

Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2024

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 1.0

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 2023/2024 var den kallaste sedan 2013, men upplevdes överlag som lugn och stabil av Svenska kraftnät. Under topplasttimmen fanns erforderliga möjligheter till uppreglering för att hantera fel eller avvikelser. Detta tack vare en god tillgänglighet av produktionsresurser samt överföringskapacitet mellan de svenska elområden.

Årets kraftbalansrapport visar att den svenska kraftbalansen för kommande vinter är något bättre än prognosen inför förra vintern, men i linje med prognoserna sedan 2020. Ett importberoende bedöms finnas vid topplasttimmarna. Sverige har god överföringskapacitet till grannländerna, men importmöjligheterna kan vara begränsade om dessa länder samtidigt har en ansträngd situation.

Under sommaren 2024 bedöms driftsäkerheten kunna bibehållas genom etablerade rutiner och åtgärder. Svenska kraftnät avser att fortsätta med användningen av mothandel för att kunna öka handelskapaciteter till elmarknaden, vilket är positivt för effekttillräckligheten och skapar en robusthet som minskar risker vid oväntade händelser.

Prognoserna på längre sikt visar att ökningarna i elanvändningen sker i en lägre takt än vad som aviserades i förra årets rapport, och mot slutet av analysperioden minskar risken för effektbrist något till följd av planerade förstärkningar i transmissionsnätet. Dock konstateras fortfarande ett behov av kompletterande åtgärder, som en kapacitetsmekanism eller ökad förbrukarflexibilitet, för att effektbalansen i Sverige ska kunna upprätthållas.

Sundbyberg den 31 maj 2024

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Lotta Medelius-Bredhe'.

Lotta Medelius-Bredhe
Generaldirektör

Innehåll

Generaldirektören har ordet	3
Sammanfattning	6
Ord och begreppsförklaringar	10
Översiktskarta.....	12
1 Uppföljning av vintern 2023/2024	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.....	18
1.2.4 Kraftvärme.....	18
1.3 Import och export under vintern	19
1.4 Elpriserna under vintern	22
1.5 Effektoreserven	25
1.6 Informationsinsatser	26
2 Vinterns topplasttimme 2023/2024	27
2.1 Tillgängliga handelskapaciteter.....	28
2.2 Tillgängliga uppregleringsbud.....	29
2.2.2 Slutsats.....	31
3 Driftsäkerhet under sommaren.....	32
3.1 Uppföljning av sommaren 2023.....	32
3.2 Prognos för effektbalansen, sommaren 2024	33
3.2.1 Prognos för tillgänglig produktion	33
3.2.2 Prognos för tillgänglig överföringskapacitet	34
3.3 Driftsäkerhetsbedömning för sommaren 2024	36
3.3.1 Marknadspåverkan under sommaren	37
3.3.2 Beredskap under sommaren	38

4	Prognos för vintern 2024/2025	39
4.1	Prognos för maximal elförbrukning	40
4.2	Prognos för tillgänglig produktion	40
4.3	Prognos för tillgänglig överföringskapacitet	42
4.3.1	Införandet av flödesbaserad kapaciteter	44
4.4	Prognos för importmöjligheter	44
4.4.1	Handelskapacitet från utlandet	45
4.4.2	Tillgänglig produktion i utlandet	46
4.5	Effekttillräcklighet enligt probabilistisk metod	47
4.5.1	Tolkning av statisk och probabilistisk metod	48
4.6	Effektreserven 2024/2025	49
4.7	Indikatorer för kommande vinter	50
4.8	Känslighetsanalys: Minskning av elförbrukning	53
4.9	Sammanfattning av kraftbalansen den kommande vintern 2024/2025	54
5	Effektbalansen på längre sikt	55
5.1	Andra studier	55
5.1.1	ENTSO–E rapport, Seasonal Outlook	55
5.1.2	De europeiska resurstillräcklighetsbedömningen (ERAA)	55
5.2	Svenska kraftnäts bedömning av risken för effektbrist på längre sikt	57
5.3	Orsaker till effektbrist i Sverige i de probabilistiska studierna	61
	Bilaga 1: Produktionsstatistik per kraftslag	63
	Bilaga 2: Tillgänglighetsfaktorer för sommaren 2024 och vintern 2024/2025	66
	Bilaga 3: Prognos för produktion	68
	Bilaga 4: Maximala handelskapaciteter	70
	Bilaga 5: Mer om probabilistisk metod	71

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

Denna rapport omfattar även en bedömning om driftsäkerheten för kommande sommar samt tre indikatorer för kommande vinter. Dessa indikatorer är:

- > installerad effekt i synkront ansluten elproduktion
- > potentialen för förbrukarflexibilitet
- > kapacitet i sammanlänknings med andra länder

Begreppet kraftbalans avser i detta sammanhang **Sveriges energibalans under toppplasttimmen** (timmen med högst elförbrukning under vintern). Under kort tidsrymd kan det jämföras med effektbalans, 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 är inte heller fokuserad på priser eller marknadsfrågor.

Historiskt sammanhang har Sverige haft en positiv effektbalans fram till 2018. Sedan 2020 har effektbalansen varierat mellan $-1\ 300$ MWh/h till $-1\ 700$ MWh/h för en normalvinter.

Vintern 2023/2024 - Kall, tidvis ansträngd, men hanterbar för Svenska kraftnät

Vintern 2023/2024 blev enligt SMHI förhållandevis normal i Götaland men kall i Svealand och Norrland. Vintern var den kallaste sedan 2013¹. Topplasttimmen inföll den 16 januari, kl. 09–10. Då uppgick den uppmätta förbrukningen till 25 200 MWh/h (topplasten var 23 900 MWh/h vintern innan). Temperaturen vid topplasttimmen var något mildare än en normalvinter. Svenska kraftnät har kunnat hålla hög kapacitet i snitt 2 och maximal marknadskapacitet tilldelades ofta. I snitt 4 har Svenska kraftnät i medel kunnat tilldela 300 MW mer än förra vintern.

Effektreserven, som upphandlas av Svenska kraftnät, försattes i förhöjd beredskap elva gånger och beordrades till att köras på minimieffekt fyra gånger, vilket visar på flertalet ansträngda effektsituationer under vintern. Reserven behövde dock inte aktiveras fullt ut vid något tillfälle.

En sommar med bibehållen driftsäkerhet förväntas

Sommarmånaderna är också en utmaning för kraftsystemet. Under revisionsperioderna hos elproducenterna, minskas tillgången på el och även de stabiliserande egenskaper som de bidrar med. Under sommaren görs också underhåll i elnätet. För sommaren 2024 bedöms driftsäkerheten kunna bibehållas, men de öst-västliga kraftflödena i transmissionsnätet kommer fortsatt leda till att transitflöden behöver begränsas för att inte riskera driftsäkerheten för elkonsumenter. Mothandel avlastar behovet av begränsningar. Inget importbehov från utlandet förväntas finnas för att klara effektbalansen under sommaren.

Bättre effektbalans för kommande vinter, men ett importberoende kvarstår

Prognosen för effektbalans för kommande vinter är något bättre än prognosen i förra Kraftbalansrapport, men faller inom samma spann som prognoserna sedan 2020. Sverige bedöms ha en nationell effektbalans under topplasttimmen på $-1\,300$ MWh/h vid en normalvinter och $-2\,500$ MWh/h vid en tioårsvinter². Svenska kraftnäts analyser visar att importmöjligheterna för att hantera ett underskott kan vara begränsade om samma vind- och

¹ [Vintern 2024 - Klassisk svensk vinter | SMHI](#)

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

temperaturförhållanden samtidigt råder i våra grannländer, eller om importmöjligheterna är reducerade av nätbegränsningar eller andra skäl.

Det är vanligt att de faktiska handelskapaciteterna är lägre än de maximala p.g.a. driftsäkerhetskäl och avbrott. Snitt 2 kommer tidvis vara fullt utnyttjad, vilket stänger in kraft i överskottsområdena SE1 och SE2. Detta kan leda till sämre effekttillräcklighet och högre elpriser i södra Sverige än i norra. I det sammanhanget är Svenska kraftnäts fortsatta arbete med att öka handelskapaciteterna genom mothandel positivt för elmarknaden. Under vintern 2023/2024 har det dock varit relativt gynnsamma flöden, varför Svenska kraftnät kunnat hålla höga överföringskapaciteter och inte behövt nyttja mothandelsresurserna i särskilt stor utsträckning. Svenska kraftnät följer kontinuerligt upp effektbalansen och om förutsättningarna inför kommande vinter skulle försämrats, i likhet med vintern 2022/2023, kommer den ökade risken meddelas och ytterligare avhjälpande åtgärder vidtas.

Mängden vindkraft ökar i Sverige och angränsande länder. Variationerna i tillgänglig effekt blir därmed större, och systemets obalanser svårare att prognosticera. Större andel vindkraft kan leda till att flera länder får ont om effekt när vindhastigheten är låg över ett stort geografiskt område samtidigt. Generellt förväntas elpriset hålla en normal nivå i en historisk jämförelse. En stor variation i elpriset är också att vänta, med perioder med både mycket höga och låga priser.

Planerade nätinvesteringar avlastar, men en ökad risk för effektbrist på längre sikt visar ett större behov av efterfrågefleksibilitet och kompletterande åtgärder

De fyra kommande vintrarna försämrats effektbalansen tydligt. Det beror på att elbehovet ökar. För Sverige har antaganden för volymerna efterfrågefleksibilitet uppdaterats i regeringsuppdrag *Att främja ett mer flexibelt elsystem*³, i Deluppdrag 5⁴. Bidraget från efterfrågefleksibilitet visar att effektbalansen kan förbättras med så mycket som 1 100 MWh/h (underskott minskar från -1 300 MWh/h till -200 MWh/h vid normalvinter 2024/2025). Efterfrågefleksibilitet kan också bidra till att balansera systemet i drifttimmen, och med mer vind blir fleksibilitet viktigare utifrån balanseringen när systemet har mindre planerbar produktion. Svenska kraftnät ser dock, i likhet med tidigare bedömningar, en

³ Regeringsbeslut II 1, 2022.

⁴ Energimarknadsinspektionen, Främjande av ett mer flexibelt elsystem 2023 – Deluppdrag 5.

risk att utbyggnad av både användarflexibilitet och planerbar elproduktion inte blir i paritet med behovet.

Svenska kraftnäts analyser i regeringsuppdraget *En bedömning av resurstillräckligheten för svensk elförsörjning*⁵ och ENTSO-E⁶ rapporten ERAA visade jämförbara resultat där risken för effektbrist översteg tillförlitlighetsnormen de kommande åren. I maj blev ERAA-rapporten godkänd av den europeiska byrån för samarbete mellan energitillsynsmyndigheter (ACER)⁷. 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 reserv⁸. Resultat mot slutet av analysperioden visar också att planerade nätinvesteringar under 2028 minskar risken för effektbrist trots att elanvändningen förväntas öka. Det visar betydelsen att dessa investeringar genomförs enligt plan eftersom förseningar innebär ökad risk för effektbrist.

⁵ [En bedömning av resurstillräckligheten för svensk elförsörjning \(svk.se\)](#)

⁶ European Network of Transmission System Operators for Electricity

⁷ [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](#)

⁸ Enligt elmarknadsförordningen ska medlemsstaterna i första hand bedöma om en kapacitetsmekanism i form av en strategisk reserv kan lösa resurstillräcklighetsproblemen. Nuvarande effektereserv 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 som en del i stödtjänster.

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: Kraftsystemet 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 som är nödvändiga för att upprätthålla ett stabilt kraftsystem och därmed även för leveranssäkerheten, exempelvis för frekvensreglering.

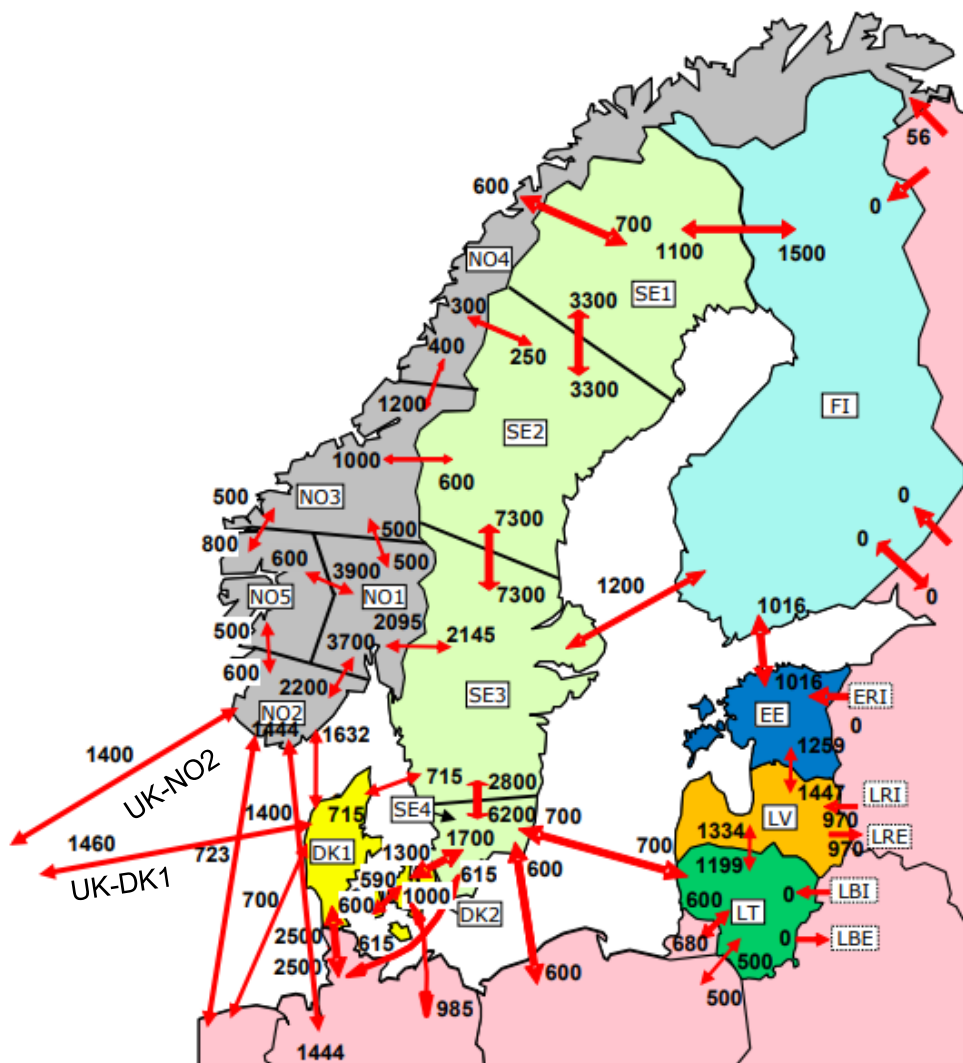
Södra Sverige: Avser elområdena SE3 och SE4.

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 el⁹. Jämförs med LOLE (Loss of Load Expectation) som anger hur ofta effektbrist uppstår i minst ett svenskt elområde.

⁹ <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 elområden. Även maximal handelskapacitet mellan elområdena (MW) visas¹⁰, samt snitten mellan de svenska elområdena¹¹.



Figur 1. Översiktskarta med svenska och omkringliggande elområden.

¹¹ <https://www.nucs.net/visualization/border-installed-capacity/download-attachment>

1 Uppföljning av vintern 2023/2024

I detta avsnitt sammanfattas den gånga 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 (vilket är perioden då effektreserven är tillgänglig).

