

Ärende nr: 2023/1019 Datum: 2023-05-31

Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2023

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 klimatpolitiken.

Version 1

Org. Nr 202 100-4284

Svenska kraftnät
Box 1200
172 24 Sundbyberg
Sturegatan 1

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



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, samt uppdrag i regleringsbrev för budgetåret 2023.

Föregående vinter präglades av höga elpriser, men även märkbara besparingar av elförbrukningen hos elkonsumenterna. De höga elpriserna verkade tydligt dämpande på konsumtionen. Därtill vidtogs kommunikationsinsatser för att öka kunskapen om effektläget vilket sannolikt också bidrog.

Årets kraftbalansrapport visar att den svenska kraftbalansen för kommande vinter är jämförbar med prognosen inför förra vintern, och att ett importberoende finns under ansträngda effektsituationer. Sverige har god överföringskapacitet till grannländerna, men importmöjligheterna kan vara begränsade om dessa länder samtidigt har en ansträngd situation. Det geopolitiska läget är fortfarande osäkert och situationen kan ändras snabbt, men energisituationen i Europa ser i nuläget bättre ut jämfört med föregående år när det gäller tillgång till gas.

Under sommaren 2023 bedöms driftsäkerheten kunna bibehållas genom etablerade rutiner och åtgärder. Svenska kraftnät avser dock att fortsätta utveckla användningen av mothandel för att kunna öka handelskapaciteter till elmarknaden, vilket är positivt för effekttillräckligheten och bidrar till driftsäkerheten genom att skapa en robusthet som minskar risker vid oväntade händelser.

Prognoser på längre sikt visar på ökning i elanvändningen, och ett behov av kompletterande åtgärder, som kapacitetsmekanismer eller ökad förbrukarflexibilitet, för att effektbalansen i Sverige ska kunna upprätthållas.

Sundbyberg den 31 maj 2023

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Lotta Medelius-Bredhe', written over a light blue background.

Lotta Medelius-Bredhe
Generaldirektör

Innehåll

Generaldirektören har ordet	3
Innehåll.....	4
Sammanfattning	6
Ord och begreppsförklaringar	9
Översigtskarta.....	12
1 Uppföljning av vintern 2022/2023	13
1.1 Elförbrukning under vintern	13
1.2 Elproduktion under vintern	17
1.3 Import och export under vintern	19
1.4 Elpriserna under vintern	22
1.5 Effektreserven	26
1.6 Informationsinsatser	27
2 Vinterns topplasttimme 2022/2023	29
2.1 Tillgängliga handelskapaciteter.....	30
2.2 Tillgängliga uppregeringsbud.....	32
3 Driftsäkerhet under sommaren.....	35
3.1 Uppföljning av sommaren 2022.....	35
3.2 Prognos för effektbalansen, sommaren 2023.....	36
3.3 Driftsäkerhetsbedömning för sommaren 2023	39
4 Prognos för vintern 2023/2024	43
4.1 Prognos för maximal elförbrukning.....	44
4.2 Prognos för tillgänglig produktion	44
4.3 Prognos för tillgänglig överföringskapacitet.....	46
4.4 Prognos för importmöjligheter.....	49

4.5	Effekttillräcklighet enligt probabilistisk metod	52
4.6	Effektreserven 2023/2024	53
4.7	Indikatorer för kommande vinter	54
4.8	Känslighetsanalys 1: Minskning av elförbrukning.....	56
4.9	Känslighetsanalys 2: Rysslands invasion av Ukraina.....	57
4.10	Sammanfattning av kraftbalansen den kommande vintern 2023/2024.....	59
5	Effektbalansen på längre sikt	61
5.1	Andra studier	64
	Bilaga 1: Produktionsstatistik per kraftslag	66
	Bilaga 2: Tillgänglighetsfaktorer för sommaren 2023 och vintern 2023/2024.....	69
	Bilaga 3: Prognos för produktion	71
	Bilaga 4: Maximala handelskapaciteter	73
	Bilaga 5: Mer om probabilistisk metod.....	74

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 samt vilka informationsinsatser som har riktats till aktörerna på elmarknaden i fråga om kraftbalansen. I enlighet med regleringsbrevet ska också en bedömning om driftsäkerheten för kommande sommar samt tre indikatorer för kommande vinter redovisas i denna rapport. Dessa indikatorer är (a) installerad effekt i synkront ansluten elproduktion, (b) potentialen för förbrukarflexibilitet samt (c) kapacitet i sammanlänkningskablar med andra länder.

Begreppet kraftbalans avser i detta sammanhang Sveriges energibalans under topplasttimmen (timmen med högst elförbrukning under vintern). Under kort tidsrymd kan det jämföras med effektbalans, vilket är det uttryck som används i denna text. Denna rapport behandlar effekttillräcklighet på nationell och elområdesnivå och berör inte effekt- och kapacitetsbehov som kan finnas lokalt. Vidare är rapporten inte fokuserad på priser eller marknadsfrågor.

I ett historiskt sammanhang hade Sverige en positiv effektbalans fram till 2018. Sedan 2020 har effektbalansen varierat mellan -1 400 MWh/h till -1 700 MWh/h för en normalvinter. I många avseenden blev förutsättningarna för vintern 2022/2023 sämre än vad som var känt vid publicering av förra årets Kraftbalansrapport (-1400 MWh/h). Norge och stora delar av Europa hade initialt låga nivåer i vattenmagasinen, 26 av 56 kärnkraftsreaktorer i Frankrike var ur drift, och det fanns en osäkerhet om gaslagren skulle vara tillräckliga under vintern. I Sverige blev det under sensommaren känt att Ringhals 4 skulle vara otillgänglig under delar av vintern. I analyser som utfördes av Svenska kraftnät efter publicering av förra årets Kraftbalansrapport, såväl som i effekttillräcklighetsanalyser som gjordes i samarbete med andra länder¹, noterades en sämre prognos för vintern 2022/2023. Av den anledningen kommunicerade Svenska kraftnät den 31 augusti i fjol att risken för effektbrist hade stigit från låg till reell².

¹ Inom ENTSO-E, se fotnot 107, och genom samarbetet med andra länder runt Östersjön, se fotnot 74.

² Källa: <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/allmanna-nyheter/2022/risken-for-bortkoppling-av-el-i-vinter-har-okat/>

Flera åtgärder vidtogs innan och under vintern. Bland annat ingick Svenska kraftnät avtal om mothandel med aktörer för att möjliggöra högre överföring i transmissionsnätet, informationskampanjer lanserades, dialog initierades med grannländer för att kunna förbättra importmöjligheter. En kompletterande upphandling av störningsreserven initierades också under december 2022, vilket ökar resurser för att återföra systemet till normaldrift vid störningar och därmed stärker driftsäkerheten³.

Vintern 2022/2023 som helhet var en meteorologisk normalvinter⁴. Topplasttimmen inföll den 16 december, kl. 09-10. Då uppgick den uppmätta förbrukningen till 23 900 MWh/h (25 600 MWh/h året innan). Temperaturen vid topplasttimmen var något mildare än en normalvinter. Efter temperaturkorrigering var det dock tydligt att den lägre lasten under vintern berodde på de svenska elkonsumenternas besparingar på elförbrukningen⁵. Höga elpriser under stor del av 2022 samt informationskampanjer om risk för effektbrist under hösten och vintern bedöms ligga bakom den lägre förbrukningen. Övriga noteringar från topplasttimmen var att Ringhals 4 och Oskarshamn 3 var ur drift, samt att vindkraften producerade 22 % av installerad effekt (mer än de nio procent som användes i beräkningarna i 2022 års kraftbalansrapport).

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

Prognosen för effektbalans för kommande vinter visar en jämförbar prognos från föregående år: Sverige bedöms ha en nationell effektbalans under topplasttimmen på -1 400 MWh/h vid en normalvinter och -2 700 MWh/h vid en tioårsvinter⁶. Modellresultaten från den probabilistiska metoden visar en genomsnittlig förväntad effektbrist för kommande vinter som är långt under den av regeringen beslutade tillförlitlighetsnormen om en timme per år⁷. Svenska kraftnäts analyser visar att importmöjligheterna för att hantera ett underskott kan vara begränsade om samma vind- och temperaturförhållanden samtidigt

³ Källa: <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/elmarknad-allmant/2022/upphandling-av-kompletterande-storningsreserv-for-se3-och-se4/>

⁴ <https://www.smhi.se/klimat/klimatet-da-och-nu/arets-vader/vintern-2023-ganska-normal-utifran-dennuvarande-normalperioden-1.192595>

⁵ <https://www.svk.se/press-och-nyheter/press/december-blev-ater-en-manad-med-minskad-elforbrukning---3338404/>

⁶ Definieras som en lägsta tredygnsmedelvärde av temperaturen som statistiskt återkommer vart 10:e år.

⁷ Tillförlitlighetsnormen beskriver hur många timmar per år det är samhällsekonomiskt motiverat att landets produktion och möjlig import inte tillgodoser hela den förväntade efterfrågan på el.

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 leder 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 då det bidrar till lägre priser till elkonsumenter i södra Sverige, samtidigt som det bidrar positivt till effekttillräckligheten. 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 att vara högt i en historisk jämförelse även om priserna inte förväntas vara lika höga som för vintern 2022/2023. En stor variation i elpriset är också att vänta, med perioder med både mycket höga och låga priser.

De fyra kommande vintrarna försämrats effektbalansen tydligt. Det beror på att elbehovet ökar. Inga antaganden har gjorts kring ökad användarflexibilitet, vilket på sikt skulle kunna minska effekttoppen under topplasttimmen och därmed förbättra effektbalansen. Flexibilitet kan också bidra till att balansera systemet i drifttimmen, och med mer vind blir flexibilitet viktigare utifrån balanseringen när vi nu har mindre planerbar produktion. Svenska kraftnät ser dock, i likhet med tidigare bedömningar, en risk att utbyggnad av både användarflexibilitet och planerbar elproduktion blir liten i jämförelse med behovet.

Rapporten inkluderar en känslighetsanalys som tar hänsyn till en minskning av elförbrukningen i paritet med det som observerades för vintern 2022/2023. Känslighetsanalysen visar på en förbättrad effektbalans, både på kort och på längre sikt. Det är värt att påpeka att det finns osäkerhet i hur en sådan minskning de facto skulle kunna realiseras under en kallare vinter med längre perioder av ihållande kyla.

En analys görs även av omvärldssituationen till följd av den ryska invasionen av Ukraina. För den kommande vintern förväntas konsekvenserna för elmarknaden vara mindre jämfört med föregående vinter. Den milda vintern på

kontinenten, har lett till att lagernivån i gaslager är höga efter vintern. Det har dessutom skett en utbyggnad av infrastruktur för gasimporter, vilket har gjort att det finns en diversifierad tillgång till gas inför kommande vintern⁸. Det kan dock inte uteslutas att den svenska effektillräckligheten skulle kunna påverkas indirekt om de kvarvarande gasleveranserna från Ryssland till Europa skulle upphöra.

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 2023 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. Därför är mothandel och omdirigering ett verktyg som Svenska kraftnät fortsatt kommer att utveckla framöver. Begränsningarna av handelskapaciteter minskade också under 2022 till följd av andra åtgärder som Svenska kraftnät vidtog⁹. Trots det är det troligt att restriktioner för att hantera de öst-västliga kraftflödena orsakar en marknadspåverkan för framförallt de södra elområdena i Sverige denna sommar, men förväntas inte vara lika stor som föregående sommar. Inget importbehov för att klara effektbalansen förväntas under sommaren.

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.

⁸ <https://gasdashboard.entsog.eu/#map-supply>

⁹ <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2022/sa-arbetar-vi-for-att-oka-overforingskapaciteten-kortsiktiga-atgarder-kvartal-4-2022.pdf>

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.

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.

Lokal effektbrist: Med detta avses primärt kapacitetsbrist som innebär att elnätet inte kan överföra önskad eleffekt till ett lokalt område. Denna rapport undersöker dock effektsituationen på nationell och elområdesnivå och behandlar inte lokal effektbrist.

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.

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 effekten kan styras. Kraftslag som sol- och vindkraft anses inte vara lika planerbara eftersom mängden effekt bestäms av de aktuella väderförhållandena.

Snitt 1, 2, 4: De namn Svenska kraftnät använder på de delar av transmissionsnätet som binder samman de olika elområdena i Sverige (se kartbild på nästa sida)

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 el¹⁰. Jämförs med LOLE (Loss of Load Expectation) som anger hur ofta effektbrist uppstår i minst ett svenskt elområde.



¹⁰ <https://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2022/11/regeringen-beslutar-om-en-tillforlittlighetsnorm-for-sverige/>

1 Uppföljning av vintern 2022/2023

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).

Förutsättningarna för vintern 2022/2023 var sämre än vad som var känt vid publicering av förra årets Kraftbalansrapport. I september 2022 blev det känt att Ringhals 4 skulle vara otillgänglig under delar av vintern. Norge och stora delar av Europa hade initialt låga nivåer i vattenmagasinen, 26 av 56 kärnkraftsreaktorer i Frankrike var ur drift, och det fanns en osäkerhet om gaslagren skulle vara tillräckliga under vintern. I analyser som utfördes av Svenska kraftnät efter publicering av förra årets Kraftbalansrapport, såväl som i effekttillräcklighetsanalyser som gjordes i samarbete med andra länder¹², noterades en sämre prognos för vintern 2022/2023. Av den anledningen kommunicerade Svenska kraftnät den 31 augusti i fjol att risken för effektbrist hade stigit från låg till reell.

Flera åtgärder vidtogs innan och under vintern. Bland annat ingick Svenska kraftnät avtal om mothandel med aktörer för att möjliggöra högre överföring i transmissionsnätet¹³, informationskampanjer lanserades, dialog initierades med grannländer för att kunna förbättra importmöjligheter¹⁴. En kompletterande upphandling av störningsreserven initierades också under december¹⁵.

1.1 Elförbrukning under vintern

Efter en kall december och inledning av januari tog mildare väder över. På det hela taget var vintern normal utifrån SMHI:s nya normalårsperiod (1991-2020). Den 16 december 2022 kl. 9–10 inträffade topplasttimmen (timmen

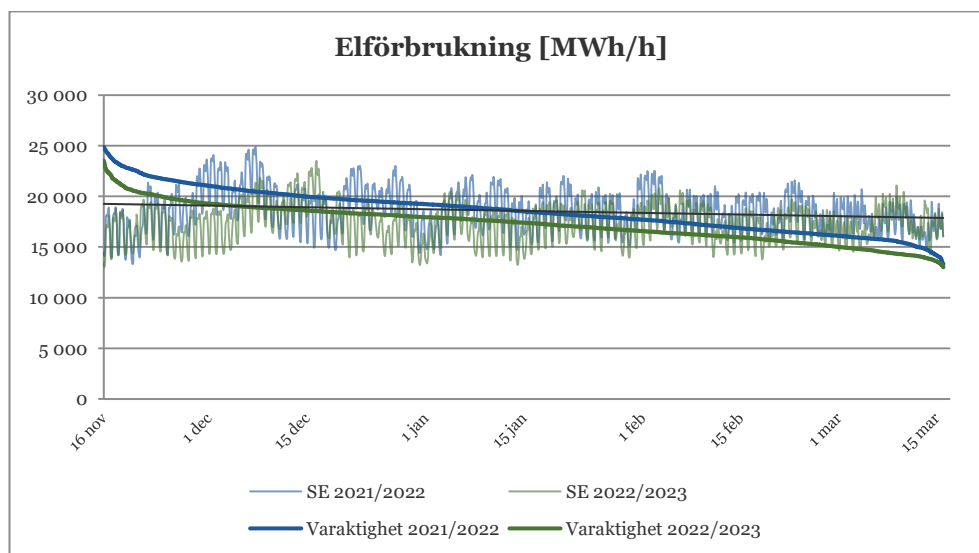
¹³ Källa: <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/allmanna-nyheter/2022/svenska-kraftnat-sakrar-ytterligare-kapacitet-for-mothandel/>

¹⁴ Källa: <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeldinger/nyhetsarkiv-2022/okt-kapasitet-i-stromnettet-mellom-norge-og-sverige/>

¹⁵ Källa: <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/elmarknad-allmant/2022/upphandling-av-kompletterande-storningsreserv-for-se3-och-se4/>

med högst elförbrukning) och förbrukningen uppgick då till 23 900 MWh/h¹⁶. Vid detta tillfälle var dock temperaturerna i delar av Sverige mildare än de som karakteriserar en normalvinter. Topplasten var lägre än den för vintern 2021/2022 (vilken också var en normal vinter, då var topplasten 25 600 MWh/h). Nordens högsta elförbrukning inträffade timmen innan. Den uppgick till 67 700 MWh/h (förra vintern 69 900 MWh/h)¹⁷. Elförbrukningen i Sverige under de två senaste vintrarna redovisas i Figur 1¹⁸.

