

ÄRENDENR: 2021/1042 DATUM: 2021-05-28

Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2021

En rapport till Infrastrukturdepartementet



Svenska kraftnät

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.

Foto

Johan Alp och Tomas Ärlemo

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. 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. Från och med i år ska även tre nya indikatorer inkluderas samt en bedömning om driftsäkerheten för kommande sommar.

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 sina grannländer, men importmöjligheterna kan vara begränsade om dessa länder samtidigt har en ansträngd situation.

Sommarmånaderna är också en utmaning för kraftsystemet. Svenska kraftnät bedömer dock att det i år inte behövs någon upphandling för att trygga driftsäkerheten liknande den som gjordes inför sommaren 2020. Behovet av import kvarstår dock och ökar om sommarens planerade avställningar av elproduktion i södra Sverige förlängs eller ytterligare fel uppstår.

Sundbyberg den 28 maj 2021

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

Lotta Medelius-Bredhe
Generaldirektör

Innehåll

Sammanfattning	7
Ord och begreppsförklaringar	9
Översiktskarta	11
1 Uppföljning av vintern 2020/2021	12
1.1 Elförbrukning under vintern	12
1.2 Elproduktionen under vintern	14
1.2.1 Elproduktionen per kraftslag	15
1.3 Import och export under vintern	16
1.4 Elpriserna under vintern	19
1.5 Effektreserven	20
1.6 Informationsinsatser	21
2 Topplastimmen vintern 2020/2021	22
2.1 Tillgängliga handelskapaciteter	23
2.2 Tillgängliga uppregleringsbud	24
2.3 Sammanfattande slutsats	26
3 Prognos för sommaren 2021	27
3.1 Prognos för tillgänglig produktion	28
3.2 Prognos för tillgänglig överföringskapacitet	29
3.3 Driftsäkerhetsprognos för sommaren	30
3.3.1 Marknadspåverkan under sommaren	31
3.3.2 Öväntade händelser under sommaren	31

4	Prognos för vintern 2021/2022	33
4.1	<i>Prognos för maximal elförbrukning</i>	34
4.2	<i>Prognos för tillgänglig produktion</i>	34
4.3	<i>Prognos för tillgänglig överföringskapacitet</i>	35
4.4	<i>Prognos för importmöjligheter</i>	36
4.4.1	<i>Handelskapacitet från utlandet</i>	37
4.4.2	<i>Tillgänglig produktion i utlandet</i>	37
4.5	<i>Effekttilräcklighet enligt probabilistisk metod</i>	39
4.5.1	<i>Jämförelse mellan statisk och probabilistisk metod</i>	40
4.6	<i>Effektreserven 2021/2022</i>	40
4.7	<i>Indikatorer för kommande vinter</i>	41
5	Effektbalansen på längre sikt	43
5.1	<i>Effektbalansen de kommande fyra vintrarna</i>	43
5.2	<i>Effektbalansen år 2035 och framåt</i>	44
5.3	<i>Diskussion</i>	45
5.4	<i>Andra studier</i>	46
	Bilaga 1: Produktionsstatistik per kraftslag	47
	Bilaga 2: Tillgänglighetsfaktorer för sommaren 2021 och vintern 2021/2022	49
	Bilaga 3: Prognos för produktion	51
	Bilaga 4: Maximala handelskapaciteter	53
	Bilaga 5: Mer om probabilistisk metod	54



Sammanfattning

I denna rapport redovisar Svenska kraftnät hur kraftbalansen i det svenska elsystemet har upprätthållits under den gångna vintern samt visar en prognos för kommande vintrars kraftbalans. Dessutom berörs driftsäkerheten för kommande sommar. 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.

Vintern 2020/2021 var inledningsvis mild, men kallare väder uppstod i februari. Topplasttimmen inträffade 12 februari kl. 8–9 då den svenska elförbrukningen uppgick till 25 500 MWh/h. Föregående vinter, som var mycket mild, var den högsta elförbrukningen 2 300 MWh/h lägre.

Effektreserven, som upphandlas av Svenska kraftnät, aktiverades aldrig men försattes i förhöjd beredskap sju gånger under vintern. Därtill beordrades den till minskning vid ytterligare tre tillfällen. Detta tyder på flertalet ansträngda effektsituationer under vintern.

Prognosen för effektbalans för kommande vinter visar att den svenska effektbalansen är jämförbar med prognosen från föregående år: Sverige bedöms ha ett importbehov under topplasttimmen på 1 600 MW vid en normalvinter och 2 800 MW vid en tioårsvinter. Svenska kraftnäts analyser visar dock att importmöjligheterna för att hantera ett sådant underskott kan vara begränsade om samma vind- och temperaturförhållanden också 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. Exempelvis förväntas kapaciteten för snitt 2 begränsas av Svenska kraftnät till 6 300 och dess maximala handelskapacitet på 7 300 MW under kommande vinter.

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 har ont om effekt samtidigt, när vindförhållandena är dåliga över ett stort geografiskt område.

Inga antaganden har gjorts kring ökad användarflexibilitet, vilket på sikt skulle kunna minska effekttoppen under topplasttimmen och därmed förbättra effektbalansen. Svenska kraftnät ser dock, i likhet med tidigare bedömningar, en risk att utbyggnad av både användarflexibilitet och planerbar elproduktion blir liten. Detta eftersom lönsamheten för dessa fortsatt bedöms vara låg, och givet mängden vindkraft som tillförs det nordiska systemet kan perioder med låga elpriser bli allt vanligare framöver.

Sommarmånaderna är också en utmaning för kraftsystemet. Under revisionsperioderna hos elproducenterna, minskas tillgången på el och även stabiliserande egenskaper. Under sommaren görs också underhåll i elnätet. Förra året ingick Svenska kraftnät avtal med Ringhals 1, Karlshamsverket och Rya kraftvärmeverk för att avlasta transmissionsnätet och förbättra stabiliteten i systemet. Under året har flera åtgärder genomförts och Svenska kraftnät bedömer att det inte behövs någon liknande upphandling till sommaren. Behovet av import kvarstår dock och ökar om sommarens planerade avställningar av elproduktion i södra Sverige förlängs eller ytterligare fel uppstår.

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. I ett läge med effektbrist – då effektbehovet inte kan tillgodoses med varken import eller förbrukningsflexibilitet - innebär det att lastfrånkoppling krävs för att klara effektbalansen.

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 brist på överföringskapacitet för att transportera produktion från andra delar av elnätet.

