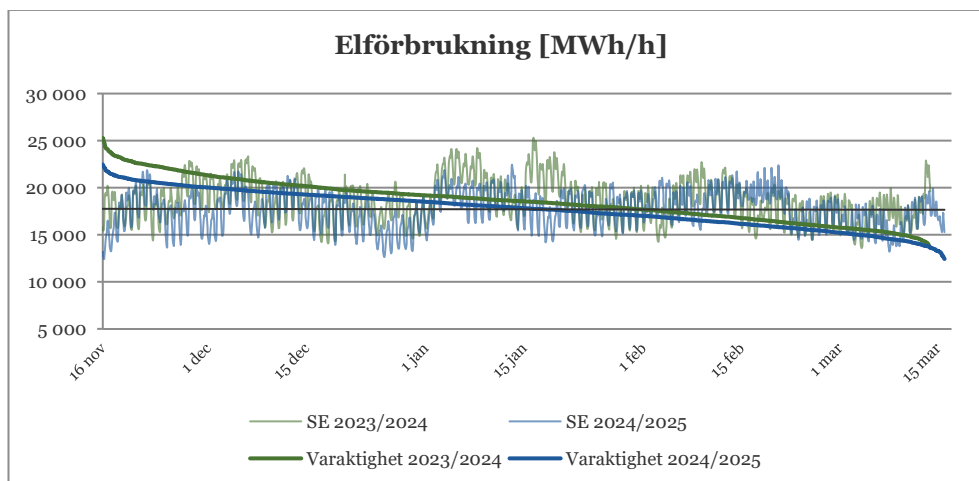
Beredskapshöjning av effektreserven har genomförts vid två tillfällen under vinterperioden, vilket är färre än genomsnittet för de senaste åren.

1.1 Elförbrukning under vintern

Milt vinterväder dominerade under större delen av vintern, med undantag för den första veckan på det nya året. Vintern 2024/2025 blev utifrån normalperioden 1991–2020 mild i hela landet, med undantag för nordvästra Dalarna där det var mer normal vintertemperatur. På nationell nivå var det den varmaste vintern sedan den extremt milda vintern 2020.

Den 13 januari 2025 kl. 8–9 inträffade topplasttimmen (timmen med högst elförbrukning) med en förbrukning på 22 470 MWh/h. Det är den lägsta topplasten som har uppmäts sedan denna rapport började göras 2001. Detta härleds till stor del till det milda vädret.

Elförbrukningen i Sverige under de två senaste vintrarna redovisas i Figur 2.⁷ Generellt observerades lägre elanvändning under vintern 2024/2025 jämfört med föregående vinter.



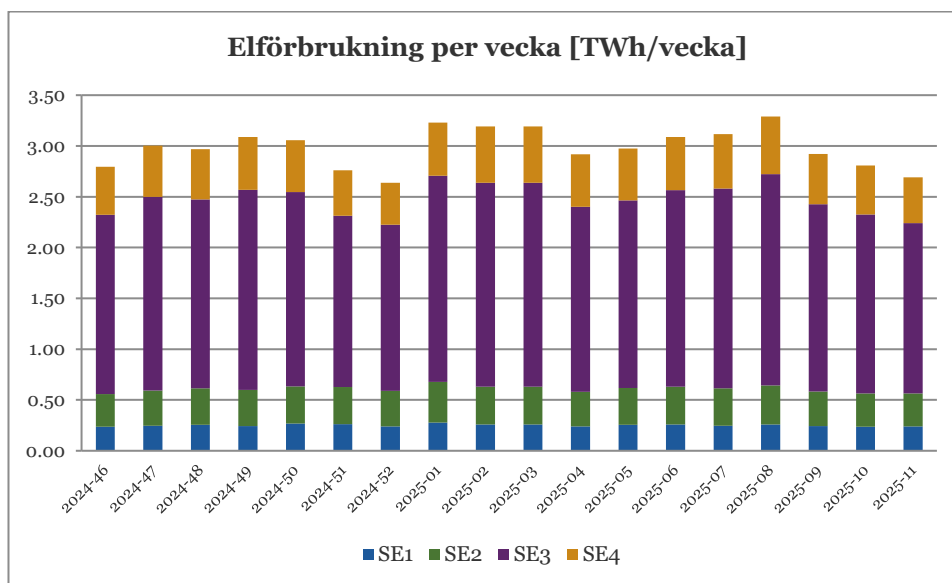
Figur 2. Timmedelvärde för elförbrukningen i Sverige de två senaste vintrarna. Datum på den vågräta axeln avser tidsserien, inte varaktigheten. Källa: Svenska kraftnät.

Den totala svenska elanvändningen inklusive överföringsförluster var 136 TWh under hela 2024 (135 TWh för 2023). Trots den något högre elanvändningen för helåret 2024 var elanvändningen under vintern något lägre än fjolårets. Om vintern 2024/2025 jämförs med vintern 2023/2024 var elanvändningen ungefär 51 TWh jämfört med 53 TWh. Detta kan främst förklaras av det milda vädret under vinterperioden.

Figur 3 visar hur elförbrukningen i Sverige varierat vecka för vecka under den gångna vintern. Topplasttimmen inträffade under morgontoppen på måndagen vecka 3. Denna information kan nås på Svenska kraftnäts webbplats⁸ där Sverigestatistik publiceras för bland annat förbrukning, produktion, och import/export.

⁷ Figuren innehåller endast förbrukning i koncessionspliktiga nät.

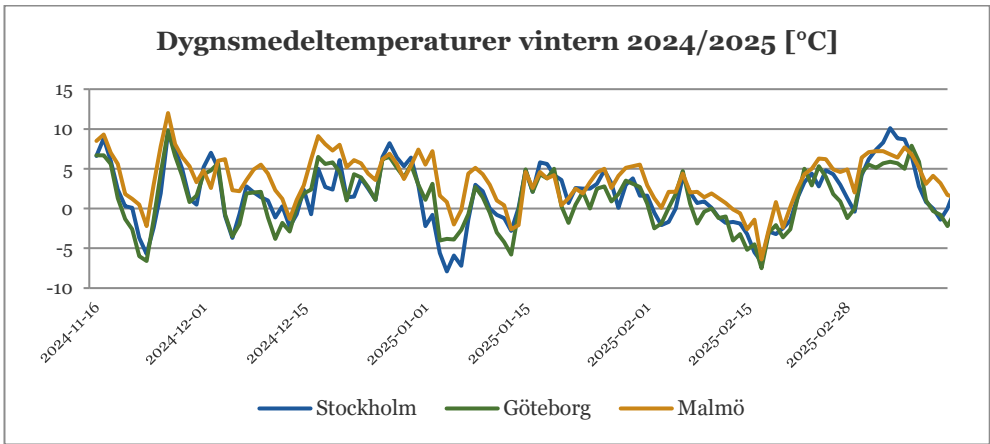
⁸ Elstatistik | Svenska kraftnät (svk.se)



Figur 3. Elförbrukningen per vecka och elområde vintern 2024/2025. Elförbrukningen i Sverige domineras av SE3. Källa: Svenska kraftnät.

Elförbrukningen i Sverige påverkas i hög grad av utomhustemperaturen. Eftersom befolkningen är störst i södra Sverige är det framförallt temperaturen i dessa områden som påverkar elförbrukningen. En grad kallare i SE3 höjer effektbehovet i Sverige ca 16 gånger mer än vad av en grad kallare i SE1 gör⁹. Figur 4 visar temperaturvariationerna i storstadsregionerna Stockholm (SE3), Göteborg (SE3) och Malmö (SE4), och det syns att topplasttimmen den 13:e januari inträffade under en period med kallare väder i samtliga av dessa storstadsområden.

⁹ Källa: Svenska kraftnät.



Figur 4. Dygnsnmedeltemperaturer i storstadsregionerna under vintern 2024/2025.
Källa: SMHI.

I Tabell 1 jämförs 3-dygnsnmedeltemperatur som föregick vinterns topplasttimme¹⁰ med lägsta 3-dygnsnmedeltemperaturer under en typisk normal-, tioårs- och tjugoårsvinter¹¹. Jämförelsen görs för de städer som respektive elområde uppkallats efter. Temperaturerna som föregick topplasttimmen var mildare än vid en normalvinter.

Stad (elområde)	Topplast- timmen [°C]	Normal- vinter [°C]	Tioårs- vinter [°C]	Tjugoår- svinter [°C]
Luleå (SE1)	- 9	- 23	- 29	- 31
Sundsvall (SE2)	- 9	- 18	- 24	- 26
Stockholm (SE3)	- 1	- 10	- 15	- 17
Malmö (SE4)	-1	- 6	- 11	- 12

Tabell 1. 3-dygnsnmedeltemperatur för topplasttimmen samt lägsta sådan temperatur för en normal-, tioårs- och en tjugoårsvinter.

¹⁰ Medel av timtemperaturer för de 72 timmar (tre dygn) som föregick topplasttimmen. Temperaturerna för de dygn som föregår topplasttimmen är relevant då värmebehovet i byggnader är fördröjt.

¹¹ De kallaste 3-dygnsnmedeltemperaturer som uppkommer med en återkomsttid på 2, 10 respektive 20 år.

1.2 Elproduktion under vintern

Tabell 2 redogör för installerad effekt per produktionsslag och Tabell 3 fördelningen per elområde 1 januari 2025.

	Vatten- kraft	Vind- kraft	Kärn- kraft	Sol- kraft	Övrig värme- kraft ¹²	Totalt
Installerad effekt 2025-01-01[MW]	16 300	17 000	6 900	4 800	6 600	51 600
Förändring sedan 2024-01-01 [MW]	-100	+ 700	-	+ 800	0	+ 1 400
Produktion, vintern 2024/2025 [TWh]	25	18	18	0,2	3	64
Produktion, hela 2024 [TWh]	64	41	49	4	12	170
Utnyttjande-grad, topplasttimmen	50 %	62%	84 %	0 %	12 % ¹³	

Tabell 2. Installerad effekt [MW] samt produktion per kraftslag, förändring sedan året innan, produktionssiffror, och utnyttjandegrad vid topplasttimmen. Siffrorna är avrundade. Källa: Energiföretagen Sverige och Svenska kraftnät.

¹² I kategorin övrig värmekraft ingår kraftvärme, kondenskraft, gasturbiner, diesel- och gasmotorer.

¹³ Utnyttjandegrad tar inte hänsyn till gasturbiner och kondensverk som normalt inte används.

	SE1	SE2	SE3	SE4	SE
Vattenkraft	5 198	8 101	2 627	347	16 300
Kärnkraft	0	0	6 944	0	6 900
Vindkraft	2 983	7 219	4 435	2 373	17 000
Gasturbiner ¹⁴	0	0	888	631	1 500
Kondens	0	0	0	662	700
Kraftvärme, fjärrvärme	149	232	1 938	456	2 800
Kraftvärme, industri	117	529	525	411	1 600
Solkraft	41	241	2 273	2 254	4 800
Summa	8 500	16 300	19 700	7 100	51 600

Tabell 3. Installerad effekt [MW] per kraftslag och elområde. Summorna är avrundade.

Källa: Energiföretagen Sverige

1.2.1 Vattenkraft

Vattennivåerna i de svenska vattenmagasinen har under vintern 2024/2025 varit hög, och legat över medelvärdet¹⁵. Under 2024 var den totala elproduktionen från vattenkraften i Sverige 64 TWh¹⁶ (66 TWh under 2023). Under topplasttimmen producerade vattenkraften 50 % av installerad effekt. Vattenkraften hade kunnat producera mer men det fanns inget utrymme kvar i snitt 2 för att överföra ytterligare effekt till södra Sverige.

1.2.2 Kärnkraft

Kärnkraften i Sverige producerade 49 TWh el under 2024¹⁷ (47 TWh under 2023). Under topplasttimmen producerade den svenska kärnkraften 84 % av installerad effekt (Forsmark 3 var ur drift), vilket är något lägre än tillgänglighetsfaktorn på 90 % som används i denna

¹⁴ I kategorin övrigt ingår diesel- och gasmotorer

¹⁵ Källa: Energiföretagen Sverige. Jämförs med perioden 1960-2021 –

<https://www.energiforetagen.se/statistik/kraftlaget/kraftlagets-arkiv/>

¹⁶ Källa: Energiföretagen Sverige

¹⁷ Källa: Energiföretagen Sverige

rapport för att prognostisera effektbalansen vid kommande vinterns topplasttimme (se bilaga 1).

1.2.3 Vindkraft

År 2024 producerade vindkraften i Sverige 41 TWh el¹⁸ (34 TWh under 2023). Vindkraftens utnyttjandegrad¹⁹ under 2024 uppgick till 27 % av installerad effekt.

Som mest producerade vindkraften 12 728 MWh/h under vintern och som minst 357 MWh/h. Under topplasttimmen producerade vindkraften 10 697 MWh/h, vilket är 63 % av installerad effekt (förra vintern var motsvarande siffra 19 %).