Höga elpriser under stor del av 2022 samt informationskampanjer om risk för effektbrist under hösten och vintern bedöms också ligga bakom den lägre förbrukningen. Mer information om informationsinsatser och uppföljning av förbrukningsminskningar beskrivs i avsnitt 1.6



Figur 1. Timmedelvärde för elförbrukningen i Sverige de två senaste vintrarna. Datum på den vågräta axeln avser tidsserien, inte varaktigheten (där ju alla mätvärden är sorterade i fallande storleksordning). Förbrukning bakom icke-koncessionspliktiga nät är inte inkluderade i figuren. Källa: Svenska kraftnät.

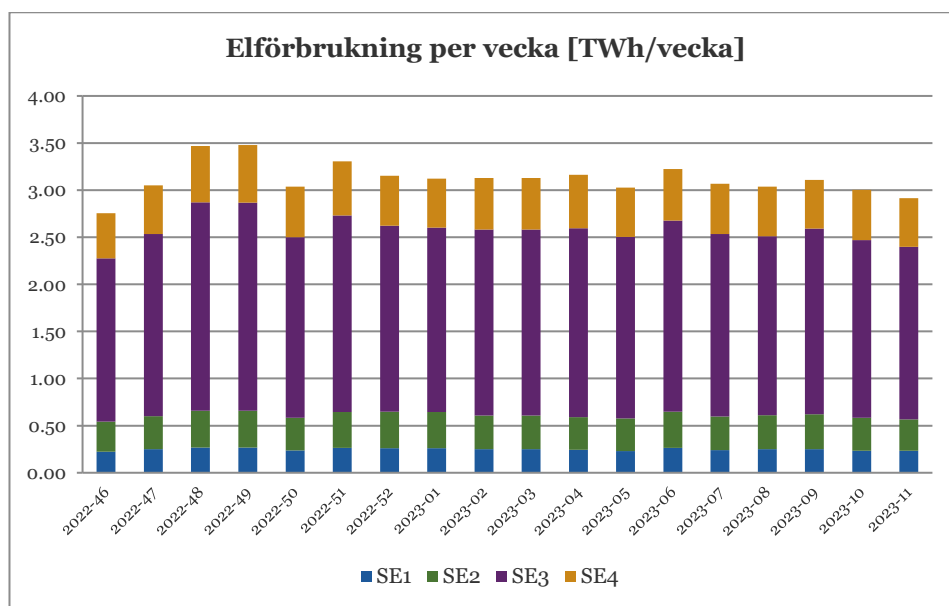
Den totala svenska elanvändningen inklusive överföringsförluster var 132 TWh under hela 2022 (138 TWh för 2021). Den temperaturkorrigerade

¹⁶ Skattat värde. Siffrorna från Svenska kraftnäts avräkning innefattar endast koncessionspliktiga nät. I de delar av elnätet där elproduktion och elförbrukning inte mäts separat fås endast nettoflödet till och från dessa punkter. Ett uppskattat värde för förbrukningen bakom icke koncessionspliktiga nät (baserat på siffror från Energiföretagen Sverige) har därför adderats till den avräknade förbrukningen, för att skatta förbrukningen under topplasttimmen.

¹⁷ Källa: Nord Pool - <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>

¹⁸ Figuren innehåller endast förbrukning i koncessionspliktiga nät.

elanvändningen¹⁹ var 134 TWh för 2022, jämfört med 142 TWh för 2021²⁰. Figur 2 visar hur elförbrukningen i Sverige varierat vecka för vecka under den gångna vintern. Topplasttimmen inträffade under morgontoppen på fredagen vecka 50.



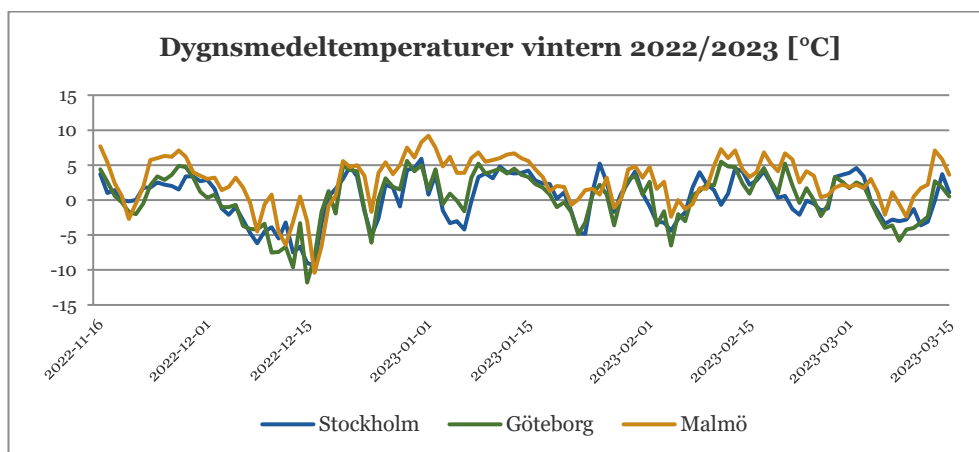
Figur 2. Elförbrukningen per vecka och elområde vintern 2022/2023. Elförbrukningen i Sverige domineras av SE3. Källa: Svenska kraftnät.

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 gör²¹. Figur 3 visar temperaturvariationerna i storstadsregionerna Stockholm (SE3), Göteborg (SE3) och Malmö (SE4).

¹⁹ Elanvändningen justerad till normalårstemperatur

²⁰ Källa: Energiföretagen Sverige

²¹ Källa: Svenska kraftnät.



Figur 3. Dygnsmiddeltemperaturer i storstadsregionerna under vintern 2022/2023. Källa: SMHI.

I Tabell 1 jämförs 3-dygnsmiddeltemperatur som föregick vinterns topplasttimme²² med lägsta 3-dygnsmiddeltemperaturer under en typisk normal-, tioårs- och tjuugoårsvinter²³. 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]	Tjuugoårsvinter [°C]
Luleå (SE1)	- 17	- 23	- 29	- 31
Sundsvall (SE2)	- 15	- 18	- 24	- 26
Stockholm (SE3)	- 8	- 10	- 15	- 17
Malmö (SE4)	- 2	- 6	- 11	- 12

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

²² 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.

²³ De kallaste 3-dygnsmiddeltemperaturer som uppkommer med en återkomsttid på 2, 10 respektive 20 år

1.2 Elproduktion under vintern

Tabell 2 redogör för installerad effekt per produktionsslag den 1 januari 2023 och hur denna förändrats under 2022. Installerad effekt per produktionsslag och elområde redovisas i Tabell 3. Den tillkommande effekten är främst från vindkraft, men även solkraften ökar. En minskning på 200 MW i planerbar kraft noterades under året. I Bilaga 1 visas figurer för produktion per kraftslag.

	Vattenkraft	Vindkraft	Kärnkraft	Solkraft	Övrig värmekraft ²⁴	Totalt
Installerad effekt 2023-01-01 [MW]	16 300	14 700	6 900	2 400	6 600	46 900
Förändring sedan 2022-01- 01 [MW]	-	+ 2 600	-	+ 800	- 200	+ 3 200
Produktion, vintern [TWh] ²⁵	25	14	16	0,1	4	59
Produktion, hela 2022 [TWh]	70	33	50	2	15	170
Utnyttjandegrad, topplastimmen	66 %	21 %	64 %	0 %	48 % ²⁶	

Tabell 2. Installerad effekt samt produktion per kraftslag. Siffrorna är avrundade. Källa: Energiföretagen Sverige.

²⁴ I kategorin övrig värmekraft ingår kraftvärme, kondenskraft och gasturbiner samt diesel- och gasmotorer.

²⁵ Gäller vinterperioden 2022/2023, källa: Svenska kraftnät

²⁶ Utnyttjandegrad tar inte hänsyn till gasturbiner och kondensverk som inte används för normal elproduktion

	SE1	SE2	SE3	SE4	SE
Vattenkraft	5 271	8 077	2 593	345	16 300
Kärnkraft			6882		6 900
Vindkraft	2 978	5 908	3 678	2 098	14 700
Gasturbiner + övrigt ²⁷	1	2	950	582	1 500
Kondens	0	0	0	662	700
Kraftvärme, fjärrvärme	150	232	1996	458	2 900
Kraftvärme, industri	115	510	525	415	1 600
Solkraft	19	145	1130	1091	2 400
Summa	8 500	14 900	17 800	5 700	47 000

Tabell 3. Installerad effekt [MW] per kraftslag och elområde den 1 januari 2023. Summorna är avrundade. Källa: Energiföretagen Sverige.

1.2.1 Vattenkraft

Vattennivåerna i de svenska vattenmagasinen har under vintern 2022/2023 varit inom normalintervallet, men något under medianvärdet²⁸. Under 2022 var den totala elproduktionen från vattenkraften i Sverige 70 TWh²⁹ (71 TWh under 2021). Under topplasttimmen producerade vattenkraften 66 % av installerad effekt. Vattenkraften hade kunnat producera mer om behov funnits, då all produktionskapacitet inte var utnyttjad. Däremot var snitt 2 fullt, så att överföra ytterligare effekt till södra Sverige hade varit omöjligt.

1.2.2 Kärnkraft

Kärnkraften i Sverige producerade 50 TWh el under 2022³⁰ (51 TWh under 2021). Under topplasttimmen producerade den svenska kärnkraften 64 % av installerad effekt. Vid tillfället var Oskarshamn 3 och Ringhals 4 otillgängliga. Ringhals 4 var otillgänglig under merparten av vinterperioden. Produktionen under topplasttimmen var lägre jämfört med vintern innan (då 100 %), och

²⁷ Källa: Energiföretagen Sverige och Svenska kraftnät. I kategorin övrigt ingår diesel- och gasmotorer

²⁸ Källa: Energiföretagen Sverige. Jämförs med perioden 1960-2021 – <https://www.energiforetagen.se/statistik/kraftlaget/kraftlagets-arkiv/>

²⁹ Källa: Energiföretagen Sverige

³⁰ Källa: Energiföretagen Sverige

lägre än tillgänglighetsfaktorn som används i denna rapport för att bedöma effektbalansen (90 %).

1.2.3 Vindkraft

År 2022 producerade vindkraften i Sverige 33 TWh el³¹ (27 TWh under 2021). Vindkraftens utnyttjandegrad³² under vintern 2022/2023 uppgick till 32 % av installerad effekt (40 % föregående vinter).

Under 90 % av vintern producerade vindkraften minst 10 % av installerad effekt (13 % föregående vinter). Som mest producerade vindkraften 11 620 MWh/h under vintern och som minst 279 MWh/h. Under topplasttimmen producerade vindkraften 3 029 MWh/h, vilket är 21 % av installerad effekt (förra vintern 22 % av installerad effekt).

1.2.4 Kraftvärme

Kraftvärmens³³ producerade 15 TWh el under 2022³⁴ (även 15 TWh under 2021). Under topplasttimmen producerade den svenska kraftvärmens 48 % av installerad elektrisk effekt (61 % föregående vinter). Mängden el som kraftvärmens producerar är i viss mån en konsekvens av värmebehovet, när värmebehovet är högt produceras också mer el, men när värmebehovet är som allra störst sjunker elproduktionen i många anläggningar till förmån för större andel värme.

1.3 Import och export under vintern

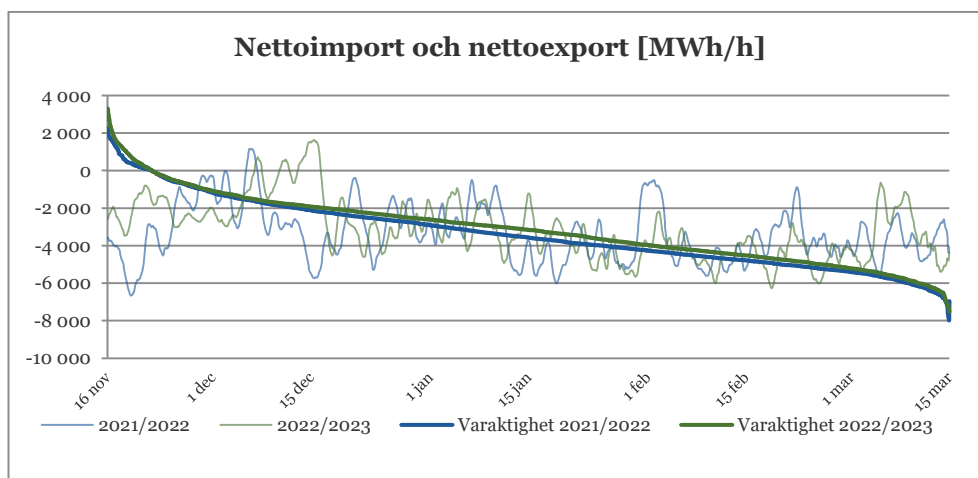
Figur 4 visar fysiskt nettoflöde av el till (+) och från (-) Sverige. Både på årsbasis och under vintern som helhet har Sverige ett överskott sett till *energi*; landet exporterar alltså mer elenergi än det importerar. Exporten var något högre denna vinter än föregående vinter. Det totala antalet timmar då Sverige var nettoimportör av el under vintern landade på 147 timmar, något fler än under förra vintersäsongen (140 timmar). Även om antalet timmar med nettoimport (import minus export) var nästan oförändrat var nettoimporten desto större, 142 GWh jämfört med 87 GWh förra vintersäsongen.

³¹ Källa: Energiföretagen Sverige

³² Utnyttjandegrad: faktisk produktion under en tidsperiod, som andel av teoretisk maximal produktion.

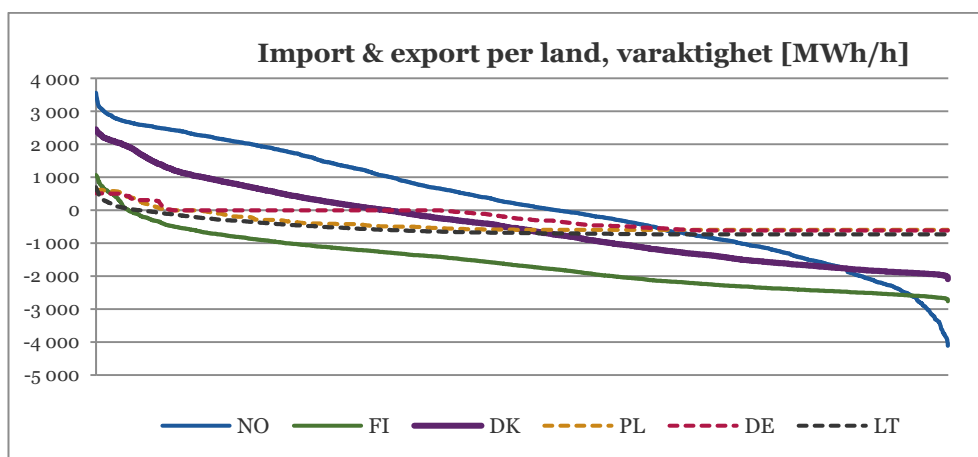
³³ Här används produktionsdata för kategorin "övrig värmekraft" som även inkluderar gasturbiner och kondenskraft, men dessa kraftslag används sällan för normal produktion i Sverige utan är i huvudsak reserver.

³⁴ Källa: Energiföretagen Sverige



Figur 4. Dagnsmedelvärde för nettoimport (+) och nettoexport (-) för Sverige de senaste två vintrarna, baserad på fysiskt nettoflöde. Källa: Nord Pool.