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.

Lokal effektbrist: På senare tid har lokal brist på effekt blivit en mer aktuell fråga, bl.a. i Stockholm, Uppsala, Malmö och Västerås. Med detta avses primärt kapacitetsbrist som innebär att elnätet inte kan överföra mer eleffekt till området. Denna rapport undersöker dock effektsituationen på nationell nivå och behandlar därför inte effektsituationen och kapacitetsbehovet som kan finnas lokalt.

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 eleffekten kan styras. Kraftslag som sol- och vindkraft anses inte vara lika planerbar eftersom mängden eleffekt bestäms av de aktuella väderförhållandena. Detta är dock en förenkling eftersom all produktion i någon mening är lätt eller svår att planera. Vattenkraft behöver till exempel ta hänsyn till vattendomar. Vindkraftens planerbarhet är heller inte lika med noll utan beroende på kvaliteten och längden på vindkraftsprognosen.

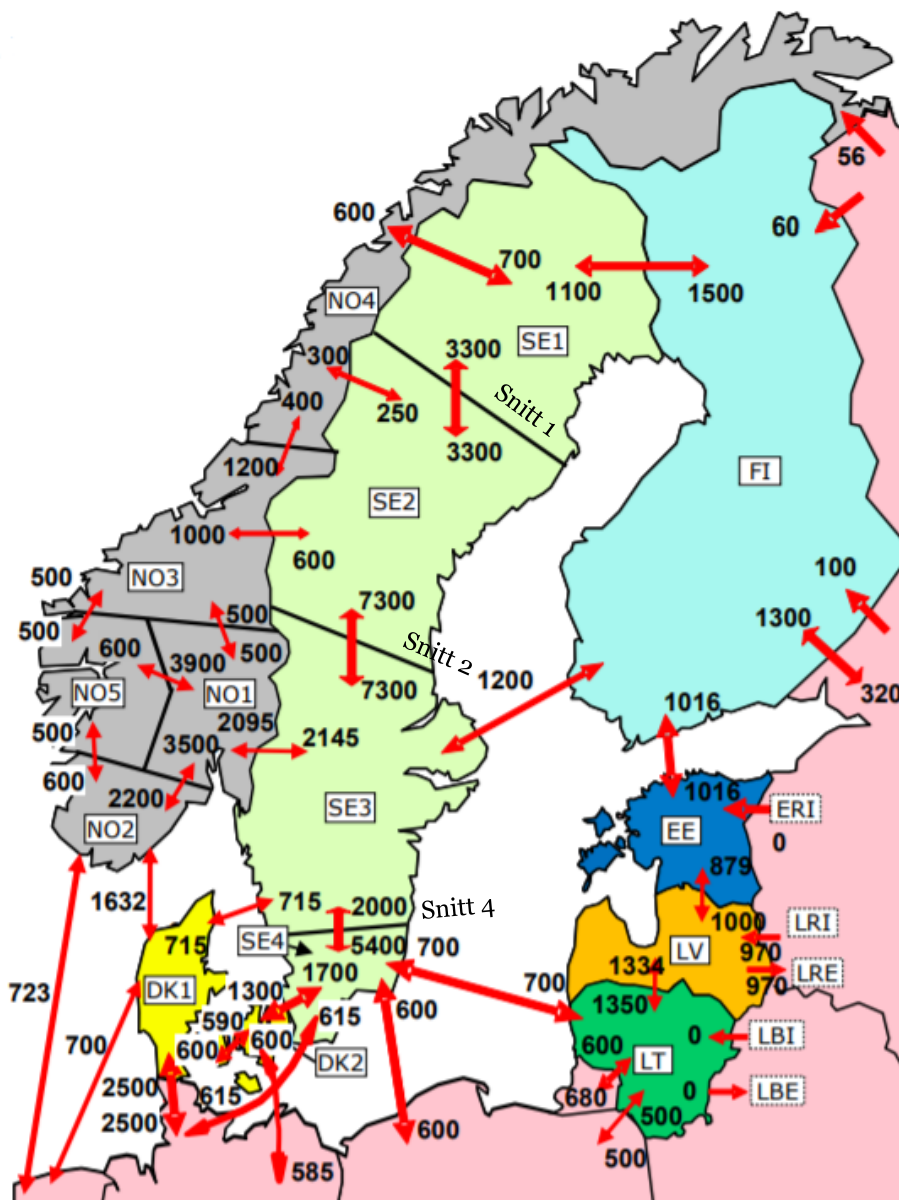
Snitt 1, 2, 4: De namn Svenska kraftnät använder på de delar av transmissionsnätet som binder samman de olika elområdena i Sverige (se kartbild på nästa sida)

Stödtjänster: samlingsnamn på funktioner som är nödvändiga för att upprätthålla ett stabilt kraftsystem och därmed även för leveranssäkerheten, exempelvis frekvensreglering.

Södra Sverige: Avser elområdena SE3 och SE4.

Översiktskarta

Nedan visas en översiktskarta med svenska och omkringliggande elområden. Även maximal handelskapacitet mellan elområdena (MW) visas, samt "snitten" mellan de svenska elområdena.



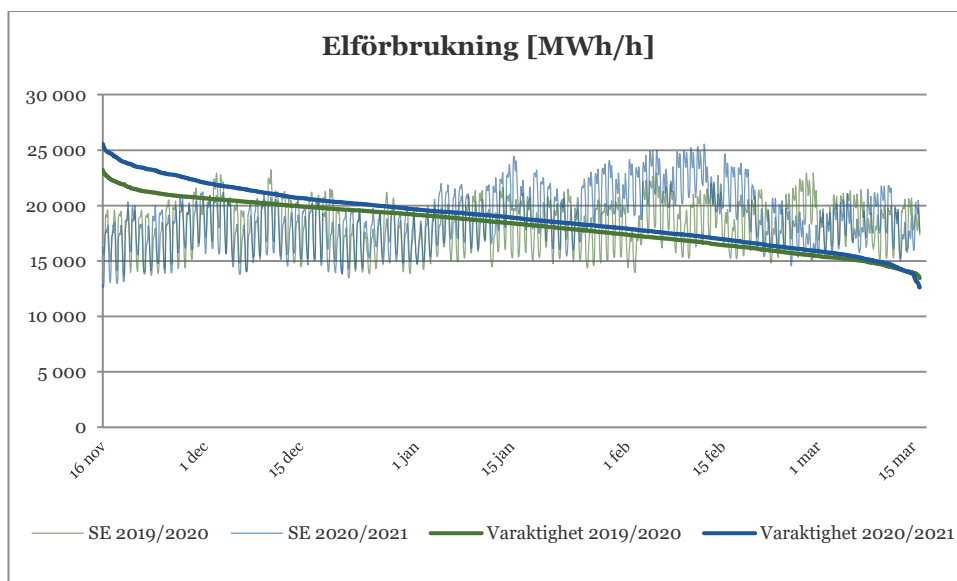


1 Uppföljning av vintern 2020/2021

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, den period för vilken Svenska kraftnät upphandlar en effektreserv.