1.2.4 Kraftvärme

Under 2024²⁰ producerade de svenska kraftvärmeverken²¹ 12 TWh el²² (14 TWh under 2023). Generellt producerade kraftvärmen motsvarande mängd under vintern 2024/2025 jämfört med vintern innan. Under topplasttimmen producerade den svenska kraftvärmen 12 % av installerad elektrisk effekt (31 % föregående vinter). Mängden el som kraftvärmen producerar är i viss mån en konsekvens av värmebehovet. När värmebehovet är högt produceras också mer el, men när värmebehovet är som allra störst sjunker elproduktionen i många anläggningar till förmån för större andel värme.

1.3 Import och export under vintern

Figur 5 visar fysiskt nettoflöde av el till (+) och från (–) Sverige. Både på årsbasis och under vintern som helhet har Sverige ett elöverskott sett till **energi**; landet exporterar alltså mer elenergi än det importerar. Exporten var något högre denna vinter än föregående vinter. Det totala antalet timmar då Sverige var nettoimportör av el under vintern landade på 154 timmar, något färre än under förra vintersäsongen (160 timmar). Även

¹⁸ Källa: Energiföretagen Sverige

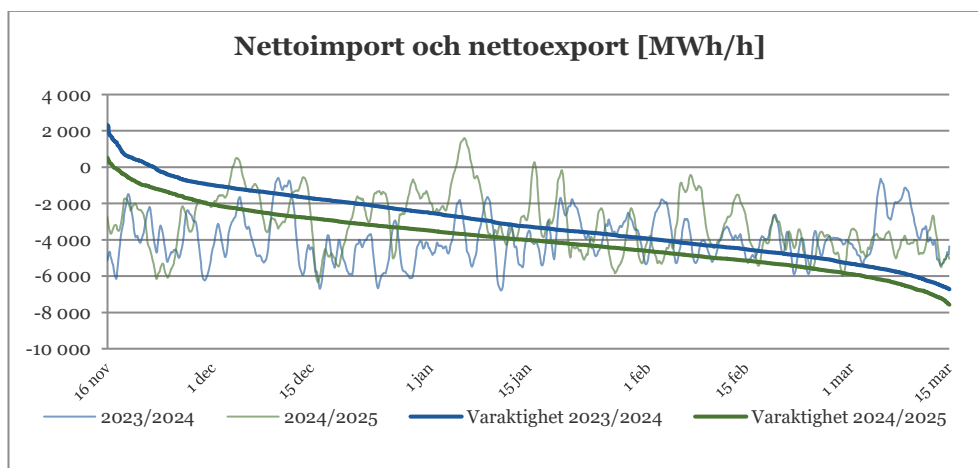
¹⁹ Utnyttjandegrad: faktisk produktion under en tidsperiod, som andel av teoretisk maximal produktion.

²⁰ Källa: Energiföretagen Sverige

²¹ Här används produktionsdata för kategorin "övrig värmekraft" som även inkluderar gasturbiner och kondenskraft, men dessa kraftslag används sällan för normal produktion i Sverige utan är i huvudsak reserver.

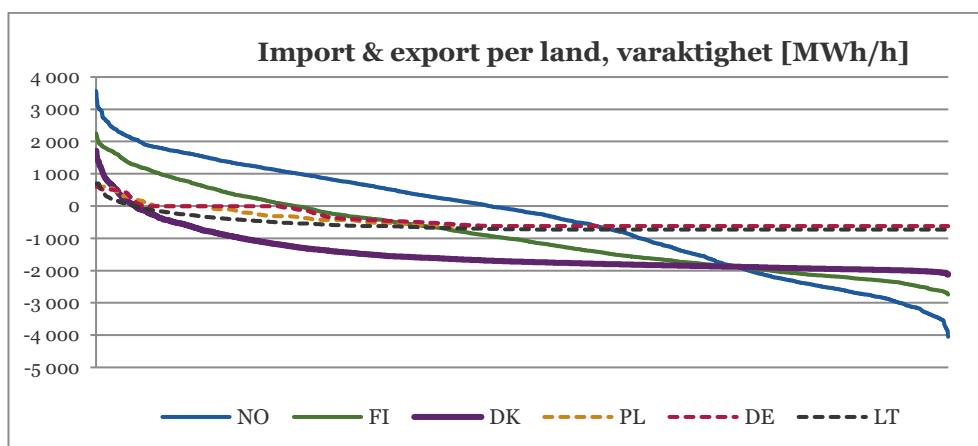
²² Källa: Energiföretagen Sverige

volymen för nettoimport var något lägre, 111 GWh 2024 jämfört med 116 GWh 2023.



Figur 5. Dygnsmedelvärde för nettoimport (+) och nettoexport (-) för Sverige de senaste två vintrarna, baserad på fysiskt nettoflöde. Källa: Nord Pool och Svenska kraftnät.

Ett varaktighetsdiagram (alla värden sorterade i storleksordning) för vinterns alla timmar, för import och export från våra grannländer redovisas i Figur 6.



Figur 6. Varaktighet för import från (+) och export till (-) andra länder under vintern 2024/2025.

Siffrorna visar att trenden med större öst-västliga flöden förstärks. Den nettoexport till Norge som observerades förra året förstärktes i år. Samtidigt minskade nettoexporten till Finland. Även antal timmar med nettoimport från Finland ökade. Även om Sverige fortfarande är nettoexportör till Finland på årsbasis ökar tillfällena med nettoimport från Finland. Från noll tillfällen 2021/2022 ökade antal timmar med nettoimport

från Finland till 496 timmar för vintern 2023/2024. För vintern 2024/2025 noterades 580 timmar med nettoimport från Finland.

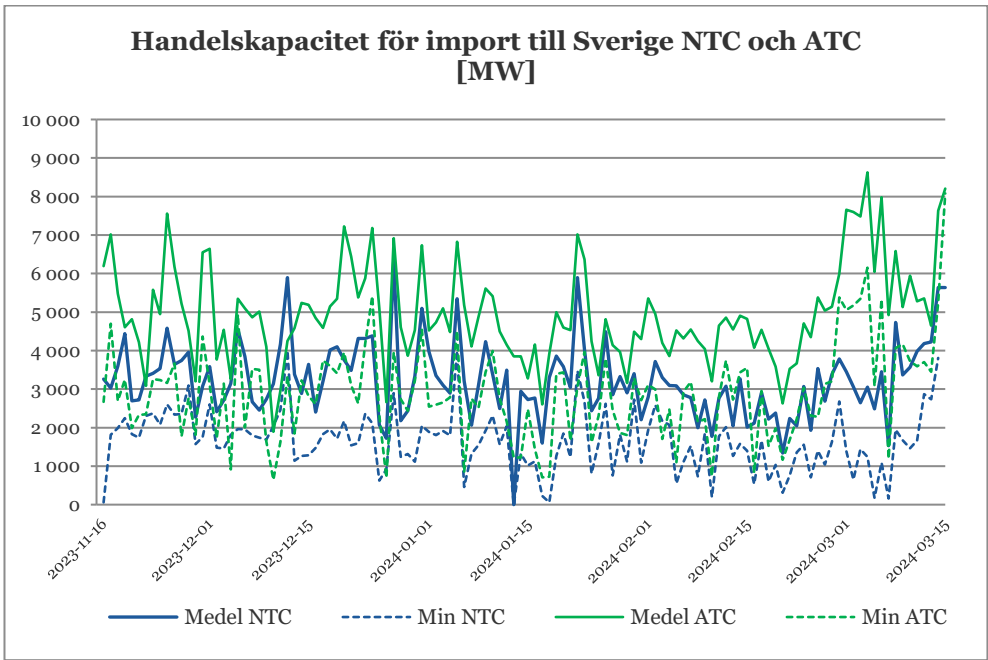
Numera är det också Danmark och inte längre Finland som är det land som Sverige exporterar mest el till. Nettoenergiutbytet mellan Sverige och andra länder under vintern 2024/2025 redovisas i Tabell 4. Nettoexporten var 11,7 TWh denna vinter (förra vintern 9,1 TWh).

	Norge	Finland	Danmark	Polen	Tyskland	Litauen	Totalt
Netto-energiutbyte	- 1,3	- 2,1	- 4,1	- 1,3	- 1,3	- 1,6	- 11,7

Tabell 4. Nettoenergiutbyte mellan Sverige och andra länder under vintern 2024/2025 i TWh. Negativt värde betyder nettoexport till ett land. Källa: Nord Pool.

Som nämnts tidigare, infördes den nya flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden i Norden för att beräkna och allokera kapacitet för handel på dagen före-marknaden. Med en flödesbaserad metod går det att sätta begränsningarna utifrån mer detaljerad data om transmissionsnätet. Det innebär att det går att använda transmissionsnätet mer effektivt och överföra mer el från producent till konsument. Metoden gör också att import- och exportflöden kan optimeras för att skapa den största möjliga nyttan för elmarknaden. Det innebär att när det finns ett större behov av export så kan det betyda att importflöden på vissa förbindelser begränsas och när behovet av import är som störst så kommer importflöden att premieras.

Den nya kapacitetsberäkningsmetoden innebär dock att det blir svårt att jämföra total import- och exportkapacitet så som har presenteras i tidigare rapporter. I detta sammanhang blir det mest intressant att undersöka de tillfällen som importkapaciteten har optimerats eftersom behovet då troligen var störst. Figur 7 visar tillgänglig handelskapacitet lämnad till första intradag-auktionen i riktning mot Sverige (ATC - Available Transfer Capacity) samt den totala importkapaciteten (NTC - Net Transfer Capacity). I tidigare rapporter redovisades kapaciteter lämnade till day-ahead marknaden. Detta är mycket svårare att redovisa efter övergången till en flödesbaserad metod för kapacitetsallokering. Som visas i Figur 7, varierar kapaciteten. Motsvarande importkapacitet för vintern 2023/2024 varierade mellan 6900 och 9300 MW. Resultaten visar att det finns tillfällen då kapaciteten till Sverige är mycket begränsad. Vid dessa tillfällen har det dock funnits en större efterfråga på export.



Figur 7. Handelskapacitet på intradag marknaden för import till Sverige. Medel-, och mintimvärde per dygn under vintern 2024/2025. Källa: Svenska kraftnät

Som lägst var handelskapaciteten (min ATC) för att föra över mer kraft i riktning mot Sverige 652 MW, det var 10 december 2024 kl.23.

Tabell 5 visar en sammanställning av den lägsta, genomsnittliga och högsta handelskapaciteten som lämnades till intradag-marknaden för import respektive export under vintern 2024/2025. Generellt kan det beskrivas som att kapacitet optimeras till de områden där efterfrågan är störst. Detta märks i att den tillgängliga kapaciteten för import generellt är större eftersom handeln redan har maximerat exporten.

	ID NTC import [MW]	ID NTC export [MW]	ID ATC import [MW]	ID ATC export [MW]
Min	100	3 500	650	0
Medel	3 100	6 400	5 000	1 300
Max	7 200	9 600	10 800	6 300

Tabell 5. Handelskapacitet lämnad till öppningen av intradag marknaden för export och import till Sverige under vintern 2024/2025. Källa: Nord Pool oc Xbid-plattformen.

1.4 Elpriserna under vintern

Priset på dagen före-marknaden sätts timme för timme och bestäms av tillgång (produktion) och efterfrågan (förbrukning) samt import och export från intilliggande elområden. Elpriset behöver inte vara högst just under topplasttimmen. Prisskillnad uppstår när det finns överföringsbegränsningar i systemet.

För vintern 2024/2025 var elpriset lägre än vintern 2023/2024. Störst nedgång noterades i elområden SE1 och SE2. Medelpriserna²³ i alla elområden för vintern visas i Tabell 6.

	Vintern 2022/2023	Vintern 2023/2024	Vintern 2024/2025
SE1	106	54	17
SE2	106	55	16
SE3	138	65	57
SE4	147	68	69
Sverige	135	64	52

Tabell 6. Medelpriser, viktat mot volym elanvändning per timme, i varje elområde för de tre senaste vintrarna, i euro/MWh. Sverigepriset är också viktat mot volymen. Källa: Nord Pool och Nordic RCC (2023/2024)

Medelpriserna i norra Sverige var lägre jämfört med föregående vinter, medans priserna i södra Sverige var på ungefär samma nivå som året innan.