Ett varaktighetsdiagram (alla värden sorterade i storleksordning) för vinterns alla timmar, för import och export från våra grannländer redovisas i Figur 5.



Figur 5. Varaktighet för import från (+) och export till (-) andra länder under vintern 2022/2023.

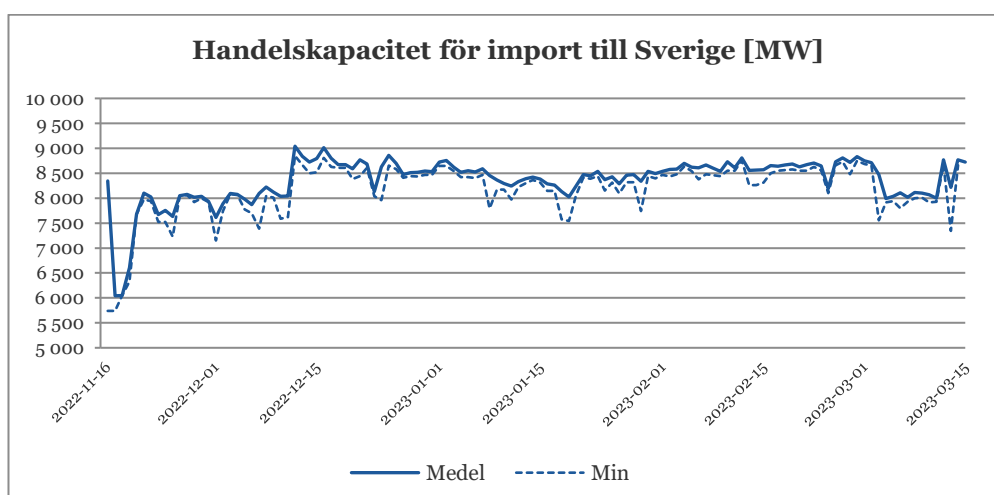
Finland är med stor marginal det land som Sverige exporterar mest el till. En stor del av exporten till Finland är från elområde SE1, och är kraft som i många fall hade stängts in i norra Sverige. Siffrorna visar att trenden med större östvästliga flöden förstärks. Nettoimporten från Norge minskade även denna vinter, samtidigt som nettoexporten till Finland minskade. Även antal timmar med nettoimport från Finland ökade, från noll tillfällen under vintern 2021/2022 till 107 timmar under vintern 2022/2023. Nettoenergiutbytet

mellan Sverige och andra länder under vintern 2022/2023 redovisas i Tabell 4. Nettoexporten var 8,9 TWh denna vinter (förra vintern 9,9 TWh).

	Norge	Finland	Danmark	Polen	Tyskland	Litauen	Totalt
Nettoenergiutbyte	0,5	- 4,6	- 1,3	- 1,2	- 0,7	- 1,6	- 8,9

Tabell 4. Nettoenergiutbyte mellan Sverige och andra länder under vintern 2022/2023 i TWh. Negativt värde betyder nettoexport till ett land. Källa: Nord Pool.

Figur 6 visar hur handelskapaciteten (lämnad till dagen-före marknaden) för import till Sverige varierat under vintern.



Figur 6. Handelskapacitet på dagen-före marknaden för import till Sverige. Medel-, och mintimvärde per dygn under vintern 2022/2023. Källa: Nord Pool, Svenska kraftnäts bearbetning.

Som lägst var handelskapaciteten för import till Sverige 5 740 MW, den 17:e november 2022 kl. 15–16. Denna timme var importkapaciteten från Norge, Danmark, Finland och Tyskland reducerad. Importkapaciteten från elområde NO2 var noll p.g.a. ett oplanerat avbrott på gränsförbindelsen³⁵. Den genomsnittliga handelskapaciteten för import var ungefär 400 MW högre för vintern 2022/2023 jämfört med vintern innan. En bidragande orsak kan vara att Statnett kunnat höja kapaciteten mellan NO1 och SE3 genom att ta i drift ett så kallat kapacitetshöjande systemvärn³⁶. Mer importkapacitet från Finland

³⁵ Källa: Nordic Unavailability Collection System (NUCS) - <https://www.nucs.net/>

³⁶ Källa: Statnett - <https://www.statnett.no>

tilldelades också 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 2022/2023. I Tabell 22 (Bilaga 4) visas maximala handelskapaciteter mellan enskilda elområden.

	Handelskapacitet import [MW]	Handelskapacitet export [MW]
Min	5 740 (6200)	6 300 (6700)
Medel	8 300 (7900)	7 900 (8400)
Max	9 100 (9100)	8600 (9100)

Tabell 5. Handelskapacitet lämnad till dagen-före marknaden för export och import till Sverige under vintern 2022/2023. Siffror för 2021/2022 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 utnyttjad³⁷.

Elpriset vintern 2022/2023 var högt jämfört med tidigare vintrar. Priserna var högst i södra Sverige men den största ökningen jämfört med tidigare vintrar skedde i norr. Medelpriserna³⁸ i alla elområden för vintern visas i Tabell 6.

³⁷ Handelskapacitet: den överföringskapacitet som lämnats till marknaden.

³⁸ Medelpriset av varje såld MWh under vinterperioden. (Totala kostnaden inom Sverige delad med den totala förbrukningen under vinterperioden)

	Vintern 2020/2021	Vintern 2021/2022	Vintern 2022/2023
SE1	31	43	106
SE2	31	43	106
SE3	41	128	138
SE4	46	139	147
Sverige	39	113	135

Tabell 6. Medelpriser i varje elområde för de tre senaste vintrarna. Källa: Nord Pool.

Det finns flera bidragande orsaker till de höga elpriserna. Säkerhetsläget i Europa försämrades av Rysslands invasion av Ukraina 24 februari 2022. Detta påverkade leveranser av el och naturgas från Ryssland. Gasleveranserna från Ryssland hade dock påverkats långt före invasionen och de europeiska gaspriserna var på jämförbara nivåer vintern 2021/22 och vintern 2022/23. Gaspriserna föll också väsentligt under första kvartalet 2023. I Sveriges närområde avslutades elhandeln mellan Ryssland och de baltiska staterna³⁹ och även mellan Finland och Ryssland⁴⁰. Detta förstärkte även tidigare trender med höga priser på naturgas och kol som inträffade på grund av en återhämtning av efterfrågan på el på kontinenten efter Covid-pandemin.

En annan anledning till de höga priserna var otillgänglighet av kärnkraftsreaktorer i Frankrike. Upp till 26 av 56 reaktorer var ur drift under vintern 2022/2023⁴¹. Vid tillfällena med de högsta priserna i Sverige var även kärnkraftreaktorerna Ringhals 4 och Oskarshamn 3 ur drift, vilket också medförde överföringsbegränsningar i transmissionsnätet⁴².

De högre priserna i SE1 och SE2 kan även förklaras av att det inträffade oftare att kapaciteten mellan SE2 och SE3 inte var begränsande för elmarknaden. En anledning är att Svenska kraftnät givit mer kapacitet mellan SE2 och SE3 på grund av en rad åtgärder som mothandel och utbyte av begränsande apparater⁴³. Nya prisrekord noterades två gånger under 2022. Den fjärde april

³⁹ Källa: <https://www.lrt.lt/en/news-in-english/19/1700234/baltic-states-give-up-russian-electricity-after-nord-pool-suspends-trade>

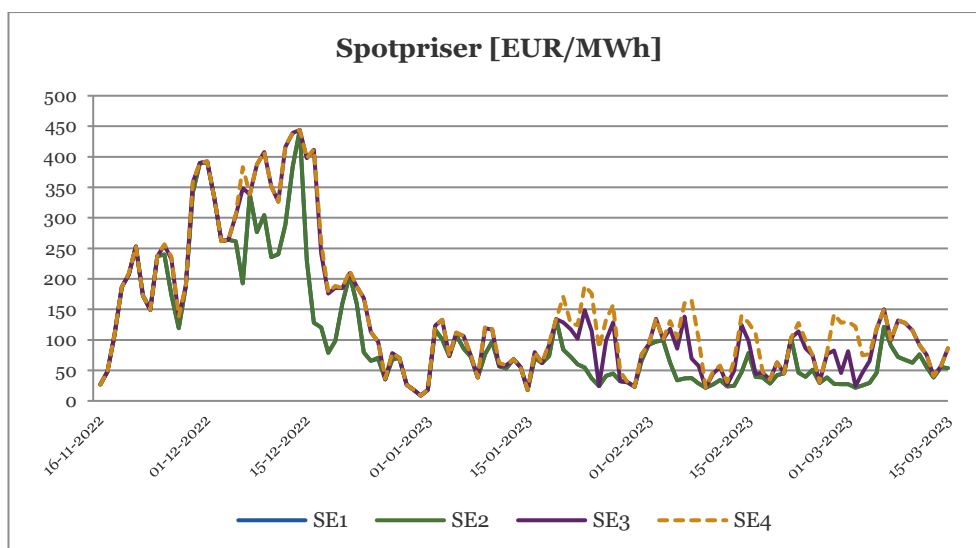
⁴⁰ Källa Reuters: <https://www.reuters.com/markets/europe/russia-cuts-power-exports-finland-over-failed-payments-2022-05-16/>

⁴¹ Källa: New York Times - <https://www.nytimes.com/2022/11/15/business/nuclear-power-france.html>

⁴² Källa: Nordic Unavailability Collection System (NUCS) - <https://www.nucs.net/>

⁴³ <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2022/sa-arbetar-vi-for-att-oka-overforingskapaciteten-kortsiktiga-atgarder-kvartal-4-2022.pdf>

noterades 2988 euro/MWh i Frankrike och den 22:a augusti nådde priset 4000 euro/MWh i Litauen, Lettland och Estland. Det maximala priset som idag kan inträffa på dagen-före marknaden är 4000 euro/MWh. Hantering av det maximala priset på dagen-före marknaden föreskrivs av kommissionens riktlinje för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning (EU) 2015/1222⁴⁴. Enligt hanteringen ska harmoniserade högsta och lägsta priser definieras för alla budområden i den gemensamma dagen-före marknadskopplingen, och att dessa ska revideras om givna kriterier uppnås. I början av 2022 var kriteriet att det maximala priset skulle ökas med 1000 euro/MWh om 60 % av max-priset uppnåddes. Med den hanteringen hade kriteriet uppnåtts två gånger under 2022 och max-priset hade idag varit 5000 euro/MWh. De nominerade elmarknadsoperatörerna föreslog dock 22 september 2022 att metoden skulle revideras så att färre och mindre höjningar skulle inträffa, vilket godkändes av ACER⁴⁵.



Figur 7. Dygnsmedelpriser på dagen-före marknaden i Sveriges elområden vintern 2022/2023. SE4 är streckad i figuren för att bättre visa linjen för SE3, som ofta ligger direkt under. Källa: Nord Pool.

Det högsta priset inom Sverige på dagen-före marknaden under vintern noterades 13 december 2022 kl. 17–18, när priset var 665 euro/MWh i SE4 (7 253 SEK/MWh)⁴⁶, jämfört med förra vintern då det högsta noterade priset var 673 euro/MWh (7 337 SEK/MWh). Priset i respektive område denna timme

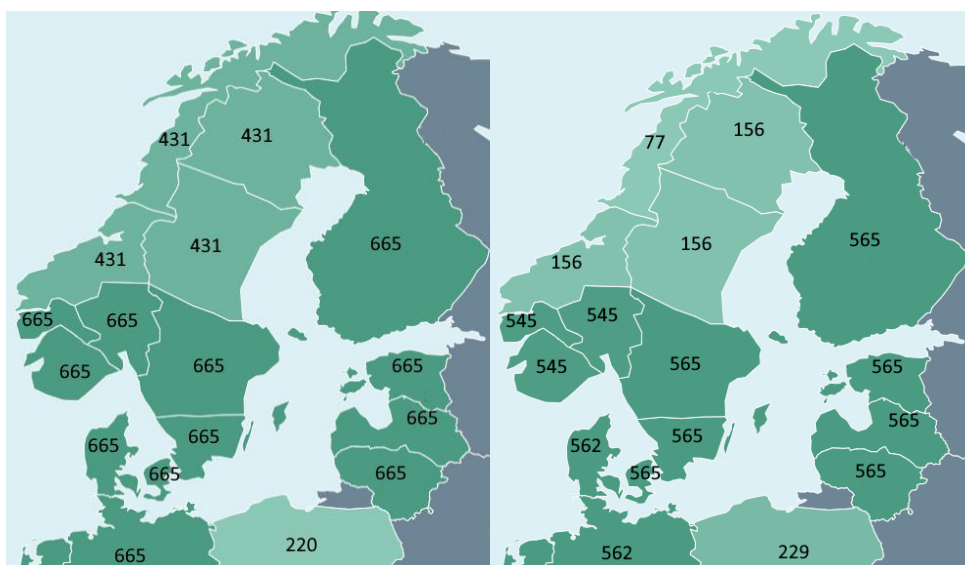
⁴⁴ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/PDF/?uri=CELEX:32015R1222>

⁴⁵ <https://acer.europa.eu/news-and-events/news/acer-approves-new-automatic-maximum-price-limit-adjustment-mechanism-european-electricity-spot-markets>

⁴⁶Källa: Nord Pool

framgår av Figur 8. Det kan dock noteras att högsta priset i Sverige på dagen-före marknaden för 2022 inträffade 30 augusti 2022 kl. 19–20, när priset var 800 euro/MWh (8 513 SEK/MWh) i SE3 och SE4.

Under vinterns topplasttimme var priset i södra Sverige 565 euro/MWh (6 162 SEK/MWh) och 156 euro/MWh (1 697 SEK/MWh) i norra Sverige. Priset i respektive elområde under topplasttimmen framgår av Figur 8. Priset för topplasttimmen under föregående vinter var 299 euro/MWh i södra Sverige.



Figur 8. Till vänster: Priset på dagen-före marknaden i Sverige med närområde (euro/MWh) under timmen med vinterns högsta pris i något svenskt elområde, 13 december 2022 kl. 17–18. Systempriset var då 550 euro/MWh (det pris som gäller om inga överföringsbegränsningar funnits i systemet). Till höger: Priser i Norden och Baltikum (euro/MWh) under topplasttimmen. Systempriset var 350 euro/MWh. Källa: Nord Pool.

Under vintern 2022/2023 inträffade negativt elpris på dagen-före marknaden under 3 timmar 31 december 2022. Det lägsta elpriset i Sverige noterades då i SE3 och SE4 och var -0,04 euro/MWh. Under hela år 2022 noterades negativa elpriser i Sverige 29 timmar och var som lägst -2,08 euro/MWh den 12 november 2022.

Uppregleringspriset på reglerkraftmarknaden under vinterperioden var som högst 850 euro/MWh i de svenska elområdena och inträffade 7 december kl. 8–9. Det högsta tillåtna priset på reglerkraftmarknaden (5000 euro/MWh i jämförelse med 4000 euro/MWh på dagen-före marknaden) inföll en gång under 2022. Det var dock i Finland och utanför vinterperioden, 16 augusti kl. 8–9. Under 2021 var högsta uppregleringspris också 5000 euro/MWh men

uppkom då även i Sverige⁴⁷. Högsta tillåtna pris på reglerkraftmarknaden höjdes under 2022 för att säkerställa att detta inte är lägre än högst tillåtna pris på dagen-före- och intradagsmarknaderna. En anledning är att incitamenten till att balansera elsystemet ökar om priset höjs i relation till hur nära drifttimmen man är. Högsta tillåtna pris på reglerkraftmarknaden är idag 10 000 euro/MWh.

1.5 Effektreserven

Svenska kraftnät ansvarar enligt lag (2003:436) och förordning (2016:423) för att handla upp en effektreserv. Lagen om effektreserv gäller till den 16 mars 2025. 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.