1.1 Elförbrukning under vintern

Vintern var inledningsvis mycket mild, men första halvan av februari blev kall, särskilt i Södra Sverige. Sammantaget var temperaturerna normala. Den 12 februari 2021 kl. 8–9 inträffade topplasttimmen (timmen med högst elförbrukning) och förbrukningen uppgick då till 25 500 MWh/h.¹ Denna topplast är ca 2 300 MWh/h högre än topplasten vintern 2019/2020 (vilken var en mycket mild vinter). Nordens högsta elförbrukning inträffade två dagar tidigare, 10 februari 2021 kl. 8–9. Den uppgick till 69 900 MWh/h (förra vintern 61 600 MWh/h).² Elförbrukningen i Sverige under de två senaste vintrarna redovisas i Figur 1.³



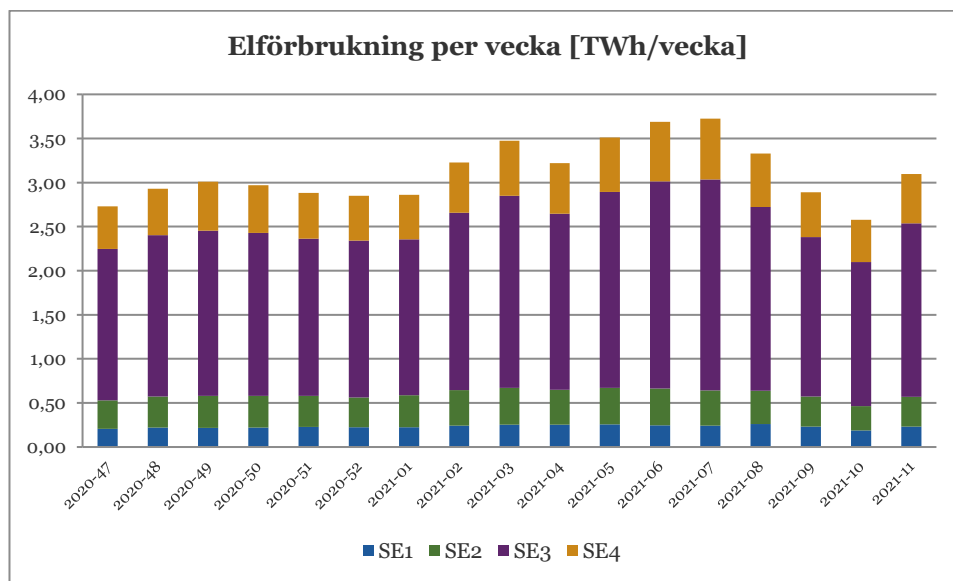
Figur 1. Timmedelvärde för elförbrukningen i Sverige de två senaste vintrarna. Datum på den vågräta axeln avser tidsserien, inte varaktigheten. Källa: Svenska kraftnät.

¹ 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.

² Källa: Nord Pool - <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>

³ Figuren innehåller endast förbrukning i koncessionspliktiga nät.

Den totala svenska elanvändningen inklusive överföringsförluster var 136 TWh under året 2020. Det är en minskning med 2 procent jämfört med 2019. Den temperaturkorrigerade elanvändningen⁴ var 140 TWh för 2020, jämfört med 141 TWh för 2019⁵. Figur 2 visar hur elförbrukningen i Sverige varierat vecka för vecka under den gångna vintern. Topplasttimmen inträffade under morgontoppen på fredagen vecka 6.



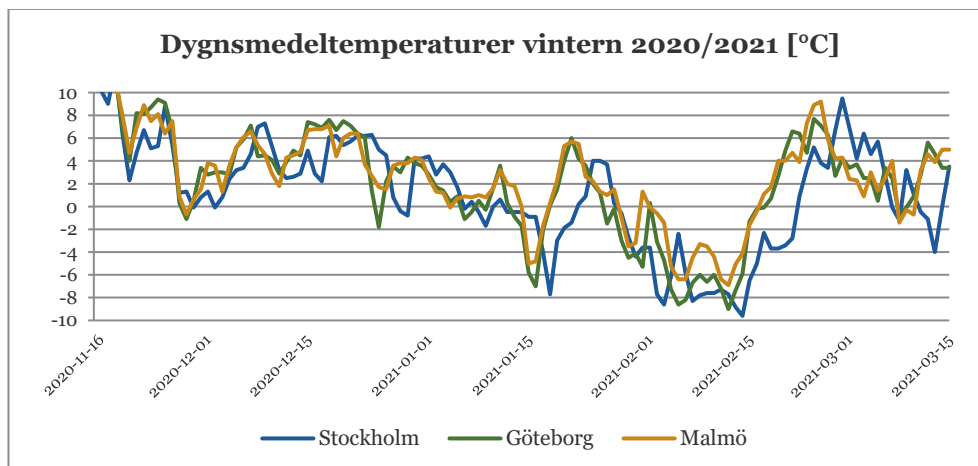
Figur 2. Elförbrukningen per vecka och elområde vintern 2020/2021. Elförbrukningen i Sverige domineras av SE3. Källa: Svenska kraftnät.

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 elförbrukningen⁶. Figur 3 visar temperaturvariationerna i storstadsregionerna Stockholm (SE3), Göteborg (SE3) och Malmö (SE4).

⁴ Elanvändningen justerad till normalårstemperatur

⁵ Källa: Energiföretagen Sverige

⁶ Källa: Svenska kraftnät. En grad kallare i SE3 höjer effektbehovet i Sverige med ca 16 gånger mer än vad av en grad kallare i SE1 gör.



Figur 3. Dygnsmiddeltemperaturer i storstadsregionerna under vintern 2020/2021. Källa: SMHI.