En betydligt större skillnad i pris syns om vi tittar tillbaka ytterligare ett år. Under vintern 2022/2023 påverkade Rysslands invasion av Ukraina i februari 2022 priset på bland annat naturgas. Detta förstärkte även tidigare trender med höga priser på naturgas och kol på grund av en återhämtning av efterfrågan på el på kontinenten efter Covid-pandemin. En annan anledning till de höga priserna under vintern 2022/2023 var otillgänglighet av kärnkraftsreaktorer i Frankrike. Upp till 26 av 56

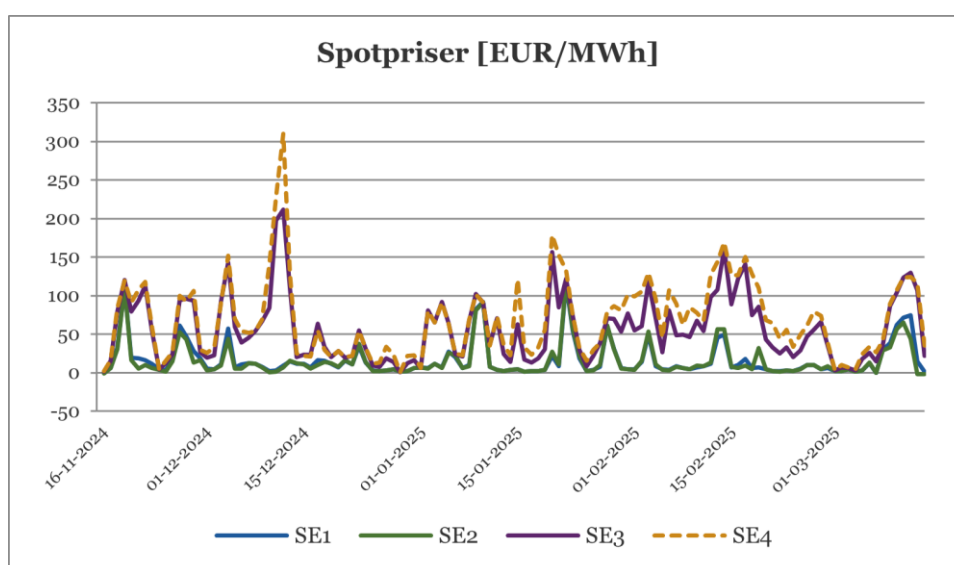
²³ Medelpriset av varje såld MWh under vinterperioden. (Totala kostnaden inom Sverige delad med den totala förbrukningen under vinterperioden).

reaktorer var ur drift under vintern 2022/2023²⁴. Vid tillfällena med de högsta priserna i Sverige under vintern 2022/2023 var även kärnkraftreaktorerna Ringhals 4 och Oskarshamn 3 ur drift, vilket också medförde överföringsbegränsningar i transmissionsnätet²⁵.

En normalisering av priserna påbörjades under början av 2023.

Gaspriserna gick ner väsentligt under första kvartalet 2023.

Tillgängligheten för kärnkraften var vintern 2023/2024 samt vintern 2024/2025 betydligt högre i både Frankrike och Sverige jämfört med vintern 2022/2023.



Figur 8. Dygnsmedelpriser på dagen före-marknaden i Sveriges elområden vintern 2024/2025. SE4 är streckad i figuren för att bättre visa linjen för SE3, som ofta ligger direkt under. Källa: Svenska kraftnät

Det högsta priset inom Sverige på dagen före-marknaden under vintern noterades 12 december 2024 kl. 17–18, när priset var 707 euro/MWh i SE3 (8159 SEK/MWh)²⁶. Priset i respektive område denna timme framgår av Figur 9. Det högsta noterade priset i Sverige under föregående vinter var 526 euro/MWh (5 889 SEK/MWh).

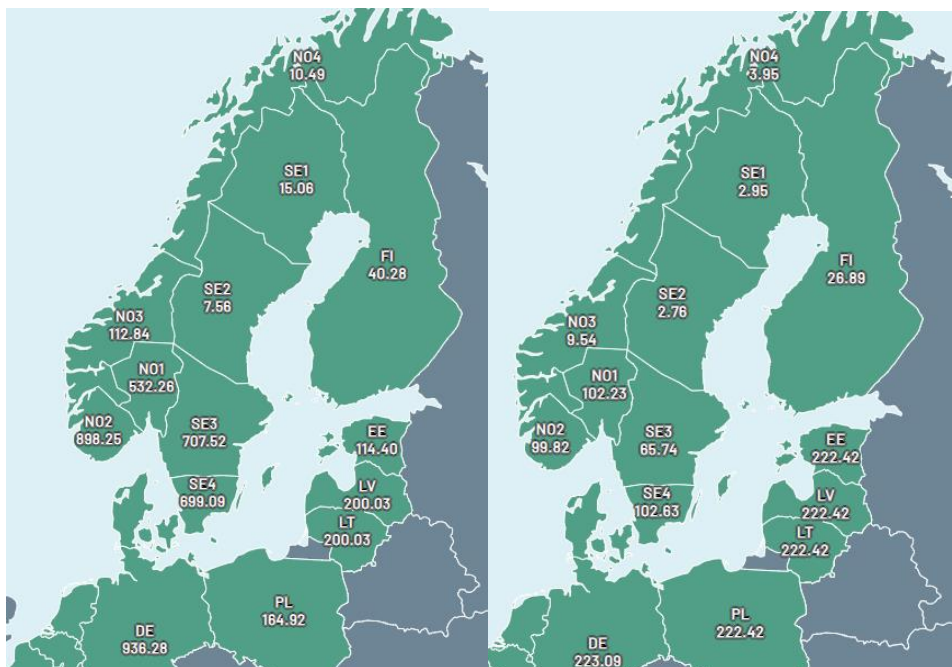
Under vinterns toppplasttimme var priset i SE4 103 euro/MWh (1180 SEK/MWh) och 3 euro/MWh (34 SEK/MWh) i SE1. Priset i respektive

²⁴ Källa: New York Times - <https://www.nytimes.com/2022/11/15/business/nuclear-power-france.html>

²⁵ Källa: Nordic Unavailability Collection System (NUCS) - <https://www.nucs.net/>

²⁶ Källa: Nord Pool

elområde under topplasttimmen framgår av Figur 9. Priset vid topplasttimmen under föregående vinter var 271 euro/MWh i södra Sverige.



Figur 9. Till vänster: Priset på dagen före-marknaden i Sverige med närområde (euro/MWh) under timmen med vinterns högsta pris i något svenskt elområde, 12 december 2024 kl. 17–18. Till höger: Priser i Norden och angränsande länder i Baltikum (euro/MWh) under topplasttimmen. Källa: Nord Pool

Det lägsta elpriset på spotmarknaden i Sverige under 2024 noterades i SE2, SE3 och SE4 i augusti och var minus 60 euro/MWh. Det lägsta priset under 2023 var också minus 60 euro/MWh och inträffade den 16 juli 2023.

SE2 fick flest negativa priser av alla svenska elområden under 2024, 737 timmar eller 8% av alla årets timmar, vilket motsvarar en ökning på 70% jämfört med 2023.

Det högsta priset på balansenergi för uppreglering under vintern var 1 980 euro/MWh och inträffade 4 mars 2025 kl. 17–18. Detta pris sammanfaller med att Norden gick över till en automatisk energiaktiveringsmarknad för balanskraft. Högsta tillåtna pris på reglerkraftmarknaden höjdes under 2022 till 10 000 euro/MWh. Detta för att säkerställa att det inte är lägre än högst tillåtna pris på dagen-före- och intradagsmarknaderna då incitamenten till att balansera elsystemet ökar om priset höjs i relation till hur nära drifttimmen man är. De höga priserna är en följd av att elnätet allt

oftare är fullt nyttjat och att balanseringen därför behöver ske mer lokalt och de svenska elområdena har bristande likviditet var gäller reglerbara resurser. Norden är oftast i behov av nedregleiring, även under vintertid.

1.5 Effektreserven

Svenska kraftnät ansvarar enligt lag (2003:436) och förordning (2016:423) för att handla upp en effektreserv.

Effektreserven är tillgänglig under perioden 16 november–15 mars eftersom det främst är under mycket kalla vinterdagar som det tillfälligt kan uppstå situationer där elförbrukningen överstiger tillgänglig produktion och import av el. Effektreserven består av produktionskapacitet som kan startas upp vid behov för att bidra till att effektbalansen upprätthålls vid ansträngda situationer.

Lagen om effektreserv gäller till den 16 mars 2025.

Under vintern 2024/2025 var effektreservens storlek totalt 562 MW som utgjordes av produktionskapacitet i form av kondenskraft från Karlshamnsverket. Fram till vintern 2021/2022 bjöds effektreserven in på elbörsen av Svenska kraftnät och kunde aktiveras på dagen före marknaden efter en avkortning, det vill säga när utbud och efterfrågan av el inte möts. Inför vintern 2022/2023 ändrades hanteringen av effektreserven så att den endast fick aktiveras om Svenska kraftnät bedömde att tillgängliga balansresurser sannolikt kommer att bli uttömda²⁷. Hanteringen tillämpades även vintern 2024/2025 och följer kraven i EU:s förordning om den inre marknaden för el.

EU:s regelverk syftar till att säkerställa att effektreserven (som faller inom statsstödsregler) inte påverkar prisbildningen på elmarknaden genom att produktion subventioneras och som därmed riskerar att slå ut annan produktion som skulle kunna bära sina egna kostnader. Effektreserven ska därför endast användas när det är **sannolikt att balansresurserna kommer att uttömmas för att upprätta jämvikt mellan tillgång och efterfrågan.**

Den kondenskraft som utgör effektreserven tar flera timmar att starta. För att den ska aktiveras behöver Svenska kraftnäts balanstjänst i god tid före

²⁷ <https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/om-olika-reserver/effektreserv/hantering-av-effektreserven-vintern-2020-2025/>

driftkvarten göra en bedömning om den kommer att behövas, och i så fall ändra beredskapstiden för produktionen. Effektreserven aktiveras först efter det att alla kommersiella bud på reglerkraftmarknaden har avropats eller bedöms sannolikt bli avropade.

Effektreserven har under vintern 2024/2025 beordrats till 2-timmars beredskap 2 gånger. Effektreserven har inte aktiverats under vintern 2024/2025. Som jämförelse beordrades effektreserven under vintern 2023/2024 till 2-timmars beredskap 11 gånger och till minkörning²⁸ fyra gånger.

Effektreserven har haft en tillgänglighet på 100 % under vintern 2024/2025, vilket är detsamma som vintern innan.

1.6 Informationsinsatser

Inför, under och strax efter vinterperioden 2024/2025 infördes tre mycket omfattande förändringar som påverkade hela elmarknaden och dess aktörer. Den 29 oktober 2024 var första handelsdag med en flödesbaserad metod på dagen före-marknaden. Den 4 mars 2025 infördes en automatiserad nordisk energiaktiveringsmarknad (mFRR EAM) och den 18 mars öppnade handel för första gången med 15 minuters-produkter på intradag-marknaden.

Alla tre dessa förändringar medförde omfattande informationsinsatser i form av informationsutskick, seminarier och samråd. För den flödesbaserade metoden föregicks idrifttagningen av en period med parallelldrift som inkluderade uppföljning och utvärdering av resultat.

Den gångna vintern var dock inte särskilt ansträngt varför informationsinsatser bestod mer av regelbunden information om effektsituationen och driftläget. Även den automatiserade nordiska energiaktiveringsmarknaden hade en period med utvärdering där angivna kvalitetsmål skulle uppnås innan beslut om driftsättning.

Svenska kraftnät har informerat veckovis om driftläget på hemsidan via "Information från driften". Informationssidan omfattar aktuella handelskapaciteter, planerade avbrott och produktions- och lastprognoser med allmänna kommentarer från driftchefen. Sidan

²⁸ Minkörning innebär att anläggningen är i drift på minimal effekt (40 MW per block). Detta för att kunna öka produktionen snabbt vid behov.

uppdateras på vardagar med en bedömning av effekttillräckligheten för de kommande tre dygnen.

Som systemansvarig för överföringssystemet i Sverige är Svenska kraftnät även skyldiga att skicka ut marknadsinformation om aktuella begränsningar i transmissionsnätet i enlighet med Transparensförordningen (543/2013). För marknadsinformation till aktörerna på elmarknaden använder Svenska kraftnät Nordic Unavailability Collection System (NUCS).

Utöver marknadsinformation om aktuella begränsningar i transmissionsnätet, meddelade Svenska kraftnät också status för effektreservens produktion vid ändrad beredskap samt start och stopp via NUCS. Även information om hur planerade underhållsarbeten påverkar handelskapaciteterna eller inmatningsabonnemangen och annan driftrelaterad information lämnades löpande via NUCS.

2 Vinterns topplasttimme 2024/2025

Topplasttimmen under vintern 2024/2025 inträffade 13 januari 2025 kl. 8–9. Den timmen var den svenska elförbrukningen ca 22 470 MWh/h (25 200 MWh/h vintern 2023/2024). Sverige hade ovanligt nog en nettoexport på 2 690 MWh/h under topplasttimmen (förra vintern var det en nettoimport på 2 430 MWh/h).

Effektbalans, vinterns topplasttimme [MWh/h]	
Produktion inom landet	25 200
Vattenkraft	8 060
Kärnkraft	5 830
Vindkraft	10 510
Övrig värmekraft och Ospecificerat	800
Import	1 970
Från Norge via Hasle, Halden och Eidskog (NO1)	520
Från Norge via Nea (NO3)	280
Från Finland via Fenno-Skan (FI)	1 170
Export	– 4 660
Till Norge via Rössåga, Ofoten och Tornehamn (NO4)	– 170
Till Danmark via Konti-Skan (DK1)	– 710
Till Tyskland via Baltic Cable (DE-LU)	– 450
Till Finland via Finland Norr (FI)	– 870
Till Polen via SwePol Link (PL)	– 600
Till Litauen via NordBalt (LT)	– 680
Till Danmark via Öresund inkl. Bornholm (DK2)	– 1 180
Summa = Förbrukning inkl. nätförluster	22 500

Tabell 7. Effektbalansen i Sverige måndagen 13 januari 2025 kl. 8–9. Källor: Svenska kraftnät, Nord Pool. Siffrorna är avrundade, och avvikelser kan förekomma mellan uppmätt produktion, import och förbrukning på grund av förluster och elanvändning inom ickekoncessionpliktiga nät.