Det har varit en förhållandevis normal vinter i Götaland men en kall vinter i Svealand och Norrland. Senast 2013 noterades en lika kall vinterperiod. Vintern kännetecknades av höga flöden i de svenska snitten och relativt höga snitt 2-kapaciteter samt en del väst-östliga flöden. Driften har i större grad utnyttjat prognoser på flödena i kapacitetstilldelningen för att bättre optimera tilldelning mellan dag- och nattetid. En del av optimeringen handlar om nätets topologi med avseende seriekondensatorer i snitt 2, där vissa topologier tillåter högre kapaciteter vid specifika flöden i nätet. Periodvis har det varit utmanande med balansering, men frekvenshållningen har i genomsnitt varit bra. Det finns en tydlig korrelation mellan hög andel vindkraftsproduktion och frekvensavvikelse även om andra faktorer påverkar också.

Upphandlade resurser för mothandel och omdirigering ger möjlighet att vid behov tilldela mer handelskapacitet på snitt 2. Kapaciteten ökar då med 1:1 per tillgänglig mothandelsvolym. Under vintern har det varit relativt gynnsamma flöden, varför Svenska kraftnät inte behövt aktivera resurserna i särskilt stor utsträckning.

Aktivering och beredskap av effektreserven har genomförts vid ett flertal tillfällen under januari, vilket förklaras av prognososäkerheter, flaskhalsar och den totala förbrukningen. Det har emellanåt även varit norrgående flöden i snitt 4 och det har även funnits behov av att begränsa överföringskapaciteten i den riktningen för att undvika risk för överbelastning på västkustsnittet.

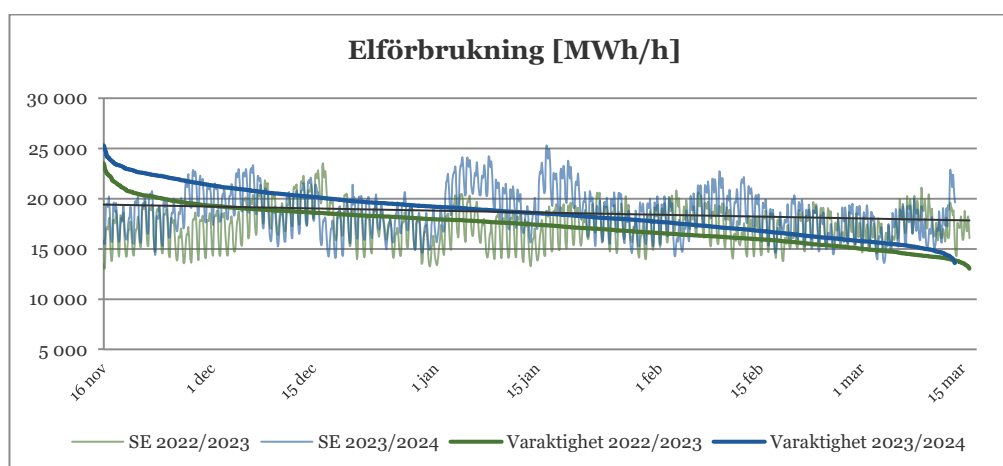
1.1 Elförbrukning under vintern

Kallt vinterväder dominerade stort under december och första halvan av januari. Vintern 2023/2024 blev utifrån normalperioden 1991-2020 förhållandevis normal i Götaland men kall i Svealand och Norrland. På nationell nivå var det den kallaste vintern sen 2013/2014¹². Den 16 januari

¹² [Vintern 2024 - Klassisk svensk vinter | SMHI](#)

2024 kl. 9–10 inträffade topplasttimmen (timmen med högst elförbrukning) med en förbrukning på 25 200 MWh/h. Vid detta tillfälle var dock temperaturerna i delar av Sverige mildare än de som karaktäriserar en normalvinter. Topplasttimmen var lägre än prognosen inför vintern, 26 500 MWh/h, men högre än förra årets topplastimme på 23 900 MWh/h. Nordens högsta elförbrukning inträffade samma timme. Den totala elförbrukningen i Norden förbrukningen uppgick till 68 500 MWh/h (förra vintern 67 700 MWh/h)¹³.

Elförbrukningen i Sverige under de två senaste vintrarna redovisas i Figur 2¹⁴. Höga elpriser under stor del av 2022, samt informationskampanjer om risk för effektbrist under hösten och vintern, bedömdes ligga bakom den lägre elförbrukning som noterades under vinter 2022/2023. Att förbrukningen vid topplasttimmen inte ligger lika högt under vintern 2023/2024 som hade förväntats tyder på att energibesparingsviljan fortfarande håller i sig vid topplasttimmen. Generellt observerades högre elanvändning under vintern 2023/2024 jämfört med vintern innan.



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 130 TWh under hela 2023 (130 TWh för 2022). Även den temperaturkorrigerade elanvändningen¹⁵ var 130 TWh för 2023, jämfört med 136 TWh för 2022¹⁶. Den lägre elanvändningen för helåret 2023 förklaras av att merparten av vinterperioden under första delen av året 2023 förknippades med höga elpriser

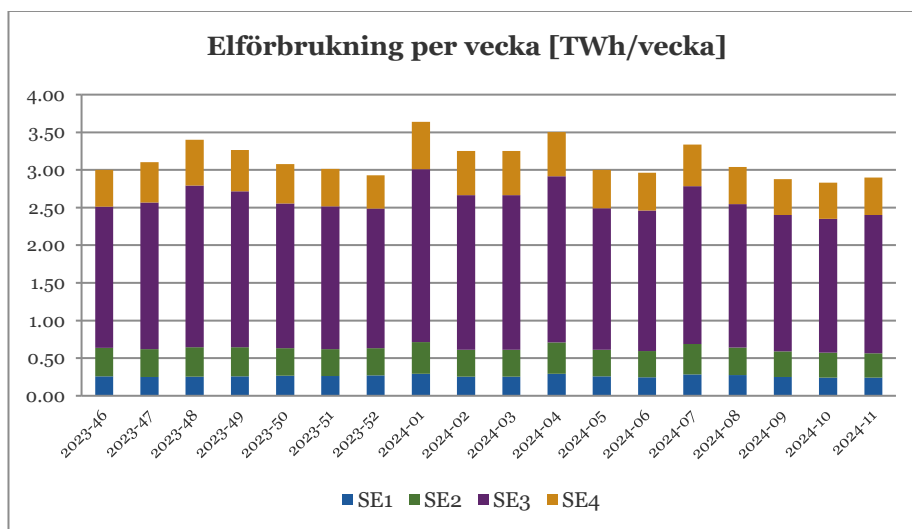
¹³ Källa: [Consumption | eSett Open Data](#)

¹⁴ Figuren innehåller endast förbrukning i koncessionspliktiga nät.

¹⁵ Elanvändningen justerad till normalårstemperatur

¹⁶ Källa: Energiföretagen Sverige

som bidrog till en lägre elanvändning. Om vintern 2022/2023 jämförs med vintern 2023/2024 var elanvändningen ungefär 50 TWh jämfört med 53 TWh. Figur 3 visar hur elförbrukningen i Sverige varierat vecka för vecka under den gångna vintern. Topplasttimmen inträffade under morgontoppen på tisdagen vecka 3. Denna information kan nås på Svenska kraftnäts webbplats¹⁷ där Sverigestatistik publiceras för bland annat förbrukning, produktion, och import/export.

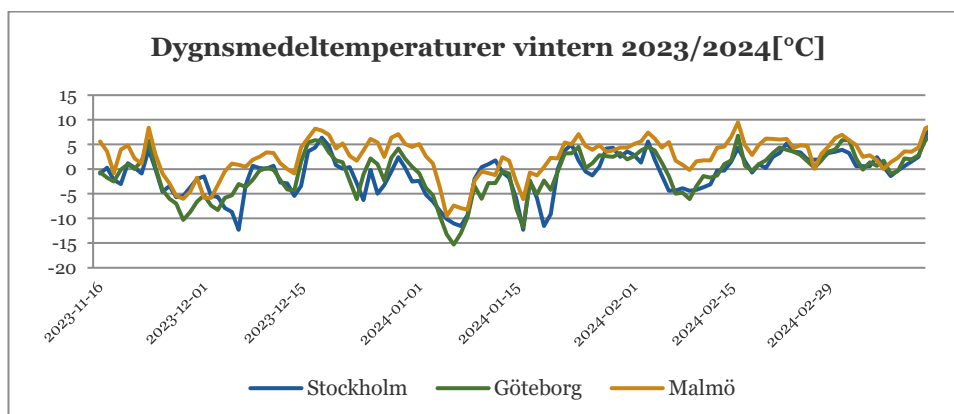


Figur 3. Elförbrukningen per vecka och elområde vintern 2023/2024. Elförbrukningen i Sverige domineras av SE3. Källa: Svenska kraftnät.

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 gör¹⁸. Figur 4 visar temperaturvariationerna i storstadsregionerna Stockholm (SE3), Göteborg (SE3) och Malmö (SE4), och det märks att trots att lägre temperaturer noterades i Göteborg och Malmö 5 januari 2024, noterades topplasttimmen 16 januari eftersom dygnsmedeltemperaturen var som lägst i Stockholm.

¹⁷ [Elstatistik | Svenska kraftnät \(svk.se\)](https://www.svk.se/elstatistik)

¹⁸ Källa: Svenska kraftnät.



Figur 4. Dygnsnedeltemperaturer i storstadsregionerna under vintern 2023/2024. Källa: SMHI.

I Tabell 1 jämförs 3-dygnsnedeltemperatur som föregick vinterns topplasttimme¹⁹ med lägsta 3-dygnsnedeltemperaturer under en typisk normal-, tioårs- och tjugooårs vinter²⁰. Jämförelsen görs för de städer som respektive elområde uppkallats efter. Temperaturerna som föregick topplasttimmen var mildare än vid en normalvinter.

Stad (elområde)	Topplasttimmen [°C]	Normalvinter [°C]	Tioårsvinter [°C]	Tjugooårsvinter [°C]
Luleå (SE1)	- 15	- 23	- 29	- 31
Sundsvall (SE2)	- 11	- 18	- 24	- 26
Stockholm (SE3)	- 5	- 10	- 15	- 17
Malmö (SE4)	- 1	- 6	- 11	- 12

Tabell 1. 3-dygnsnedeltemperatur för topplasttimmen samt lägsta sådan temperatur för en normal-, tioårs- och en tjugooårs vinter.

¹⁹ 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.

²⁰ De kallaste 3-dygnsnedeltemperaturer 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 från januari 2024.

	Vattenkraft	Vindkraft	Kärnkraft	Solkraft	Övrig värmekraft ²¹	Totalt
Installerad effekt 2024-01-01[MW]	16 400	16 300	6 900	4 000	6 600	50 200
Förändring sedan 2023-01-01 [MW]	+100	+ 1 600	-	+ 1 600	0	+ 3 300
Produktion, vintern 2023/2024 [TWh]	26	14	19	0,1	3	63
Produktion, hela 2023 [TWh]	65	34	46	2	7	156
Utnyttjandegrad, topplastimmen	70 %	19 %	84 %	0 %	31 % ²²	

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

	SE1	SE2	SE3	SE4	SE
Vattenkraft	5 346	8 128	2 595	347	16 400
Kärnkraft			6 937		6 900
Vindkraft	3 023	6 907	3 901	2 421	16 300
Gasturbiner ²³	1	2	904	635	1 500
Kondens	0	0	0	662	700
Kraftvärme, fjärrvärme	149	232	2 001	460	2 800
Kraftvärme, industri	117	529	525	415	1 600
Solkraft	29	204	1863	1877	4 000
Summa	8 700	16 000	18 700	6 800	50 200

Tabell 3. Installerad effekt [MW] per kraftslag och elområde. Summorna är avrundade. Källa: Energiföretagen Sverige

²¹ I kategorin övrig värmekraft ingår kraftvärme, kondenskraft, gasturbiner, diesel- och gasmotorer.

²² Utnyttjandegrad tar inte hänsyn till gasturbiner och kondensverk som normalt inte används.

²³ I kategorin övrigt ingår diesel- och gasmotorer

1.2.1 Vattenkraft

Vattennivåerna i de svenska vattenmagasinen har under vintern 2023/2024 varit inom normalintervallet, men något under medianvärdet²⁴. Under 2023 var den totala elproduktionen från vattenkraften i Sverige 65 TWh²⁵ (70 TWh under 2022). Under topplasttimmen producerade vattenkraften 70 % 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 45 TWh el under 2023²⁶ (50 TWh under 2022). Under topplasttimmen producerade den svenska kärnkraften dock 84 % av installerad effekt, jämfört med 64 % vintern innan, men något lägre än tillgänglighetsfaktorn på 90 % som används i denna rapport för att prognostisera effektbalansen vid kommande vinterns topplasttimme (se Bilaga 2: Tillgänglighetsfaktorer för sommaren 2024 och vintern 2024/2025).

1.2.3 Vindkraft

År 2023 producerade vindkraften i Sverige 34 TWh el²⁷ (33 TWh under 2022). Vindkraftens utnyttjandegrad²⁸ under vintern 2023/2024 uppgick till 32 % av installerad effekt (32 % föregående vinter).

Under 90 % av vintern producerade vindkraften minst 8 % av installerad effekt (10 % föregående vinter). Som mest producerade vindkraften 12 910 MWh/h under vintern och som minst 195 MWh/h. Under topplasttimmen producerade vindkraften 3 168 MWh/h, vilket är 19 % av installerad effekt (förra vintern 21 % av installerad effekt).

1.2.4 Kraftvärme

Under 2023²⁹ producerade de svenska kraftvärmeverken³⁰ 7 TWh el³¹ (15 TWh under 2022). Generellt producerade kraftvärmerna mindre under vintern

²⁴ Källa: Energiföretagen Sverige. Jämförs med perioden 1960-2021 – <https://www.energiforetagen.se/statistik/kraftlaget/kraftlagets-arkiv/>

²⁵ Källa: Energiföretagen Sverige

²⁶ Källa: Energiföretagen Sverige

²⁷ Källa: Energiföretagen Sverige

²⁸ Utnyttjandegrad: faktisk produktion under en tidsperiod, som andel av teoretisk maximal produktion.

²⁹ Källa: Energiföretagen Sverige

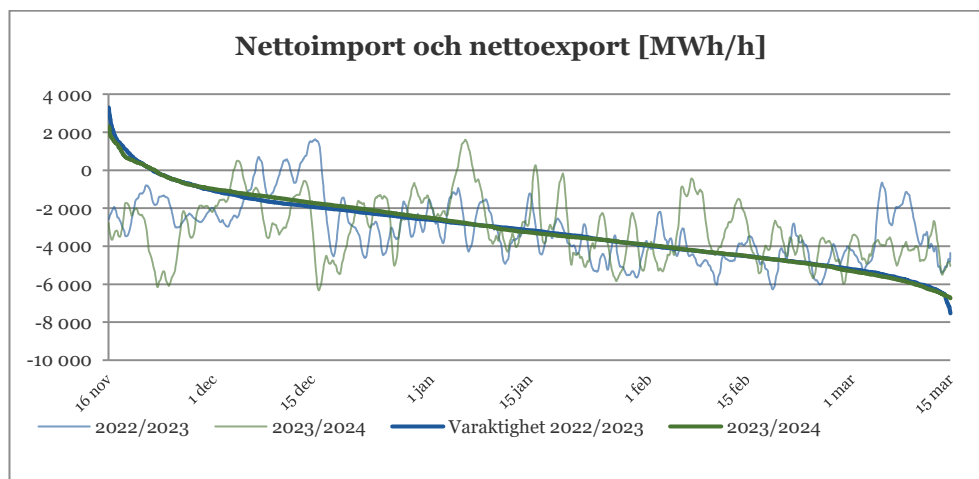
³⁰ Här används produktionsdata för kategorin "övrig värmekraft" som även inkluderar gasturbiner och kondenskraft, men dessa kraftslag används sällan för normal produktion i Sverige utan är i huvudsak reserver.