Under vintern 2022/2023 var effektreservens storlek totalt 562 MW som utgjordes av produktionskapacitet i form av kondenskraft från Karlshamnsverket. Tidigare vintrar bjöds effektreserven in på elbörsen av Svenska kraftnät och kunde aktiveras på dagen-före marknaden efter en avkortning, dvs. när utbud och efterfrågan av el inte möts. Under den gångna vintern ändrades hanteringen av effektreserven så att den endast fick aktiveras om Svenska kraftnät bedömde att tillgängliga balansresurser sannolikt kommer att bli uttömda⁴⁸. Hanteringen följer kraven i EU:s förordning om den inre marknaden för el. EU-regelverket 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 bara användas om det råder risk för kritisk effektbrist och inte för att dämpa prisbildningen, vilket också kan motverka incitamenten att dra ner sin förbrukning.

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

⁴⁷ Källa: Nord Pool

⁴⁸ <https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/om-olika-reserver/effektreserv/hantering-av-effektreserven-vintern-2020-2025/>

det att alla kommersiella bud på reglerkraftmarknaden har avropats eller bedöms sannolikt bli avropade.

Effektreserven har under vintern 2022/2023 beordrats till 2-timmars beredskap sex gånger och beordrats till minkörning⁴⁹ tre gånger. Effektreserven har inte aktiverats under vintern 2022/2023. Som jämförelse beordrades effektreserven under vintern 2021/2022 till 2-timmars beredskap fem gånger och till minkörning två gånger.

Effektreserven har haft en tillgänglighet på 99 % under perioden, med ett bortfall av 232 MW i 28 timmar i december 2022.

1.6 Informationsinsatser

Inför och under vintern har Svenska kraftnät gjort en riktad insats med temat ”Plana ut kurvan i elsystemet och minska risken för effektbrist”. Kampanjen inkluderade information om vilka insatser som kan göra nytta för elpriset på dagen-före marknaden och reglerkraftmarknaden, samt hur risken för effektbrist påverkas. En del av kampanjen har också inkluderat en månadsvis uppföljning och redovisning av uppnådda minskningar av elförbrukningen i Sverige⁵⁰. Minskningarna varierade mellan 6,5 % i mars 2023 och 9,5 % i november 2022. Svenska kraftnäts kampanj var även ett stöd till Energimyndighetens informationskampanj ”Varje kilowattimme (kWh) räknas”.

Som systemansvarig myndighet 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).

Under vintern meddelade Svenska kraftnät via NUCS exempelvis om tillgängliga handelskapaciteter i snitt 2 och snitt 4, tillgänglig handelskapacitet FI>SE3, SE3>NO1 och SE3>DK1 samt status för effektreservens produktion vid ändrad beredskap samt start och stopp. Även information om hur planerade underhållsarbeten påverkar handelskapaciteterna eller inmatningsabonnemangen och annan driftrelaterad information lämnades löpande via NUCS.

⁴⁹ Minkörning innebär att anläggningen är i drift på minimal effekt (40 MW per block). Detta för att kunna öka produktionen snabbt vid behov.

⁵⁰ <https://www.svk.se/press-och-nyheter/press/sverige-fortsatter-att-snala-pa-elen---3340397/>

Svenska kraftnät har också veckovis informerat om driftläget på hemsidan via ”Information från driften” som omfattar aktuella handelskapaciteter, planerade avbrott och produktions- och lastprognoser med allmänna kommentarer från driftchefen. Sidan uppdateras även dagligen med en bedömning av effektillräckligheten för de kommande tre dygnen.



2 Vinterns topplasttimme 2022/2023

Topplasttimmen under vintern 2022/2023 inträffade 16 december 2022 kl. 9–10. Den timmen var den svenska elförbrukningen ca 23 900 MWh/h (25 600 MWh/h vintern 2021/2022). Nettoimporten (skillnaden mellan import och export) var 3 290 MWh/h (förra vintern 1 600 MWh/h).

Effektbalans, vinterns topplasttimme [MWh/h]	
Produktion inom landet	20 300
Vattenkraft	10 800
Kärnkraft	4 400
Vindkraft	4 300
Övrig värmekraft	2 100
Import	4 720
Från Norge via Hasle, Halden och Eidskog (NO1)	1930
Från Norge via Rössåga, Ofoten och Tornehamn (NO4)	660
Från Norge via Nea (NO3)	330
Från Danmark via Öresund inkl Bornholm (DK2)	380
Från Danmark via Konti-Skan (DK1)	710
Från Polen via SwePol Link (PL)	140
Från Litauen via NordBalt (LT)	60
Från Finland via Fenno-Skan (FI)	510
Export	– 1 370
Till Finland via Finland Norr (FI)	– 1 370
Till Tyskland via Baltic Cable (DE)	0
Summa = Förbrukning inkl. nätförluster	23 900

Tabell 7. Effektbalansen i Sverige fredagen 16 december 2022kl. 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.

Vintern hade ovanligt höga elpriser men den temperaturkorrigerade elförbrukningen var lägre än normalt. Korrigerat för temperatur och kalendereffekter minskade förbrukningen av el i december med 8,2 % jämfört

med året innan. Vid just topplasttimmen hade Sverige också låg kärnkraftsproduktion och begränsningar i transmissionsnätet kopplad till otillgänglighet av vissa kärnkraftsreaktorer.

Vindkraften producerade 21 % av installerad effekt under topplasttimmen (förra året 22 %). 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 en 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, medelvärdet för uppmätt överföring under topplasttimmen samt återstående handelskapacitet för import till Sverige via utlandsförbindelser⁵¹.

⁵¹ 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] ⁵²	Återstående kapacitet för import [MW] ⁵³
1 (SE1-SE2)	3 300	2 192	1 108
2 (SE2-SE3)	6 900	7 294	0
4 (SE3-SE4)	4000	2 948	1 052
Norr om snitt 2			
NO4-SE1	632	440	193
FI1-SE1	1 040	- 1 374	2414
NO3-SE2	582	150	432
NO4-SE2	150	218	0
Söder om snitt 2			
FI-SE3	400	511	0
SE3LS (NO1+DK1-SE3)	2 641	2697	0
DK2-SE4	1 662	378	1284
PL-SE4	600	210	390
LT-SE4	700	63	637
DE-SE4	615	0	615

Tabell 8. Återstående överföringskapacitet (MW) mellan svenska elområden och från utländska elområden (MW). Datan gäller topplasttimmen för vintern 2022/2023. Positiv uppmätt överföring innebär import till Sverige (eller södergående flöde för interna snitt) och negativ uppmätt överföring innebär export från Sverige. Källa: Nord Pool.

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 dito norr om snitt 2. Notera att återstående importkapacitet endast visar hur mycket el som var möjligt att överföra; det krävs även tillgängliga uppregleringsbud (produktions- eller

⁵² Vid gynnsamma förhållande kan uppmätt överföring överskrida överföringskapacitet till elmarknaden.

⁵³ 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).

förbrukningsreduktionsresurser) i angränsande länder. Detta berörs i avsnitt 2.2.

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.

Under topplasttimmen fanns 1079 MW kommersiella uppregleringsbud tillgängliga (ej aktiverade) i Sverige på reglerkraftmarknaden. Av dessa fanns endast ungefär 120 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. Den totala volymen aktiverade uppregleringsbud i Norden under topplasttimmen var 87 MW, dessa bud hade aktiverats i Norge.

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

Land	Uppregleringsbud [MW]	Överförbara bud till södra Sverige [MW]
Sverige	1079	120
Norge	1968	0
Danmark	857	257
Finland	229	0
Summa	4133	377

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

2.2.1.1 Norge

I Norge fanns gott om tillgängliga bud, men eftersom både snitt 2 och Haslesnittet (NO1-SE3) i princip var fullt utnyttjade, och då även överföring mellan Jylland och Själland var begränsad fanns inte möjlighet att överföra kraft varken direkt från Norge eller indirekt via Danmark.

2.2.1.2 Danmark

Överföringen från DK1 till SE3 var fullt utnyttjad, men DK2 till SE4 hade 1284 MW återstående importkapacitet. I Danmark fanns 857 MW tillgängliga uppregleringsbud. I Danmark ska totalt mellan 600 och 900 MW av uppregleringen reserveras för att säkerställa den nationella driftsäkerheten vid plötsliga störningar⁵⁴. Upp till 257 MW av uppregleringsbuderna hade därför kunnat aktiveras för överföring till Sverige, från DK2 till SE4.

2.2.1.3 Finland

I Finland fanns en uppregleringsvolym om 229 MW. Sverige importerade redan så mycket el via Fenno-Skan (SE3-FI) som överföringskapaciteten tillät. Därför hade ingen ytterligare kraft kunnat överföras ifrån Finland till SE3 via Fenno-Skan.

⁵⁴ Källa: ENTSO-E <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/>

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 el under topplasttimmen men ytterligare importkapacitet om 390 MW fanns. På NordBalt (SE4-LT) pågick 63 MW import så minst 637 MW importkapacitet fanns via denna förbindelse. Enligt kapaciteten på dagen-före marknaden fanns 600 MW import kapacitet kvar från Tyskland via Baltic Cable. Dock är den förbindelsen inte med på intra-dag marknaden och av erfarenhet kan det konstateras att begränsningar inom Tyskland kan göra det svårt att få ytterligare import till Sverige från Tyskland.

2.2.2 Slutsats

Det fanns 682 MW i form av tillgängliga uppregeringsbud och effektreserv i södra Sverige, och teoretiskt hade därtill 1 900 MW kunnat importeras från andra länder, om produktionsresurser fanns i dessa länder. Av volymen om 1900 MW var 377 MW tillgänglig via den nordiska reglerkraftsmarknaden, men eftersom Polen, Litauen, och Tyskland inte ingår i den nordiska reglerkraftsmarknaden är det svårt att bedöma hur mycket kvarvarande produktionskapacitet som fanns i dessa länder.

Temperaturerna som föregick topplasttimmen var något mildare än de som anses normala för topplasttimmen en normalvinter. Förbrukningen i sig var också lägre än normalt även efter temperaturkorrigering. Därför hade topplasten vid normal förbrukning, och vid temperaturer i linje med en normalvinter, kunnat vara klart högre (uppemot 2600 MW, varav ungefär 80 % hade varit i södra Sverige). Och om därtill vindkraften bara producerat 9 % av den installerade effekten (som är det tillgänglighetstal som används i den statistiska analysen) hade det inneburit ungefär 1 700 MW lägre produktion. Under sådana omständigheter hade sannolikt en kritisk effektbristsituation uppstått och lastfrånkoppling hade kunnat vara aktuell.

3 Driftsäkerhet under sommaren

I Svenska kraftnäts uppdrag för denna rapport ingår även en bedömning av driftsäkerheten i Sverige den kommande sommarperioden från juni till september. EU-regelverket ställer dessutom krav på systemansvarig för överföringssystem att utföra tillräcklighetsbedömningar med olika intervall, olika tidsperspektiv och att dessa analyser ska baseras på gemensamma metoder som beslutats av ACER⁵⁵. Detta regleras i elmarknadsförordningen (EU) 2019/943⁵⁶, i riskberedskapsförordningen (EU) 2019/941 samt i riktlinjen för driften av elöverföringssystemet (EU) 2017/1485⁵⁷.

I detta kapitel redovisas en kort uppföljning av driftläget från föregående sommar, en statisk effektbalansbedömning vid uppskattad topplasttimme för varje sommarmånad och en allmän bedömning av driftsäkerheten för den kommande sommarperioden 2023.

3.1 Uppföljning av sommaren 2022

I detta avsnitt sammanfattas driftläget för sommaren 2022.

Under sommaren 2022 hade Sverige ett hanterbart men ibland ansträngt driftläge. 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 jämfört med somrarna 2020 och 2021. Systemet hade därmed ett bra utgångsläge och höga överföringskapaciteter kunde upprätthållas. De öst-västliga flödena ledde dock till hög belastning i nätet både dag- och nattetid.

Sommaren 2022 kännetecknades även av höga elpriser. Orsakerna var, som nämnts tidigare, bland annat det osäkra omvärldsläget, otillgänglighet av kärnkraft i Frankrike, och höga bränslepriser på kontinenten. De höga energipriserna på kontinenten bidrog också till de höga priserna i södra Sverige och Norge. Prisbilden påverkades även av minskad produktion i södra Sverige under revisionsperioden och nya sammanlänkingsförbindelser från södra Norge till kontinenten och Storbritannien.

Flera nätprojekt genomfördes enligt plan men ett antal planerades om eller ställdes in för att hålla uppe överföringskapacitet, och för att inte driva upp

⁵⁵ ACER: The European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators. Metoden är beskriven här: <https://www.acer.europa.eu/electricity/security-of-supply/european-resource-adequacy-assessment>

⁵⁶ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/sv/TXT/?uri=CELEX%3A32019R0943>

⁵⁷ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R1485&from=EN>

elpriserna ytterligare på grund av begränsningar av handelskapacitet under tillhörande avbrott. Exempel på inställda arbeten var stationsförnyelsen i Grundfors och steg- och beröringsspännings-mätningar på snitt 2-ledningar. För pågående och förestående nybyggnad och förnyelse är det dock angeläget att planerade arbeten kan genomföras i så stor utsträckning som möjligt.

Kraftsystemets överföringskapacitet utnyttjades maximalt under sommarens värmeböljor.⁵⁸ Kapaciteterna i snitt 2 och snitt 4 var historiskt höga under sommarmånaderna, vilket också bidrog till ökad export till kontinenten och därmed minskade risken för den befarade bränslebristen på kontinenten genom att skapa bättre förutsättningar i bränslelagren. Sverige var det land i Europa som exporterade mest el under första halvåret av 2022⁵⁹, och även under 2022 som helhet⁶⁰.

Närmare slutet av förra sommaren (vecka 35 2022) var fyllnadsgraden i de svenska vattenmagasinen ca 82 %, vilket var lite högre än långtidsmedelvärdet. Vindkraftsproduktionen för samma vecka var 352 GWh vilket var 38 % lägre än samma vecka året dessförinnan vilket exemplifierar hur vindkraftsproduktionen kan variera. Från början av 2022 till och med vecka 35 har dock vindkraften sammanlagt producerat 22,2 TWh vilket var 35 % högre jämfört med samma period 2021.

3.2 Prognos för effektbalansen, sommaren 2023

I detta avsnitt prognostiseras effektbalansen för topplasttimmen per månad för sommaren 2023 uppdelat mellan elområden, södra och norra Sverige och riket i stort. Antagen maxförbrukning och tillgänglig produktion baseras på uppmätta förbruknings- och produktionsmönster för somrarna 2017 - 2020 med hänsyn till planerade kärnkraftsrevisioner⁶¹. Tabell 10 visar effektbalansen per månad (förväntad tillgänglig produktion minus uppskattad maxförbrukning). Resultatet visar på en positiv effektbalans för Sverige som helhet för topplasttimmen. 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.

⁵⁸ Höga temperaturer sänker ledningarnas överföringsförmåga och därmed den driftsäkra överföringskapaciteten.

⁵⁹ Källa: <https://www.enappsys.com/sweden-overtakes-france-as-europes-biggest-net-power-exporter/>

⁶⁰ Källa: <https://www.enappsys.com/sweden-remains-europes-largest-net-power-exporter/>

⁶¹ Detta är en förenkling. Både vattenkraft, vindkraft och tillgänglig kraftvärme skulle kunna påverkas av olika sommartyper och av olika års avställningsplaner och avbrott som begränsar maximal tillåten inmatning.

Elområde	Effektbalans [MWh/h]			
	Juni	Juli	Augusti	September
SE1	3 300	3 300	3 300	3 200
SE2	5 100	5 300	5 300	5 200
SE3	900	1500	1000	- 800
SE4	- 1 200	- 1 000	- 1 200	- 1 400
Norra Sverige	8 400	8 600	8 600	8 400
Södra Sverige	- 300	500	- 200	- 2 200
Lägsta Kapacitet SE2>SE3 ⁶²	5 500	5 000	5 500	5 200
Effektbalans tillgänglig för södra Sverige	5 200	5 500	5 300	3 000

Tabell 10. Förväntad effektbalans per elområde vid uppskattad topplasttimme för respektive månad sommaren 2023. Siffrorna är avrundade.