I Tabell 1 jämförs 3-dygnsmiddeltemperatur för vinterns topplasttimme⁷ med lägsta 3-dygnsmiddeltemperaturer vid en normal-, tioårs- och tjuugoårs vinter⁸. Jämförelsen görs för de städer som respektive elområde uppkallats efter. Temperaturerna som föregick topplasttimmen var jämförbara med temperaturerna för en normalvinter i Stockholm och Malmö men mildare för Luleå och Sundsvall.

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

Stad (elområde)	Topplasttimmen [°C]	Normalvinter [°C]	Tioårsvinter [°C]	Tjuugoårsvinter [°C]
Luleå (SE1)	- 14	- 23	- 29	- 31
Sundsvall (SE2)	- 9	- 18	- 24	- 26
Stockholm (SE3)	- 9	- 10	- 15	- 17
Malmö (SE4)	- 6	- 6	- 11	- 12

1.2 Elproduktionen under vintern

Tabell 2 redogör för installerad effekt per produktionsslag den 1 januari 2021 och hur denna förändrats under året som gått. Installerad effekt per produktionsslag och elområde redovisas i Tabell 3. Kärnkraftsreaktorn Ringhals 1 stängdes i december 2020. Den tillkommande effekten är främst från vindkraft. Totalt producerades ca 156 TWh elenergi i Sverige under hela 2020, vilket är 4 procent mindre än under 2019.

⁷ Medel av timtemperaturer för de 72 timmar (tre dygn) som föregick topplasttimmen.

⁸ De kallaste 3-dygnsmiddeltemperaturer som uppkommer med en återkomsttid på 2, 10 respektive 20 år

Tabell 2. Installerad effekt per kraftslag den 1 januari 2021. Källa: Energiföretagen Sverige.

	Vattenkraft	Vindkraft	Kärnkraft	Solkraft	Övrig värmekraft ⁹	Totalt
Installerad effekt 2021-01-01 [MW]	16 334	10 017	6 871	1 090	6 887	41 198
Förändring sedan 2020-01-01 [MW]	+ 6	+ 1 037	- 854	+ 392	- 204	+ 376
Elenergi, 2020 [TWh]	72	26	47	0,5 ¹⁰	12	156

Tabell 3. Installerad effekt [MW] per kraftslag och elområde den 1 januari 2021. Källa: Energiföretagen Sverige.

	SE1	SE2	SE3	SE4	SE
Vattenkraft	5 320	8 076	2 593	345	16 334
Kärnkraft	0	0	6 871	0	6 871
Vindkraft	1 652	3 876	2 891	1 598	10 017
Gasturbiner + övrigt ¹¹	1	2	962	618	1 583
Kondens	0	0	243	662	905
Kraftvärme, fjärrvärme	150	230	2 031	468	2 879
Kraftvärme, industri	122	450	533	415	1 520
Solkraft ¹²	9	67	774	240	1 090
Summa	7 254	12 700	16 898	4 346	41 198

1.2.1 Elproduktionen per kraftslag

I bilaga 1 finns grafer som visar produktion per kraftslag.

Vattenkraft

Vattennivåerna i de svenska vattenmagasinen har under vintern 2020/2021 varit över det normala¹³. Under 2020 var den totala elproduktionen från vattenkraften i Sverige 72 TWh¹⁴ (64 TWh under 2019). Vattenkraften stod därmed för ca 46 procent av den svenska elproduktionen 2019. Under topplasttimmen producerade vattenkraften 57 procent av installerad effekt. Vattenkraften hade kunnat producera mer om behov funnits.

⁹ I kategorin övrig värmekraft ingår även kondenskraft och gasturbiner samt diesel- och gasmotorer.

¹⁰ Källa: Svenska kraftnät

¹¹ Källa: Energiföretagen Sverige och Svenska kraftnät. I kategorin övrigt ingår diesel- och gasmotorer

¹² Källa: Energimyndigheten

¹³ Källa: Energiföretagen Sverige – <https://www.energiforetagen.se/statistik/kraftlaget/kraftlagets-arkiv/>

¹⁴ Källa: Energiföretagen Sverige

Kärnkraft

Kärnkraften i Sverige producerade 47 TWh el under 2020¹⁵, vilket var ca 30 procent av den totala elproduktionen i Sverige (64 TWh under 2019). Under topplasttimmen producerade den svenska kärnkraften 100 procent av installerad effekt. Produktionen var lägre under vintern jämfört med vintern 2019/2020, vilket i huvudsak beror på att Ringhals 1 stängdes i december 2020.

Vindkraft

År 2020 producerade vindkraften i Sverige 26 TWh el¹⁶, vilket var ca 17 procent av den totala elproduktionen i landet (2019 producerades 19 TWh el från vindkraft). Vindkraftens utnyttjandegrad¹⁷ under vintern 2020/2021 i helhet uppgick till 32 procent av installerad effekt (43 procent föregående vinter).

Under 90 procent av tiden producerade vindkraften minst 9 procent av installerad effekt (14 procent föregående vinter). Som mest producerade vindkraften 8 520 MWh/h under vintern och som minst 140 MWh/h. Under topplasttimmen producerade vindkraften 6 600 MWh/h, vilket är 66 procent av installerad effekt (förra vinterns topplasttimme producerade vindkraften 45 procent av installerad effekt).

Kraftvärme

Kraftvärmens¹⁸ producerade 12 TWh el under 2020¹⁹, vilket var ca 8 procent av den totala elproduktionen i Sverige. Under topplasttimmen producerade den svenska kraftvärmens 32 procent av installerad effekt. Mängden el som produceras 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 elöverskott sett till *energi*; landet exporterar alltså mer elenergi än det importerar. Exporten var hög under vintern 2019/2020, då skedde knappt någon nettoimport alls. Denna vinter var export och importflöden mer normala.