Topplasttimmen visade att elanvändningen fortsatt var lägre än vad som historiskt har förväntats vid likvärdiga temperaturer. Detta kan tyda på

större prismedvetenhet finns kvar hos elkonsumenterna vid höglastsituationer.

Vindkraften producerade 62 % av installerad effekt under topplasttimmen (förra året 19 %). Vindkraften kan variera kraftigt och kan därför få stor påverkan på effektbalansen under ansträngda timmar.

Oftast beror utfallet av import- och exportvolym mellan länder på att den importerade elen har ett lägre pris än återstående inhemska resurser och det är ovanligt att import enbart är ett resultat av att inhemska resurser är helt uttömda. Historiskt sett har Sverige alltid haft tillräckliga resurser i form av produktion, förbrukningsreduktion och import för att upprätthålla den momentana effektbalansen i elsystemet, även under timmar med ovanligt hög elförbrukning.

Svenska kraftnät har därför aldrig behövt koppla bort elförbrukning på grund av effektbrist. Ett underskott i effektbalansen (lägre produktion än förbrukning i ett elområde) täcks i normalfallet med import från intilliggande elområden. Räcker inte marknadens resurser kan effektreserven aktiveras, men om inte heller det och överbelastningshantering störning (ÖB) räcker uppstår slutligen effektbrist (dvs. att förbrukning måste kopplas bort, så kallad lastfrånkoppling).

2.1 Tillgängliga kapaciteter

I Tabell 8 framgår hur stor den återstående överföringskapacitet mellan de svenska elområdena var under topplasttimmen. Tabell 8 visar också hur mycket importkapacitet fanns tillgängligt, uppmätt överföring under topplasttimmen samt återstående kapacitet för import till Sverige via utlandsförbindelser²⁹. Införandet av den nya flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden innebär att export från Sverige på en förbindelse kan vara nödvändig för ett optimalt flöde på en annan förbindelse. Det är därför som återstående kapacitet för import kan vara 0 MW på en förbindelse samtidigt som flödet på samma förbindelse går på export. Värdena i kolumnen Återstående kapacitet för import ska därför inte förväxlas med den teoretiska gränsen för överföring för aktuell förbindelse.

²⁹ Notera att Svenska kraftnät kan tillåta en högre överföring under drifttimmen än vad som har tilldelats elmarknaden (om det anses driftsäkert).

Under topplasttimmen fanns en del ledig kapacitet kvar över snitt 2 (SE2-SE3), vilket är ovanligt för topplasttimmen. Oftast är ledig importkapacitet till södra Sverige mer intressant än ledig importkapacitet norr om snitt 2. Notera att återstående importkapacitet endast visar hur mycket el som var möjligt att överföra; det krävs även tillgängliga uppregleringsbud i angränsande elområden/länder. Detta berörs i avsnitt 2.2.

Förbindelse	Tillgänglig överföringskapacitet [MW]	Uppmätt överföring [MW]³⁰	Återstående kapacitet för import [MW]
1 (SE1-SE2)	1934	1 777	157
2 (SE2-SE3)	7885	7 490	395
4 (SE3-SE4)	5875	5137	738
Till norra Sverige	0		0
NO4-SE1	392	– 206	598
FI-SE1	1100	– 879	1 979
NO3-SE2	522	299	223
NO4-SE2	441	31	410
Till södra Sverige	0		0
FI-SE3	800	800	0
NO1-SE3	1000 ³¹	518	482
DK1-SE3	– 715	– 715	0
DK2-SE4	– 852	– 1 181	329
PL-SE4	– 625	– 625	0
LT-SE4	– 417	– 681	264
DE-SE4	– 447	– 447	0

Tabell 8. Återstående överföringskapacitet (MW) mellan svenska elområden och från utländska elområden (MW). Datan gäller topplasttimmen för vintern 2024/2025. Positiv uppmätt överföring innebär import till Sverige (eller södergående flöde för

³⁰ Vid gynnsamma förhållande kan uppmätt överföring överskrida överföringskapacitet till elmarknaden.

³¹ Detta ses inte i intradag kapaciteterna men samarbetet med Statnett är sådan att om Sverige skulle ha effekttillräcklighetsproblem kan åtgärder vidtas för att tillgängliggöra ytterligare kapacitet mot Sverige.

interna snitt) och negativ uppmätt överföring innebär export från Sverige. Källa: Svenska kraftnät.

2.2 Tillgängliga uppregleringsbud

För att undersöka marginalerna i driftskedet för återstående produktion och förbrukningsreduktion under topplasttimmen har tillgängliga uppregleringsbud på den nordiska marknaden för aktivering av balansenergi studerats. Det kan dock ha funnits ytterligare resurser att tillgå som inte bjöds in till reglerkraftmarknaden. Leverantörer av balansenergi med produktions- eller förbrukningsreduktionsbud som inte avropats på elbörsens dagen-före eller intradag-marknaden kan bjuda in dessa till marknaden för balansenergi. Ett villkor för att lägga bud är dock att de är förkvalificerade.

Under topplasttimmen fanns 2 500 MW kommersiella uppregleringsbud tillgängliga (ej aktiverade) i Sverige på reglerkraftmarknaden. Av dessa fanns endast ungefär 490 MW i södra Sverige. Därtill fanns tillgänglig kapacitet om 1 160 MW i Överb belastningshantering störning, 300 MW i en störningsreserv som delas med Danmark och 562 MW i effektreserven. Under topplasttimmen var norra Sverige nedreglerat med ca 300 MW, medan södra Sverige var uppreglerade med ca 80 MW.

I Tabell 9 redovisas de kommersiella uppregleringsbud i Norden som fanns tillgängliga under topplasttimmen, samt hur mycket som var överförbart till södra Sverige (SE3 eller SE4).

Land	Uppregleringsbud [MW]	Överförbara bud till södra Sverige [MW]
Sverige	2 500	395
Norge	5 270	482
Danmark	1 020	329
Finland	1 910	0
Summa	10 700	1 206

Tabell 9. Tillgängliga kommersiella uppregleringsbud i Norden under topplasttimmen samt hur stor del som var överförbara till södra Sverige. Källa: NOIS (Nordic Operational Information System).

2.2.1.1 Norge

I Norge fanns gott om tillgängliga bud där en del av buden i områden NO1, NO2 och NO5 hade kunnat överföras till Sverige via Hasle-förbindelsen (NO1-SE3). Detta ses inte i intradag kapaciteterna men samarbetet med Statnett är sådan att om Sverige skulle ha effekttillräcklighetsproblem kan åtgärder vidtas för att tillgängliggöra ytterligare kapacitet mot Sverige. Överföring mellan Jylland och Själland var fullt utnyttjad samt överföringen mellan Jylland och Sverige, varför det inte fanns möjlighet att indirekt överföra ytterligare kraft från Norge via Danmark.

2.2.1.2 Danmark

Ingen handelskapacitet fanns tillgängligt att handla kraft Från DK1 till SE3, men DK2 till SE4 hade 329 MW återstående importkapacitet. I Danmark fanns 1020 MW tillgängliga uppregleringsbud varav 329 MW därför hade kunnat aktiveras för överföring till Sverige, från DK2 till SE4.

2.2.1.3 Finland

I Finland fanns en uppregleringsvolym om 1 910 MW. Sverige importerade redan hela den tillgängliga kapaciteten via Fenno-Skan (SE3-FI) och därför fanns det ingen direkt importkapacitet till södra Sverige från Finland kvar.

2.2.1.4 Övriga länder

Vid behov kan Svenska kraftnät, om det är möjligt, handla el via utlandsförbindelserna från Polen och Litauen. Vid topplasttimmen exporterades drygt 1300 MW till Polen och Litauen, varför det hade varit

möjligt att importera kraft vid behov. Historiska erfarenheter har visat att Sverige kan få uppemot 200 MW vid behov från Litauen eller Polen.

2.2.2 Slutsats

Det fanns ungefär 1 200 MW i form av tillgängliga uppregleringsbud och effektreserv i södra Sverige, och teoretiskt hade därtill 1 200 MW kunnat importeras från norra Sverige, andra nordiska länder via reglerkraftsmarknaden, och 200 MW från Litauen. Den totala tillgängliga volymen bedöms därför till 2 600 MW.

Det fanns därför marginaler i systemet och ytterligare fel eller avvikelser hade sannolikt varit hanterbara. Temperaturerna som föregick topplasttimmen var mildare än de som anses normala för topplasttimmen en normalvinter och förbrukningen var också lägre än normalt. Därför hade topplasten kunnat vara högre, förutsatt normal förbrukning och temperaturer i linje med en normalvinter. Och om därtill vindkraften bara producerat 9 % av den installerade effekten³² hade det inneburit mycket lägre produktion. Under sådana omständigheter hade importbehovet kunnat öka markant och öka risken för att en kritisk effektbristsituation skulle kunna uppstå.

³² Nio procent av installerad effekt är det tillgänglighetstal som används för vindkraften i den statistiska analysen.

3 Driftsäkerhet under sommaren

I detta kapitel redovisas en kort uppföljning av driftläget från föregående sommar, en statisk effektbalansbedömning vid uppskattad topplasttimme för varje sommarmånad och en allmän bedömning av driftsäkerheten för den kommande sommarperioden 2025.

3.1 Uppföljning av sommaren 2024

Sommaren 2024 var hanterbar och likvärdig med somrarna senaste åren. Tack vare tidigare investeringar som utbyte av begränsande komponenter, mer utspridda kärnkraftsrevisioner och mindre omfattande arbeten för underhåll i transmissionsnätet behövdes inga extraordinära avhjälpande åtgärder för att behålla driftsäkerheten. Kraftsystemet hade överlag ett bra utgångsläge och goda förutsättningar att upprätthålla höga handelskapaciteter genom landet. Överföringskapaciteten dimensionerades främst utifrån öst-västliga flödena, planerade avbrott och i vissa fall revisioner på större produktionsanläggningar.

Sommaren 2024 var en driftmässigt lugn sommar. En del åska förekom, men få bränder och få inställda avbrott noterades. Solstormar förekom, men inte på så höga nivåer (G5) som noterades inför sommaren 2024.

Under våren 2024 inträffade en störning när en ny strömtransformator exploderade i ett 400 kV-ställverk i Hall men eftersom strömtransformatorn brann upp var det svårt att fastställa felorsak.

I likhet med tidigare somrar var det höga spänningar i Stockholmsområdet och även längs med norrlandskusten. Spänningarna i Stockholm hanterades främst genom bortkoppling av lågt lastade kablar. De låga flödena över snitten ledde till höga spänningar i norra Sverige som visar på ett behov av fler reaktiva resurser. För att återställa spänningen på grund av låg lastade ledningar har långa snitt 2-ledningar periodvis kopplats ur.

Emellanåt var det stora prisskillnader mellan SE4 och övriga Sverige i samband med avbrott och stora exportflöden till kontinenten. Generellt sett var priserna låga i landet, men höga priser i södra Sverige. Nätprojekt kunde genomföras enligt plan och inga planerade arbeten behövde ställas in för att upprätthålla driftsäkerheten och dämpa elpriserna, vilket varit fallet tidigare somrar. Det är angeläget för

pågående och förestående nybyggnad och förnyelse att planerade arbeten kan genomföras i så stor utsträckning som möjligt. I slutet av sommaren (vecka 35, 2024) var fyllnadsgraden i de svenska vattenmagasinen ca 76 %, vilket var lite lägre än långtidsmedelvärdet.

3.2 Prognos för effektbalansen, sommaren 2025

I detta avsnitt prognostiseras effektbalansen för topplasttimmen per månad för sommaren 2025 uppdelat mellan elområden, södra och norra Sverige och riket i stort. Resultatet visar på en positiv effektbalans för Sverige som helhet för topplasttimmen³³. I och med övergången till den flödesbaserade allokeringemetoden kommer även flöden optimeras till de områden där behovet eller betalningsviljan är som störst. Därmed borde kapaciteterna som är publicerade via NUCS ses som konservativa bedömningar. Att tillgänglig handelskapacitet mellan södra och norra Sverige, trots dessa konservativa antaganden, bedöms vara tillräcklig för att täcka behovet i södra Sverige indikerar att kraftsystemet har goda möjligheter att hantera en eventuell störning och därmed bibehålla en god driftsäkerhet under sommaren. Dock kan revisionsplaner eller förutsättningar förändras, vilket kan påverka både effektsituationen i södra Sverige och överföringskapacitet till det området. Därför kan mothandel eller avhjälpanande åtgärder vara aktuella även detta år.