3.2.1 Prognos för tillgänglig produktion

För att uppskatta tillgänglig produktion används tillgänglighetsfaktorer för varje kraftslag. Faktorn avser den effekt som kan förväntas vara tillgänglig under sommarens topplasttimme, som andel av installerad effekt. Metoden för att beräkna effektbalansen är densamma som används för vinterprognosen (se avsnitt 4) och utgår ifrån den maximalt installerade effekten per kraftslag. Tabell 11 visar antagna tillgänglighetsfaktor som ligger till grund för prognosen för sommaren. Detaljer kring prognos för installerad och tillgänglig produktion finns i Bilaga 2 och 3.

⁶² <https://www.nucs.net/transmission-domain/ntcYear/show>

Kraftslag	Tillgänglighet	Kommentar
Sol- och vindkraft	9 %	Se Bilaga 2 för antaganden
Vattenkraft	75 %	Utgår ifrån produktionstoppen för maj-sep (2017-2020)
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 2023.

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 bl.a. 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 kapaciteterna variera under sommaren. Exakta kapacitetsnivåer för varje snitt och handelskorridor meddelas via IT-plattformen Nordic Unavailability Collection System (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 inklusive N-1 kriteriet. Se informationsruta A för faktorer som kan påverka överföringskapaciteten under sommaren. Under avsnitt 3.3 redogörs även för specifika frågor som påverkar driftsäkerheten och handelskapaciteter sommaren 2023 och generellt.

Informationsruta A: Driftsäkerhetsfaktorer att särskilt beakta 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 2023

Generellt så finns etablerade åtgärder och rutiner som Svenska kraftnät följer för att säkerställa driftsäkerheten, där ett N-1 fel ska kunna hanteras utan allvarliga följder för kraftsystemet. Det kan handla om bland annat reaktiva komponenter som används för spänningsreglering, mothandel eller omdirigering för att avlasta utsatta ledningar vid ett visst flödesmönster i kraftsystemet eller upphandling av reserver för att säkerställa

frekvenshållningen. När analyser tyder på att de etablerade åtgärderna inte skulle vara tillräckliga för att upprätthålla driftsäkerheten har Svenska kraftnät vid tidigare tillfällen säkerställt särskilda åtgärder som komplement till de etablerade avhjälpande åtgärderna. Till exempel ingick Svenska kraftnät 2021 avtal med Ringhals 1, Karlshamsverket och Rya kraftvärmeverk för att avlasta transmissionsnätet och förbättra stabiliteten i systemet. Inför kommande sommar bedömer Svenska kraftnät att driftsäkerheten är likvärdig med föregående sommar, och att det inte finns ett lika stort 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 är fortsatt god. På somrarna kan höga spänningar generellt vara en utmaning, och om specifika reaktiva resurser skulle bli otillgängliga så kan det vara mer utmanande i närområdet till den aktuella anläggningen. Till exempel i Stockholmsområdet kommer koordinering av åtgärder för spänningsreglering med regionnätägare/DSO:er behövas då reaktiva komponenter i området har blivit otillgängliga och det kan dröja innan nya anläggningar kan tas i drift. För att säkerställa frekvensstabiliteten, under timmar då rotationsenergin är låg i det nordiska systemet, genomförs en upphandling av den avhjälpande åtgärden FFR (Fast Frequency Reserve) när prognosen visar för låg rotationsenergi för att klara lägsta tillåten frekvens efter fel.

För att upprätthålla driftsäkerheten så kommer Svenska kraftnät fortsatt behöva reducera export- och importkapaciteten till och från SE3 för att hantera de öst-västliga flödena genom Sverige⁶³. Utöver tidigare åtgärder som möjliggör något högre överföringskapaciteter, bl.a. genom investeringar i nya primärapparater och införande av en summa-allokering av handelskapaciteten mellan SE3→NO1 och SE3→DK1⁶⁴, så har Svenska kraftnät även installerat ett systemvärn som avlastar det öst-västliga flödet i händelse av enskilda fel i transmissionsnätet. Sedan 2022 har Svenska kraftnät använt mothandel och omdirigering i en större utsträckning än tidigare för att kunna tilldela mer kapacitet till elmarknaden⁶⁵. I praktiken bestämmer Svenska kraftnät då 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. Historiskt har

⁶³ Anledningen till detta är produktionsmixen förändras som tillsammans med nya HVDC-förbindelser i Norden genererar nya elpriser och därmed marknadsutfall.

⁶⁴ Källa: <https://www.svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/systemansvar--elmarknad/ny-summaallokering-for-att-oka-tillganglig-handelskapacitet-for-se3-till-dk1-och-no1/>

⁶⁵ <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/allmanna-nyheter/2022/okad-mothandel-bidrar-till-en-effektivare-elmarknad/>

tillgängliga uppregeringsbud i södra Sverige, Danmark och södra Norge varit en begränsande faktor. För att kunna öka kapaciteterna ytterligare har Svenska kraftnät under slutet av 2022 ingått avtal med producenter för att säkra resurser för mothandel. Det till trots så ser Svenska kraftnät fortsatt att det saknas tillräckliga och garanterade produktionsresurser för att fullt ut upprätthålla handelskapaciteterna genom motköp eller omdirigering, vilket innebär att justering av handelskapaciteten kan bli den åtgärd som återstår för att säkra driftsäkerheten. Mothandel med aktörer med gas som bränsle kan också begränsas av att de har en gasbudget att förhålla sig till följd av det nationella gasreduktionskravet om 15 %. Däremot avser Svenska kraftnät att ytterligare utveckla hanteringen med mothandel för att kunna tilldela mer driftsäker kapacitet till elmarknaden.

3.3.1 Marknadspåverkan under sommaren

Kraftsystemet bedöms ha möjlighet att hantera ett N-1 fel med hjälp av tillgänglig reglerkraft (manuell frekvensåterställningsreserv) och störningsreserv och elmarknaden bedöms ha möjlighet att tillgodose det dagliga effektbehovet med tillgänglig överföringskapacitet. De öst-västliga kraftflödena i transmissionsnätet kommer dock fortsatt leda till restriktioner i handelskapaciteten genom mellersta Sverige. I relation till de öst-västliga kraftflödena är mothandel och omdirigering ett viktigt verktyg för att säkerställa att minst 70 % av de begränsade ledningarnas driftsäkra kapacitet kan göras tillgänglig för gränsöverskridande handel⁶⁶. Förväntningen är att marknadspåverkan är mindre än föregående år då prisnivåerna i Europa har varit och förväntas bli lägre i år. En viss påverkan kommer att finnas, men mer i nivå med sommaren 2021.

3.3.2 Beredskap under sommaren

Precis som alltid behöver kraftsystemet ha beredskap att hantera en oväntad händelse som förändrar de planerade förutsättningarna. Sommaren 2018 medförde skogsbränder att Svenska kraftnät fick ställa in flera nätinvesteringsprojekt. Sommaren 2020 medförde de förändrade revisionstiderna för flertalet kärnkraftverk att Svenska kraftnät ingick avtal med vissa produktionsanläggningar om ökad beredskap. Sommaren 2022 hade ett mycket osäkert omvärldsläge med extrema prisnivåer och krig i Ukraina.

⁶⁶ 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>

Oväntade händelser kan 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. Det kan till exempel handla om utvecklingen av bränslepriserna eller ytterligare konsekvenser av Rysslands anfallskrig mot Ukraina. Svenska kraftnät bevakar kontinuerligt omvärldsläget och driftsituationen och kommer uppdatera vår bedömning i händelse av nya förutsättningar.



4 Prognos för vintern 2023/2024

I detta avsnitt prognostiseras effektbalansen för topplasttimmen vintern 2023/2024. Tre olika vintertyper (normal-, tioårs- och tjugoårsvinter) representeras av tre uppskattade elförbrukningar. I samtliga fall jämförs den uppskattade maxförbrukningen med den förväntade tillgängliga produktionen. Produktionen antas vara oberoende av vintertyp⁶⁷. I avsnitt 4.4 beskrivs en alternativ metod för att mäta effekttillräcklighet.

Tabell 12 uppvisar för topplasttimmen en negativ effektbalans med ett underskott om ca 1 400 MW vid en normalvinter. Det innebär att Sverige förväntas vara beroende av import för att klara topplasttimmen vintern 2023/2024.

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

Tabell 12. Förväntad effektbalans per elområde under topplasttimmen vintern 2023/2024 vid respektive vintertyp. Siffrorna är avrundade till närmaste hundratal och mindre avvikelser i summering för Riket kan förekomma på grund av avrundningen.

Prognosen för effektbalansen under en normalvinter är oförändrat för Sverige som helhet jämfört med året innan, men effektbalansen i södra Sverige bedöms försämrats med 200 MWh/h. En del vindkraft tillkommer och ökar tillgänglig produktion i SE1 och SE2, men samtidigt har en del värmekraft i SE3 minskat sedan förra årets rapport.

⁶⁷ 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).

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 5 och 9 % under vintern 2022/2023. Det är dock osäkert hur bestående denna minskning kommer vara över tid. Åren innan 2022 hade även effekterna av Covid-19- pandemin sänkt elförbrukningen något. Därför har årsförbrukningen från innan pandemin (52 veckor med slut februari 2020) använts i årets prognos. Detta för att inte underskatta topplasten, då nästa vinters förbrukning inte nämnvärt förväntas påverkas av pandemin och de långvariga priseffekterna från 2022/2023 möjligen uteblir. Prognosen för maximal elförbrukning per elområde och vintertyp återfinns i Tabell 12.

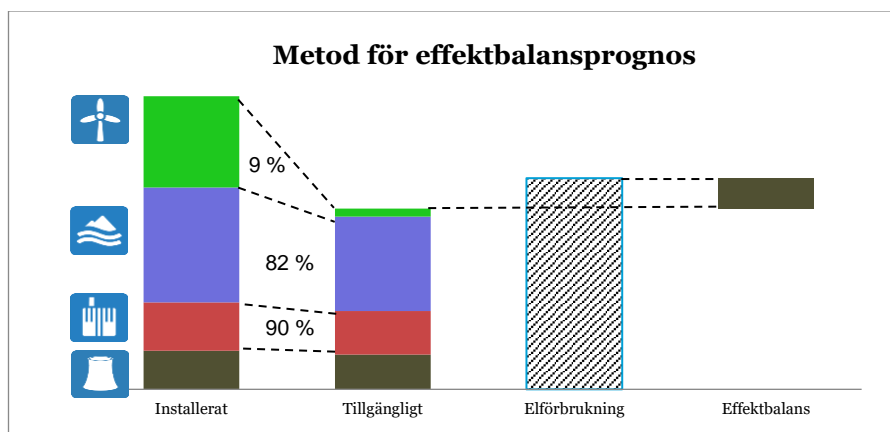
4.2 Prognos för tillgänglig produktion

För att uppskatta tillgänglig produktion används tillgänglighetsfaktorer för varje kraftslag. Faktorn avser effekt som kan förväntas vara tillgänglig under topplasttimmen, som andel av installerad effekt. För mer information se Bilaga 2.

Kraftslag	Tillgänglighet	Kommentar
Vattenkraft	82 %	Baseras på medelvärde av historisk maxproduktion
Kärnkraft	90 %	Baseras på historisk produktion
Vindkraft	9 %	10e percentilen av historisk produktion. Se Bilaga 2.
Kraftvärme (fjärrvärme och industri)	77 %	Se Bilaga 2 för antaganden
Kondenskraft	90 %	Baseras på historisk produktion
Gasturbiner i störningsreserv	0 %	Ska inte i planeringsskedet användas för att tillfredsställa effektbehov
Solkraft	0 %	Vid topplasttimmen är det i regel mörkt

Tabell 13. Antagna tillgänglighetsfaktorer i prognosen för effektbalans.

Figur 9 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.



Figur 9. 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.⁶⁸

Installerad effekt vindkraft förväntas öka med ca 2 000 MW under 2023, och solkraft med ca 800 MW. Samtidigt ökar tillgänglig effekt inte 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.

⁶⁸ 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 ut⁶⁹ under vintertid eftersom det generellt råder överskott i elområde SE1 och SE2 och underskott i elområde SE3 och SE4. Det totala underskottet i södra Sverige förväntas vara 9 400 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 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 på ett sätt som beskrivs i ”Principles for determining the transfer capacities in the Nordic power market”⁷⁰ som informerats om via NUCS. Kapaciteten varierar normalt över året i följande intervall:

- > Snitt 1: 2 500 – 3 300 MW
- > Snitt 2: 5 500 – 7 300 MW
- > Snitt 4: 3 500 – 6 200 MW

Under de senaste fem vintrarna har kapaciteten varierat för snitt 2 och snitt 4 i det övre spannet i det ovan angivna normalintervallet. Kapaciteten har också 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.

Förväntat kapacitetsläge inför vintern 2023/2024 presenteras i Tabell 14. Inför vintern 2022/2023 infördes summaallokeringen från SE3 till NO1 och DK1⁷¹. Därmed presenteras endast en samlad exportkapacitet på västkusten. Vid

⁶⁹ Maximal handelskapacitet 7 300 MW. Ofta begränsas dock snitten p.g.a. överlaster samt reservationer för otillgängliga gasturbiner.

⁷⁰ <https://www.nucs.net/transmission-domain/transferCapacity/show>

⁷¹ Initiativet kommer i sig inte att öka tillgänglig överföringskapacitet men kommer möjliggöra en optimering så att tillgänglig kapacitet utnyttjas på ett mer effektivt sätt.

framtagandet av kapacitetsprognosen för vintern 2023/2024 har båda flödesscenerierna, nord-syd respektive öst-västligt flöde beaktats. Exakta kapacitetsnivåer för varje snitt och handelskorridor kommer som alltid meddelas via plattformen NUCS och uppdateras kontinuerligt utifrån det aktuella driftläget.

	Kapacitetsintervall [MW]	Kommentar
SE2 → SE3	6 500 – 7 300	Kapaciteten förväntas variera inom angivet intervall. Maxkapacitet förutsätter möjlighet till mothandel söder om snitt 2.
SE3 → SE4	4 800-5 600	Kapaciteten förväntas variera inom angivet intervall.
SE3 → NO1	-	Se SE3>SE3LS
SE3 → DK1	-	Se SE3>SE3LS
SE3 → SE3LS	750 -1 500	Kapaciteten förväntas variera inom angivet intervall. Införandet av summaallokeringen möjliggör att mer handelskapacitet kan tilldelas till SE3>NO1 och SE3>DK1 förbindelserna totalt.
FI → SE3	0 - 600	Kapaciteten förväntas variera inom angivet intervall.

Tabell 14. Prognos för kapacitetsintervall inför vintern 2023/2024. Källa: Svenska kraftnät.

Prognosen för effektbalansen vid en normalvinter är minus 9400 MWh/h för södra Sverige. Om snitt 2 är i det lägre kapacitetsintervallet (6500 MW) blir importbehovet från andra länder till södra Sverige 2900 MW, och ännu högre vid en tioårs- eller tjugoårsvinter.

Genomförda investeringar och åtgärder under 2022 och 2023 har ökat handelskapaciteterna genom SE3⁷². Införandet av ett systemvärn för öst-västliga 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. I avsnitt 3.3 redogjordes hantering av mothandel och omdirigering till viss del. Som också nämnts tidigare i rapporten, hade Svenska kraftnät under vintern 2022/2023 en hantering med mothandel och omdirigering där avtal ingicks med producenter för att kunna tilldela mer

⁷² Källa: <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2022/sa-arbetar-vi-for-att-oka-overforingskapaciteten-kortsiktiga-atgarder-kvartal-4-2022.pdf>

handelskapacitet till elmarknaden. Hanteringen kunde bidra med mer än 300 MW i ökad handelskapacitet. Svenska kraftnät anser att mothandel är ett viktigt verktyg och avser därför att utveckla hanteringen av mothandel och omdirigering inför vintern 2023/2024 och framöver. En framtida åtgärd som kommer på plats först mot slutet av nästa vinter är den nya flödesbaserade marknadskopplingen (Flowbased). Fram tills dess är mothandel också viktigt för att kunna utnyttja nätet optimalt. Ytterligare en aspekt med att kunna hålla en hög kapacitet i de svenska snitten är att det bidrar till att Sverige kan exportera till grannländerna. Som nämnts tidigare var Sverige det land i Europa som exporterade mest under 2022. Exporten kan bidra till att det finns tillgång till gas eller andra bränslen vid de tillfällen som Sverige blir beroende av import. 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 minnivåerna och vice versa.