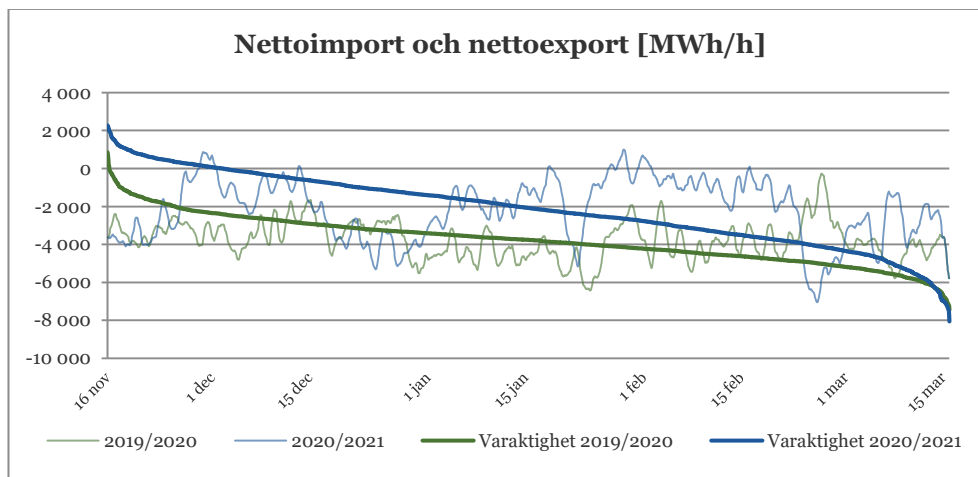
¹⁵ Källa: Energiföretagen Sverige

¹⁶ Källa: Energiföretagen Sverige

¹⁷ Utnyttjandegrad: faktisk produktion under en tidsperiod, som andel av teoretisk maximal produktion.

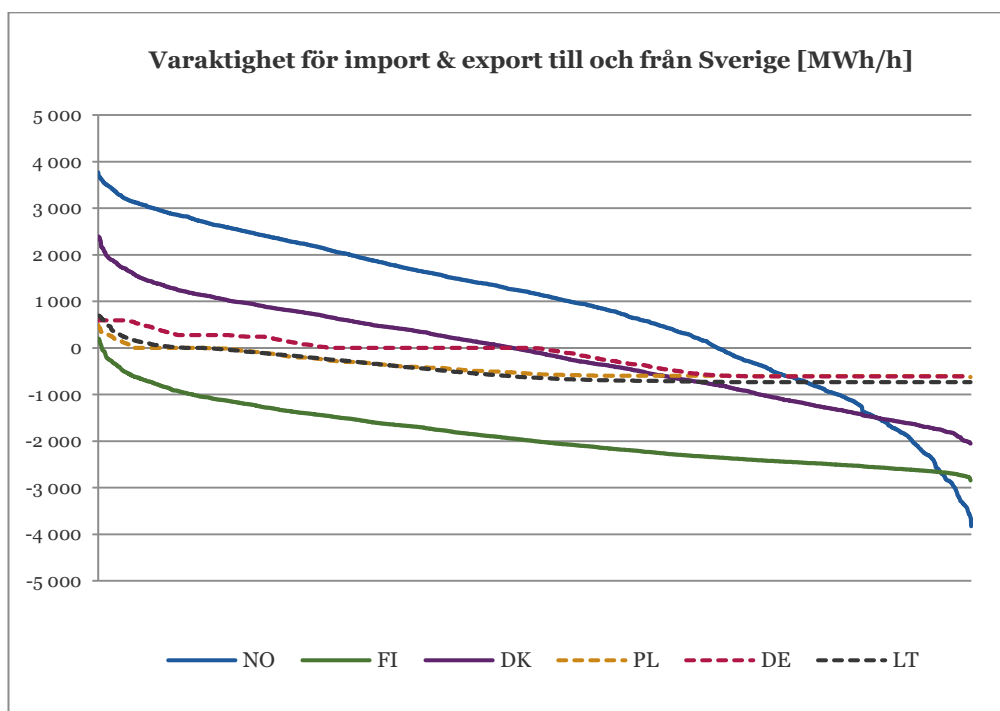
¹⁸ Här används produktionsdata för kategorin "övrig värmekraft" som även inkluderar gasturbiner och kondenskraft, men dessa kraftslag används sällan för normal produktion i Sverige utan är i huvudsak reserver.

¹⁹ Källa: Energiföretagen Sverige



Figur 4. Dygnsmedelvärde för fysiskt nettoflöde till (+) och från (-) Sverige de senaste två vintrarna. Källa: Nord Pool.

Ett varaktighetsdiagram för vinterns alla timmar, för fysiskt flöde av el mellan Sverige och kringliggande länder redovisas i Figur 5.



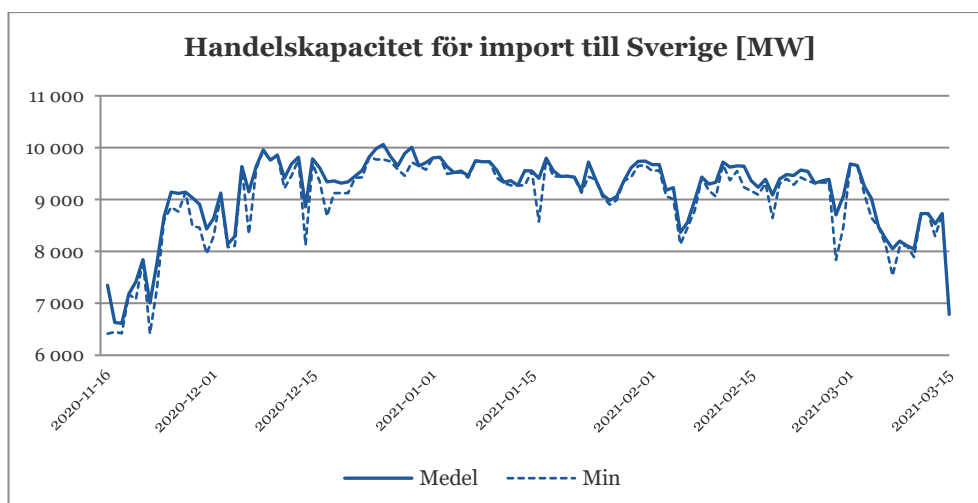
Figur 5. Varaktighet för fysiskt flöde till (+) och från (-) Sverige per land under vintern 2020/2021.

Finland är med stor marginal det land som Sverige exporterar mest el till. Nettoenergiutbytet mellan Sverige och andra länder under vintern 2020/2021 redovisas i Tabell 4. Nettoexporten var 6,4 TWh denna vinter (förra vintern 10,9 TWh, vilket var ovanligt hög nettoexport).

Tabell 4. Nettoenergiutbyte mellan Sverige och andra länder under vintern 2020/2021 i TWh. Negativt värde betyder nettoexport till ett land. Källa: Nord Pool.

	Norge	Finland	Danmark	Polen	Tyskland	Litauen
Nettoenergiutbyte	2,44	- 5,43	- 0,35	- 1,18	- 0,48	- 1,35

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 2020/2021. Källa: Nord Pool, Svenska kraftnäts bearbetning.