³¹ Källa: Energiföretagen Sverige

2023/2024 jämfört med vintern innan. Under topplasttimmen producerade den svenska kraftvärmen 31 % av installerad elektrisk effekt (48 % 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. Den lägre produktionen under vintern 2023/2024 jämfört med vintern innan är också i linje med information från kraftvärmeaktörer inför vintern³². Höga biobränslepriser i kombination med sjunkande elpriser gjorde att flera kraftvärmeaktörer planerade för lägre elproduktion under vintern 2023/2024.

1.3 Import och export under vintern

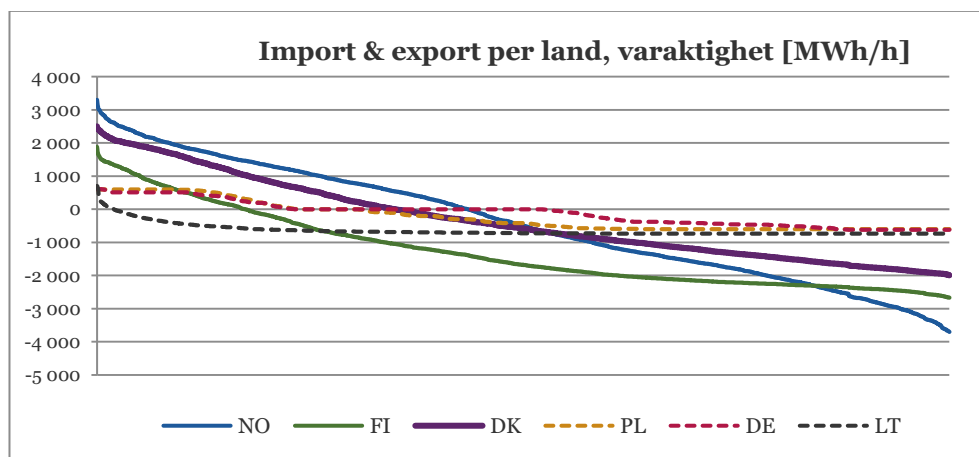
Figur 5 visar fysiskt nettoflöde av el till (+) och från (-) Sverige. Både på årsbasis och under vintern som helhet har Sverige ett elöverskott sett till **energi**; landet exporterar alltså mer elenergi än det importerar. Exporten var något högre denna vinter än föregående vinter. Det totala antalet timmar då Sverige var nettoimportör av el under vintern landade på 160 timmar, något fler än under förra vintersäsongen (147 timmar). Även om antalet timmar med nettoimport (import minus export) var något fler, var volymen för nettoimport något lägre, 116 GWh jämfört med 142 GWh förra vintersäsongen.



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

³² [Kraftvärmebolag planerar för låg elproduktion i vinter | Montel News - English](#)

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 2023/2024.

Siffrorna visar att trenden med större öst-västliga flöden förstärks. Den nettoimport från Norge som observerades förra året, och som även generellt skett historiskt, har ändrats till nettoexport. Samtidigt minskade nettoexporten till Finland. Även antal timmar med nettoimport från Finland ökade. Tillfällena med nettoimport från Finland var noll under vintern 2021/2022, och ökade till 107 timmar vintern 2022/2023. För vintern 2023/2024 noterades 496 timmar nettoimport från Finland.

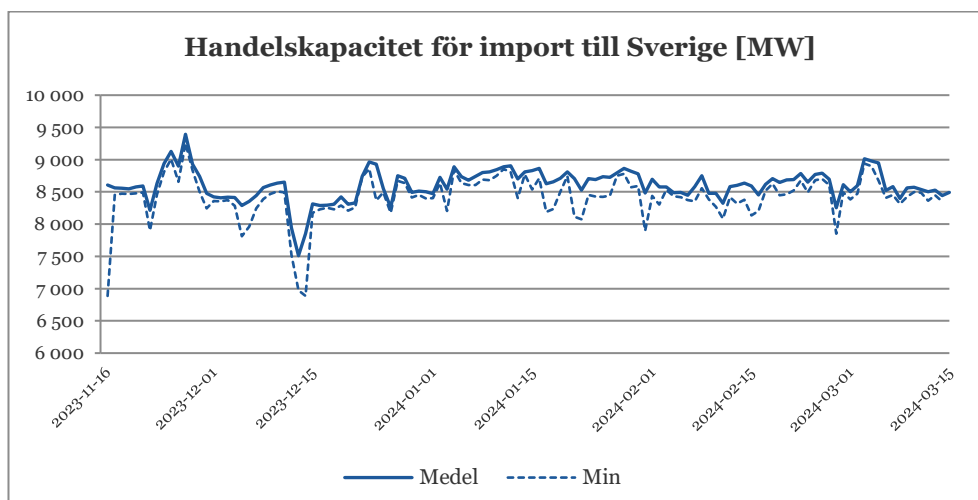
Finland är med stor marginal det land som Sverige exporterar mest el till. En stor del av exporten till Finland kommer från elområde SE1 och är kraft som i många fall annars hade stängts in i norra Sverige.

Nettoenergiutbytet mellan Sverige och andra länder under vintern 2023/2024 redovisas i Tabell 4. Nettoexporten var 9,1 TWh denna vinter (förra vintern 8,9 TWh).

	Norge	Finland	Danmark	Polen	Tyskland	Litauen	Totalt
Netto-energiutbyte	- 1,3	- 3,8	- 1,0	- 0,7	- 0,4	- 1,9	- 9,1

Tabell 4. Nettoenergiutbyte mellan Sverige och andra länder under vintern 2023/2024 i TWh. Negativt värde betyder nettoexport till ett land. Källa: Nord Pool.

Figur 7 visar hur handelskapaciteten (lämnad till dagen-före marknaden) för import till Sverige varierat under vintern.



Figur 7. Handelskapacitet på dagen-före marknaden för import till Sverige. Medel-, och mintimvärde per dygn under vintern 2023/2024. Källa: Svenska kraftnät

Som lägst var handelskapaciteten för import till Sverige 6 887 MW, det var 14 december 2023 kl.12–13. Denna timme var importkapaciteten reducerad, framförallt från Danmark. Den genomsnittliga handelskapaciteten för import var ungefär 300 MW högre för vintern 2023/2024 jämfört med vintern innan. En bidragande orsak var en högre överföringskapacitet mellan NO1 och SE3. Det kunde också tilldelas mer importkapacitet från Finland jämfört med året innan.

Tabell 5 visar en sammanställning av den lägsta, genomsnittliga och högsta handelskapaciteten som lämnades till elbörsen för import respektive export under vintern 2023/2024. Generellt tilldelades mer kapacitet för både import och för export. Mer detaljer redovisas i bilaga 4, bland annat Tabell 27 som visar maximala handelskapaciteter mellan enskilda elområden.

	Handelskapacitet import [MW]	Handelskapacitet export [MW]
Min	6 900 (5 700)	6 600 (6 300)
Medel	8 600 (8 300)	8 300 (7 900)
Max	9 700 (9 100)	9 300 (8 600)

Tabell 5. Handelskapacitet lämnad till dagen-före marknaden för export och import till Sverige under vintern 2023/2024. Siffror för 2022/2023 i parentes. Källa: Nord Pool.

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 handelskapaciteten mellan två elområden är fullt utnyttjad³³.

För vintern 2023/2024 var elpriset lägre än vintern 2022/2023. Störst nedgång noterades i elområden SE3 och SE4. Medelpriserna³⁴ i alla elområden för vintern visas i Tabell 6.

	Vintern 2021/2022	Vintern 2022/2023	Vintern 2023/2024
SE1	43	106	54
SE2	43	106	55
SE3	128	138	65
SE4	139	147	68
Sverige	113	135	61

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

Medelpriserna i de svenska elområden var betydligt lägre för vintern 2023/2024 jämfört med vintern innan. Det fanns flera bidragande orsaker till de höga elpriserna under 2022 och vintern 2022/2023. Säkerhetsläget i Europa försämrades av Rysslands invasion av Ukraina 24 februari 2022, som påverkade tillgången till 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 reaktorer var ur drift under vintern 2022/2023³⁵. 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 transmissionsnätet³⁶.

Dock påbörjades en normalisering av priserna under början av 2023. Gaspriserna gick ner väsentligt under första kvartalet 2023. Tillgängligheten

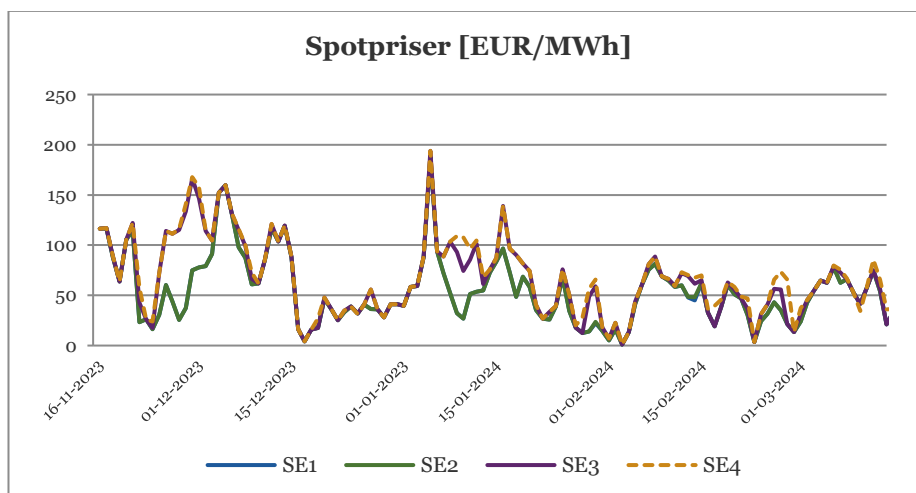
³³ Handelskapacitet: den överföringskapacitet som lämnats till marknaden.

³⁴ Medelpriset av varje såld MWh under vinterperioden. (Totala kostnaden inom Sverige delad med den totala förbrukningen under vinterperioden).

³⁵ Källa: New York Times - <https://www.nytimes.com/2022/11/15/business/nuclear-power-france.html>

³⁶ Källa: Nordic Unavailability Collection System (NUCS) - <https://www.nucs.net/>

för kärnkraften var vintern 2023/2024 betydligt bättre i både Frankrike och Sverige jämfört med vintern innan.

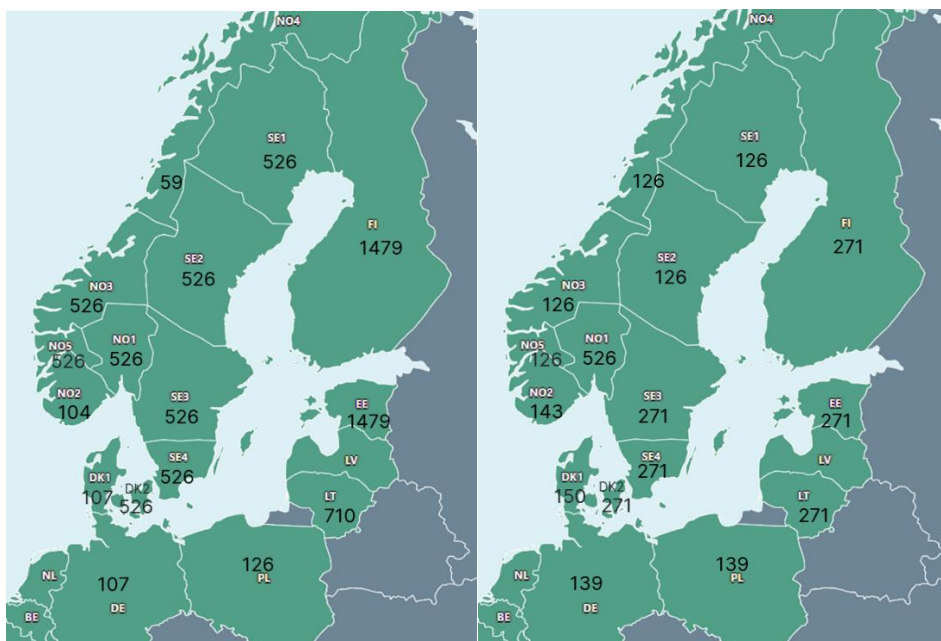


Figur 8. Dagnsmedelpriser på dagen-före marknaden i Sveriges elområden vintern 2023/2024. SE4 är streckad i figuren för att bättre visa linjen för SE3, som ofta ligger direkt under. Källa: Svenska kraftnät

Det högsta priset inom Sverige på dagen-före marknaden under vintern noterades 5 januari 2024 kl. 17–18, när priset var 526 euro/MWh i SE4 (5 889 SEK/MWh)³⁷. Priset i respektive område denna timme framgår av Figur 9. Det kan dock noteras att högsta priset i Norden inträffade en timme senare i Finland där priset var 1 896 euro/MWh (21 217 SEK/MWh). Det högsta noterade priset i Sverige under föregående vinter var 665 euro/MWh (7 253 SEK/MWh).

Under vinterns topplasttimme var priset i södra Sverige 271 euro/MWh (3 051 SEK/MWh) och 126 euro/MWh (1 422 SEK/MWh) i norra Sverige. Priset i respektive elområde under topplasttimmen framgår av Figur 9. Priset vid topplasttimmen under föregående vinter var 565 euro/MWh i södra Sverige.

³⁷Källa: Nord Pool



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, 5 januari 2024 kl. 17–18. Till höger: Priser i Norden och angränsande länder i Baltikum (euro/MWh) under topplasttimmen. Källa: Svenska kraftnät

Under vintern 2023/2024 inträffade negativt elpris på dagen-före marknaden under 58 timmar jämfört med 3 timmar vintern innan. Det lägsta elpriset i Sverige noterades då i SE3 och SE4 och var minus 2,50 euro/MWh. Under hela år 2023 noterades negativa elpriser i Sverige 268 timmar, jämfört med 28 timmar under 2022, och var som lägst minus 60 euro/MWh den 16 juli 2023.

Uppregleringspriset på reglerkraftmarknaden under vinterperioden var som högst 1 206 euro/MWh och inträffade 8 januari 2024 kl. 7-8. Vid tillfället var både blocken i effektreserven på 2-timmars beredskap, vilket betyder att situationen var ansträngd.

Högsta tillåtna pris på reglerkraftmarknaden höjdes under 2022 till 10 000 euro/MWh. Detta för att säkerställa att det inte är lägre än högsta 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.

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 2023/2024 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 uttömda³⁸. Hanteringen tillämpades även vintern 2023/2024 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 drifttimmen 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 2023/2024 beordrats till 2-timmars beredskap 11 gånger och beordrats till minkörning³⁹ fyra gånger. Effektreserven har inte aktiverats under vintern 2023/2024. Som jämförelse beordrades effektreserven

³⁸ <https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/om-olika-reserver/effektreserv/hantering-av-effektreserven-vintern-2020-2025/>

³⁹ Minkörning innebär att anläggningen är i drift på minimal effekt (40 MW per block). Detta för att kunna öka produktionen snabbt vid behov.

under vintern 2022/2023 till 2-timmars beredskap sex gånger och till minkörning tre gånger.

Effektreserven har haft en tillgänglighet på 100 % under vintern 2023/2024, jämfört med 99 % vintern innan.

1.6 Informationsinsatser

Inför och under vintern 2022/2023 gjorde Svenska kraftnät riktade insatser för att minska risken för effektbrist. Den gångna vintern var dock inte lika ansträngt varför informationsinsatser bestod av den regelbundna informationen om effektsituationen och driftläget.

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 uppdateras på vardagar med en bedömning av effekttillräckligheten för de kommande tre dygnet⁴⁰.

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.