Givet ett kapacitetsintervall om 6500 till 7300 MWh/h för snitt 2 presenteras ett intervall för importbehovet för vintern 2023/2024, för respektive vintertyp, i Tabell 15 nedan.

	Normal- vinter	Tioårs- vinter	Tjugoårs- vinter
Underskott SE3 och SE4 (MWh/h)	– 9 400	– 10 400	– 10 800
Importbehov till södra Sverige (MWh/h)	2100 - 2900	3100 - 3900	3400 - 4200

Tabell 15. Prognos för importbehovet till södra Sverige för vintern 2023/2024, för respektive vintertyp. Källa: Svenska kraftnät

I Bilaga 4 redovisas de maximala handelskapaciteterna mellan de svenska och angränsande elområdena inför vintern 2023/2024. Enligt Bilaga 4 uppgår den sammanlagda importkapaciteten från utlandsförbindelserna söder om snitt 2 till 7675 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. I nästa avsnitt prognostiseras därför vilka möjligheter till import som kan förväntas finnas tillgänglig.

4.4 Prognos för importmöjligheter

Effektbalansen, som den definieras i denna rapport, är 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 760 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.

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 som har svag egen effektbalans under topplasttimmen (traditionellt Finland och Tyskland) kan mer sällan förväntas ha effekt tillgänglig för export till Sverige. 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 p.g.a. av driftförhållanden i Polen⁷³. Lika så kan importkapaciteten på Baltic Cable mellan Sverige och Tyskland begränsas p.g.a. 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 importkapacitet från både Norge, Finland, Danmark samt Tyskland, Polen och Litauen.

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

⁷³ Källa: <http://www.nordpoolspot.com/globalassets/download-center/tso/principles-for-determining-the-transfer-capacities.pdf>

dokumenteras. I ”Nordic and Baltic Sea Winter Power Balance Forecast 2022–2023”⁷⁴ sammanställs den uppskattade effektbalansen som publicerades inför vintern 2022/2023 av respektive TSO. I princip används här en statisk metod (liknande den som beskrivs i denna rapport) men länderna har något olika antaganden, bl.a. gällande tillgänglighetsfaktorer⁷⁵.

	Effektbalans, Normalvinter [MW]	Effektbalans, Tjugoårsvinter [MW]
Norden		
Sverige ⁷⁶	– 2 600	– 4 600
Norge	3 500	1 800
Danmark	– 200	– 500
Finland	– 1 100	– 1 500
Övriga länder		
Estland	– 200	– 300
Lettland	200	100
Litauen	– 200	– 300
Tyskland ⁷⁷	8 100	5 400
Polen	900	– 500

Tabell 16. Nationella effektbalanser uppskattade för normal- och tjugoårsvinter, för vintern 2022/2023. Källa: respektive TSO.

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

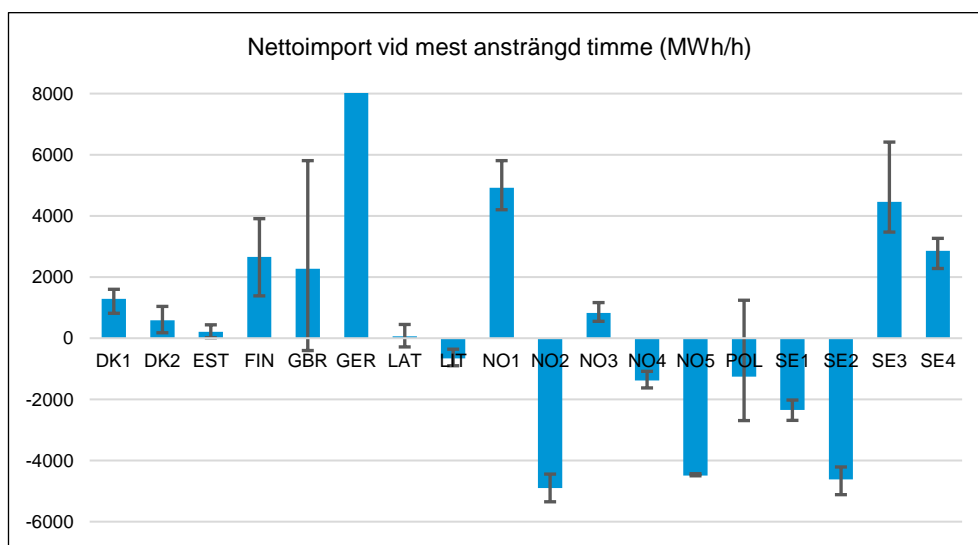
⁷⁴Källa: https://www.svk.se/siteassets/2.utveckling-av-kraftsystemet/internationellt-samarbete/winter-power-balance-2022-2023_presentation.pdf

⁷⁵ Tillgänglighetsfaktorer som används: Kärnkraft: Finland 100 %, Sverige 90 %. Vindkraft: Sverige och Norge 9 %, Finland 6 % och Danmark 3 %. Andra skillnader i metoden finns också.

⁷⁶ Notera att siffror för Sverige visar större underskott än vad Kraftbalansrapporten 2022 visade. Siffrorna i tabellen togs fram senare då det var tydligt att Ringhals 4 inte skulle vara tillgängligt under större delar av vintern.

⁷⁷ Notera att Tysklands siffra här inte överensstämmer siffrorna som visas i Figur 10. Siffrorna i Tabell 16 är för topplastimmen och har bedömts av dess TSO. Figur 10 är resultat av modellberäkningar som kan innefatta siffror från andra timmar med ansträngda situationer.

Utöver den statistiska analysen som redovisats ovan kan man beakta hur nettoimporten ser ut i en datasimulering: Figur 10 visar nettoimporten per elområde i den probabilistiska modellen (se avsnitt 4.5 för mer information)⁷⁸ som beaktar hela det europeiska kraftsystemet inklusive importmöjligheter mellan länder. Detta ger en indikation om den generella effektsituationen i närliggande elområden, och därmed i viss mån deras möjlighet att kunna bidra med effekt till Sverige. Att bedöma en volym tillgänglig import som kan överföras till södra Sverige vid ett godtyckligt tillfälle utifrån detta är dock svårt.



Figur 10. Nettoimport för varje elområde under mest ansträngd timme för respektive elområde (för vintern 2023/2024). Negativ stapel betyder nettoexport. 245 simuleringar genomfördes och staplarna visar medelvärdet (klammarna visar 10:e respektive 90:e percentilen). Stapeln för Tyskland är bruten (värdet är 22 400 MW). Källa: Svenska kraftnät.

Figur 10 visar att Osloregionen (NO1) samt södra Sverige har ett stort importbehov vid höglasttimmar. Alla elområden angränsande till SE3 och SE4 uppvisar negativ effektbalans utom Litauen och Polen. Dessa siffror indikerar att importmöjligheterna vid ansträngda situationer är begränsade. Även Danmark, Finland, Storbritannien och Tyskland har stora importbehov⁷⁷. Norra Sverige och stora delar av Norge har hög självförsörjandegrad och därmed ofta effektöverskott, men överföringsbegränsningar föreligger därifrån till södra Sverige.

⁷⁸ Figuren baseras på 245 simuleringar motsvarande olika väder- och driftförhållanden för vintern 2023/2024. För respektive elområde visas nettoimporten för den mest ansträngda timmen (timmen med lägst effektmarginal, vilket inte nödvändigtvis är samma som topplasttimmen). Staplarna visar medelvärdet av de 245 simuleringarna och klammarna visar 10:e respektive 90:e percentilen.

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 2019/943⁷⁹. 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 fram 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. Mer om metoden finns att läsa i Bilaga 5.

Modellresultaten från den probabilistiska metoden visar för kommande vinter en genomsnittlig förväntad effektbrist på långt under en timme per år. Detta kan verka mer optimistiskt än de resultat som syns i Tabell 12, men observera att detta är inte nationell effektbalans (importbehov), utan *effektbrist*, dvs. en otillräcklighet av effekt trots att *import inkluderas*. 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 år⁸⁰. I elmarknadsförordningen krävs 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 år⁸¹. 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.

⁷⁹ Metoden som används i denna rapport lever inte upp till alla tekniska krav som definierats av ENTSO-E, men är mycket lik.

⁸⁰ Källa: https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/sdc-documents/ERAA/2022/data-for-publication/ERAA_2022_Executive_Report.pdf

⁸¹ Källa: <https://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2022/11/regeringen-beslutar-om-en-tillforlitlighetsnorm-for-sverige/>

4.5.1 Tolkning av statistisk och probabilistisk metod

Resultaten från de två olika metoderna kan vara svåra att jämföra, eftersom de svarar på olika frågor. Kortfattat beskriver den statistiska 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 i någon mån landets självförsörjandegrad.

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

Båda metoderna visar 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.

4.6 Effektreserven 2023/2024

Den kontrakterade elproduktionen i effektreserven för kommande vinter är oförändrad (562 MW). Ingen förbrukningsreduktion har upphandlats för kommande vinter eftersom inga nya kontrakt om strategisk reserv får upprättas utan godkännande från EU-kommissionen. En framtida strategisk reserv (effektreserv) kräver en påvisad risk för effektbrist som överstiger tillförlitlighetsnormen, enligt en probabilistisk metod⁸² (liknande metoden i avsnitt 4.5). Som en del av regeringsuppdraget avseende stärkande av försörjningstryggheten i energisektorn lämnade Svenska kraftnät en rapport ”Utvidgning av effektreserven”⁸³. I rapporten bedömer Svenska kraftnät mot bakgrund av genomförda tillräcklighetsanalyser att den redan upphandlade effektreserven är tillräcklig för att säkerställa resurstillräcklighet i enlighet med tillförlitlighetsnormen för Sverige fram till 2025. Efter 2025/2026 bedöms behovet av ytterligare resurser öka i takt med att effektbalansen väntas bli allt svagare. Det medför att svensk tillförlitlighetsnorm enligt prognos inte kommer

⁸² Artikel 23 Elmarknadsförordningen 2019/943

⁸³ <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2023/rapport---starka-forsorjningstryggheten---deluppdrag-1-23-04-28.pdf>

kunna efterlevas, vilket är en förutsättning för att få ha en kapacitetsmekanism och skriva nya kontrakt.

4.7 Indikatorer för kommande vinter

I enlighet med regleringsbrevet ska tre indikatorer för kommande vinter redovisas i denna rapport. Dessa indikatorer är (a) installerad effekt i synkront ansluten elproduktion, (b) potentialen för förbrukarflexibilitet samt (c) kapacitet i sammanlänknings med andra länder. Tabell 17 sammanfattar indikatorerna.

	Synkront ansluten produktion (MW)	Potential för förbrukarflexibilitet (MW)	Sammanlänkning (importkapacitet, MW)	Sammanlänkning (kvot %) ⁸⁴
Rapport 2021 (vinter 2021/2022)	79 500 (synkront området) 30 000 (Sverige)	1 200 (Sverige)	10 325	23 %
Rapport 2022 (vinter 2022/2023)	80 100 (synkront området) 30 000 (Sverige)	1 100 (Norden) 450 (Sverige)	10 325	22 %
Rapport 2023 (vinter 2023/2024)	79 900 (synkront området) 29 800 (Sverige)	4 100 (Norden) 1 600 (Sverige)	10 325	21 %

Tabell 17. Indikatorer inför kommande vinter och rapporterade indikatorer för de två föregående vintrarna . Källa: Svenska kraftnät

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). 79 900 MW installerad effekt av synkront ansluten produktion förväntas i synkronområdet nästa vinter. Det motsvarar 70 % av den förväntade totala installerade produktionskapaciteten. För enbart Sverige är

⁸⁴ Definieras av ENSTO-E som importkapaciteten genom installerad effekt för produktion

siffran 29 800 MW, vilket motsvarar 60 % av total produktionskapacitet i Sverige.

Förbrukarflexibilitet kan också kallas efterfrågefleksibilitet.

Energimarknadsinspektionen (Ei) definierar efterfrågefleksibilitet i rapporten *Åtgärder för ökad efterfrågefleksibilitet i det svenska elsystemet* (Ei R2016:15) som en ”frivillig ändring av efterfrågad elektricitet från elnätet under kortare eller längre perioder till följd av någon typ av incitament”. Potentialen för förbrukarflexibilitet i Sverige har i en genomgång från 2022 uppskattats med hjälp av budkurvorna på Nord Pool. Volymerna bedömdes till 450 MW för Sverige och 1 100 MW för Norden. Detta är lägre än de volymer som angavs i rapporten för 2021 som baserades på en äldre genomgång av budkurvor.

Framförallt är det i dagsläget elintensiv industri som brukar agera priskänsligt på marknaden. En annan uppskattning publicerades i en rapport från Energimarknadsinspektionen⁸⁵, där potentialen ”med rätt incitament och teknik” uppskattas till 10 500 MW idag. Då finns 7 350 MW av potentialen hos hushållen, vilket skulle kräva både bättre lönsamhet och teknik för att förverkligas. Att detta skulle ske innan nästkommande vinter bedöms som mycket osannolikt. Dock har vintern 2022/2023 visat att vid långvariga perioder med mycket höga elpriser; informationskampanjer; och information om en reell risk för bortkoppling, har hushållen kunnat minska mellan fem och nio procent av elförbrukningen (mellan 800 MW och 1600 MW)⁸⁶. Av den anledningen höjs bedömningen från förra årets rapport till den observerade besparingen efter temperaturkorrigering. Siffrorna för Norden uppdateras utifrån estimerade värden med observerade besparingar under vintern 2022/2023 som grund⁸⁷. I Norden har Finland kunnat spara upp till 12 %, Danmark upp till 5 %, och Norge upp till 4 %⁸⁸. Enligt den tidigare citerade definitionen skulle hushållens minskningar av elförbrukningen falla under förbrukarflexibilitet. Dock har trenden för minskningar på elförbrukningen varit nedgående under våren 2023.

Detta kan vara i samband med att elpriserna har sjunkit. Hur bestående minskningar kommer att vara över tid eller om de kan upprätthållas vid en ihållande period med kyla är svårt att bedöma. I detta sammanhang är det också viktigt att notera att effektbristsituationer kan uppstå plötsligt vid

⁸⁵ Källa: rapporten ”Samhällsekonomiska kostnader och nyttor av smarta elnät”, Energimarknadsinspektionen, 2021

⁸⁶ <https://www.svk.se/press-och-nyheter/temasidor/tema-plana-ut-kurvan-i-elsystemet-och-minska-risken-for-effektbrist/elforbrukningen-i-siffror--sa-mycket-har-vi-sparat/>

⁸⁷ <https://ember-climate.org/insights/research/weathering-the-winter/>

⁸⁸ <https://www.nve.no/energi/energisystem/energibruk/stroemforbruk-i-norge/utvikling-i-maanedlig-stroemforbruk/>

oplanerade bortfall av ledningar eller produktionsenheter. Vid sådana situationer kan förbrukningsflexibilitet i form av kunder som agerar priskänsligt på dagen-före- eller intradag-marknader inte likställas med kunder som har möjlighet att delta på reglerkraftmarknaden och levererar tjänster som kan avhjälpa plötsligt uppkommen effektbrist. Dessa siffror har därför av försiktighetsskäl inte tagits med i beräkningen av effektbalansen för vintern 2023/2024. Dock presenteras en känslighetsanalys i efterföljande kapitel som behandlar hur effektbalansen skulle påverkas vid en bestående minskning av elanvändning om fem procent.

Sammanlänkningen (importkapaciteten) med andra länder är nästa vinter 10 325 MW. Sammanlänkningskvoten blir 21 % (definieras av ENSTO–E som importkapaciteten genom installerad effekt för produktion). Att kvoten sjunkit något sedan förra årets rapport (den var då 22 %) beror på ökad installerad effekt av vindkraft och även en del solkraft.