Som lägst var handelskapaciteten för import till Sverige 6 400 MW, den 22 november 2020 kl. 10–11. Denna timme var importkapaciteten noll från Polen p.g.a. underhåll. Även importkapaciteter från Norge, DK2 (Själland) och Tyskland var reducerade.²⁰ Tabell 5 visar en sammanställning av den lägsta, genomsnittliga och högsta handelskapaciteten som lämnades till elbörsen för import respektive export under vintern 2020/2021. Det räcker inte att handelskapacitet finns för att kunna importera elkraft till Sverige, det måste även finnas tillgängliga produktionsresurser i det exporterande landet.

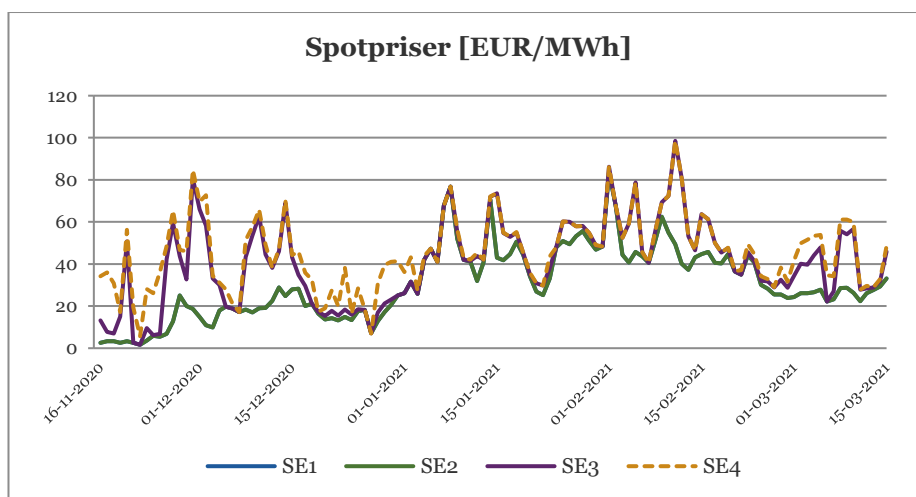
Tabell 5. Handelskapacitet lämnad till dagen före-marknaden för export och import till Sverige under vintern. Källa: Nord Pool.

	Handelskapacitet import [MW]	Handelskapacitet export [MW]
Min	6 400	7 200
Medel	9 200	9 900
Max	10 100	10 700

²⁰ Källa: Nord Pool - <https://umm.nordpoolgroup.com/>

1.4 Elpriserna under vintern

Varje timmes elpris bestäms av det dyraste produktionsbud som aktiverats för denna timme. Priset påverkas därför av både tillgång (produktion) och efterfrågan (förbrukning) och behöver inte vara högst just under topplasttimmen. Prisskillnad uppstår när handelskapaciteten mellan två elområden är fullt utnyttjad²¹. Tidvis är priset i SE3 och SE4 högre än i norra delen av landet. Medelpriset för vintern var 39 euro/MWh²² (föregående vinter 26 euro/MWh). Vinterns medelpriser per elområde var för SE1 till SE4 31, 31, 41 och 46 euro/MWh. Figur 7 redogör för hur spotpriserna (priserna på dagen-före marknaden) varierade i Sveriges elområden under vintern.



Figur 7. Dagnsmedelpriser på dagen före-marknaden i Sveriges elområden vintern 2020/2021. SE4 är streckad i figuren för att bättre visa linjen för SE3, som ofta ligger direkt under. Källa: Nord Pool.

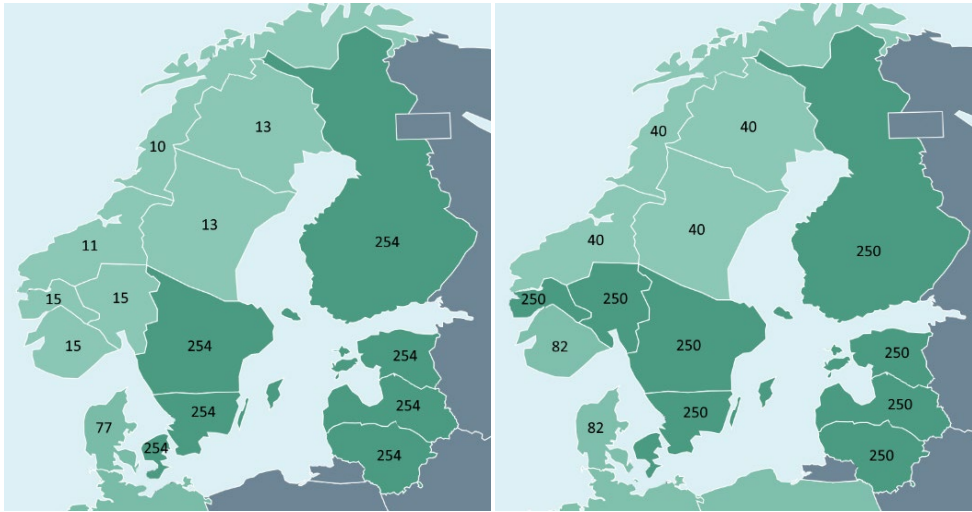
Det högsta spotpriset under vintern noterades 30 november 2020 kl. 08–09, när priset var 254 euro/MWh i södra Sverige²³. Priset i respektive område denna timme framgår av Figur 8. Under föregående vinter var det högsta spotpriset i Sverige 76 euro/MWh.

Under vinterns topplasttimme var spotpriset i södra Sverige 250 euro/MWh och 40 euro/MWh i norra Sverige. Priset i respektive elområde under topplasttimmen framgår av Figur 8. Spotpriset för topplasttimmen under föregående vinter var 49 euro/MWh.

²¹ Handelskapacitet: den överföringskapacitet som lämnats till marknaden

²² Medelpriset per såld MWh används.

²³ Källa: Nord Pool



Figur 8. Till vänster: Spotpriser i Norden och Baltikum (euro/MWh) under timmen med vinterns högsta spotpris, 30 november 2020 kl. 8–9. Systempriset var 44 euro/MWh (det pris som gällt om inga överföringsbegränsningar funnits i systemet). Till höger: Spotpriser i Norden och Baltikum (euro/MWh) under topplasttimmen. Systempriset var 60 euro/MWh. Källa: Nord Pool.