Ytterligare en viktig parameter för driftsäkerheten är möjligheten att hantera situationer med hög frekvens. Det är därför viktigt att även intermittent produktion uppdaterar sina produktionsplaner och bidrar till reglerkraftmarknaden. Stora skillnader mellan produktionsplaner och utfall leder till större regleringar, vilket riskerar att driva upp priserna på reglerkraftmarknaden

³³ Antagen maxförbrukning och tillgänglig produktion baseras på uppmätta förbruknings- och produktionsmönster för somrarna 2017 – 2023, och med hänsyn till planerade kärnkraftsrevisioner. Detta är dock en förenkling. Både vattenkraft, vindkraft och tillgänglig kraftvärme skulle kunna påverkas av olika sommartyper och av olika års avställningsplaner och avbrott som begränsar maximal tillåten inmatning.

Elområde	Effektbalans [MWh/h]			
	Juni	Juli	Augusti	September
SE1	3 200	3 200	3 100	3 100
SE2	5 000	5 100	5 100	5 000
SE3	-2 400	-1 900	-2 700	-2 600
SE4	-2 000	-1 800	-1 900	-2 100
Norra Sverige	8 200	8 300	8 200	8 100
Södra Sverige	-4 400	-3 700	-4 600	-4 700
Lägsta Kapacitet SE2>SE3 ³⁴	5 600	5 100	4 900	5 300
Effektbalans tillgänglig för södra Sverige	1 200	1 400	300	600

Tabell 10. Förväntad effektbalans (skillnad mellan förväntad tillgänglig produktion och antagen maxförbrukning) per elområde vid uppskattad topplastimme för respektive månad sommaren 2025. Siffrorna är avrundade.

3.2.1 Prognos för tillgänglig produktion

För att uppskatta tillgänglig produktion används tillgänglighetsfaktorer för varje kraftslag. Faktorerna avser den effekt som kan förväntas vara tillgänglig under sommarens topplastimme, som andel av installerad effekt. Metoden för att beräkna effektbalansen är densamma som används för vinterprognosen (se avsnitt 4) och utgår ifrån den maximalt installerade effekten per kraftslag.

Tabell 11 visar antagna tillgänglighetsfaktor som ligger till grund för prognosen för sommaren. Detaljer kring prognos för installerad och tillgänglig produktion finns i Bilaga 1 och 2.

³⁴ <https://www.nucs.net/transmission-domain/ntcYear/show>

Kraftslag	Tillgänglighet	Kommentar
Sol- och vindkraft	9 %	Se Bilaga 1 för antaganden
Vattenkraft	75 %	Utgår ifrån produktionstoppen för maj-sep (2017-2023)
Kärnkraft	Enligt revisionsplaner	Utgår ifrån månadernas revisionsplaner
Kraftvärme (fjärrvärme och industri)	10 %	Se Bilaga 1 för antaganden
Kondenskraft	50 %	Antagen tillgänglig kraft på dagen före-marknaden med hänsyn till meddelande om otillgänglighet
Gasturbiner	0 %	Överbelastningshantering störning (ÖB) är inte medräknad för effektbalansen

Tabell 11. Antagna tillgänglighetsfaktorer i kraftbalansstudien för sommaren 2025

För varje dygn är det elmarknadens utfall som bestämmer vilka produktionsslag som kommer producera samt vilka export- och importflöden som genereras utifrån de tekniska förutsättningar som kraftsystemet sätter. Vilka produktionstyper som i praktiken kommer vara tillgängliga på marknaden för varje handelsdygn beror därför på den förväntade prisbilden och varje produktionsanläggnings interna förutsättningar att styra anläggningen under sommaren med avseende på bland annat bemanning.

Tillgängligheten kan också variera mellan de olika elområdena och under avbrottsperioder där planerade underhållsarbeten i transmissionsnätet begränsar inmatningen för produktionen (sådana variationer speglas inte i ovanstående tabell). Det finns därmed osäkerheter i antaganden om tillgänglig produktion för sommarperioden vilket motiverar den något försiktiga bedömningen av tillgänglighetsfaktorerna genom att använda ett medelvärde över flera år.

3.2.2 Prognos för tillgänglig överföringskapacitet

Precis som tidigare sommarperioder kommer handelskapaciteterna variera under sommaren. Kapacitetsnivåer för varje snitt och handelskorridor meddelas via IT-plattformen NUCS och uppdateras kontinuerligt utifrån det senaste driftläget. Även om den övergripande effektbalansen för hela landet visar på god effektbalans som helhet så beror den i hög grad på möjligheten att överföra kraft mellan elområden; särskilt från norra Sverige till södra Sverige. I och med övergången till den

flödesbaserade allokeringmetoden kommer även flöden optimeras till de områden där behovet eller betalningsviljan är som störst. Därmed borde kapaciteterna som är publicerade via NUCS ses som konservativa bedömningar.

Överföringskapaciteten är vanligtvis lägre under sommaren på grund av högre omgivningstemperaturer och planerade lednings- och stationsavbrott i transmissionsnätet. Avbrotten planeras därför för att minimera påverkan på marknaden och samtidigt uppfylla kraven om driftsäkerhet, N-1 kriteriet.

Faktorer som kan påverka överföringskapaciteten under sommaren

Tillgången på avhjälpande åtgärder

Överföringskapaciteten genom Sverige bestäms i hög grad utifrån termiska begränsningar i nätet och tillgången på avhjälpande åtgärder. Efter en störning tål nätet en viss överlast under en begränsad tid. Inom 15 minuter måste Svenska kraftnät avlasta nätet till normaldrift för att temperaturen på de ledningar som blivit överlastade inte ska bli för höga. Detta kräver tillgång på upp- och nedregleringsreserver på vardera sidan om den belastade ledningen. Saknas reserver måste Svenska kraftnät sänka den tilldelade kapaciteten över snitten för att överlasten vid ett eventuellt fel inte ska bli för stor. För att kunna utnyttja nätkapaciteten fullt ut behöver den således kunna säkras med tillgängliga avhjälpande åtgärder. Eftersom kraften vanligtvis går från norr till söder är behovet av avhjälpande åtgärder störst i södra Sverige.

Höga temperaturer

Höga omgivningstemperaturer leder till att ledningarna blir varma vilket gör att överföringsförmågan minskar. Höga temperaturer är därför en faktor som Svenska kraftnät behöver beakta under sommaren. Överföringskapaciteten kan behöva justeras i samband med prognos om värmebölja och höga temperaturer. För framtida sommarprognoser kan det bli aktuellt att göra en prognos för en normalsommar, tioårssommar och tjugo-årssommar med olika höga omgivningstemperaturer. Det kan finnas framtida driftfall där driftsäkerheten i kraftsystemet påverkas mer vid mycket höga temperaturer än vid mycket låga temperaturer.

Lastfördelning i nätet

Överföringskapaciteten beror också på hur kraften fördelar sig i nätet. Under perioder med avbrott och revisioner så påverkas lastfördelningen, där vissa ledningar blir högre belastade och andra mindre. Detta kan leda till att den totala överföringskapaciteten mellan två elområden minskar jämfört med om lastfördelningen varit mer gynnsam. Detta är en anledning till att kapaciteten ofta behöver justeras under sommarens kärnkraftsrevisioner eftersom det påverkar flödesmönstret i kraftsystemet.

3.3 Driftsäkerhetsbedömning för sommaren 2025

I detta avsnitt redogörs för den allmänna driftsäkerhetsbedömningen och tillgängliga handelskapaciteter av sommarperioden 2025.

Det finns etablerade åtgärder och rutiner som Svenska kraftnät följer för att säkerställa driftsäkerheten, där ett N-1 fel ska kunna hanteras utan allvarliga följder för kraftsystemet. Det kan handla om bland annat reaktiva komponenter som används för spänningsreglering, mothandel eller omdirigering för att avlasta utsatta ledningar vid ett visst flödesmönster i kraftsystemet, eller upphandling av reserver för att säkerställa frekvenshållningen. När analyser tyder på att de etablerade åtgärderna inte skulle vara tillräckliga för att upprätthålla driftsäkerheten har Svenska kraftnät vid tidigare tillfällen säkerställt särskilda åtgärder som komplement till de etablerade avhjälpande åtgärderna. Till exempel ingick Svenska kraftnät avtal med Ringhals 1, Karlshamsverket och Rya kraftvärmeverk för att avlasta transmissionsnätet och förbättra stabiliteten i systemet inför sommaren 2020.

Inför sommaren 2025 bedömer Svenska kraftnät att driftsäkerheten kan bibehållas utan behov av särskilda åtgärder utöver etablerade rutiner. Det finns perioder där samtidiga otillgängligheter av Oskarshamn reaktor 3 (O3) och någon av reaktorerna i Ringhals kan leda till större begränsningar av tillgänglig kapacitet för elmarknaden. Om det samtidigt skulle finnas begränsad produktion från sol- och vindkraft kan högre elpriser förväntas för dessa perioder. Dock bedöms konsekvenserna främst påverka elmarknaden och inte driftsäkerheten. Inför sommaren 2025 har Svenska kraftnät också tillgång till kontrakterade mothandel- och omdirigeringsresurser som kan användas vid behov.

En farhåga inför sommaren är brandrisken. I mitten av maj (2025) finns flera områden i mellersta Sverige där risken för skogsbränder beskrivs som stor, mycket stor eller extremt stor enligt SMHI. Situationen är avhängande vädret den kommande perioden, men övervakas av Svenska kraftnät. Under 2018 påverkades transmissionsnätet i stor omfattning av skogsbränder. Dock är bedömningen att det idag finns en mycket bättre bevakning och hantering på plats, som minskar risken för att skogsbränder ska kunna utveckla i samma omfattning som under 2018. Om situationen skulle förvärras under sommaren kan det i förlängningen påverka Svenska kraftnäts planerade avbrott i syfte att genomföra underhåll eller utbyggnad. Inför sommaren genomförs extra utbildning för

driftpersonal att hantera situationer med bränder i anslutning till ledningsgator.

Under sommaren är det förväntat att rotationsenergin sjunker något i det nordiska systemet när färre synkront anslutna generatorer är i drift. För att säkerställa frekvensstabiliteten, under timmar då rotationsenergin förväntas bli för låg för att klara lägsta tillåten frekvens efter fel, genomförs precis som tidigare år en daglig upphandling av den avhjälpande åtgärden snabb frekvensreserv (Fast Frequency Reserve, FFR). Upphandlingen sker om prognosen pekar på ett kommande behov. På somrarna kan också höga spänningar vara en utmaning då färre spänningsreglerade resurser är tillgängliga samt att ledningar är mindre belastade. Detta ställer krav på att fler aktörer på sikt utvecklar sina förmågor att bidra genom att reglera spänningen via reaktiv effekt i enlighet med gällande avtal och intervall.

Vid perioder med låga spotpriser, som kan inträffa under sommaren när elanvändningen är låg, finns ett ökat behov av nedregleringsbud på reglerkraftmarknaden. Brist på nedregleringsbud uppstår när spotpriset är väldigt lågt och när en stor andel av den produktion som vanligtvis erbjuder nedregleringsbud inte är i drift. Detta resulterar i att det inte finns mycket produktion kvar som i utgångsläget kan regleras ner i driftskedet med risk för överfrekvens.

Sommaren 2025 är också första sommaren med den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden och automatiserad energiaktiveringsmarknad för mFRR. Svenska kraftnät fortsätter att anpassa och förbättra hanteringen med den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden och automatiserad energiaktiveringsmarknad som förändrar för elmarknaden och dess aktörer på ett påtagligt sätt. De två nya metoderna är betydligt mer datadrivna och har därmed ett stort beroende av IT-system. Det har effektiviserat kapacitetstilldelningen och den dagliga driften men samtidigt gjort det mer komplext att göra justeringar utifrån hur driftläget varierar. Med högre aktivitet i nätet och varierande temperaturer är det extra viktigt att indata i processen valideras och kontrolleras med de verktyg som finns.

3.3.1 Marknadspåverkan under sommaren

Det finns flera planerade arbeten från norr till söder som kommer påverka handelskapaciteterna. I norr planeras för flera stationsförnyelser men de påverkar först efter sommarperioden. Ledningsförnyelser längs västkusten och en stationsförnyelse i Glan kan påverka tillgängliga

handelskapaciteter och därmed påverka marknaden. De öst-västliga kraftflödena i transmissionsnätet bedöms också fortsatt leda till restriktioner i handelskapaciteten genom mellersta Sverige³⁵. Enligt gällande marknadsmeddelande finns perioder med otillgängliga reaktorer i både Ringhals och Oskarshamn som ytterligare kan påverka.

Sammantaget bedöms dock kraftsystemet ha god möjlighet att hantera ett N-1 fel med hjälp av tillgängliga reglerkraftsbud och Överbelastningshantering störning. Elmarknaden bedöms också ha god möjlighet att tillgodose det dagliga effektbehovet med tillgänglig överföringskapacitet i samband med planerade arbeten under sommaren även om priserna kan bli högre under perioder med mindre produktion från sol- och vindkraft.