4.8 Känslighetsanalys 1: 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 energipriserna⁸⁹. Enligt förordningen skulle varje medlemsland, bland annat, minska sin bruttoelförbrukning vid höglasttimmarna med minst 5 % i genomsnitt. Som nämnts i avsnitt 1.6, har både Svenska kraftnät och Energimyndigheten drivit informationskampanjer för att främja minskningar av elförbrukningen.

Resultaten för vintern 2022/2023 visade att de svenska elkonsumenterna har kunnat minska sin elförbrukning med mellan fem och nio procent, där de södra elområden minskat ännu mer⁹⁰. Tabell 18 sammanfattar hur effektbalansen skulle kunna se ut om den nivån av besparing (5 %⁹¹) 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 1200 MWh/h. På längre sikt förbättras effektbalansen med uppemot 1600 MWh/h om liknande antaganden görs upp till 2027.

⁸⁹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/PDF/?uri=CELEX:32022R1854>

⁹⁰ <https://www.svk.se/press-och-nyheter/press/avtagande-minskning-av-elforbrukningen-i-februari---3342680/>

⁹¹ En femprocentig minskning användes för att åstadkomma en konservativ bedömning och därmed inte överskatta effekten av besparingarna.

	Tillgänglig produktion [MWh/h]	Elförbrukning [MWh/h]			Effektbalans [MWh/h]		
		Normal vinter	Tioårs- vinter	Tjugoår- vinter	Normal -vinter	Tioårs- vinter	Tjugoårs- vinter
SE1	4 800	- 1 500	- 1 600	- 1 600	3 300	3 200	3 200
SE2	7 800	- 3 000	- 3 200	- 3 200	4 800	4 600	4 600
SE3	10 600	- 16 200	- 16 900	- 17 200	- 5 600	- 6 300	- 6 600
SE4	1 800	- 4 600	- 4 800	- 4 800	- 2 800	- 3 000	- 3 000
Riket	25 000	- 25 300	- 26 500	- 26 900	- 200 (-1400)	- 1 400 (-2700)	- 1 800 (-3100)

Tabell 18. Förväntad effektbalans per elområde under toppplasttimmen vintern 2023/2024 vid respektive vintertyp vid 5% minskad elförbrukning. Siffrorna är avrundade och avvikelser i summering kan förekomma på grund av avrundningen.

I Svenska kraftnäts *Kortsiktig marknadsanalys 2022*⁹² inkluderades en känslighetsanalys av den probabilistiska metoden med ett antagande om en minskning på 5 % av elförbrukningen i hela Europa. Resultaten för känsligheten summeras i Tabell 19 under avsnitt 5 där de långsiktiga prognoserna presenteras, och visar tydligt att en minskad elanvändning har stor påverkan på effektillräckligheten. Eftersom resultaten baseras på besparingar i hela EU kan även importmöjligheter från våra grannländer förväntas bli bättre, vilket också påverkar effektillräckligheten positivt. Antal timmar med effektbrist reduceras till en tredjedel av antalet utan en simulerad minskning.

4.9 Känslighetsanalys 2: Rysslands invasion av Ukraina

Säkerhetsläget i Europa försämrades av Rysslands invasion av Ukraina 24 februari 2022.

När det gäller elförsörjningen är Sverige endast i låg grad direkt beroende av energileveranser från Ryssland. Ökade priser på olja och naturgas leder dock till höjda elpriser på kontinenten och därmed höjs priserna också i Sverige. Kriget, tillsammans med andra faktorer som låg tillgänglighet på kärnkraft och

⁹² <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2022/kortsiktig-marknadsanalys-2022.pdf>

vattenkraft på kontinenten, bidrog till mycket höga elpriser under vintern 2022/2023.

Hur effekttillräckligheten nästkommande vinter kan påverkas av det fortsatta kriget i Ukraina är svårt att förutse. I förra årets rapport inkluderades en känslighetsanalys för att adressera frågan. Redan vid den tidpunkten hade de baltiska staterna avslutat elhandeln med Ryssland⁹³, och även handeln mellan Finland och Ryssland⁹⁴ hade avbrutits. Kraftbalansrapporten 2022 slog fast att effekttillräcklighet i södra Sverige kunde försämrats om den totala förbrukningen i länder som är beroende av gasleveranser skulle öka uppskattningsvis 15 %, men påpekade även att det var svårt att uppskatta vad förbrukningsökningen till följd av minskad tillgång på gas i själva verket skulle bli.

Resultatet blev att flera initiativ togs för att motverka de negativa konsekvenserna av eventuella bortfall av gasleveranser. Bland annat togs initiativ som EU-rådets förordning om en krisintervention för att komma till rätta med de höga energipriserna (EU 2022/1854). Trots att användning av naturgas inom EU minskade med 13 % under 2022 (55 miljarder kubikmeter - motsvarande användning i 40 miljoner hem), minskade elanvändningen i hela EU med 3 % under 2022⁹⁵. Det fanns en oro att den minskade tillgången på gas skulle leda till ökad elanvändning, därför är en minskning på 3 % ett positivt resultat. Stora investeringar gjordes också inom EU i infrastruktur för att säkra alternativa gasleveranser. Under april 2023 var gasreserverna mer än 50 % högre än genomsnittet de senaste 5 åren⁹⁶.

Gällande frågan om gasleveranser är därmed utsikterna inför vintern 2023/2024 avsevärt bättre än för vintern 2022/2023. Trots det, kan avbrott av de resterande gasleveranserna från Ryssland till EU leda till kännbara effekter. I sin ”Summer Supply Outlook”⁹⁷ inkluderar ENTSO-G⁹⁸ en överblick av kommande vintern och slår fast att uteblivna leveranser från Ryssland kan leda till ett behov att spara 15 % av gasförbrukningen om de önskade reservnivåerna ska behållas. Detta skulle få direkta priseffekter, men även indirekt påverka effektbalansen för länder i Sveriges närområde negativt. Eftersom Sverige är

⁹³ Källa: <https://www.lrt.lt/en/news-in-english/19/1700234/baltic-states-give-up-russian-electricity-after-nord-pool-suspends-trade>

⁹⁴ Källa Reuters: <https://www.reuters.com/markets/europe/russia-cuts-power-exports-finland-over-failed-payments-2022-05-16/>

⁹⁵ <https://www.iea.org/commentaries/europe-s-energy-crisis-what-factors-drove-the-record-fall-in-natural-gas-demand-in-2022>

⁹⁶ <https://gasdashboard.entsog.eu/#map-supply>

⁹⁷ <https://www.entsog.eu/sites/default/files/2023-04/SO0045->

23_Summer%20Supply%20Outlook%202023%20with%20Winter%202023-24%20Overview.pdf

⁹⁸ Europeiskt nätverk av systemansvariga för överföringssystemen för gas

beroende av import från sina grannländer kan det därför inte uteslutas att den svenska effektillräckligheten skulle kunna påverkas. Ökad risk kan därmed också finnas för en situation där bortkoppling kan aktualiseras, jämfört med en normal vinter.

Svenska kraftnät är även Sveriges elberedskapsmyndighet och tillsynsmyndighet för elförsörjningens säkerhetsskydd, vilket innebär att vi ska säkerställa att elförsörjningen har en förmåga att hantera allvarliga störningar, kriser och ytterst krig. Rådande omständigheter med kriget i Ukraina kräver därför att Svenska kraftnät är extra uppmärksamma på saker som avviker från det normala. Det kan till exempel handla om incidenter och avvikelser kopplat till anläggningar eller IT-system.

Sammanfattningsvis är det svårt att uppskatta hur konflikten i Ukraina påverkar effektillräckligheten i Sverige under nästa vinter, speciellt som förutsättningar kan förändras med mycket kort varsel. Det kan inte uteslutas att det kan bli kännbara effekter, framför allt vad gäller prisnivåer, men även risker för effektillräckligheten och för Svenska kraftnät som elberedskapsmyndighet kan noteras. Dock är riskerna och de tänkbara effekterna avsevärt mindre än föregående vinter.

4.10 Sammanfattning av kraftbalansen den kommande vintern 2023/2024

Prognosen för effektbalansen under en normalvinter är relativt oförändrad sedan förra årets prognos, för Sverige som helhet men ca 200 MW sämre för södra Sverige. Detta beror på en minskning i tillgänglig produktion i södra Sverige.

Det stora underskottet i södra Sverige indikerar ett stort importbehov. Prognosen för effektbalansen för södra Sverige (SE3 och SE4) vid en normalvinter är minus 9 400 MWh/h. Om snitt 2 är i det lägre kapacitetsintervallet (6 500 MW) blir importbehovet från andra länder till södra Sverige 2 900 MW, och ännu högre vid en tioårs- eller tjugooårsvinter.

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.

Eftersom utgångsläget för kommande vinter är mycket likt förväntningarna från föregående års kraftbalansrapport, kan reflektioner från den gångna vintern vara aktuella. Även förra året var den prognostiserade kraftbalansen negativt och stora underskottet i södra Sverige indikerade ett stort

importbehov. Detta förvärrades av att Ringhals 4 och Oskarshamn 3 var otillgängliga under topplasttimmen. Effektbalansen klarades genom bland annat lägre förbrukning, en rekordnotering på import, hög överföringskapacitet i snitt 2, samt mer vindkraftsproduktion än vad som normalt kan räknas med vid topplasttimmen. Om en likande situation skulle inträffa som förra vintern, där flera stora produktionsenheter blev otillgängliga utöver redan antagna otillgängligheter i rapporten, skulle återigen en situation uppstå där Sverige blir mycket beroende av import, höga överföringskapaciteter, samt förbrukningsreduktioner för att säkra effektbalansen.

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 2023/2024 försämrats kommer Svenska kraftnät, i likhet med förra året, 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. Mothandel och omdirigering är, oavsett bedömningen av effekttillräckligheten, ett område Svenska kraftnät avser att utveckla ytterligare, som förväntas bidra positivt i situationer där försämrade förutsättningar uppstår.

Därtill kan nämnas att flera utbildningsinsatser och övningar av förbrukningsfrånkoppling genomfördes både hos Svenska kraftnät och tillsammans med berörda aktörer under vintern 2022/2023. Dessa insatser gör Sverige bättre förberett för att hantera en situation med kritisk effektbrist om det skulle uppstå.

5 Effektbalansen på längre sikt

Detta avsnitt behandlar effektbalansen på längre sikt. Till grund för detta ligger Svenska kraftnäts analyser *Kortsiktig marknadsanalys 2022* (åren 2023–2027) som publicerades i december 2022⁹⁹.

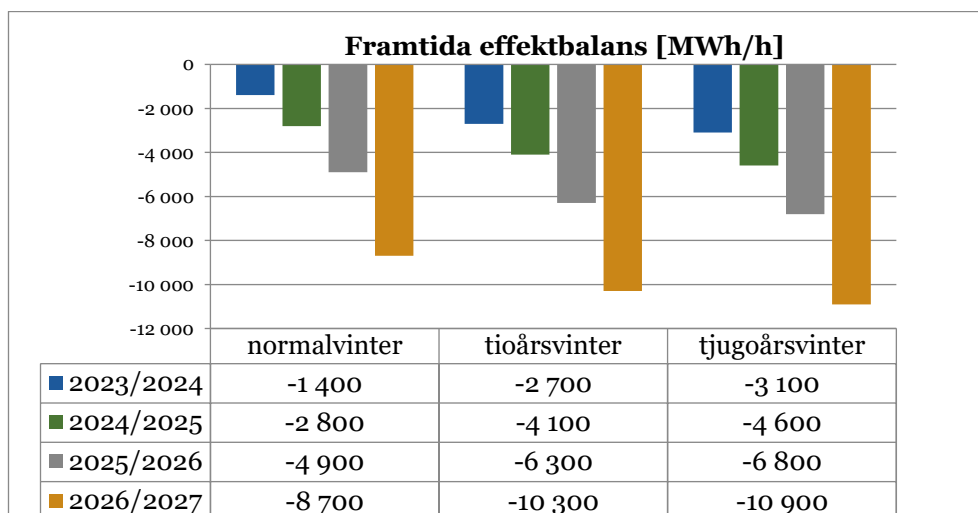
Kärnkraftsreaktorernas framtid har stor påverkan på Sveriges effektbalans under topplasttimmen. Inga svenska reaktorer är planerade att stänga i närtid. I Finland har reaktorn Olkiluoto 3, med en effekt om 1 600 MW, tagits i kommersiell drift i april 2023¹⁰⁰. Reaktorn minskar Finlands importberoende och bidrar till bättre effektbalans i det nordiska elsystemet som helhet. Dock begränsas importmöjligheter från Finland till elområde SE3 av de öst-västliga flödena.

Vindkraft är det kraftslag som ökar mest, både i Sverige och i angränsande länder. Ökningen kommer sannolikt att fortsätta. Vindkraften bidrar dock inte så mycket till effektbalansen då tillgänglighetstalet är lågt. Samtidigt ökar elanvändningen successivt, från ungefär 143 TWh idag till 187 TWh år 2027, givet att bland annat stora industriprojekt börjar producera enligt nu gällande planer. Detta påverkar framförallt resultaten för vintern 2026/2027. 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.

⁹⁹ Rapporten finns att läsa på <https://www.svk.se/om-oss/rapporter-och-remissvar/>

¹⁰⁰ Källa: TVO – <https://www.tvo.fi/en/index/production/plantunits/ol3/ol3forecast.html>



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

Effektbalansen försämras under perioden. Detta 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 19 visar resultaten för de kommande fyra vintrarna baserat på den probabilistiska metoden. Även effektbalans från modellen visas i tabellen¹⁰¹. För varje år har 245 simuleringar gjorts och medelvärden redovisas. Resultaten för kommande vintrar indikerar att det finns en låg, men inte obefintlig, 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. Effektbristen hanteras i praktiken genom manuell lastfrånkoppling. Produktion i effektreserven (men inte den i störningsreserven) är tillgänglig i simuleringarna fram till 16 mars 2025, med undantag för analysen där den bedöms vara kvar i nuvarande omfattning.

Den ”lägsta effektbalans” som visas i Tabell 19 visar medelvärdet för de 245 simuleringarna (lägsta effektbalans av årets alla timmar) vilket motsvarar effektbalans för en normalvinter. Siffrorna är i samma storleksordning som

¹⁰¹ 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.

effektbalans för topplasttimmen som tagits fram med den statistiska metoden (Figur 11).

	2023/ 2024	2024/ 2025	2025/ 2026	2026/ 2027
Lägsta effektbalans (probabilistisk, ingen effekt reserv efter 2025)	- 2 000	- 3 400	- 4 400	- 7100
Effektbrist (h/år) ingen effektreserv efter 2025	<0,1	0,4	1,0	9,6
LOLE (känslighet effektreserv kvar i nuvarande omfattning)	<0,1	0,4	0,4	6,6
LOLE ((känslighet minskad elanvändning 5 % i EU, ingen effekt reserv efter 2025)	<0,1	<0,1	<0,1	1,9

Tabell 19. Genomsnittlig simulerad effektbrist för Sverige. LOLE anger hur ofta effektbrist uppstår i minst ett svenskt elområde. EENS anger summan av EENS för alla svenska elområden. Även LOLE för två känsligheter visas i tabellen. Källa: Svenska kraftnät

Effektbristen i modellen för vintern 2026/2027 blev störst och har därför analyserats vidare. I 67 % av de 245 simuleringarna som gjorts för 2026/2027 uppstår någon effektbrist, där medelvärdet är 690 MW. För det värsta av de 245 simulerade åren uppstår effektbrist under 89 timmar, med ett medelvärde på 892 MW. Det tyder på en risk att importen inte kommer räcka till och att lastfrånkoppling inte kan uteslutas. 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 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 år¹⁰². Det skulle motivera att Sverige fortsatt ska kunna ha en effektreserv eller en kapacitetsmekanism. I rapporten ” *Framtidens kapacitetsmekanism för att säkerställa resurstillräcklighet på elmarknaden*”¹⁰³, 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*”¹⁰⁴ 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 elsystem¹⁰⁵. 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.