Negativt elpris på dagen före-marknaden uppstod första gången någonsin förra vintern (10 februari 2020). Även denna vinter inträffade det vid ett tillfälle, nämligen 27 december 2020 kl 6-7 på morgonen, och bara i SE4. Priset var då omkring minus 2 euro/MWh. Samma timme var priset negativt i Danmark och Tyskland, sannolikt var överproduktion från vindkraft i dessa länder anledningen till det negativa priset.

Vinterns högsta priser på reglerkraftmarknaden inträffade den 2 december 2020 kl 8-9 samt mellan kl. 16–19 då uppregeringspriset var 336 euro/MWh i SE4 (förra vintern var högsta uppregeringspris 302 euro/MWh).²⁴

1.5 Effektreserven

För att säkerställa effektbalans under timmar när den svenska elförbrukningen är mycket hög ansvarar Svenska kraftnät enligt lag (2003:436) och förordning (2016:423) för att handla upp en effektreserv. Lagen om effektreserv gäller till den 16 mars 2025 och effektreserven ska vara tillgänglig under perioden 16 november–15 mars eftersom det främst är under mycket kalla vinterdagar som det tillfälligt kan uppstå situationer när prognosen för 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 2020/2021 var effektreservens storlek totalt 562 MW som utgjordes av produktionskapacitet i form av kondenskraft från Karlshamnverket. Effektreservens produktionsdel bjuds in på elbörsen av Svenska kraftnät och kan aktiveras på dagen före-marknaden vid risk för avkortning, dvs. när utbud och efterfrågan av el inte möts.

²⁴ Källa: Nord Pool

Produktionen som ingår i effektreserven ska finnas tillgänglig på reglerkraftmarknaden alla timmar under vinterperioden, med undantag om den avropats på dagen före-marknaden. Den kondenskraft som utgör produktionsdelen i effektreserven tar flera timmar att starta. För att den ska kunna avropas på reglerkraftmarknaden behöver Svenska kraftnäts balanstjänst i god tid före drifttimmen göra en bedömning om den kommer att behövas, och i så fall ändra beredskapstiden för produktionen. Effektreserven aktiveras först efter det att alla kommersiella bud på reglerkraftmarknaden har avropats.

Under vintern 2020/2021 ändrades beredskapstiden vid sju tillfällen. Vid dessa tillfällen var anledningen begränsningar i nätet, låga temperaturer och hög förbrukningsprognos.

Effektreserven beordrades utöver detta till minkörning²⁵ vid tre tillfällen på grund av låga temperaturer samt ökad förbrukning jämfört med prognos.

1.6 Informationsinsatser

Som systemansvarig myndighet är Svenska kraftnät 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). Innan 3 december 2019 användes Nord Pools marknadsmeddelanden Urgent Market Message (UMM). Under vintern meddelade Svenska kraftnät via NUCS om tillgängliga handelskapaciteter i snitt 2 och snitt 4 och status för effektreservens produktionsdel 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.

Allmän information om effektsituationen i Sverige publiceras på www.svk.se för innevarande och nästkommande vecka. Bland annat informerade Svenska kraftnät om läget i kontrollrummet när kylan kom den 11 januari med återkommande lägesrapporter för aktuell vecka.

Den 3 mars skickade Svenska kraftnät ut ett marknadsmeddelande om större begränsningar av kapaciteten till och från elområde SE3 i samband med störningen på Ringhals 4 och hantering av öst-västliga flöden i nätet. För att upprätthålla driftsäkerheten begränsade Svenska kraftnät kapaciteter som påverkar handel mellan Sverige, Norge och Finland.

²⁵ Minkörning innebär att anläggningen är i drift på minimal effekt (40MW per block). Detta för att kunna öka produktionen snabbt vid behov.



2 Topplasttimmen vintern 2020/2021

Topplasttimmen under vintern 2020/2021 inträffade 12 februari 2021 kl. 8–9. Den timmen var den svenska elförbrukningen ca 25 500 MWh/h (2 300 MWh/h högre än vid topplasttimmen under vintern 2019/2020). Nettoimport (skillnaden mellan import och export) rörde med ca 500 MWh/h.

Tabell 6. Effektbalansen i Sverige fredagen 12 februari 2021 kl. 8–9. Källor: Svenska kraftnät, Nord Pool. Siffrorna är avrundade.

Produktion inom landet [MWh/h]	25 000
Varav vattenkraft	9 300
Varav kärnkraft	6 900
Varav vindkraft	6 600
Varav övrig värmekraft	2 200
Import [MWh/h]	2 800
Från Norge via Hasle, Halden och Eidskog (NO1)	660
Från Norge via Rössåga, Ofoten och Tornehamn (NO4)	190
Från Danmark via Konti–Skan (DK1)	680
Från Danmark via Öresund, inkl. Bornholm (DK2)	280
Från Litauen via NordBalt (LT)	390
Från Tyskland via Baltic Cable (DE)	600
Export [MWh/h]	– 2 300
Till Polen via SwePol Link (PL)	0
Till Norge via Nea (NO3)	– 360
Till Finland via Fenno–Skan (FI)	– 520
Till Finland via Finland Norr (FI)	– 1 450
Summa = Förbrukning inkl. nätförluster [MWh/h]	25 500

Oftast beror utfallet av import- och exportvolym mellan länder på att den importerade elen hade ett lägre pris än återstående inhemska resurser; det är ovanligt att import enbart är ett resultat av att inhemska resurser är uttömda. Vindkraften producerade 66 procent av installerad effekt under topplasttimmen, vilket är ovanligt högt. Om den istället hade producerat enligt antagandet i denna rapport (9 %) hade den producerat hela 5 700 MW mindre under topplasttimmen.

2.1 Tillgängliga handelskapaciteter

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 (utöver elförbrukning som haft särskilt avtal om förbrukningsreduktion). Ett underskott i Sverige kan oftast täckas med import på dagen före-marknaden. Räcker inte det kan effektreservens produktionsdel aktiveras, men om inte heller den räcker till uppstår en avkortningssituation (förbrukning måste kopplas bort).

I Tabell 7 framgår hur stor den återstående handelskapaciteten mellan de svenska elområdena var under topplasttimmen. Det fanns kapacitet att överföra ytterligare elkraft över snitt 1 och snitt 4 den timmen, men endast lite återstående kapacitet över snitt 2 (att snitt 2 är fullt eller nästan fullt är vanligt för ansträngda situationer i Sverige). Tabell 7 visar också hur mycket importkapacitet som lämnades till dagen-före-marknaden, medelvärde för uppmätt överföring under topplasttimmen samt återstående handelskapacitet för import till Sverige via utlandsförbindelser.