3.3.2 Beredskap under sommaren

Precis som alltid behöver kraftsystemet ha beredskap att hantera en oväntad händelse som förändrar de planerade förutsättningarna. Något som tidigare somrar varit ett exempel på (se tidigare kraftbalansrapporter för närmare bakgrund). Öväntade händelser kan därmed inte uteslutas. De senaste sommarperioderna visar snarare att det är mer regel än undantag. Det innebär att Svenska kraftnät fortsatt fokuserar på ökad driftsäkerhet för kommande sommarperioder snarare än bibehållen/likvärdig driftsäkerhet för att öka marginalerna för en oväntad händelse. I det sammanhanget kan säkrade mothandelsresurser skapa en ökad robusthet för att kunna hantera oförutsedda händelser.

³⁵ Anledningen till detta är produktionsmixen förändras som tillsammans med nya HVDC-förbindelser i Norden genererar nya elpriser och därmed marknadsutfall.

4 Prognos för vintern 2025/2026

I detta avsnitt prognostiseras effektbalansen för topplasttimmen vintern 2025/2026. Tre olika vintertyper (normal-, tioårs- och tjugooårsvinter) representeras av tre uppskattade elförbrukningar. I samtliga fall jämförs den uppskattade maxförbrukningen med den förväntade tillgängliga produktionen. Produktionen antas vara oberoende av vintertyp³⁶. I avsnitt 4.4 beskrivs en alternativ metod för att mäta effekttillräcklighet.

Tabell 12 uppvisar för topplasttimmen en positiv effektbalans för riket med ett överskott om ca 600 MW vid en normalvinter, jämfört med förra årets prognos med ett underskott på 1 300 MW. Det innebär i teorin att Sverige inte förväntas vara beroende av nettoimport för att klara topplasttimmen. Vid en kallare vinter än normalvinter finns ett importbehov, men ett lägre behov än tidigare års prognoser.

Tillgänglig produktion [MWh/h]		Elförbrukning [MWh/h]			Effektbalans [MWh/h]		
		Normal-vinter	Tioårs-vinter	Tjugooår-vinter	Normal-vinter	Tioårs-vinter	Tjugooår-vinter
SE1	4 900	-1 500	-1 600	-1 600	3 400	3 300	3 300
SE2	7 900	-3 000	-3 100	-3 100	4 900	4 800	4 800
SE3	10 600	-15 800	-16 500	-16 800	- 5 200	- 5 900	- 6 200
SE4	1 900	-4 400	-4 700	-4 700	- 2 500	- 2 800	- 2 800
Riket	25 300	-24 700	-25 900	-26 200	600	- 600	- 900

Tabell 12. Förväntad effektbalans per elområde under topplasttimmen vintern 2025/2026 vid respektive vintertyp. Siffrorna är avrundade till närmaste hundratal. I summeringen för riket som helhet kan mindre avvikelser förekomma på grund av denna avrundning.

Prognosen för effektbalans förstärks framförallt då prognosen för topplast har sjunkit jämfört med förra årets prognos. Det bygger i sig på en lägre årsförbrukning de senaste åren (se avsnitt 4.1). Tillkommande produktion, i form av vindkraft, ökar tillgänglig produktion med 100

³⁶ Detta är en förenkling. Både vattenkraft och vindkraft skulle kunna påverkas av vintertyp. Även kraftvärme kan förändra sina produktionsmönster beroende på vintertyp (vid sträng kyla och stort värmebehov väljer kraftvärmeverk ofta att generera en lägre andel el).

MWh/h. Den övergripande bilden kvarstår, nämligen att södra Sverige har ett stort effektunderskott och norra Sverige ett överskott.

4.1 Prognos för maximal elförbrukning

Prognosen för maximal elförbrukning avser effektens medelvärde för topplasttimmen (MWh/h) inklusive effektförluster i nätet. Prognosen är baserad på en analys av förbrukningsstatistik per elområde från tidigare vintrar. Skillnaden för de olika vintertyperna fås av ett schablonvärde för förbrukningens temperaturberoende per elområde.

Storleken på prognosen för maximal elförbrukning skalas om enligt det senaste årets totala förbrukning (52 veckors förbrukning, april 2024-april 2025) vilket var 133 TWh för Sverige³⁷. De senaste 3 åren har elförbrukningen varit under 135 TWh, vilket är förhållandevis lågt jämfört med åren innan detta då årsförbrukningen legat omkring 140 TWh.

De högre elpriserna sedan 2022 kan ha spelat en roll i lägre förbrukning de senaste åren. Ökad prismedvetenhet hos elkunderna påverkar också lasten specifikt under ansträngda perioder, då priset ofta är högre. I flera tidigare rapporter har en högre förbrukningsprognos använts, för att ta höjd för att förbrukningen skulle kunna återgå till det tidigare mönstret. Den högre prognosen byggde på en årsförbrukning om 143 TWh (från perioden feb 2019-feb 2020, dvs innan COVID-pandemin).

I årets rapport används nu återigen den faktiska förbrukningen från de senaste 12 månaderna, eftersom de förändringar vi sett de senaste åren nu kan anses mer stabila. Detta är alltså anledningen till den lägre prognosen för topplast i årets rapport, vilket i sig ger en mer positiv effektbalans. Med den högre topplast-prognosen som tidigare använts skulle effektbalansen istället bli 1900 MWh/h lägre för alla vintertyper.

4.2 Prognos för tillgänglig produktion

För att uppskatta tillgänglig produktion används tillgänglighetsfaktorer för varje kraftslag. Faktorn beskriver den andel av installerad effekt som med

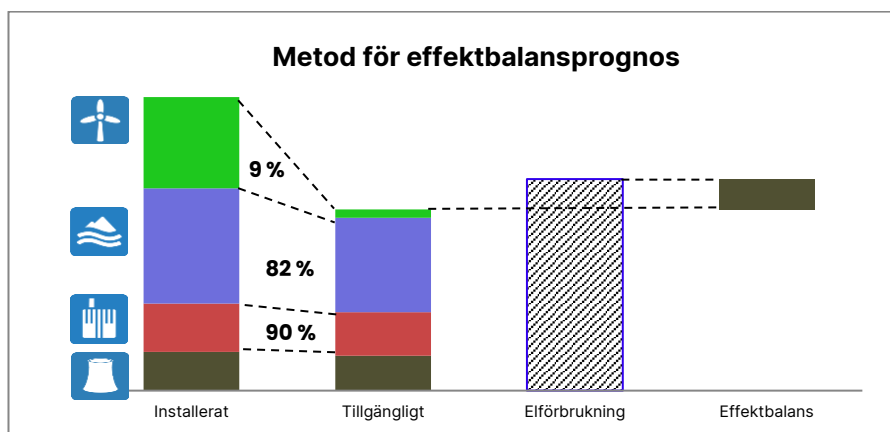
³⁷ Källa Energiföretagen Sverige: <https://www.energiforetagen.se/statistik/kraftlaget/>

en viss säkerhet kan förväntas vara tillgänglig under topplasttimmen. För mer information se Bilaga 1.

Kraftslag	Tillgänglighet	Kommentar
Vattenkraft	82 %	Medelvärde av historisk maxproduktion
Kärnkraft	90 %	Baseras på historisk produktion
Vindkraft	9 %	10e percentilen av historisk produktion.
Kraftvärme	77 %	Se Bilaga 1 för antaganden
Kondenskraft	90 %	Baseras på historisk produktion
Reserverade gasturbiner	0 %	Ska inte användas i planeringsskedet
Solkraft	0 %	Vid topplasttimmen är det i regel mörkt (morgon- eller kvällstopp)

Tabell 13. Antagna tillgänglighetsfaktorer i prognosen för effektbalans.

Figur 10 illustrerar hur dessa tillgänglighetsfaktorer används för effektbalansprognosen för kommande vinter: Installerad effekt per kraftslag multipliceras med respektive tillgänglighetsfaktor och den summerade tillgängliga effekten jämförs med förväntad maximal elförbrukning.



Figur 10. Metod för effektbalansprognos. Bilden visar en situation med underskott (negativ effektbalans), alltså när tillgänglig effekt är lägre än elförbrukningen. Kraftslagen är uppifrån vindkraft, vattenkraft, kärnkraft och övrig värmekraft.³⁸

³⁸ Övrig värmekraft består av olika kraftslag med flera olika tillgänglighetsfaktorer. Därför är ingen faktor för denna kategori med i figuren.

Ett underskott har historiskt tillgodosetts av nettoimport. I framtiden kommer sannolikt förbrukningsflexibilitet spela en större roll, om tekniska, ekonomiska och regulatoriska förutsättningar kommer på plats.

Installerad effekt vindkraft förväntas öka med ca 1 400 MW under 2025, och solkraft med ca 1 000 MW. Samtidigt ökar tillgänglig effekt vid topplasttimmen med bara 100 MW jämfört med prognosen inför föregående vinter. Detta förklaras med att tillkommande effekt i form av vind- och solkraft har låg förväntad tillgänglighet vid topplasttimmen. Detaljer kring prognos för installerad och tillgänglig produktion finns i Bilaga 2.

I första hand hanteras ett effektunderskott på marknaden genom import. Eftersom buden på marknaden aktiveras i prisordning kan Sverige vara nettoimportör av el även under timmar när det finns ytterligare inhemska produktions- eller förbrukningsreduktionsbud, om den importerade elen är billigare.

4.3 Prognos för tillgänglig överföringskapacitet

Överföringskapaciteten i transmissionsnätet påverkar förutsättningarna för effektbalansen eftersom den kan begränsa möjligheten att överföra el från ett överskottsområde till ett underskottsområde. Exempelvis utnyttjas snitt 2 ofta fullt ut under vintertid eftersom det generellt råder överskott i elområde SE1 och SE2 och underskott i elområde SE3 och SE4.

Överföringskapaciteter varierar utifrån förväntat flödesscenario och övriga förutsättningar i kraftsystemet. Det betyder att kapaciteter kommer variera under vintern beroende på driftläge och aktuella last- och produktionsläge. Aktuella kapacitetsnivåer för varje snitt och handelskorridor kommer som alltid meddelas via plattformen NUCS och uppdateras kontinuerligt utifrån det aktuella driftläget.

Det totala underskottet i södra Sverige förväntas vara 7 700 MW vid topplasttimmen en normalvinter. Huvudsakligen kommer effekten från norra Sverige, men även effekt från utlandet behövs eftersom det maximalt går att överföra 7 300 MW från norra Sverige. Överföringskapaciteten över snitten varierar erfarenhetsmässigt utifrån driftläget och har under de tidigare vintrarna periodvis varit lägre än 7 300 MW. Då kommer mer kraft behöva importeras från utlandet söder om snitt 2 för att klara effektbalansen.

Vid tillfällen med hög elförbrukning i mellersta och södra Sverige eller vid stor export från södra Sverige, förväntas alltså snitt 2 vara fullt utnyttjad. Snitt 1 och snitt 4 bedöms inte bli fullt utnyttjade under topplasttimmen, under förutsättning att nätet är intakt. Överföringskapaciteten i de interna snitten kommer variera utifrån driftläget enligt fastställda principer för att bestämma överföringskapacitet i Norden³⁹. Nedan i Tabell 14 anges hur handelskapaciteterna till dagen före-marknaden har varierat för de svenska snitten under vintrarna 2022/2023 och 2023/2024.

Eftersom den flödesbaserade metoden infördes vintern 2024/2025 är det svårt att göra en direkt jämförelse med tidigare år i termer av kapacitet. En jämförelse av flöden under vintrarna 2024/2025 och 2023/2024 visar att flödet på snitt 2 ökade med ungefär 1200 MWh/h i genomsnitt (detta beror också på att vattenbalansen varit mycket god i norra Sverige). Den 95:e percentilen med högsta flöden ökade med ungefär 300 MW och det maximala värdet på flödet från dagen-före handeln ökade med 438 MW (7738 MW).

Med bara en vinters erfarenhet av den flödesbaserade metoden vore det svårt att dra slutsatser om genomsnittliga kapaciteter. Därför används här de två vintrarna innan för att uppskatta intervallen som kan förväntas nästa vinter. Detta blir inte helt korrekt, eftersom den flödesbaserade metoden fungerar på ett annat sätt än det gamla NTC-systemet. Detta kan dock ge en fingervisning, om än något konservativ jämfört med erfarenheter från föregående vinter.

³⁹ Principerna beskrivs i dokumentet "Principles for determining the transfer capacities in the Nordic power market" och har tidigare informerats om via NUCS. Det finns även för nedladdning via NUCS webbplats: <https://www.nucs.net/transmission-domain/transferCapacity/show>

	Snitt 1	Snitt 2	Snitt 4
Min	1800	6300	3700
Medel	3200	7000	4800
Max	3300	7300	5300

Tabell 14. Intervall av handelskapaciteterna till dagen före-marknaden för de svenska snitten under vintrarna 2022/2023 och 2023/2024 [MWh/h]. Källa: Svenska kraftnät

Snitt 2 har under de senaste vintrarna generellt haft en hög tillgänglighet. Kapaciteten har justerats i samband med lednings- eller stationsavbrott i nätet som skett vintertid, oftast i början eller i slutet av perioden. Det är ovanligt att planerade avbrott sker under höglastperioden men omständigheter kan medföra att det blir nödvändigt. Sammantaget förväntas kapaciteterna ligga inom den övre delen av spannet i Tabell 14.