5.1 Andra studier

Framtida effektbalans analyseras varje år i ENTSO-E:s rapport European Resource Adequacy Assessment (ERAA), innan 2021 kallad *Midterm Adequacy Forecast (MAF)*. 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. Dock finns skillnader i metod och indata som gör att det kan finnas skillnader i resultat. Senaste rapport finns publicerad på ENTSO-E:s hemsida¹⁰⁶ och visade bland annat resultat som är jämförbara med resultaten i kapitel 5.

En annan ENTSO-E rapport, *Seasonal Outlook*¹⁰⁷, görs två gånger per år på temat vinterns och sommarens effekttillräcklighet. Tidigare har den använt en metod liknande den statistiska metod 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.

¹⁰² <https://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2022/11/regeringen-beslutar-om-en-tillforlitlighetsnorm-for-sverige/>

¹⁰³ https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2023/framtidens-kapacitetsmekanism-for-att-sakerstalla-resurstillracklighet-pa-elmarknaden_svk-2022_3774.pdf

¹⁰⁴ <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2023/rapport---starka-forsorjningstryggheten---deluppdrag-1-23-04-28.pdf>

¹⁰⁵ <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2023/rapport-ru-framjande-av-flex-i-elsystemet---deluppdrag-1.pdf>

¹⁰⁶ <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2022/>

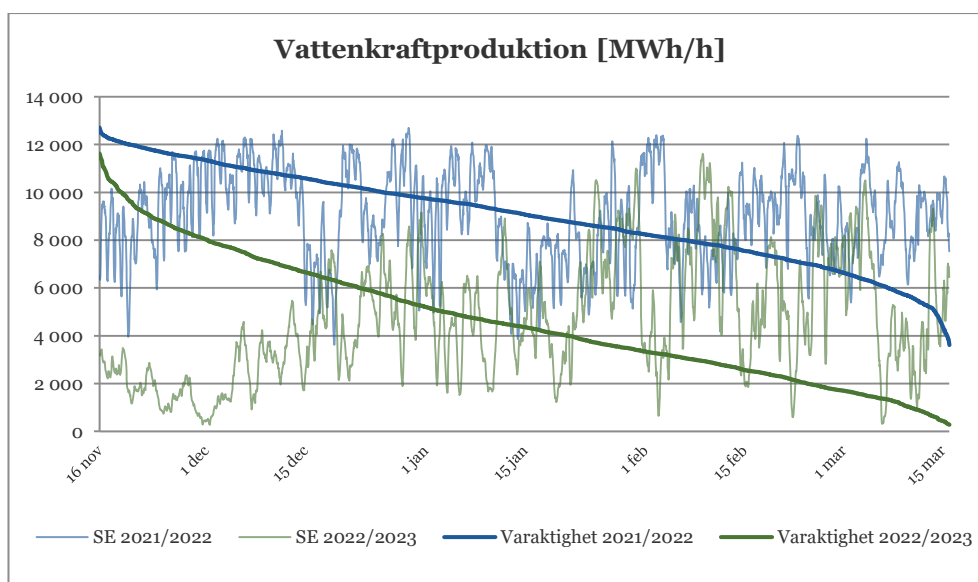
¹⁰⁷ <https://www.entsoe.eu/outlooks/seasonal/>

*Nordic and Baltic Sea Winter Power Balance Forecast*¹⁰⁸ är också en rapport som årligen gör en bedömning om effektillräcklighet inför kommande vinter. Den görs av en arbetsgrupp som är tillsatt av de olika systemoperatörerna i östersjöområdet. Syftet med rapporten är att gemensamt identifiera möjliga risker och om möjligt samarbeta för att samarbeta för att minska eventuella konsekvenser av en befarad effektbristsituation.

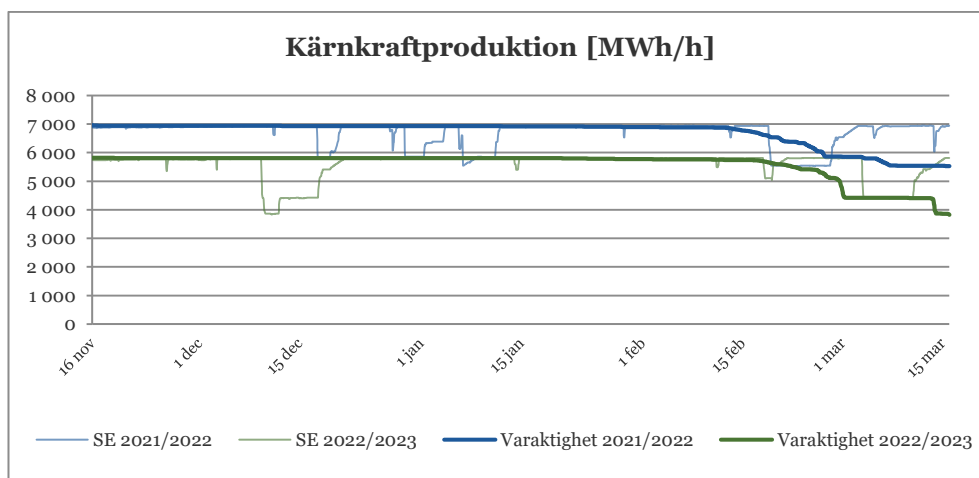
¹⁰⁸ https://www.svk.se/siteassets/2.utveckling-av-kraftsystemet/internationellt-samarbete/winter-power-balance-2022-2023_presentation.pdf

Bilaga 1: Produktionsstatistik per kraftslag

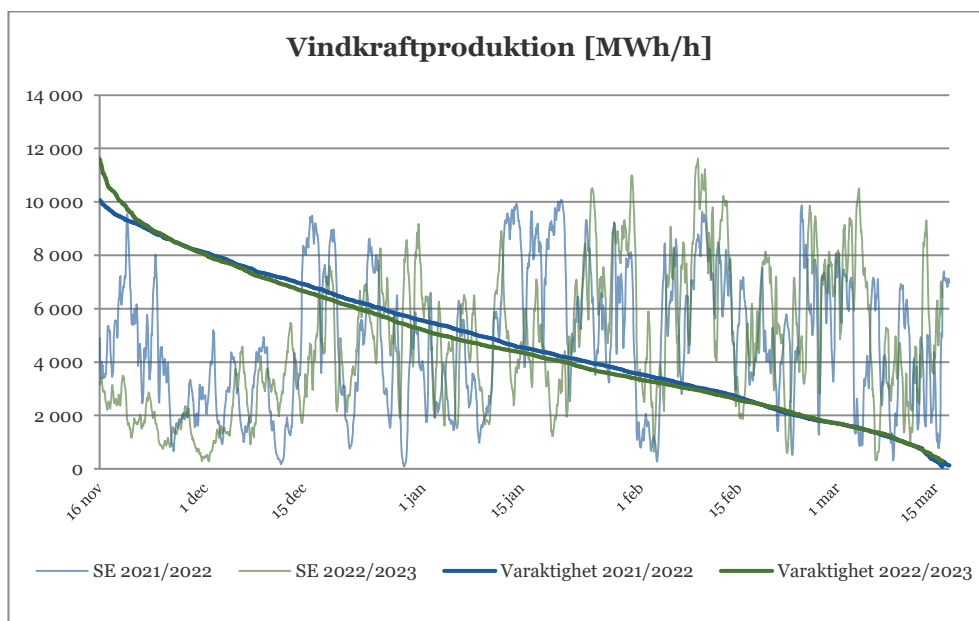
Här följer grafer för de viktigaste kraftslagens produktion under de två senaste vintrarna. Både varaktighet och kronologisk data visas. I kronologisk data kan tim- och dygnsvariationerna tydligt ses. Vattenkraft varierar i huvudsak då den används för balansering och frivilligt för att följa priser och 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.



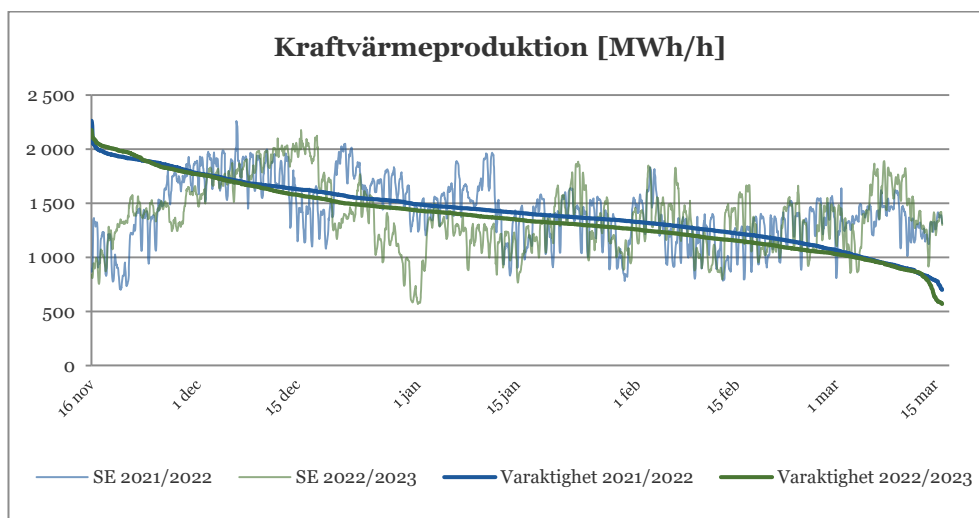
Figur 12. Timmedelvärden för den svenska vattenkraftproduktionen under de två senaste vintrarna. Källa: Svenska kraftnät.



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



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



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

Bilaga 2: Tillgänglighetsfaktorer för sommaren 2023 och vintern 2023/2024

Vattenkraft

För vattenkraften begränsas den maximala produktionskapaciteten av ett antal faktorer, exempelvis fallhöjdsförluster på grund av sänkta magasinshöjder, avställningar, tappningsrestriktioner i samband med isläggning och vattendomar. Under vintern bedöms vattenkraften i Sverige maximalt kunna producera 13 400 MWh/h vid någon tidpunkt¹⁰⁹. 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 2017– 2020 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 9 % under topplasttimmen. Det baseras på tionde percentilen av vindkraftens produktion. Ett nytt underlag togs fram inför förra årets rapport för produktionen under åren 2017–2021, vilket bekräftade att det tidigare tillgänglighetstalet (dvs. 9 %) 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 9 %.

¹⁰⁹ 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), vilket påverkar lite då installerad effekt ännu är låg. På sikt bör en studie göras som närmare undersöker vilket tillgänglighetstal som är rimligt för solkraften.

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 20 visas en prognos för installerad produktionskapacitet per elområde vid årsskiftet 2023/2024. Den sammanlagda installerade effekten bedöms vara ca 2 800 MW högre jämfört med årsskiftet 2022/2023. Det beror, liksom ökningen året innan, i huvudsak på ökad installerad effekt vindkraft. 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 2022/2023

	SE1	SE2	SE3	SE4	SE	Förändring ¹¹⁰
Vattenkraft	5271	8077	2593	345	16300	0
Kärnkraft	0	0	6882	0	6900	0
Vindkraft	3399	6744	4199	2395	16700	2 000
Gasturbiner + övrigt ¹¹¹	1	2	950	582	1500	0
Kondens	0	0	0	662	700	0
Kraftvärme, fjärrvärme	150	232	1996	458	2800	0
Kraftvärme, industri	115	510	525	415	1600	0
Solkraft ¹¹²	24	183	1423	1374	3200	800
Summa	9000	15700	18600	6200	49700	2 800

Tabell 20. Prognos för installerad effekt (MW) per kraftslag och elområde vid årsskiftet 2023/2024. Förändring jämförs med jämfört med årsskiftet 2022/2023. Summorna är avrundade.

I Tabell 21 visas en sammanställning av förväntad tillgänglig effekt per elområde under topplasttimmen vintern 2023/2024. Den baseras på prognostiserad installerad effekt som anges i Tabell 20, samt olika tillgänglighetsfaktorer för respektive produktionsslag (se Bilaga 2). Anläggningar som enligt marknadsmeddelande är otillgängliga, liksom produktion ingående i störningsreserven, ingår inte. Produktion i

¹¹⁰ Förändring i installerad effekt jämfört med 1 jan 2023, se avsnitt 1.2.

¹¹¹ Källa: Energiföretagen Sverige och Svenska kraftnät. I kategorin övrigt ingår även diesel- och gasmotorer

¹¹² Solkraftens ökning antas vara 33 % jämfört med föregående år.

effektreserven inkluderas. För sommaren antas att hälften av den kondenskraft som inte rapporterat otillgänglighet kommer lägga in bud på dagen-före marknaden vid prognos om sådana prissignaler.

	SE1	SE2	SE3	SE4	SE	Förändring ¹¹³
Vattenkraft	4 337	6 646	2 031	284	13 300	–
Kärnkraft	0	0	6 194	0	6 200	–
Vindkraft	306	607	378	216	1 500	+ 200
Gästurbiner + övrigt ¹¹⁴	1	2	87	38	100	–
Kondens	0	0	0	596	600	– 200
Kraftvärme, fjärrvärme	115	177	1 527	350	2 200	–
Kraftvärme, industri	88	390	402	317	1 200	–
Solkraft	0	0	0	0	0	–
Summa	4 800	7 800	10 600	1 800	25 100	+ 0

Tabell 21. Prognos för tillgänglig effekt (MW) per produktionsslag och elområde under topplasttimmen vintern 2023/2024. Förändring jämförs med Kraftbalansrapport 2022. Summorna är avrundade. Källa: Svenska kraftnät.

¹¹³ Förändring jämfört med prognosen tillgänglig produktion som gjordes i förra årets rapport, gällande vintern 2022/2023.

¹¹⁴ 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 22. Maximal handelskapacitet (MW) mellan Sveriges elområden och importkapacitet till Sverige från angränsande elområden vintern 2023/2024 Källa: Svenska kraftnät/ENTSO-E.

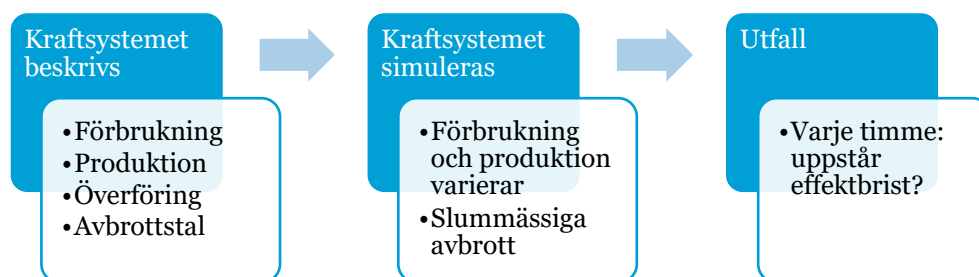
Bilaga 5: Mer om probabilistisk metod

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, bl.a. av ENTSO-E¹¹⁵.

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 utvärderar modellen om förbrukningen i varje elområde kan tillgodoses. Denna metod tar alltså hänsyn till import- /exportkapacitet mellan elområden samt både nationella och utländska produktionsresurser, samt oplanerade avbrott på både produktion och överföringsförbindelser. Figur 16 beskriver schematiskt hur den probabilistiska metoden fungerar.

¹¹⁵ European Network of Transmission System Operators for Electricity



Figur 16. 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. Den probabilistiska metoden tar inte hänsyn till nätbegränsningar inom elområden (förutom indirekt då dessa påverkar snittkapaciteterna, och det är de historiska snittkapaciteterna som används i modellen). Modellen optimerar dessutom fördelningen av kraft mellan länder för att minimera den totala effektbristen i Europa, vilket inte nödvändigtvis sker i den verkliga driftsituationen. Båda dessa faktorer leder potentiellt till att resultaten blir mer optimistiska. 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.

Svenska kraftnät är ett statligt affärsverk med uppgift att förvalta Sveriges transmissionsnät för el, som omfattar ledningar för 400 kV och 220 kV med stationer och utlandsförbindelser. Vi har också systemansvaret för el. Vi utvecklar transmissionsnätet och elmarknaden för att möta samhällets behov av en säker, hållbar och ekonomisk elförsörjning. Därmed har Svenska kraftnät också en viktig roll i klimatpolitiken.

SVENSKA KRAFTNÄT
Box 1200
172 24 Sundbyberg
Sturegatan 1

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