40

2 Vinterns topplasttimme 2023/2024

Topplasttimmen under vintern 2023/2024 inträffade 16 januari 2024 kl. 9–10. Den timmen var den svenska elförbrukningen ca 25 200 MWh/h (23 900 MWh/h vintern 2022/2023). Nettoimporten (import minus export) var 2430 MWh/h (förra vintern 3 290 MWh/h).

Effektbalans, vinterns topplasttimme [MWh/h]	
Produktion inom landet	22 750
Vattenkraft	12 000
Kärnkraft	6 300
Vindkraft	3 100
Övrig värmekraft och 0specificerat	1 350
Import	4 550
Från Norge via Hasle, Halden och Eidskog (NO1)	1400
Från Norge via Rössåga, Ofoten och Tornehamn (NO4)	400
Från Norge via Nea (NO3)	350
Från Danmark via Öresund inkl Bornholm (DK2)	550
Från Danmark via Konti-Skan (DK1)	700
Från Polen via SwePol Link (PL)	600
Från Litauen via NordBalt (LT)	50
Från Tyskland via Baltic Cable (DE)	500
Export	- 2 100
Till Finland via Finland Norr (FI)	- 1 250
Till Finland via Fenno-Skan (FI)	- 700
Till Danmark via Öresund inkl. Bornholm (DK2)	- 150
Summa = Förbrukning inkl. nätförluster	25 200

Tabell 7. Effektbalansen i Sverige fredagen 16 januari 2024 kl. 9–10. 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.

Under vintern 2023/2024 ökade elanvändningen jämfört med förra året då priserna var mycket höga. Dock visade topplasttimmen att elanvändningen fortsatt var lägre än vad som historiskt hade förväntats vid likvärdiga temperaturer. Detta tyder på att en del av besparingsviljan från förra vintern finns kvar hos elkonsumenterna vid höglastsituationer.

Vindkraften producerade 19 % av installerad effekt under topplasttimmen (förra året 21 %). 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; 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 störningsreserven räcker uppstår kritisk effektbrist (dvs. att förbrukning måste kopplas bort, så kallad lastfrånkoppling).

2.1 Tillgängliga handelskapaciteter

I Tabell 8 framgår hur stor den återstående handelskapaciteten mellan de svenska elområdena var under topplasttimmen. Tabell 8 visar också hur mycket importkapacitet som lämnades till dagen-före marknaden, uppmätt överföring under topplasttimmen samt återstående handelskapacitet för import till Sverige via utlandsförbindelser⁴¹.

Under topplasttimmen fanns ingen ledig kapacitet kvar över snitt 2 (SE2-SE3), vilket är vanligt för topplasttimmen. Därför 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 länder. Detta berörs i avsnitt 2.2.

⁴¹ Notera att Svenska kraftnät kan tillåta en högre överföring under drifttimmen än vad som har tilldelats elmarknaden (om det anses driftsäkert).

Förbindelse	Tillgänglig överföringskapacitet för elmarknaden [MW]	Uppmätt överföring [MW] ⁴²	Återstående kapacitet för import [MW] ⁴³
1 (SE1-SE2)	3 300	2 500	800
2 (SE2-SE3)	7 300	7 451 ⁴⁴	0
4 (SE3-SE4)	4 876	2 462	2 414
Norr om snitt 2			
NO4-SE1	482	209	273
FI-SE1	1 050	- 1 187	2 237
NO3-SE2	587	416	171
NO4-SE2	100	206	0
Söder om snitt 2			
FI-SE3	400	- 688	1 088
SE3LS (NO1+DK1->SE3)	2 737	2177	560
DK2-SE4	1 662	- 122	1 784
PL-SE4	600	600	0
LT-SE4	700	86	614
DE-SE4	581	555	26

Tabell 8. Återstående överföringskapacitet (MW) mellan svenska elområden och från utländska elområden (MW). Datan gäller topplasttimmen för vintern 2023/2024 ,kl 09:30. Positiv uppmätt överföring innebär import till Sverige (eller södergående flöde för 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 reglerkraftmarknaden studerats. Det kan dock ha funnits ytterligare resurser att tillgå som inte bjöds in till reglerkraftmarknaden. Balansansvariga med produktions- eller förbrukningsreduktionsbud som inte avropats på elbörsens dagen-före eller intradag-marknaden kan bjuda in dessa till reglerkraftmarknaden. Ett villkor är dock att de är förkvalificerade att lägga bud på reglerkraftmarknaden.

Under topplasttimmen fanns 1 443 MW kommersiella uppregleringsbud tillgängliga (ej aktiverade) i Sverige på reglerkraftmarknaden. Av dessa fanns

⁴² Vid gynnsamma förhållande kan uppmätt överföring överskrida överföringskapacitet till elmarknaden.

⁴³ Vid export på en förbindelse bör minst hela förbindelsens nominella importkapacitet anses vara tillgänglig; exporterande förbindelser skulle kunna anses ha mer återstående importkapacitet än så, om handelsflödet skulle vara vänt i motsatt riktning (att minska export blir i princip samma sak som att öka import, eftersom mer producerad el då blir kvar i ett elområde).

⁴⁴ Överföring överskrider kapaciteten till Elmarknaden (NTC) men är under den totala driftsäkra kapaciteten (TTC) i snitt 2.

endast ungefär 165 MW i södra Sverige. Därtill fanns tillgänglig kapacitet om 1 300 MW i störningsreserven (varav en delmängd kan användas till effektbrist vid behov, så länge tillräckligt med reserver återstår för att hantera en incident), 300 MW i en störningsreserv som delas med Danmark och 562 MW i effektreserven. Under topplasttimmen var det nordiska kraftsystemet nedreglerat med 280 MW, varav 80 MW var aktiverade nedregleringsbud i södra Sverige (SE3 eller SE4).

I Tabell 9 redovisas de kommersiella uppregringsbud 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	1443	165
Norge	2497	560
Danmark	1 321	787
Finland	634	634
Summa	4 133	2 101

Tabell 9. Tillgängliga kommersiella uppregringsbud 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). 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

Överföringen från DK1 till SE3 var fullt utnyttjad, men DK2 till SE4 hade 1 784 MW återstående importkapacitet. I Danmark fanns 1 321 MW tillgängliga uppregringsbud. Av uppregringsbuderna fanns 787 MW på Själland och hade därför kunnat aktiveras för överföring till Sverige, från DK2 till SE4.

2.2.1.3 Finland

I Finland fanns en uppregleringsvolym om 634 MW. Sverige exporterade el via Fenno-Skan (SE3-FI) och därför fanns det tillräckligt med importkapacitet för att kraften hade kunnat överföras ifrån Finland till SE3 via Fenno-Skan förbindelsen.

2.2.1.4 Övriga länder

Vid behov kan Svenska kraftnät, om det är möjligt, handla el via utlandsförbindelserna från Polen, Tyskland och Litauen. Från Polen importerade Sverige redan under topplasttimmen men ytterligare importkapacitet om 390 MW fanns. På NordBalt (SE4-LT) pågick 86 MW import så minst 614 MW importkapacitet fanns via denna förbindelse. Historiska erfarenheter har visat att Sverige kan få uppemot 200 MW vid behov från Litauen. På dagen-före marknaden fanns 581 MW som importkapacitet från Tyskland till Sverige via Baltic Cable, varav endast 26 MW fanns kvar.

2.2.2 Slutsats

Det fanns 727 MW i form av tillgängliga uppregleringsbud och effektreserv i södra Sverige, och teoretiskt hade därtill 2100 MW kunnat importeras från andra nordiska länder via reglerkraftsmarknaden, och 200 MW från Litauen. Den totala tillgängliga volymen bedöms därför till 3 000 MW.

Jämfört med vintern 2022/2023 fanns det större marginaler i systemet och ytterligare fel eller avvikelse hade sannolikt varit hanterbara. Temperaturerna som föregick topplasttimmen var något mildare än de som anses normala för topplasttimmen en normalvinter. Förbrukningen i sig var också något lägre än normalt. Därför hade topplasten kunnat vara något högre, förutsatt normal förbrukning och temperaturer i linje med en normalvinter (uppemot 1 300 MW, varav ungefär 80 % hade varit i södra Sverige). Och om därtill vindkraften bara producerat 9 % av den installerade effekten⁴⁵ hade det inneburit ungefär 1 700 MW lägre produktion. Under sådana omständigheter, där importbehovet hade kunnat öka med 3000 MW totalt, hade det varit nära förestående att en kritisk effektbristsituation kunnat uppstå och lastfrånkoppling hade kunnat vara aktuell.

⁴⁵ 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 toppplasttimme för varje sommarmånad och en allmän bedömning av driftsäkerheten för den kommande sommarperioden 2024.

3.1 Uppföljning av sommaren 2023

Sommaren 2023 var hanterbar och likvärdig med tidigare sommarperioder. 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 en likvärdig driftsäkerhet. Kraftsystemet hade överlag ett bra utgångsläge och goda förutsättningar att upprätthålla höga handelskapaciteter genom landet. Överföringskapaciteten dimensionerades utifrån öst-västliga flödena, planerade avbrott och i vissa fall revisioner på större produktionsanläggningar.

Sommarens början var varm, torr och händelserik. Den 25 juni krävde en brand i en ledningsgata frånslag av två 400 kV-ledningar och reducerade överföringsförmåga genom Sverige. Den direkta störningen hanterades med mothandel och omdirigering samt omkopplingar i underliggande nät. Ledningarna kunde åter tas i drift så fort branden hade lagt sig. I slutet av sommaren kom mildare väder och nederbörd vilket minskade brandrisken.

Inför sommaren fanns en befarad risk för höga spänningar i Stockholm som hanterades med bortkoppling av lågt lastade kablar och kabelförband. De låga flödena över snitten ledde istället 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.

Elpriserna var generellt låga under sommaren och emellanåt negativa i hela landet, uppemot minus (-) 690 SEK/MWh som mest. 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, 2023) var fyllnadsgraden i de svenska vattenmagasinen ca 76 %, vilket var lite lägre än långtidsmedelvärdet.

3.2 Prognos för effektbalansen, sommaren 2024

I detta avsnitt prognostiseras effektbalansen för topplasttimmen per månad för sommaren 2024 uppdelat mellan elområden, södra och norra Sverige och riket i stort. Resultatet visar på en positiv effektbalans för Sverige som helhet för topplasttimmen⁴⁶. Tillgänglig handelskapacitet mellan södra och norra Sverige bedöms vara tillräcklig för att täcka behovet i södra Sverige för alla månader. Det indikerar att kraftsystemet har goda möjligheter att hantera en eventuell störning och därmed bibehålla en god driftsäkerhet under sommaren.

Elområde	Effektbalans [MWh/h]			
	Juni	Juli	Augusti	September
SE1	3 100	3 100	3 000	3 000
SE2	3 000	3 000	3 100	3 500
SE3	-800	100	-900	-1 900
SE4	-1 600	-1 400	-1 600	-2 100
Norra Sverige	6 100	6 100	6 100	6 500
Södra Sverige	-2 400	-1 300	-2 500	-4 000
Lägsta Kapacitet SE2>SE3 ⁴⁷	5 400	5 100	5 100	5 200
Effektbalans tillgänglig för södra Sverige	3 000	3 800	2 600	1 200

Tabell 10. Förväntad effektbalans (skillnad mellan förväntad tillgänglig produktion och antagen maxförbrukning) per elområde vid uppskattad topplastimme för respektive månad sommaren 2024. 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.

⁴⁶ Antagen maxförbrukning och tillgänglig produktion baseras på uppmätta förbruknings- och produktionsmönster för somrarna 2021 – 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.

⁴⁷ <https://www.nucs.net/transmission-domain/ntcYear/show>

Tabell 11 visar antagna tillgänglighetsfaktorer som ligger till grund för prognosen för sommaren. Detaljer kring prognos för installerad och tillgänglig produktion finns i Bilaga 2 och 3.

Kraftslag	Tillgänglighet	Kommentar
Sol- och vindkraft	9 %	Se Bilaga 2 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 2 för antaganden
Kondenskraft	50 %	Antagen tillgänglig kraft på dagen-före marknaden med hänsyn till meddelande om otillgänglighet
Gasturbiner	0 %	Störningsreserven är inte medräknad för effektbalansen

Tabell 11. Antagna tillgänglighetsfaktorer i kraftbalansstudien för sommaren 2024

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. Exakta 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.

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 2024

I detta avsnitt redogörs för den allmänna driftsäkerhetsbedömningen och tillgängliga handelskapaciteter av sommarperioden 2024.

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 avhjälpare 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 2024 bedömer Svenska kraftnät att driftsäkerheten är likvärdig med föregående sommar, och att det inte finns behov av särskilda åtgärder som varit fallet somrarna 2020 och 2021. Anledningen är att årets planerade arbeten och kärnkraftsrevisioner inte sker samtidigt i lika hög grad som var fallet somrarna 2020 och 2021 och att den reaktiva effektbalansen i stort har förbättrats, särskilt i samband med idrifttagningen av Sydvästlänken 2021. Revisioner av Forsmark reaktor 2 (F2) och Ringhals reaktor 3 (R3) i maj och Forsmark reaktor 3 (F3) och Ringhals reaktor 4 (R4) i september är överlappande men ligger på olika sidor om de ledningar som påverkas av östvästliga flöden och påverkar därför inte överföringsförmågan på samma sätt som om de hade legat på samma sida.

Inför sommaren 2024 har Svenska kraftnät tillgång till kontrakterade mothandel- och omdirigeringsresurser på samma sätt som inför vintern 2023/2024. Detta för att i en större utsträckning kunna tilldela mer handelskapacitet till elmarknaden⁴⁸ som säkras tack vare de kontrakterade resurserna.

I praktiken tilldelar Svenska kraftnät en handelskapacitet som överskrider vad som kan anses driftsäkert. Om hela den tilldelade kapaciteten används av marknaden, mothandlar Svenska kraftnät tillbaka flödet till en driftsäker nivå. För att kunna göra detta måste Svenska kraftnät veta att det finns tillgängliga resurser för mothandel. I relation till de öst-västliga kraftflödena är mothandel och omdirigering ett viktigt verktyg för att säkerställa att minst 70 % av de

⁴⁸ <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/allmanna-nyheter/2022/okad-mothandel-bidrar-till-en-effektivare-elmarknad/>

begränsade ledningarnas driftsäkra kapacitet kan göras tillgänglig för gränsöverskridande handel⁴⁹.

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 är 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. Detta ställer krav på att fler aktörer på sikt utvecklar sina förmågor att bidra med reaktiva stödtjänster och reglera spänningen i enlighet med gällande normaldriftintervall.

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. Svenska kraftnät har uppmanat aktörerna att lämna fler bud på energiaktiveringsmarknaden för mFRR (reglerkraftmarknaden) och utökat upphandlingen av efterfrågad nedregleringsvolym på kapacitetsmarknaden till 600 MW timmarna⁵⁰ för alla timmar under lördagar och söndagar.

Nytt inför sommaren 2024 är ett nytt virtuell budområde på intradagsmarknaden, SE3A. Det virtuella budområdet tillåter handel på intradag på ett liknande sätt som summa-allokering av handelskapaciteten mellan SE3 till NO1 och SE3 till DK1 i dagen-före marknaden. Under sommarn kommer också ytterligare uppdateringar av befintliga systemvärn ske som också har potential att optimera handelskapaciteterna vidare.