Prognosen för effektbalansen vid en normalvinter är minus 7 700 MWh/h för södra Sverige. Om snitt 2 är i det lägre kapacitetsintervallet (6 300 MW) blir importbehovet från andra länder till södra Sverige 1 400 MW, och högre vid en tioårs- eller tjugoårsvinter.

Givet ett kapacitetsintervall om 6 300 till 7 300 MWh/h för snitt 2 presenteras i Tabell 15 nedan ett intervall för importbehovet söder om snitt 2 från utlandet för vintern 2025/2026 för respektive vintertyp.

	Normal- vinter	Tioårs- vinter	Tjugoårs- vinter
Underskott SE3 och SE4 (MWh/h)	– 7 700	– 8 700	– 9 000
Importbehov till södra Sverige från utlandet (MWh/h)	400 – 1400	1400 – 2400	1700 – 2700

Tabell 15. Prognos för intervall av importbehovet till södra Sverige från utlandet för vintern 2025/2026 för respektive vintertyp. Källa: Svenska kraftnät

4.4 Prognos för importmöjligheter

Effektbalansen definieras i denna rapport som ett mått på importbehovet under topplasttimmen. Att kvantifiera hur mycket import som kan förväntas finnas tillgänglig vid ansträngda situationer är därför intressant ur ett tillräcklighetsperspektiv och undersöks i detta kapitel. Under de tio senaste årens topplasttimmar har nettoimporten i genomsnitt varit ungefär 800 MWh/h (som mest 3 300 MWh/h nettoimport). Att

nettoimport råder under toppplasttimmen är alltså normalt. Oftast är utfallet av import och export i huvudsak ekonomiskt; tillgängliga nationella produktionsresurser kommer inte att användas om billigare produktion finns att importera. Vid en kritisk situation kan naturligtvis möjligheterna till import vara annorlunda än vid normaldrift.

Enligt Tabell 15 behövs det import från utlandet till södra Sverige. I Bilaga 3 redovisas de maximala handelskapaciteterna mellan de svenska och angränsande elområdena inför vintern 2025/2026. Enligt Bilaga 3 uppgår den sammanlagda importkapaciteten från utlandsförbindelserna söder om snitt 2 till 7 675 MWh/h. Import på dessa förbindelser skulle därför vara tillräcklig för att hantera underskottet i SE3 och SE4, givet det finns ett överskott i dessa länder att exportera till Sverige.

Generellt kan sägas att mest import under ansträngda timmar kommer från Norge. Även andra länder (däribland ofta Danmark) bidrar tidvis med effekt under toppplasttimmen, beroende på förutsättningarna just den timmen. Länder vars egen effektbilans är svag under toppplasttimmen (traditionellt Finland och Tyskland) kan inte förväntas ha effekt tillgänglig för export till Sverige vid de tillfällen som de samtidigt skulle befinna sig i en ansträngd situation. Inga avtal om garanterad importvolym ges mellan länder. Nedan följer siffror och resonemang som försöker belysa denna komplexa fråga.

4.4.1 Handelskapacitet från utlandet

Möjligheten att importera el under timmar med hög efterfrågan beror i första hand på om det finns ett produktionsöverskott i grannländerna. Under vissa tider kan dock överföringskapaciteten hos såväl utlandsförbindelserna som interna flaskhalsar begränsa importmöjligheten. Ett exempel är importkapaciteten på SwePol Link mellan Sverige och Polen som ofta begränsas på grund av driftförhållanden i Polen⁴⁰. Likaså kan importkapaciteten på Baltic Cable mellan Sverige och Tyskland begränsas på grund av driftförhållanden i Tyskland. Förbindelsen mellan södra Norge och Sverige (NO1 till SE3) kan också vara begränsad under vintern. Sett enbart till överföringskapaciteten har Sverige dock relativt god tillgång till kapacitet från både Norge, Finland, Danmark, Tyskland, Polen och Litauen.

⁴⁰ Källa: <http://www.nordpoolspot.com/globalassets/download-center/tso/principles-for-determining-the-transfer-capacities.pdf>

4.4.2 Tillgänglig produktion i utlandet

Den faktiska volymen tillgänglig produktion i andra länder är svår att bedöma, eftersom det huvudsakligen är marknadsutfallet som redovisas och dokumenteras.

Länderna gör ofta sina egna bedömningar av tillgänglig effekt under ansträngda vinterperioder, likaså görs det inom ENTSO-E rapporter, även om dessa numera mest fokuserar på probabilistiska analyser, där begreppet tillgänglig effekt inte används.

Eftersom metoderna skiljer sig mellan olika länders analyser, samt att alla länder inte längre gör denna typ av analys, är det svårt att presentera jämförbara och uppdaterade siffror för detta. Men generellt kan sägas att Norge oftast har positiv effektbalans, Finland negativ, och Danmark ligger mittemellan, mer jämförbar med de effektbalansprognoser som Svenska kraftnät gör för Sverige. Detta speglar också hur import- och exportflöden brukar se ut mellan de nordiska länderna under vinterperioden.

4.5 Effekttillräcklighet enligt probabilistisk metod

Vid sidan av den traditionella metoden för effekttillräcklighet (nationell effektbalans utifrån tillgänglighetstal och installerad effekt) används ofta numera en så kallad probabilistisk metod. Detta är också en sådan metod som krävs för resurstillräcklighetsberäkningar såsom de definieras i elmarknadsförordningen 2019/943.

Den probabilistiska metoden är under fortsatt utveckling på Svenska kraftnät, då den numera ska ta den flödesbaserade metoden i beaktning. Här hänvisas till siffrorna som tagits fram i ERAA (se kapitel 5.1).

4.6 Strategisk reserv 2025/2026

Den tidigare effektreserven upphörde att gälla den 15 mars 2025. Under våren 2025 pågår en upphandling för en strategisk reserv nästkommande vintrar. Den volym, och vilka resurser, som kommer att ingå i den strategiska reserven för vintern 2025/2026 bestäms i upphandlingen.

Som en del av regeringsuppdraget avseende stärkande av försörjningstryggheten i energisektorn lämnade Svenska kraftnät 2023 en rapport "Utvidgning av effektreserven"⁴¹ och föreslog upphandling av ytterligare resurser.

För att fortsatt ha en strategisk reserv krävs en påvisad risk för effektbrist som överstiger tillförlitlighetsnormen, beräknad enligt en probabilistisk metod⁴². Resultaten från Svenska kraftnäts rapport *En bedömning av resurstillräckligheten för svensk elförsörjning* påvisade att risken för effektbrist överstiger tillförlitlighetsnormen de kommande fem åren. ENTSO-E erhöll likande resultat i den europeiska resurstillräcklighetsbedömningen, European Resource Adequacy Assessment (ERAA, mer information i avsnitt 5.1.2).

En etablering av en kapacitetsmekanism eller strategisk reserv kräver dock, bland annat, ett utlåtande från den europeiska byrån för samarbete mellan energitillsynsmyndigheter (ACER) angående genomförda tillräcklighetsbedömningar, samt ett godkännande av de Europeiska kommissionen.

2 maj 2024 godkändes ERAA 2023 rapporten av den europeiska byrån för samarbete mellan energitillsynsmyndigheter (ACER)⁴³. Därmed finns det en godkänd rapport där resursbrist i Sverige konstateras. Det är ytterligare ett steg mot att kunna etablera en kapacitetsmekanism i Sverige. ERAA 2024 är skickad av ENTSO-E till ACER för beslut och resultaten i den stödjer i princip det som sades i ERAA 2023.

⁴¹ <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2023/rapport---starka-forsorjningstryggheten---deluppdrag-1-23-04-28.pdf>

⁴² Artikel 23 Elmarknadsförordningen 2019/943

⁴³ [ACER approves the European Resource Adequacy Assessment \(ERAA\), marking a milestone for the security of electricity supply across EU Member States | www.acer.europa.eu](https://www.acer.europa.eu/press-releases/2024/05/02/acer-approves-the-european-resource-adequacy-assessment-er-aa-marking-a-milestone-for-the-security-of-electricity-supply-across-eu-member-states)

Enligt elmarknadsförordningen ska medlemsstaterna i första hand bedöma om en kapacitetsmekanism i form av en strategisk reserv⁴⁴ kan lösa resurstillräcklighetsproblemen. I andra hand kan en marknadsomfattande kapacitetsmekanism införas.

4.7 Sammanfattning av kraftbalansen den kommande vintern 2025/2026

Prognosen för effektbalansen under en normalvinter är plus 600 MW, vilket indikerar att ingen nettoimport skulle behövas till Sverige för att klara effektbehovet under topplasttimmen. Att balansen är så positiv (i tidigare rapporter är denna balans minst minus 1000 MW) beror på låg förbrukning i Sverige de senaste 12 månaderna, vilket påverkar prognosen för topplastens förbrukning.

Prognosen för effektbalansen för södra Sverige (SE3 och SE4) vid en normalvinter är minus 7 700 MWh/h. Om snitt 2 är i det lägre kapacitetsintervallet (6 300 MW) blir importbehovet från andra länder till södra Sverige 1 400 MW för en normalvinter.

Analyserna av importmöjligheterna från närliggande länder visar att de flesta, liksom Sverige, är beroende av import vid ansträngda situationer. Det indikerar att importmöjligheterna från våra grannländer vid dessa tidpunkter kan vara begränsade om bristsituationer skulle inträffa samtidigt. Läget inför nästa vinter tycks mindre ansträngt än vad prognosen visade i förra årets rapport, men det faktiska utfallet kan naturligtvis bli annorlunda.

Svenska kraftnät följer löpande upp effektbalansen inför kommande vinter. Skulle prognosen för vintern 2025/2026 försämrats kommer Svenska kraftnät, i likhet med vintern 2022/2023, uppdatera riskbilden och initiera åtgärder för att förbättra effekttillräckligheten och driftsäkerheten. Som nämnts tidigare inkluderade åtgärderna informationskampanjer, mothandel för att öka kapacitet över snitt 2, samarbete med grannländer för att säkerställa importkapacitet och upphandling av ökad volym till Överblastningshantering störning (ÖB).

⁴⁴ Nuvarande effektreserv är en form av strategisk reserv

5 Effekthalansen på längre sikt

5.1 Andra studier

5.1.1 ENTSO-E rapport, Seasonal Outlook

ENTSO-E rapporten, *Seasonal Outlook*⁴⁵, görs två gånger per år på temat vinterns och sommarens effekttillräcklighet. Tidigare har den använt en metod liknande den statistiska metoden som används i denna rapport, men numera används en probabilistisk metod även här. Eftersom rapporten kommer senare under året och innehåller uppdaterade bedömningar från andra systemoperatörer kan den ge en bra bild av den förväntade effekthalansen inför kommande vinter. Enligt Elmarknadsförordningen ska Winter Outlook publiceras senast den 1 december varje år.

5.1.2 Den europeiska resurstillräcklighetsbedömningen (ERAA)

Framtida effekthalans analyseras varje år i ENTSO-E:s rapport European Resource Adequacy Assessment (ERAA). Denna rapport bygger på probabilistiska simuleringar för tio år framåt, och räknar med import/export mellan länder och elområden. Studien ska också ta i beaktning olika lönsamhetsbedömningar för att ta hänsyn till möjlig avveckling av olönsam produktion, eller tillkommande produktion där det skulle vara ekonomiskt bärkraftigt. Senaste rapporten (ERAA 2024) publicerades i april 2025 och är skickad till ACER för beslut⁴⁶ (ERAA 2023 godkändes under 2024). För att kunna etablera en kapacitetsmekanism behöver en sådan analys visa att effekttillräckligheten är sämre än den nationella tillförlitlighetsnormen, vilket ERAA 2024 gör⁴⁷.

I Tabell 16 anges det förväntade antalet timmar med effektbrist (Loss of Load Expectation – LOLE) enligt analysen i ERAA för de svenska elområdena för varje analysår. I Tabell 17 anges förväntad icke levererad energi (Expected Energy not served – EENS). I ERAA 2023 togs två

⁴⁵ [Winter Outlook 2023-2024 \(entsoe.eu\)](https://www.entsoe.eu/winter-outlook)

⁴⁶ <https://www.entsoe.eu/eraa/2024/>

⁴⁷ Enligt elmarknadsförordningen ska medlemsstaterna i första hand bedöma om en kapacitetsmekanism i form av en strategisk reserv kan lösa resurstillräcklighetsproblemen. Nuvarande effektreserv är en form av strategisk reserv. I andra hand kan en marknadsomfattande kapacitetsmekanism införas.

scenarion fram, men i ERAA 2024 användes bara ett (kallat "central reference scenario").

	2026	2028	2030	2035
SE1	0	0,02	1,3	5,08
SE2	0	0	0	0
SE3	1,73	6,22	7,42	12,75
SE4	1,73	5,88	5,64	9,8
Sverige	1,88	6,53	7,52	12,96

Tabell 16. Antal timmar med effektbrist (LOLE) för Sverige från den europeiska resurstillräcklighetsbedömningen (ERAA 2024). Källa: ENTSO-E⁴⁸.