3.3.1 Marknadspåverkan under sommaren

Det finns flera planerade arbeten från norr till söder som kommer påverka handelskapaciteterna. En hel del förarbeten planeras i norra Sverige, längre steg- och beröringsspänningsmätningar inför projekt i mellersta Sverige samt flera olika stationsförnyelser i södra Sverige. En längre ledningsförnyelse i

⁴⁹ 70 % är ett krav enligt artikel 16(8) av elmarknadsförordningen. Mer information finns här: <https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Other%20Documents/ACER%20Q%26A%20-%2070%20percent%20target.pdf>

⁵⁰ [Ökad efterfrågan på mFRR nedreglering i helgen | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)

Skåne kommer att innebära reducerad import från Danmark under drygt tre månader men bedöms inte medföra någon större marknadspåverkan under sommarperioden. De öst-västliga kraftflödena i transmissionsnätet kommer dock fortsatt leda till restriktioner i handelskapaciteten genom mellersta Sverige⁵¹. Sammantaget bedöms kraftsystemet ha god möjlighet att hantera ett N-1 fel med hjälp av tillgängliga reglerkraftsbud och störningsreserv. Elmarknaden bedöms också ha god möjlighet att tillgodose det dagliga effektbehovet med tillgänglig överföringskapacitet i samband med planerade arbeten under sommaren.

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). Oväntade 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. Det aktuella säkerhetsläget i Europa medför nya risker att oväntade händelser kan inträffa inför denna sommar som kan få stor till betydande påverkan på kraftsystemet.

⁵¹ Anledningen till detta är produktionsmixen förändras som tillsammans med nya HVDC-förbindelser i Norden genererar nya elpriser och därmed marknadsutfall.

4 Prognos för vintern 2024/2025

I detta avsnitt prognostiseras effektbalansen för topplasttimmen vintern 2024/2025. Tre olika vintertyper (normal-, tioårs- och tjugooårs vinter) representeras av tre uppskattade elförbrukningar. I samtliga fall jämförs den uppskattade maxförbrukningen med den förväntade tillgängliga produktionen. Produktionen antas vara oberoende av vintertyp⁵². I avsnitt 4.4 beskrivs en alternativ metod för att mäta effekttillräcklighet.

Tabell 12 uppvisar för topplasttimmen en negativ effektbalans för riket med ett underskott om ca 1 300 MW vid en normalvinter, jämfört med förra årets prognos med ett underskott på 1 400 MW. Det innebär att Sverige förväntas vara beroende av import för att klara topplasttimmen vintern 2024/2025.

	Tillgänglig produktion [MWh/h]	Elförbrukning [MWh/h]			Effektbalans [MWh/h]		
		Normalvinter	Tioårsvinter	Tjugooårsvinter	Normalvinter	Tioårsvinter	Tjugooårsvinter
SE1	4 900	-1 600	-1 700	-1 700	3 300	3 200	3 200
SE2	7 900	-3 200	-3 300	-3 400	4 700	4 600	4 500
SE3	10 700	-17 000	-17 800	-18 100	-6 300	-7 100	-7 400
SE4	1 800	-4 800	-5 000	-5 100	-3 000	-3 200	-3 300
Riket	25 300	-26 600	-27 800	-28 300	-1 300	-2 500	-3 000

Tabell 12. Förväntad effektbalans per elområde under topplasttimmen vintern 2023/2024 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 effektbalansen under en normalvinter förstärks med 100 MWh/h för Sverige som helhet jämfört med året innan och effektbalansen i södra Sverige bedöms också förbättras med 100 MWh/h efter avrundning av siffrorna. En del vindkraft tillkommer och ökar tillgänglig produktion i SE1, SE2 och SE3. I kapitel 4.7 beskrivs också antaganden kring användarflexibilitet och om dessa beaktas skulle effektbalansen under en normalvinter förbättras med ungefär 1 100 MW⁵³, vilket skulle innebära en effektbalans med ett underskott på 200 MW för Sverige som helhet och 8 500 MW för södra Sverige.

⁵² 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).

⁵³ Ett tillgänglighetstal på 85 % av identifierade potentialen i förbrukarflexibiliteten används.

4.1 Prognos för maximal elförbrukning

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

Under 2022 rådde mycket höga elpriser som, tillsammans med informationsinsatser, resulterade i minskningar av elförbrukningen mellan fem och nio procent under vintern 2022/2023. Det är dock osäkert hur bestående denna minskning kommer vara över tid. Åren dessförinnan hade även effekterna av Covid-19 pandemin sänkt elförbrukningen något. Samtidigt pekar prognoser på att elanvändningen ska öka även på kortare sikt⁵⁴.

I Energimyndighetens korttidsprognos förväntas elanvändning öka från 134 TWh år 2022 till 149 TWh till 2027⁵⁵. Energimyndigheten påpekar också att det finns en viss ovisshet i hur elanvändningen kommer att utveckla de närmaste åren. En elanvändning på 143 TWh inom Sverige antas för vintern 2024/2025, vilket är i linje med Energimyndighetens korttidsprognos. Prognosen för maximal elförbrukning per elområde och vintertyp återfinns i Tabell 12.

4.2 Prognos för tillgänglig produktion

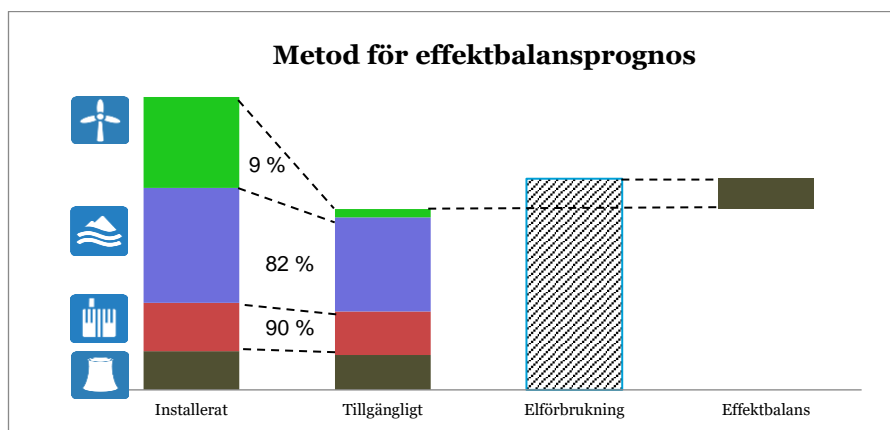
För att uppskatta tillgänglig produktion används tillgänglighetsfaktorer för varje kraftslag. Faktorn beskriver den andel av installerad effekt som med en viss säkerhet kan förväntas vara tillgänglig under topplasttimmen. För mer information se Bilaga 2.

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 2 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

Tabell 13. Antagna tillgänglighetsfaktorer i prognosen för effektbalans.

⁵⁴ [Prognoser och scenarier \(energi.se\)](https://www.energi.se/om-energi/nyheter/2023/prognoser-och-scenarier)

⁵⁵ [Kortsiktiga prognoser \(energi.se\)](https://www.energi.se/om-energi/nyheter/2023/kortsiktiga-prognoser)



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.⁵⁶

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.

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 1 700 MW under 2024, och solkraft med ca 1 000 MW. Samtidigt ökar tillgänglig effekt vid topplasttimmen med ungefär 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 och att en viss minskning av kraftvärme också noteras. Detaljer kring prognos för installerad och tillgänglig produktion finns i Bilaga 3.

Kontrakterad elproduktion för effektreserven är inkluderad i tillgänglig produktion. 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.

⁵⁶ Övrig värmekraft består av olika kraftslag med flera olika tillgänglighetsfaktorer. Därför är ingen faktor för denna kategori med i figuren.

4.3 Prognos för tillgänglig överföringskapacitet

Handelskapaciteten 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 ut⁵⁷ 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 handelskapaciteter 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 9 300 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 Norden⁵⁸. Nedan i Tabell 14 anges hur handelskapaciteterna till dagen-före marknaden har varierat för de svenska snitten under de två senaste vintrarna.

	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

⁵⁷ Maximal handelskapacitet 7 300 MW. Ofta begränsas dock snitten på grund av överlast.

⁵⁸ 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 2 har under de två 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.

Prognosen för effektbalansen vid en normalvinter är minus 9 300 MWh/h för södra Sverige. Om snitt 2 är i det lägre kapacitetsintervallet (6 300 MW) blir importbehovet från andra länder till södra Sverige 3 000 MW, och ännu högre vid en tioårs- eller tjugoårsvinter.

Genomförda investeringar och åtgärder under 2022 och 2023 har ökat handelskapaciteterna genom SE3⁵⁹. Införandet av ett systemvärn för östvästliga flöden möjliggör en ökad importkapacitet på Fenno-Skan med upp till 300 MW. En flexibel användning av seriekondensatoranläggningarna på ledningarna i snitt 2 kommer fortsatt vara viktigt för att kunna optimera kapacitetsnivåerna. Som också nämnts tidigare i rapporten, har Svenska kraftnät en hantering med mothandel och omdirigering för att kunna tilldela mer handelskapacitet till elmarknaden. En framtida åtgärd som kommer på plats först mot slutet av året är den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden för tilldelning av handelskapaciteter (Flowbased). Fram tills dess är mothandel också viktigt för att kunna utnyttja nätet optimalt. Sammantaget förväntas kapaciteterna ligga inom den övre delen av spannet i Tabell 14.

Som nämnts ovan varierar överföringskapaciteter utifrån förväntat flödesscenario och övriga förutsättningar i kraftsystemet. Kapaciteterna i Tabell 14 visar på max- och min intervall som handelskapaciteten förväntas variera inom. Det betyder att, beroende på driftläge och aktuella last- och produktionsläge, kommer vissa handelskapaciteter vara närmare maxnivåerna och andra närmare mininivåerna och vice versa.

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 för vintern 2024/2025 för respektive vintertyp.

⁵⁹ Källa: <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2022/sa-arbetar-vi-for-att-oka-overforingskapaciteten-kortsiktiga-atgarder-kvartal-4-2022.pdf>

	Normal- vinter	Tioårs- vinter	Tjugoårs- vinter
Underskott SE3 och SE4 (MWh/h)	– 9 300	– 10 300	– 10 700
Importbehov till södra Sverige (MWh/h)	2000 - 3000	3000 - 4000	3400 - 4400

Tabell 15. Prognos för intervall av importbehovet till södra Sverige för vintern 2024/2025 för respektive vintertyp. Källa: Svenska kraftnät

4.3.1 Införandet av flödesbaserad kapaciteter

I oktober 2024 är planen att införa den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden för tilldelning av handelskapaciteter på dagen-före marknaden. Det kommer skapa bättre förutsättningar för effektbalansen eftersom den nya metoden har potential att frigöra mer kapacitet där den behövs som mest. Den nya metoden innebär att kapacitetsallokering till elmarknaden utgår från det fysiska flödet av el i elnäten och optimeras för högsta samhällsnytta för den europeiska elmarknaden som helhet. Metoden har utvärderats genom en parallell drift vid sidan om den vanliga dagen-före marknaden sedan december 2022. Resultat av utvärderingen publiceras veckovis på webbplatsen hos den nordiska regionala koordineringscenter (Nordic Regional Coordination Centre)⁶⁰, och hos Joint Allocation Office (JAO)⁶¹. Den flödesbaserade metoden har inte en given överföringskapacitet på samma sätt som i en NTC-metod. Istället får elmarknaden en mer komplett beskrivning av de begränsande nätelementen och hur de belastas vid olika flöden. Utifrån det kan elmarknaden optimera den totala välfärden. Dock kan ett maximalt tillåtet flöde mellan två olika budområden beräknas från de flödesbaserade parametrarna⁶². Värden för maximalt tillåtet flöde mellan SE2 och SE3 för vintern 2023/24 har varit jämförbara med värden i Tabell 14, vilket tyder på att vid ansträngda situationer kan en överföringskapacitet inom mellan 6000- och 7300 MW i snitt 2 förväntas.

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

⁶⁰ [Simulation Results - Nordic Regional Coordination Centre \(nordic-ccc.net\)](https://nordic-ccc.net)

⁶¹ [PuTo Nordic CCR TEST \(jao.eu\)](https://jao.eu)

⁶² [PuTo Nordic CCR TEST \(jao.eu\)](https://jao.eu)

800 MWh/h (som mest 3 300 MWh/h nettoimport). Att nettoimport råder under topplasttimmen 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 som minst 2 000 MW import söder om snitt 2 en normal vinter, och som mest 4 400 MW under en tjugoårsvinter. I Bilaga 4 redovisas de maximala handelskapaciteterna mellan de svenska och angränsande elområdena inför vintern 2024/2025. Enligt Bilaga 4 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 topplasttimmen, beroende på förutsättningarna just den timmen. Länder vars egen effektbalans är svag under topplasttimmen (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 Polen⁶³. 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.

⁶³ 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.

Nedan listas bedömningar på tillgänglig produktion i länderna i Sveriges närområde. Siffrorna från Finland⁶⁴ och Norge⁶⁵ är tagna från deras senaste bedömningar inför vintern 2023/2024. För övriga länderna är siffrorna framtagna från indata levererad till ENTSO-E rapporterna ”Winter Outlook Summer Review”⁶⁶ och ERAA 2023.

Effektbalans, Normalvinter [MW]	
Norden	
Norge	3 500
Danmark	– 200
Finland	– 1 500
Övriga länder	
Estland	200
Lettland	– 100
Litauen	– 200
Tyskland	– 6 000
Polen	400

Tabell 16. Nationella effektbalanser uppskattade för vintern 2024/2025. Källa: Svenska kraftnät utifrån indata i Entso-E rapporter ”Winter Outlook Summer Review”⁶⁷ och ERAA 2023.

Siffrorna indikerar att importmöjligheterna från våra grannländer kan vara begränsade under ansträngda timmar, eftersom sträng kyla ofta drabbar flera länder samtidigt. Siffrorna för Polen indikerar överskott, men ska inte ses som någon garanti för god importmöjlighet. Polen kan ha interna flaskhalsar som gör att importkapaciteten ibland kan begränsas.

⁶⁴ [The adequacy of electricity in the coming winter looks good - Fingrid](#)

⁶⁵ [Kortsiktig Markedsanalyse 2023-28 \(statnett.no\)](#)

⁶⁶ [Winter Outlook 2023-2024 \(entsoe.eu\)](#)

⁶⁷ [Winter Outlook 2023-2024 \(entsoe.eu\)](#)

4.5 Effekttillräcklighet enligt probabilistisk metod

Vid sidan av den traditionella effektbalansmetoden presenteras numera även en så kallad probabilistisk metod för att bedöma effekttillräckligheten i Sverige. Detta är också den metod som krävs för resurstillräcklighetsberäkningar såsom de definieras i elmarknadsförordningen 2019/943.

Genom att beskriva det europeiska elsystemet i en datamodell kan resultat erhållas med hjälp av upprepade simuleringar. En stor skillnad mot den statistiska metod som beskrivits tidigare i denna rapport är att flöden mellan elområden och länder (import/export) tas i beaktning, samt att oplanerade avbrott på produktionsanläggningar och förbindelser genereras slumpmässigt (enligt hur vanliga avbrott för respektive kraftslag eller förbindelse är). Dessutom undersöks inte bara topplasttimmen utan alla timmar under året (timmen med högst förbrukning behöver inte vara den mest ansträngda timmen: marginalerna kan vara avsevärt mindre en annan timme). Produktion i effektreserven är tillgänglig i modellen, men inte den som ingår i störningsreserven eller bistår med stödtjänster.

Metoden som används i årets kraftbalansrapport skiljer sig något från tidigare år. Metoden användes i Svenska kraftnäts analyser för regeringsuppdraget *En bedömning av resurstillräckligheten för svensk elförsörjning* som analyserar resurstillräckligheten i Sverige under kommande fem år. Svenska kraftnäts återrapportering publicerades i februari 2024⁶⁸. En mer detaljerad beskrivning av metodiken finns i rapporten, men uppdraget var att i möjligaste mån följa metoden i enlighet med artikel 24 i elmarknadsförordningen. Det innebär att bland annat resultaten skulle baseras på en marknadsmodell där ett verktyg med hjälp av den flödesbaserade metoden beräknar risk för effektbrist. Ett annat exempel på förbättring som innebär att metod och bedömning är genomförd i möjligaste mån i enlighet med elmarknadsförordningen är uppdaterade volymer av efterfrågefleksibilitet i Sverige. Metoden tog också hänsyn till hur ofta effektbrist förekommer i angränsande områden.

Modellresultaten från den probabilistiska metoden visar för kommande vinter en genomsnittlig förväntad effektbrist på en 1,85 timmar per år. Detta är högre än vad tidigare mer förenklade probabilistiska simuleringar har visat i tidigare Kraftbalansrapporter. Med det betyder det inte med säkerhet att effektbrist kommer att inträffa under kommande vintern. Detta värde är ett medelvärde utifrån 245 modellerade år där olika stokastiska otillgängligheter i produktion och överföring finns modellerade. För vissa år kan olika kombinationer bidra till

⁶⁸ [En bedömning av resurstillräckligheten för svensk elförsörjning \(svk.se\)](https://svk.se)

många timmar med simulerad effektbrist där andra simulerade år inte uppvisar något effektbrist alls. Sverige har hittills aldrig behövt koppla bort förbrukning på grund av effektbrist.

I många länder användes sedan tidigare ett nationellt leveranssäkerhetsmål, exempelvis maximalt 3 timmar med effektbrist per år⁶⁹. I elmarknadsförordningen kravställs också att länder som har eller avse ha kapacitetsmekanismer definierar en tillförlitlighetsnorm. Regeringen beslutade 17 november 2022 om en tillförlitlighetsnorm för Sverige som uppgår till en (1) timme per år⁷⁰. Energimarknadsinspektionen ska årligen föreslå en uppdaterad tillförlitlighetsnorm. Normen används bland annat för att bedöma om ett land kan ha en strategisk reserv som effektreserven. Detta beskrivs mer i kapitel 4.6.

4.5.1 Tolkning av statisk och probabilistisk metod

Resultaten från de två olika metoderna kan vara svåra att jämföra, eftersom de svarar på olika frågor. Kortfattat beskriver den statiska metoden importbehovet, men inte hur mycket import som finns tillgänglig. Risken för effektbrist bedöms alltså inte, utan bara importbehovets storlek givet vissa antaganden om förbrukning och produktionens tillgänglighet. Om importmöjlighet finns, är ett importbehov egentligen inget problem. Mätetalet effektbalans bedömer alltså i någon mån landets självförsörjandegrad.

Den probabilistiska metoden bedömer däremot just risken för effektbrist. Resultaten säger att trots import, kan tillfällen uppstå när effekten inte räcker till i Sverige. Ingen metod kan sägas ge mer pessimistiska resultat än den andra: metoderna beskriver Sveriges effekttillräcklighet utifrån olika perspektiv.

Båda metoderna indikerar att Sverige kan ha otillräckligt med effekt vid ansträngda situationer. Om detta leder till bortkoppling av förbrukning beror på vilka importmöjligheter och vilken förbrukningsflexibilitet och vilka reglerbud som finns tillgängliga då underskotten inträffar. Svenska kraftnäts analyser visar därtill att importmöjligheterna är begränsade om samma förhållanden råder i våra grannländer eller om en störning av något slag skulle ha inträffat.

⁶⁹ Källa: https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/sdc-documents/ERAA/2022/data-for-publication/ERAA_2022_Executive_Report.pdf

⁷⁰ Källa: <https://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2022/11/regeringen-beslutar-om-en-tillforlitlighetsnorm-for-sverige/>

4.6 Effektreserven 2024/2025

Den kontrakterade elproduktionen i effektreserven för kommande vinter är oförändrad (562 MW). Enligt lagen om effektreserv ska Svenska kraftnät se till att det finns en effektreserv om högst 2 000 MW tillgänglig. Lagen gäller fram till den 16 mars 2025. För att säkerställa tillgången till effektreserv förlängde Svenska kraftnät hösten 2019 gällande avtal till 2025.

Som en del av regeringsuppdraget avseende stärkande av försörjningstryggheten i energisektorn lämnade Svenska kraftnät 2023 en rapport ”Utvidgning av effektreserven”⁷¹ och föreslog upphandling av ytterligare resurser.

För en fortsatt strategisk reserv (effektreserv) kräver en påvisad risk för effektbrist som överstiger tillförlitlighetsnormen, beräknad enligt en probabilistisk metod⁷². 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, en 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)⁷³. Därmed finns det en godkänd rapport där resursbrist i Sverige konstateras. Det är ytterligare ett steg mot att kunna etablera en kapacitetsmekanism i Sverige. Enligt elmarknadsförordningen ska medlemsstaterna i första hand bedöma om en kapacitetsmekanism i form av en strategisk reserv⁷⁴ kan lösa resurstillräcklighetsproblemen. I andra hand kan en marknadsomfattande kapacitetsmekanism införas.

⁷¹ <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2023/rapport---starka-forsorjningstryggheten---deluppdrag-1-23-04-28.pdf>

⁷² Artikel 23 Elmarknadsförordningen 2019/943

⁷³ [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)

⁷⁴ Nuvarande effektreserv är en form av strategisk reserv

4.7 Indikatorer för kommande vinter

Nedan beskrivs tre indikatorer som Svenska kraftnät återkommande har redovisat i denna rapport. Dessa indikatorer är:

- > installerad effekt i synkront ansluten elproduktion
- > potentialen för förbrukarflexibilitet
- > kapacitet i sammanlänkningskablar med andra länder

Period	Synkront ansluten produktion (MW)	Potential för förbrukarflexibilitet (MW)	Sammanlänkning (importkapacitet, MW)	Sammanlänkning (kvot %) ⁷⁵
Vinter 2024/2025	80 100 (Nordiska synkronområdet) 29 900 (Sverige)	4 100 (Norden) 1 600 (Sverige)	10 325	20 %

Tabell 17. Indikatorer inför kommande vinter. Källa: Svenska kraftnät

Sammanlänkningskablar (importkapaciteten) med andra länder är nästa vinter 10 325 MW. Sammanlänkningskvoten blir 20 % (definieras av ENSTO–E som importkapaciteten genom installerad effekt för produktion). Att kvoten sjunkit något sedan förra årets rapport (den var då 21 %) beror på ökad installerad effekt av vindkraft och även en del solkraft.

Synkront ansluten produktion är produktion som inom synkronområdet (Sverige, Norge, Finland och DK2) ansluts direkt till växelströmsnätet och svänger med den elektriska frekvensen. Detta gör att den bl.a. bidrar med stabilitet i kraftsystemet. Generellt innefattar det all kraft förutom vindkraft och solkraft (som ansluter via strömriktare och alltså inte är synkront anslutna). Nästa vinter förväntas 80 100 MW installerad effekt av synkront ansluten produktion i det nordiska synkronområdet. Enbart för Sverige är det 29 900 MW, vilket motsvarar 56 % av Sveriges totala produktionskapacitet.

Siffran för förbrukarflexibilitet (eller efterfrågeflexibilitet som också används som beskrivning) lämnas oförändrad som den totala **potentialen** för förbrukarflexibilitet. Den baseras på de besparingarna i elanvändningen som noterades vid de höga elpriserna vintern 2022/2023. I förra årets Kraftbalansrapport konstaterades dock att dessa siffror inte tagits med i beräkningen av effektbalansen av försiktighetsskäl.

⁷⁵ Definieras av ENSTO–E som importkapaciteten genom installerad effekt för produktion

Nya uppskattningar av efterfrågeflexibilitet och flexibilitetspotential för batterier har dock gjorts inom ramen för regeringsuppdraget *Att främja ett mer flexibelt elsystem*, i Deluppdrag 5⁷⁶. Dessa bedömningar beskrivs nedan i Tabell 18 och Tabell 19. I Tabell 18 visas den efterfrågeflexibilitet som antas för Sverige, detta inkluderar den tillgängliga potentialen av värmepumpar, värme och kyla, ventilation, gatu- och vägbelysning och laddbara personbilar.

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

Tabell 18. Prisnivåer för aktivering av antagen efterfrågeflexibilitet (MW) per analysår. De uppskattade volymerna har fördelats lika mellan prisnivåerna. Källa: Svenska kraftnät.

I regeringsuppdraget *Att främja ett mer flexibelt elsystem*⁷⁷ uppskattades även tillgänglig flexibilitetspotential för batterier (både stor- och småskaliga) per elområde, se Tabell 19. Siffrorna representerar de volymer batterier som är tillgängliga för flexibilitet och inte hela den installerade batterikapaciteten eftersom det antogs att en del av kapaciteten är låst för andra ändamål (såsom stödtjänstmarknaden och lastbalansering bakom mätaren)⁷⁸.

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

Tabell 19. Batterikapacitet för flexibilitet per elområde i Sverige (MW) för 2024-2028. Källa: Svenska kraftnät.

Sammanlagt blir den totala flexibiliteten 1286 MW för år 2024, och är vad bedömdes i regeringsuppdraget som ”realiserbar flexibilitet”. Det är i paritet, men något lägre än, siffran i Tabell 17. Siffran för potentialen för

⁷⁶ [Främjande av ett mer flexibelt elsystem \(ei.se\)](#)

⁷⁷ Regeringsbeslut II 1, 2022.

⁷⁸ Antagandena förklaras i bilaga 2 av Energimarknadsinspektionen, Främjande av ett mer flexibelt elsystem 2023 – Deluppdrag 5.

förbrukarflexibiliteten på 1 600 MW noterades under en förhållandevis extrem vinter, sett till elpriser, och kan därför anses osäker. För att hantera efterfrågeflexibiliteten på liknande sätt som produktion antas ett värde som är 85 % av den totala ”realiserbara flexibilitet” (1286 MW) när det beaktas i den statistiska beräkningen av effektbalansen. Sammanfattningsvis bedöms efterfrågeflexibilitet och batterier kunna förbättra effektbalansen med 1 100 MW totalt, varav ungefär 800 MW skulle kunna vara i södra Sverige.



4.8 Känslighetsanalys: Minskning av elförbrukning

Under vintern 2022/2023 noterades mycket höga elpriser. EU initierade en förordning om en krisintervention för att komma till rätta med de höga energipriserna⁷⁹. Enligt förordningen skulle varje medlemsland, bland annat, minska sin bruttoelförbrukning vid höglasstimmarna med minst 5 % i genomsnitt.

Vintern 2022/2023 visade att de svenska elkonsumenterna kunde minska sin elförbrukning med mellan fem och nio procent, där de södra elområden minskat ännu mer⁸⁰. Tabell 20 sammanfattar hur effektbalansen för vintern 2024/2025 skulle kunna se ut om den nivån av besparing (5 %⁸¹) kan behållas för kommande vinter, och även vid en tioårsvinter och en tjugoårsvinter. Siffrorna i parentes visar resultat utan besparingarna. Vid en normalvinter förbättras effektbalansen med ungefär 1 500 MWh/h.

Tillgänglig produktion [MWh/h]	Elförbrukning [MWh/h]			Effektbalans [MWh/h]		
	Normal vinter	Tioårs- vinter	Tjugoårs- vinter	Normal- vinter	Tioårs- vinter	Tjugoårs- vinter
SE1	4 900	-1 500	-1 600	-1 600	3 400	3 300
SE2	7 900	-3 000	-3 200	-3 200	4 900	4 700
SE3	10 700	-16 100	-16 800	-17 100	-5 400	-6 100
SE4	1 800	-4 500	-4 700	- 4 800	-2 700	-2 900
Riket	25 300	- 25 100	- 26 300	- 26 700	200	- 1 000
					(- 1 300)	(- 2 500)
						(- 3 000)

Tabell 20. Förväntad effektbalans per elområde under topplasttimmen vintern 2024/2025 vid respektive vintertyp vid 5% minskad elförbrukning. Siffrorna är avrundade och avvikelser i summering kan förekomma på grund av avrundningen. Siffrorna i parentes visar effektbalans utan minskning av elanvändningen eller flexibilitet.

⁷⁹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/PDF/?uri=CELEX:32022R1854>

⁸⁰ <https://www.svk.se/press-och-nyheter/press/avtagande-minskning-av-elforbrukningen-i-februari---3342680/>

⁸¹ En femprocentig minskning användes för att åstadkomma en konservativ bedömning och därmed inte överskatta effekten av besparingarna.

4.9 Sammanfattning av kraftbalansen den kommande vintern 2024/2025

Prognosen för effektbalansen under en normalvinter är ungefär 100 MW bättre än förra årets prognos, motsvarande ett importbehov på 1300 MW. Vidare visar nya analyser också att förbrukningsflexibilitet skulle kunna förbättra effektbalansen med 1100 MW under vintern 2024/2025, och därför skulle resultera i ett importbehov på 200 MW. Det beaktar dock inte den maximala handelskapaciteten mellan norra och södra Sverige.

Prognosen för effektbalansen för södra Sverige (SE3 och SE4) vid en normalvinter är minus 9 300 MWh/h (8 500 MW om förbrukningsflexibilitet beaktas). Om snitt 2 är i det lägre kapacitetsintervallet (6 300 MW) blir importbehovet från andra länder till södra Sverige 3 000 MW, och ännu högre vid en tioårs- eller tjugoårsvinter.

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.

Utgångsläget för kommande vinter är mycket likt förväntningarna från föregående års kraftbalansrapport. Därför kan reflektioner från den gångna vintern vara aktuella för hur kommande vintern kan hanteras. Effektbalansen klarades genom bland annat lägre förbrukning än förväntad vid topplasttimmen en normalvinter, relativt mycket import, hög överföringskapacitet i snitt 2, samt mer vindkraftsproduktion än vad som med större säkerhet kan räknas med vid topplasttimmen.

Svenska kraftnät följer löpande upp effektbalansen inför kommande vinter, och publicerar även efterföljande bedömningar i samarbete med andra länder (se avsnitt 5.1). Skulle prognosen för 2024/2025 försämrats kommer Svenska kraftnät, i likhet 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 störningsreserven.

5 Effektbalansen på längre sikt

5.1 Andra studier

5.1.1 ENTSO–E rapport, *Seasonal Outlook*

ENTSO–E rapporten, *Seasonal Outlook*⁸², 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 effektbalansen inför kommande vinter. Enligt Elmarknadsförordningen ska Winter Outlook publiceras senast den 1 december varje år.

5.1.2 De europeiska resurstillräcklighetsbedömningen (ERAA)

Framtida effektbalans analyseras varje år i ENTSO-E:s rapport European Resource Adequacy Assessment (ERAA). Denna rapport bygger på probabilistiska simuleringar, och räknar med import/export mellan länder och elområden, liksom den probabilistiska metod som beskrivs i avsnitt 4.5. 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 ERAA publicerades i december 2023⁸³ och visade bland annat resultat som är jämförbara med Svenska kraftnäts resultat som beskrivs i avsnitt 5.2. Som nämnts tidigare i denna rapport, godkändes ERAA 2023 av ACER i maj, och är ytterligare ett steg mot att kunna etablera en kapacitetsmekanism i Sverige, som till exempel skulle kunna utformas som en strategisk reserv⁸⁴.

I Tabell 21 anges antal timmar med observerad effektbrist (Loss of Load Expectation – LOLE) för de svenska elområdena för varje analysår, och i Tabell 22 anges förväntad icke levererad energi (Expected Energy not served – EENS).

⁸² [Winter Outlook 2023-2024 \(entsoe.eu\)](https://entsoe.eu/Winter-Outlook-2023-2024)

⁸³ [ERAA 2023 | ENTSO-E – ERAA 2023 \(entsoe.eu\)](https://entsoe.eu/ERAA-2023-ENTSO-E-ERAA-2023)

⁸⁴ 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.