	2026	2028	2030	2035
SE1	0	0	0,03	0,3
SE2	0	0	0	0
SE3	0,67	3,48	5,21	11,92
SE4	0,19	1,06	0,75	1,56
Sverige	0,86	4,54	5,99	13,77

Tabell 17. Antal GWh per år som efterfrågas men inte kan levereras (EENS) för Sverige från den europeiska resurstillräcklighetsbedömningen (ERAA 2024). Källa: ENTSO-E.

ERAA 2024 visar relativt stor risk för effektbrist för de kommande åren, klart över den nationella tillförlitlighetsnormen på 1,0h per år. Detta är ju även kravet om Sverige vill införa en kapacitetsmekanism. Detta bör i mån mån ha påverkats av att indata för Sverige byggde på scenariot "EF" (Elektrifiering förnybart) som har kraftigt ökad elförbrukning.

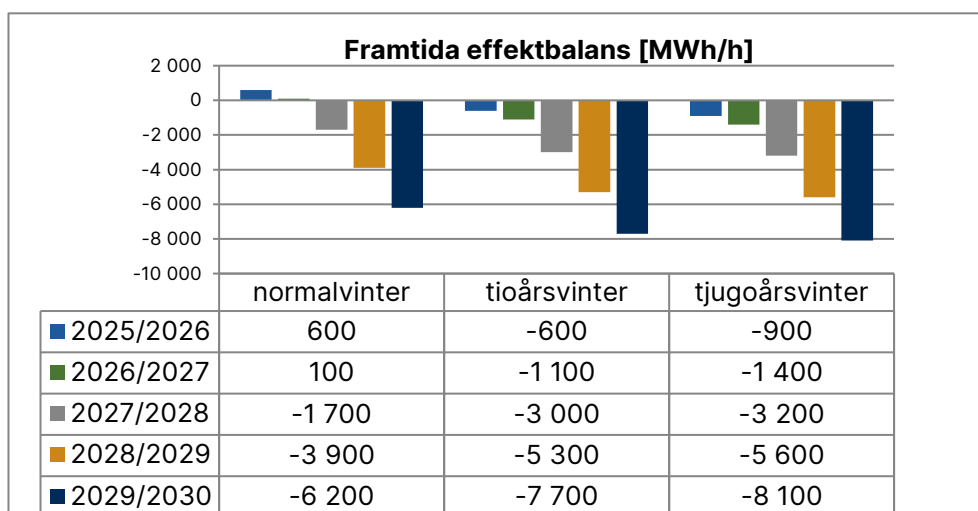
5.2 Svenska kraftnäts bedömning av risken för effektbrist på längre sikt

Vindkraft är det kraftslag som ökar mest, både i Sverige och i angränsande länder. Ökningen kommer sannolikt att fortsätta. Samtidigt ökar elanvändningen successivt, från 139 TWh för kommande år till 176 TWh år 2029, givet att bland annat stora industriprojekt börjar förbruka

⁴⁸ https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/sdc-documents/ERAA/2024/report/ERAA_2024_Annex_3_Detailed_results.pdf

enligt nu gällande planer. Detta påverkar framförallt resultaten för vintern 2028/2029 och 2029/2030. Enligt gällande prognoser är det i den tidsramen som många initiativ kopplat till elektrifiering av industri kan börja få genomslag.

Figur 11 visar prognosen för nationell effektbalans under de kommande fem vintrarna.



Figur 11. Prognos för effektbalans under topplasttimmen för kommande vintrar. Källa: Svenska kraftnät.

Effektbalansen försämras under perioden. Dock visas mindre underskott än för motsvarande år från fjolårets Kraftbalansrapport. Anledningen till detta är att elanvändningen förväntas öka i en långsammare takt i jämförelse med bedömningen från förra året. Den förväntade ökningen i elanvändningen beror i huvudsak på ökat elbehov från elektrifiering av industri. Metoden för topplastprognos bygger på traditionell förbrukning som har morgon- och kvällstoppar, vilken den tillkommande förbrukningen inte har. Därför är försämringen av effektbalans sannolikt inte fullt lika kraftig som den ser ut i Figur 11.

Mängden eldrivna fordon ökar också successivt under de kommande åren, men den ökningen är ganska blygsam sett till landets totala elbehov. Även om vindkraften ökar varje år under perioden påverkar det bara effektbalansen marginellt, då det tillgänglighetstal som används för vindkraft under topplasttimmen är lågt.

Bilaga 1: Tillgänglighetsfaktorer för sommaren 2025 och vintern 2025/2026

Vattenkraft

För vattenkraften begränsas den maximala produktionskapaciteten av ett antal faktorer, exempelvis fallhöjdsförluster på grund av sänkta magasinssnivåer, avställningar, tappningsrestriktioner i samband med isläggning och vattendomar. Under vintern bedöms vattenkraften i Sverige maximalt kunna producera 13 400 MWh/h vid någon tidpunkt⁴⁹. Då prognosen för installerad effekt vattenkraft är 16 300 MW motsvarar det en tillgänglighet på drygt 82 %. En liten del vattenkraft ingår i Överbastningshantering störning (ÖB), och den ingår inte i förväntad tillgänglig effekt. Under sommaren utgår tillgänglighetsfaktorn från den högsta produktionstoppen mellan maj–september för åren 2017–2022, som var ca 75 % av den installerade produktionen.

Kärnkraft

Under vintern beräknas kärnkraften ha en tillgänglighet på 90 %. Detta antagande bygger på en analys av marknadsmeddelanden och historisk produktion. Under sommaren beräknas tillgängligheten utifrån planerade kärnkraftsrevisioner för respektive månad.

Vindkraft

Under vintern antas vindkraften ha en tillgänglighet på nio procent (9 %) under toppplasttimmen. Det baseras på tionde percentilen av vindkraftens historiska produktion. Ett nytt underlag togs fram inför förra årets rapport för produktionen under åren 2017–2023, vilket bekräftade att detta tillgänglighetstal fortfarande är representativt i detta sammanhang.

Vindkraftens tillgänglighet är högre under vintertid jämfört med resten av året men under perioder med sträng kyla (just när förbrukningen i Sverige oftast är som högst) avtar tillgängligheten. Under sommaren antas tillgängligheten under toppplasttimmen också vara nio procent (9 %). Antagandet behöver följas upp för analyser på längre sikt eftersom

⁴⁹ Medelvärde av toppproduktionen per år under åren 2009–2017. Källa: Svenska kraftnät.

vindkraftverken får en ökad verkningsgrad om de konstrueras högre och kan producera kraft vid lägre vindhastigheter.

Solkraft

Under vintern antas solkraft ha en tillgänglighet på 0 % eftersom topplasttimmen i regel inträffar när det är mörkt. Under sommaren används 9 % tillgänglighet för solkraften (samma som för vindkraften). På sikt bör en studie göras som närmare undersöker vilket tillgänglighetstal som är rimligt för solkraften under sommaren, inklusive korrelationen mellan elanvändningen och det sammanlagda bidraget från solkraft och vindkraften.

Kondenskraft

Under vintern antas kondenskraften ha en tillgänglighet på 90 % och består idag enbart av Karlshamnverket på 662 MW. Under sommaren antas samma kraftanläggningar ha en tillgänglighet på 50 % av max installerad produktionskapacitet utifrån en uppskattning av hur stor andel som kommer delta på dagen före-marknaden vid tillräckligt höga priser.

Kraftvärme

Under vintern antas kraftvärmeanläggningarna ha en allmän tillgänglighet på 90 %. Vidare antas att verkningsgraden i kraftvärmeanläggningarna är 85 % av vad som är tekniskt optimalt. Det innebär att den sammantagna tillgängligheten för kraftvärme antas vara 77 % av installerad effekt.

Under sommaren antas värmebehovet vara lågt med flera anläggningar otillgängliga under revisioner. Samtidigt kommer en del kraftvärme som är fysiskt tillgänglig producera ifall priset blir högt nog. Den sammantagna tillgängligheten för kraftvärmerna antas vara 10 % för sommaren.

Gasturbiner

Under vintern antas gasturbiner och övrigt ha en tillgänglighet på 90 %. Av den installerade effekten gasturbiner ingår merparten, ungefär 1 400 MW, i den svenska Överbelastningshantering störning (ÖB). Under sommaren är flera av gasturbinerna på revision vilket minskar tillgängligheten. Dessutom avtar gasturbinernas effektivitet med varmare omgivningstemperaturer. Eftersom Överbelastningshantering störning (ÖB) är till för att upprätthålla driftsäkerheten vid plötsliga störningar ingår inte den volymen i förväntad tillgänglig effekt varken på sommaren eller vintern.

Bilaga 2: Prognos för produktion

I Tabell 18 visas en prognos för installerad produktionskapacitet per elområde vid årsskiftet 2025/2026. Den sammanlagda installerade effekten bedöms vara ca 2 400 MW högre jämfört med årsskiftet 2024/2025. Det beror, liksom ökningen året innan, på ökad installerad effekt vindkraft och solkraft. För sommaren antas ingen förändring i vindkraft och solkraft utan den bygger på prognosen från årsskiftet 2024/2025.

	SE1	SE2	SE3	SE4	SE	Förändring ⁵⁰
Vattenkraft	5 346	8 128	2 595	347	16 400	-
Kärnkraft	0	0	6 937	0	6 900	-
Vindkraft	3 235	7 829	4 810	2 574	18 400	+1 400
Gasturbiner + övrigt ⁵¹	0	0	888	631	1 500	-
Kondens	0	0	0	662	700	-
Kraftvärme, fjärrvärme	149	232	1 938	456	2 800	-
Kraftvärme, industri	117	529	525	411	1 600	-
Solkraft ⁵²	49	289	2 728	2 705	5 800	+1 000
Summa	8 900	17 000	20 400	7 800	54 100	+2 400

Tabell 18. Prognos för installerad effekt (MW) per kraftslag och elområde vid årsskiftet 2025/2026. Förändring jämförs med jämfört med årsskiftet 2024/2025. Summorna är avrundade.

⁵⁰ Förändring i installerad effekt jämfört med 1 jan 2023, se avsnitt 1.2.

⁵¹ Källa: Energiföretagen Sverige och Svenska kraftnät. I kategorin övrigt ingår även diesel- och gasmotorer

⁵² Solkraftens ökning antas vara 33 % jämfört med föregående år.

I Tabell 19 visas en sammanställning av förväntad tillgänglig effekt per elområde under topplasttimmen vintern 2025/2026. Den baseras på prognostiserad installerad effekt som anges i Tabell 18, samt olika tillgänglighetsfaktorer för respektive produktionsslag (se Bilaga 2). Anläggningar som enligt marknadsmeddelande är otillgängliga, liksom produktion ingående i Överbelastningshantering störning, ingår inte. För sommaren antas att hälften av den kondenskraft som inte rapporterat otillgänglighet kommer lägga in bud på dagen före-marknaden vid prognos om sådana prissignaler.

	SE1	SE2	SE3	SE4	SE	Förändring ⁵³
Vattenkraft	4 369	6 635	2 016	283	13 300	–
Kärnkraft			6 243	0	6 200	–
Vindkraft	291	705	433	232	1 700	+ 100
Gasturbiner + övrigt ⁵⁴			32	82	100	–
Kondens				596	600	–
Kraftvärme, fjärrvärme	114	177	1 483	349	2 100	–
Kraftvärme, industri	90	405	402	314	1 200	–
Solkraft	0	0	0	0	0	–
Summa	4 900	7 900	10 600	1 900	25 300	+ 100

Tabell 19. Prognos för tillgänglig effekt (MW) per produktionsslag och elområde under topplasttimmen vintern 2025/2026. Förändring jämförs med Kraftbalansrapport 2024. Summorna är avrundade. Källa: Svenska kraftnät.

⁵³ Förändring jämfört med prognosen tillgänglig produktion som gjordes i förra årets rapport, gällande vintern 2022/2023.

⁵⁴ I kategorin övrigt ingår även diesel- och gasmotorer.

Bilaga 3: Överföringskapaciteter

Här visas maximala kapaciteter på snitt inom Sverige och för import från angränsande länder. Faktisk kapacitet kan vara lägre, eftersom den begränsas av nätförhållanden såsom flöden, exempelvis sydgående västkustflöden och öst- västliga flöden mellan Sverige och Finland.

Sedan införandet av den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden kan det också inträffa att mer kapacitet kan allokeras på vissa snitt om ett flöde på ett annat snitt avlastar det begränsande nätelement som hade varit begränsande i vanliga fall.

Från	Till SE1	Till SE2	Till SE3	Till SE4	Till SE
SE1		3 300			–
SE2	3 300		7 300		–
SE3		7 300		6 200	–
SE4			2 800		–
FI	1 100		1 200		2 300
NO4	700	250			950
NO3		600			600
NO1			2 145		2 145
DK1			715		715
DK2				1 700	1 700
DE				615	615
LT				700	700
PL				600	600
Summa	5 100	11 450	14 160	9 815	10 325

Tabell 20. Maximal handelskapacitet (MW) mellan Sveriges elområden och importkapacitet till Sverige från angränsande elområden föregående vinter (2024/2025) Källa: NUCS

Svenska kraftnät
Box 1200
172 24 Sundbyberg
Sturegatan 1

Tel: 010-475 80 00
Fax: 010-475 89 50
www.svk.se