De två scenarierna som ERAA 2023 baseras på har sitt ursprung i ACER:s svar på ENTSO-E:s konsultation kring preliminär indata⁸⁵. I svaret efterfrågades en större överensstämmelse mellan EVA-resultat, risk för effektbrist, och intäkter till producenter. I praktiken innebar det att olika viktningar användes för de tre väderår som användes i EVA. I Scenario-A kalibreras väderåren så att LOLE på EU nivå för de tre väderåren (1985, 1988, 2003) stämmer överens med LOLE för alla 35 väderåren. I Scenario-B viktas väderåren utifrån hur ofta liknande väderår förekommer i de 35 väderåren. Hanteringen beskrivs i mer detalj i ENTSO-E:s metodbeskrivning⁸⁶. Sammanfattningsvis medför Scenario-A mer produktion eller efterfrågefleksibilitet vilket resulterar i lägre risk för effektbrist i jämförelse med Scenario-B.

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

Tabell 21. Antal timmar med effektbrist (LOLE) 2025, 2028, 2030 och 2033 för Sverige från den europeiska resurstillräcklighetsbedömningen (ERAA 2023). Källa: ENTSO-E⁸⁷.

⁸⁵ [Acers-response-entso-es-public-consultation-eraa-2023](#)

⁸⁶ [European Resource Adequacy Assessment 2023 / Annex 2 – Methodology \(entsoe.eu\)](#)

⁸⁷ https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/report/ERAA_2023_Annex_3_Detailed_results.pdf

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

Tabell 22. Antal GWh per år som efterfrågas men inte kan levereras (EENS) 2025, 2028, 2030 och 2033 för Sverige från den europeiska resurstillräcklighetsbedömningen (ERAA 2023). Källa: ENTSO-E.

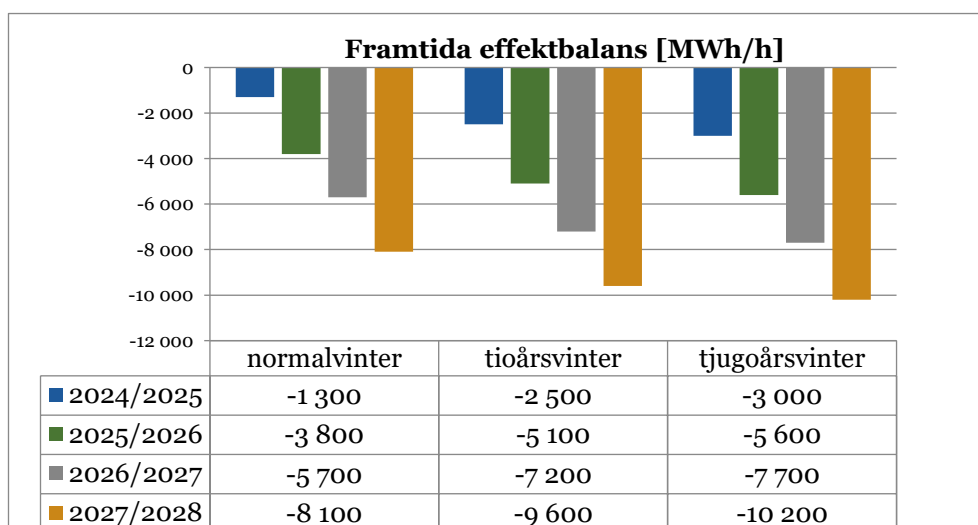
5.2 Svenska kraftnäts bedömning av risken för effektbrist på längre sikt

Detta avsnitt behandlar effektbalansen på längre sikt utifrån Svenska kraftnäts analyser. Till grund för de probabilistiska resultat ligger Svenska kraftnäts analyser i regeringsuppdraget *En bedömning av resurstillräckligheten för svensk elförsörjning* som analyserar resurstillräckligheten i Sverige under de kommande åren och publicerades i februari 2024⁸⁸.

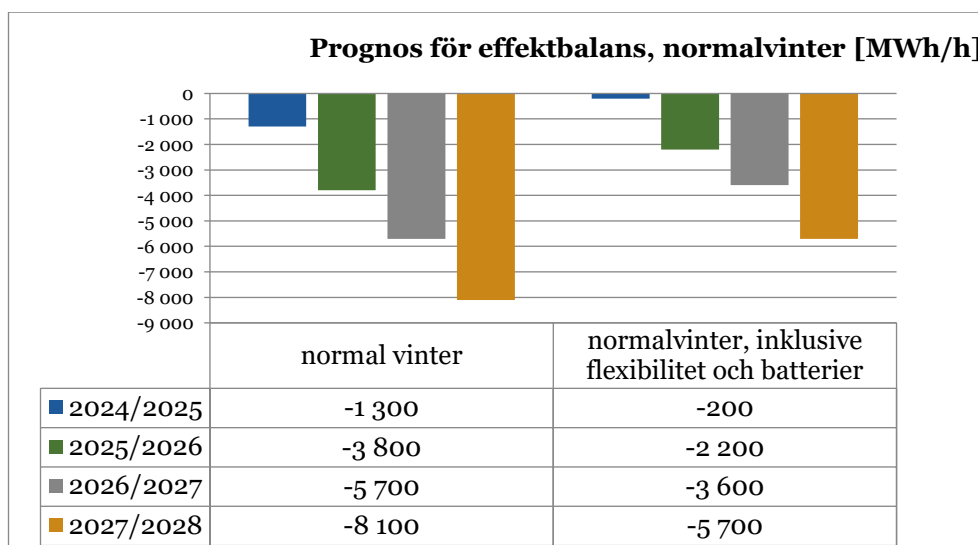
Vindkraft är det kraftslag som ökar mest, både i Sverige och i angränsande länder. Ökningen kommer sannolikt att fortsätta. Vindkraften kan dock inte med större säkerhet bedömas att bidra till effektbalansen och har därför ett lågt tillgänglighetstal. Samtidigt ökar elanvändningen successivt, från ungefär 143 TWh för kommande vintern till 180 TWh år 2028, givet att bland annat stora industriprojekt börjar producera enligt nu gällande planer. Detta påverkar framförallt resultaten för vintern 2026/2027 och 2027/2028. 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 fyra vintrarna, och Figur 12 visar hur effektbalansen påverkas av den tillgängliga efterfrågefleksibilitet beskrivet i kapitel 4.7.

⁸⁸ [En bedömning av resurstillräckligheten för svensk elförsörjning \(svk.se\)](https://svk.se)



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



Figur 12. Prognos för effektbalans under topplasttimmen vid en normalvinter för kommande vintrar, utan och med flexibilitet inräknad. Källa: Svenska kraftnät.

Effektbalansen försämras under perioden. Dock visas mindre underskott än siffrorna 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, som nämnts tidigare, i huvudsak på ökat elbehov från elektrifiering av industri. 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.

Tabell 23 visar resultaten för de kommande fyra vintrarna baserat på den probabilistiska metoden. Även effektbalans från modellen visas i tabellen⁸⁹. För varje år har 245 simuleringar gjorts och medelvärden redovisas. Resultaten för kommande vintrar indikerar att det finns en risk att import och inhemsk produktion är otillräckligt för Sveriges effektbehov vid vissa tidpunkter. För vintrarna 2025/2026 och 2026/27 ökar risken för effektbrist påtagligt. Under vintern 2027/2028 minskar risken för effektbrist, vilket beror på att snitt 2 kapaciteten bedöms öka det året till följd av nätutbyggnadsåtgärder.

Effektbristen hanteras i praktiken genom manuell lastfrånkoppling. Produktion i effektreserven (men inte den i störningsreserven) är tillgänglig i simuleringarna fram till 16 mars 2025.

	2024/2025	2025/2026	2026/2027	2027/2028
Sverige LOLE	1,85	3,40	3,70	2,95
Sverige EENS (GWh)	2,69	5,36	5,01	1,56

Tabell 23. Antal timmar med risk för effektbrist (LOLE) och antal GWh per år som efterfrågas men inte kan levereras (EENS) de kommande vintrarna⁹⁰. Källa: Svenska kraftnät.

Genomsnittlig simulerad effektbrist för Sverige (LOLE) anger hur ofta effektbrist uppstår i ett svenskt elområde. EENS anger summan av EENS för alla svenska elområden.

En utveckling med allt större elbehov utan motsvarande tillförsel av produktion eller flexibilitet leder till en ökad risk för ansträngda situationer. Det är därför viktigt att åtgärder initieras för att hantera den kommande situationen. Prognoserna för 2027 bygger på att flera stora industriprojekt förverkligas. Erfarenheter från stora investeringsprojekt visar att osäkerheter kan senarelägga tidplaner vilket i så fall kan medföra att vissa analysresultat får genomslag först efter slutet av analysperioden. Behovet av åtgärder kommer att realiseras oavsett, varför det är viktigt att initiativ initieras för att hantera den

⁸⁹ Detta liknar den effektbalans som tas fram med den statistiska metoden, men visas för timmen med lägst effektbalans i modellen (för de 4 svenska elområdena tillsammans), inte för en uppskattad topplastimme.

⁹⁰ Siffrorna i tabellen är sammanfattade för hela Sverige och kommer från regeringsuppdraget *En bedömning av resurstillräckligheten för svensk elförsörjning*. Siffror per elområde finns i rapporten för uppdraget. [En bedömning av resurstillräckligheten för svensk elförsörjning \(svk.se\)](https://www.svk.se/om-svk/rapporter-och-publiceringar/2024/09/01/en-bedomning-av-resurstillrackligheten-for-svensk-elforsorjning)

framtida effektbalansen. Dessa initiativ och den kommande situationen med en mer ansträngd effektbalans bör rimligtvis även bidra till att stimulera mer investering i energieffektivisering, en fortsatt utveckling där medvetna konsumenter styr sin användning i en större grad och en utveckling där stora konsumenter aktivt deltar i upprätthållande av systemets effekttillräcklighet.

En osäkerhet har varit om effektreserven kommer att vara kvar eller inte, och i vilken form och omfattning. Enligt nuvarande prognoser kommer Sverige vintern 2026/2027 inte att kunna efterleva den nuvarande tillförlitlighetsnormen om en timme per år⁹¹. Det skulle motivera att Sverige fortsatt ska kunna ha en effektreserv eller en kapacitetsmekanism. I rapporten ”*Framtidens kapacitetsmekanism för att säkerställa resurstillräcklighet på elmarknaden*”⁹², föreslår Svenska kraftnät en utformning av kapacitetsmekanismer med förutsättningar att ersätta effektreserven och säkerställa resurstillräcklighet efter den 16 mars 2025. Som nämnts tidigare i avsnitt 4.6, har Svenska kraftnät i rapporten ”*Utvidgning av effektreserven*”⁹³ lämnat rekommendationer för att möjliggöra att det finns tillräckligt med resurser att upphandla för att möta en allt svagare resurstillräcklighet över tid. Svenska kraftnät har också tagit fram en strategisk handlingsplan för ett mer flexibelt elsystem⁹⁴. Dessa är viktiga initiala initiativ och implementering av åtgärderna, tillsammans med andra efterföljande åtgärder, kommer att vara avgörande för att även i framtiden kunna undvika situationer med akut effektbrist och ofrivillig bortkoppling av elkonsumenter.

⁹¹ <https://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2022/11/regeringen-beslutar-om-en-tillforlithetsnorm-for-sverige/>

⁹² https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2023/framtidens-kapacitetsmekanism-for-att-sakerstalla-resurstillracklighet-pa-elmarknaden_svk-2022_3774.pdf

⁹³ <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2023/rapport---starka-forsorjningstryggheten---deluppdrag-1-23-04-28.pdf>

⁹⁴ <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2023/rapport-ru-framjande-av-flex-i-elsystemet---deluppdrag-1.pdf>

5.3 Orsaker till effektbrist i Sverige i de probabilistiska studierna

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

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

I ERAA⁹⁵ beskrivs "Curtailment sharing" i mer detalj, men grundprincipen är att uppnå en liknande fördelning mellan olika budområden som har en samtidig bristsituation. Detta görs med samma principer som används av Euphemia-algoritmen i dagenföre-marknaden, som förenkelt kan beskrivas som att avkortningen fördelas proportionerligt med olika områdets planerade elförbrukning.

I Tabell 24 visas, i procent, hur ofta olika händelser inträffar vid noterade effektbristsituationer i simuleringarna. Resultaten för 2024/2025 visar till exempel att vid 93 procent av timmarna som effektbrist noterades i SE4, inträffade det samtidigt som en eller flera likströms förbindelser söder om snitt 4 var begränsade eller otillgängliga i simuleringarna. Orsaken till en begränsning kan vara en simulerad otillgänglighet eller på grund av en samtidig effektbristsituation i det angränsande området. Trenden i Tabell 24 visar att detta beroende minskar avsevärt till 2028.

Vid andra bristtillfällen är elanvändningen i ett elområde större än installerad produktion i området och total importkapacitet. Dessa situationer kan Svenska kraftnät som TSO åtgärda genom att öka överföringskapaciteten. Resultat för år 2028 visar hur förstärkningsåtgärder påverkar risk för effektbrist. Tabell 24 visar också en ökande andel tillfällen där effektbrist förekommer vid situationer med otillgänglig kärnkraft eller lägre produktion från vindkraften. År 2028 är också det första året där effektbrist noteras utanför perioden 15 november till 15 mars. Den ökade elanvändningen märks också i resultaten eftersom fler tillfällen med effektbrist noteras där elanvändningen överstiger 25 GWh/h år 2028.

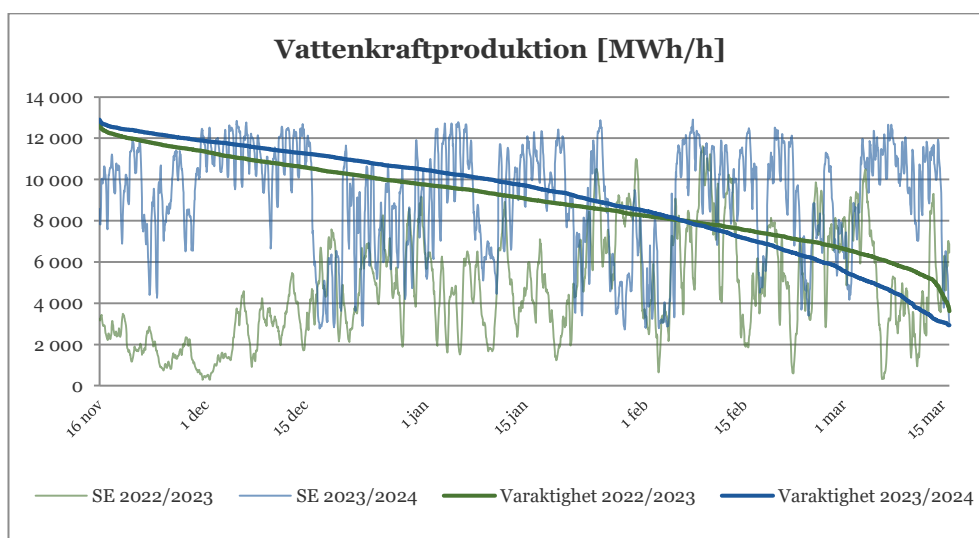
⁹⁵ ENTSO-E, European Resource Adequacy Assessment 2023-Annex 2: Methodology.

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

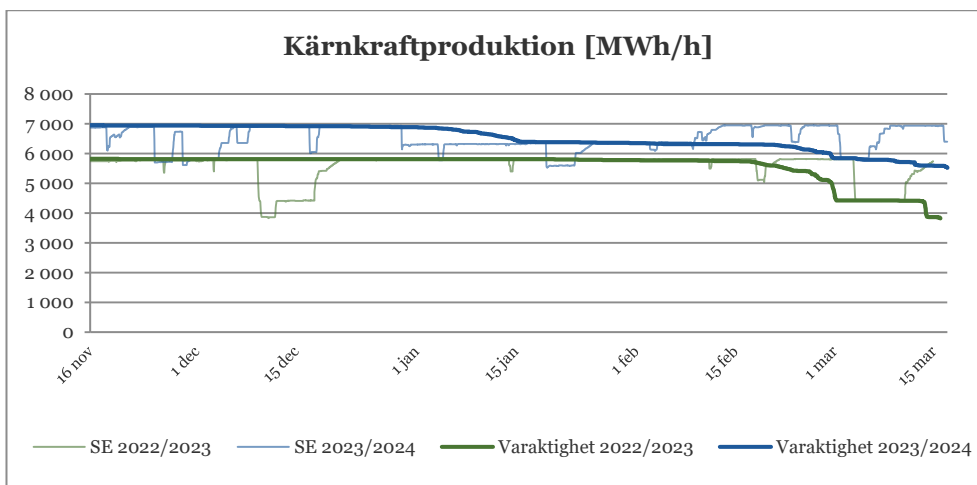
Tabell 24. Faktorer som bidrar till effektbrist: Tabellen visar (i procent) hur stor andel av de timmar med effektbrist en visst fenomen förekommer. Källa: Svenska kraftnät.

Bilaga 1: Produktionsstatistik per kraftslag

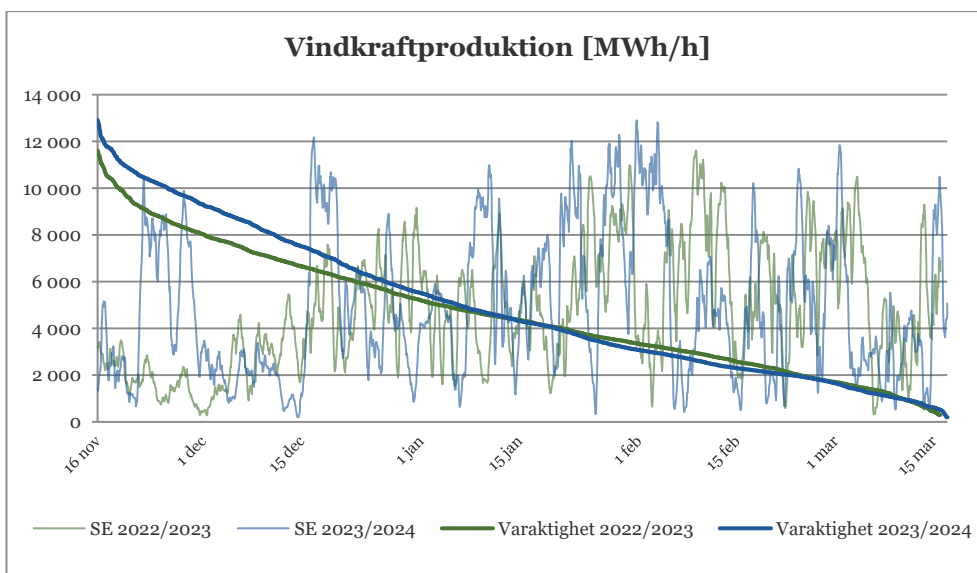
Här följer grafer för de viktigaste kraftslagens produktion under de två senaste vintrarna. Både varaktighet och kronologisk data visas. I kronologisk data kan tim- och dygnsvariationerna tydligt ses. Vattenkraft varierar i huvudsak då den används för balansering och frivilligt för att följa priser och därmed optimera förtjänst, men också för att följa vattendomar. Vindkraft varierar ofrivilligt med vindstyrkan. Kärnkraftens produktion varierar i regel ganska lite när den är i drift.



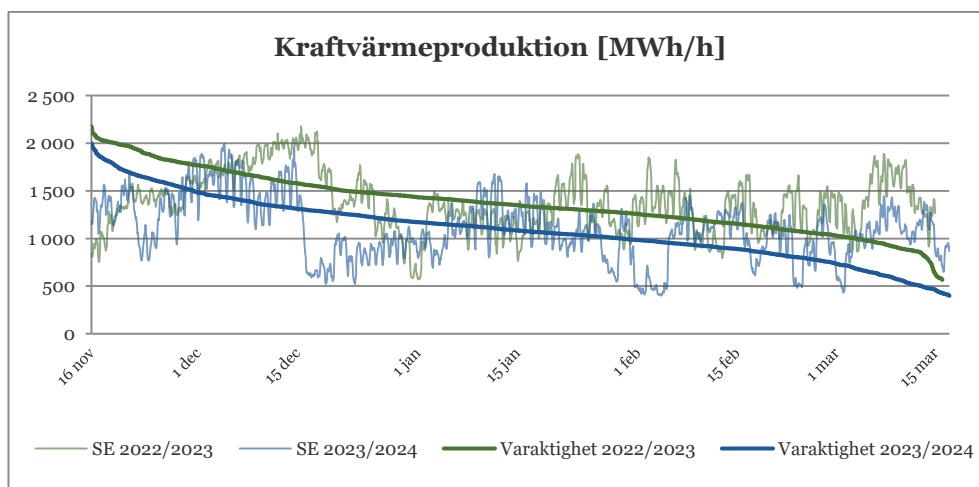
Figur 13. Timmedelvärden för den svenska vattenkraftproduktionen under de två senaste vintrarna. Källa: Svenska kraftnät.



Figur 14. Timmedelvärden för den svenska kärnkraftsproduktionen under de två senaste vintrarna. Källa: Svenska kraftnät.



Figur 15. Timmedelvärden för den svenska vindkraftsproduktionen under de två senaste vintrarna. Källa: Svenska kraftnät.



Figur 16. Timmedelvärden för den svenska kraftvärmeproduktionen under de två senaste vintrarna. Källa: Svenska kraftnät.

Bilaga 2: Tillgänglighetsfaktorer för sommaren 2024 och vintern 2024/2025

Vattenkraft

För vattenkraften begränsas den maximala produktionskapaciteten av ett antal faktorer, exempelvis fallhöjdsförluster på grund av sänkta magasinsnivåer, avställningar, tappningsrestriktioner i samband med isläggning och vattendomar. Under vintern bedöms vattenkraften i Sverige maximalt kunna producera 13 400 MWh/h vid någon tidpunkt⁹⁶. Då prognosen för installerad effekt vattenkraft är 16 300 MW motsvarar det en tillgänglighet på drygt 82 %. En liten del vattenkraft ingår i störningsreserven, 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 topplasttimmen. Det baseras på tionde percentilen av vindkraftens 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 topplasttimmen också vara nio procent (9 %). Det är inte säkert att detta är representativt för analyser på längre sikt eftersom vindkraftverken får en ökad verkningsgrad om de konstrueras högre och kan producera kraft vid lägre vindhastigheter.

⁹⁶ Medelvärde av toppproduktionen per år under åren 2009-2017. Källa: Svenska kraftnät.

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 där 562 MW av produktionskapaciteten om 662 MW ingår i effektreserven. 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 störningsreserven. Under sommaren är flera av gasturbinerna på revision vilket minskar tillgängligheten. Dessutom avtar gasturbinernas effektivitet med varmare omgivningstemperaturer. Eftersom störningsreserven är till för att upprätthålla driftsäkerheten vid plötsliga störningar ingår inte den volymen i förväntad tillgänglig effekt varken på sommaren eller vintern.

Bilaga 3: Prognos för produktion

I Tabell 25 visas en prognos för installerad produktionskapacitet per elområde vid årsskiftet 2024/2025. Den sammanlagda installerade effekten bedöms vara ca 2 800 MW högre jämfört med årsskiftet 2023/2024. Det beror, liksom ökningen året innan, i huvudsak på ökad installerad effekt vindkraft men även solkraften ökar markant. Produktion som ingår i effektreserven är kondenskraft och ingår i den kategorin. För sommaren antas ingen förändring i vindkraft och solkraft utan den bygger på prognosen från årsskiftet 2023/2024.

	SE1	SE2	SE3	SE4	SE	Förändring ⁹⁷
Vattenkraft	5 346	8 128	2 595	347	16 400	0
Kärnkraft	0	0	6937	0	6 900	0
Vindkraft	3 399	7 617	4 622	2 395	18 000	1 700
Gasturbiner + övrigt ⁹⁸	1	2	904	635	1 500	0
Kondens	0	0	0	662	700	0
Kraftvärme, fjärrvärme	149	232	2001	460	2 900	0
Kraftvärme, industri	117	529	525	415	1 600	0
Solkraft ⁹⁹	36	257	2343	2361	5 000	1 000
Summa	9 000	16 800	19 900	7 300	53 000	2 800

Tabell 25. Prognos för installerad effekt (MW) per kraftslag och elområde vid årsskiftet 2024/2025. Förändring jämförs med jämfört med årsskiftet 2023/2024. Summorna är avrundade.

I Tabell 26 visas en sammanställning av förväntad tillgänglig effekt per elområde under topplasttimmen vintern 2024/2025. Den baseras på prognostiserad installerad effekt som anges i Tabell 25, samt olika tillgänglighetsfaktorer för respektive produktionsslag (se Bilaga 2). Anläggningar som enligt marknadsmeddelande är otillgängliga, liksom produktion ingående i störningsreserven, ingår inte. Produktion i effektreserven inkluderas. För sommaren antas att hälften av den kondenskraft

⁹⁷ Förändring i installerad effekt jämfört med 1 jan 2023, se avsnitt 1.2.

⁹⁸ Källa: Energiföretagen Sverige och Svenska kraftnät. I kategorin övrigt ingår även diesel- och gasmotorer

⁹⁹ Solkraftens ökning antas vara 33 % jämfört med föregående år.

som inte rapporterat otillgänglighet kommer lägga in bud på dagen-före marknaden vid prognos om sådana prissignaler.

	SE1	SE2	SE3	SE4	SE	Förändring ¹⁰⁰
Vattenkraft	4 369	6 635	2 016	283	13 300	–
Kärnkraft	0	0	6 243	0	6 200	–
Vindkraft	306	686	411	216	1 600	+ 100
Gasturbiner + övrigt ¹⁰¹	1	2	46	86	100	–
Kondens	0	0	0	596	600	–
Kraftvärme, fjärrvärme	114	177	1 531	352	2 200	–
Kraftvärme, industri	90	405	402	317	1 200	–
Solkraft	0	0	0	0	0	–
Summa	4 900	7 900	10 600	1 800	25 200	+ 100

Tabell 26. Prognos för tillgänglig effekt (MW) per produktionsslag och elområde under topplasttimmen vintern 2024/2025. Förändring jämförs med Kraftbalansrapport 2023. Summorna är avrundade. Källa: Svenska kraftnät.

¹⁰⁰ Förändring jämfört med prognosen tillgänglig produktion som gjordes i förra årets rapport, gällande vintern 2022/2023.

¹⁰¹ I kategorin övrigt ingår även diesel- och gasmotorer.

Bilaga 4: Maximala handelskapaciteter

Här visas maximala handelskapaciteter på snitt inom Sverige och för import från angränsande länder. Notera att faktisk kapacitet i regel är lägre, eftersom den begränsas av nätförhållanden såsom flöden, exempelvis sydgående västkustflöden och öst- västliga flöden mellan Sverige och Finland.

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

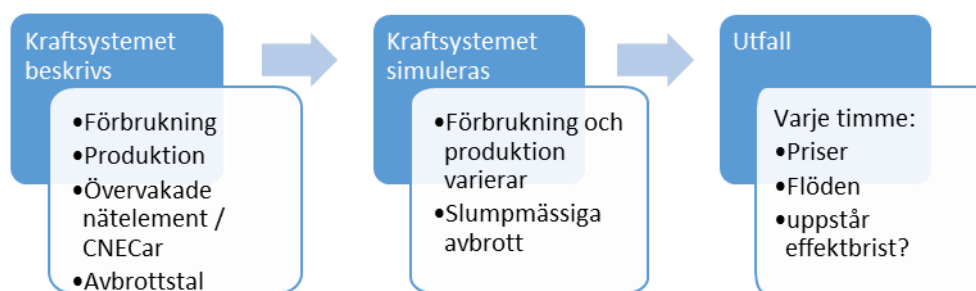
Tabell 27. Maximal handelskapacitet (MW) mellan Sveriges elområden och importkapacitet till Sverige från angränsande elområden vintern 2024/2025 Källa: NUCS

Bilaga 5: Mer om probabilistisk metod

Traditionellt används i rapporten *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden* en statisk metod för att beskriva den nationella effektbalansen. Metoden jämför förväntad tillgänglig produktion med förbrukningsprognoser, vilket ger nationell effektbalans, alltså importbehov vid topplasttimmen. Denna metod har vissa begränsningar: bara topplasttimmen undersöks, och flöden mellan elområden och länder, samt utländska produktionsresurser beaktas inte.

Därför inkluderas sedan 2019 en probabilistisk metod, som belyser effektillräckligheten i Sverige på ett annat sätt. Denna typ av modellering för att mäta risken för effektbrist används på flera håll i världen, bland annat av ENTSO-E.

I den probabilistiska metoden byggs det europeiska kraftsystemet upp i en datamodell, med förbindelser mellan elområden (och länder), samt konsumtion och produktionsenheter. Ett avbrottstal i procent av tid ansätts för varje produktionsslag och typ av förbindelse. Modellen simuleras sedan över ett stort antal år när vind, vatten, förbrukning etc. varierar. Slumpmässiga avbrott för varje timme på produktionsenheter och förbindelser genereras i enlighet med avbrottstalen. Timme för timme genomförs en elmarknadssimulering och utifrån resultaten kan en utvärdering göras om förbrukningen i varje elområde kan tillgodoses. I årets utvärdering tar modellen hänsyn till import- /exportkapacitet mellan elområden genom att tillämpa en så kallad flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod. I den flödesbaserade metoden beskrivs hur överföringen mellan olika elområden belastar olika nätelement, samt belastningsförmågan av varje övervakat nätelement. Resultat erhålls genom att den totala systemkostnaden minimeras givet restriktionerna som till exempel överföringskapaciteter och tillgänglighet hos produktion. Figur 17 beskriver schematiskt hur den probabilistiska metoden fungerar.



Figur 17. Schematisk beskrivning av den probabilistiska metoden.

Utfallet från den probabilistiska metoden uppskattar hur stor del av tiden som faktisk effektbrist uppstår inom varje elområde, vilket i verkligheten motsvaras av lastfrånkoppling. Notera att den statistiska metoden mäter något helt annat; begreppet ”effektbalansen” i den statistiska metoden beskriver det nationella importbehovet.

Avbrottstalen för oplanerade fel och avbrott som används är liknande de som används av andra TSO:er och ENTSO– E. Metoden efterliknar bättre hur det europeiskt sammankopplade kraftsystemet i praktiken fungerar jämfört med den statistiska metoden. Mätetalet för metoden (LOLE) är dessutom ett medelvärde över alla simulerade väderår, vilket döljer de extremutfall som i verkligheten kan vara de mest utmanande situationerna som kraftsystemet måste kunna hantera. En mer detaljerad beskrivning av årets probabilistiska beräkningar och resultat finns i rapporten ”*En bedömning av resurstillräckligheten för svensk elförsörjning*” från 16 februari 2024.

Svenska kraftnät är systemansvarig myndighet, med uppgift att på ett affärsmässigt sätt förvalta, driva och utveckla ett kostnadseffektivt, driftsäkert och miljöanpassat kraftöverförings-system. 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.

SVENSKA KRAFTNÄT
Box 1200
172 24 Sundbyberg
Sturegatan 1

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