Tabell 7. Återstående överföringskapacitet (MW) mellan svenska elområden och från utländska elområden, samt återstående importkapacitet (MW). Datan gäller topplasttimmen. Positiv uppmätt överföring innebär import till Sverige (eller södergående flöde för interna snitt) och negativ uppmätt överföring innebär export från Sverige. Källa: Nord Pool.

Förbindelse	Aktuell överföringskapacitet [MW]	Uppmätt överföring [MW]	Återstående kapacitet för import [MW]²⁶
1 (SE1 – SE2)	3 300	519	2 800
2 (SE2 – SE3)	6 800	6 592	200
4 (SE3 – SE4)	5 100	2 583	2 500

²⁶ 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 elkraft då blir kvar i ett elområde).

Förbindelse	Aktuell överföringskapacitet [MW]	Uppmätt överföring [MW]	Återstående kapacitet för import [MW] ²⁶
Norr om snitt 2			
NO4 – SE1	650	188	460
FI – SE1	1 060	– 1449	Minst 1 060
NO3 – SE2	600	– 356	Minst 600
NO4 – SE2	250	11	240
Söder om snitt 2			
FI – SE3	1 060	– 524	Minst 1 060
NO1 – SE3	1 780	663	1 120
DK1 – SE3	650	677	0
DK2 – SE4	1 700	279	1 420
PL – SE4	270	0	270
LT – SE4	700	387	310
DE – SE4	614	614	0

Mycket lite ledig kapacitet fanns över snitt 2 (SE2-SE3) varför ledig importkapacitet söder om snitt 2 var av större vikt. Notera att återstående importkapacitet endast visar hur mycket el som var möjligt att överföra; det krävs även tillgängliga uppregeringsbud (produktions- eller förbrukningsreduktionsresurser) i angränsande länder, se kapitel 2.2.

2.2 Tillgängliga uppregeringsbud

För att undersöka marginalerna i driftskedet för återstående produktion och förbrukningsreduktion under topplasttimmen har tillgängliga uppregeringsbud 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-marknad kan bjuda in dessa till reglerkraftmarknaden.

Under topplasttimmen fanns 870 MW kommersiella uppregeringsbud tillgängliga (ej aktiverade) i Sverige på reglerkraftmarknaden. Av dessa fanns endast 130 MW i södra Sverige. Därtill fanns tillgänglig kapacitet om 1 300 MW i störningsreserven, 300 MW i störningsreserv som delas med Danmark och 562 MW i effektreserven. Den totala volymen aktiverade uppregeringsbud i Norden under topplasttimmen var 230 MW, dessa bud hade aktiverats i Norge och Finland.

I Tabell 8 redovisas de kommersiella uppregleringsbud i Norden som fanns tillgängliga under topplasttimmen, samt vilka som var överförbara till södra Sverige (SE3 eller SE4).

Tabell 8. Tillgängliga kommersiella uppregleringsbud i Norden under topplasttimmen. Källa: NOIS (Nordic Operational Information System).

Land	Uppregleringsbud [MW]	Överförbara bud till södra Sverige [MW]
Norge	2 700	200 till 1 320
Danmark	1 077	177
Finland	1 218	1 060 till 1 218
Summa		1 437 till 2 715

Norge

I Norge fanns gott om tillgängliga bud, men eftersom snitt 2 bara hade 200 MW återstående kapacitet skulle det mesta behöva importeras via förbindelsen NO1-SE3 för att nå södra Sverige. I NO1 fanns bara 100 MW tillgängliga bud, men utan interna norska begränsningar skulle potentiellt 1 120 MW extra (utöver 200 MW över snitt 2) kunna överföras till SE3 (den återstående importkapaciteten på förbindelsen NO1-SE3).

Danmark

Överföringen från DK1 till SE3 var fullt utnyttjad, men DK2 till SE4 hade 1 420 MW återstående importkapacitet. I Danmark fanns 1 077 MW tillgängliga uppregleringsbud. I Danmark ska totalt ca 900 MW av uppregleringen reserveras för att säkerställa den nationella driftsäkerheten vid plötsliga störningar²⁷. Återstående 177 MW av uppregleringsbuderna hade därför kunnat aktiveras för överföring till Sverige, från DK2 till SE4.

Finland

I Finland fanns det 1 218 MW kommersiella uppregleringsbud. Sverige exporterade el till Finland på förbindelsen från södra Sverige (SE3-FI) under topplasttimmen. Minst 1 060 MW uppreglering (men sannolikt hela den kommersiella uppregleringsvolymen) i Finland hade kunnat överföras till SE3 via Fenno-Skan. Detta under förutsättningen att inga interna nätbegränsningar fanns.

²⁷ Källa: ENTSO-E https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/Nordic/System_Operation_Agreement_appendices%28English_2016_update%29.pdf

Övriga länder

Vid behov kan Svenska kraftnät, om det är möjligt, handla el via utlandsförbindelserna från Polen, Tyskland och Litauen. Från Tyskland och Litauen importerade Sverige redan el under toppplasttimmen. Från Litauen fanns 310 MW importkapacitet tillgängligt och från Polen 270 MW. Baltic Cable (från Tyskland) användes redan fullt ut för import.

2.3 Sammanfattande slutsats

Hade vindkraften endast producerat 9 % av installerad kapacitet, vilket motsvarar den antagna tillgängligheten för vindkraft (se bilaga 2), hade den producerat 5 700 MW mindre under toppplasttimmen. Trots att vattenkraften hade kunnat öka sin produktion kraftigt hade denna haft svårt att överföras till södra Sverige då snitt 2 i princip var fullt utnyttjad. Nordiska och svenska uppregleringsbud plus importmöjligheter från Östersjöländerna var under 4 000 MW, vilket inte hade varit tillräckligt.

Givet andra vindförhållanden hade effektsituationen alltså kunnat vara mycket mer ansträngd. Sammanfattningsvis påverkar vindkraften nu den svenska effektbalansen mer allteftersom den får en mer framträdande roll i produktionsmixen. Mängden tillgänglig effekt för en viss timme kan således variera med allt större volymer, vilket ovanstående siffror tydligt visar.



3 Prognos för sommaren 2021

Svenska kraftnät har i 2021 års regleringsbrev fått i tillägg till sin särskilda rapport om kraftbalansen med utvärdering av den gångna vintern och en prognos för kommande, även att inkludera en bedömning av driftsäkerheten i Sverige den kommande sommarperioden juni–september. EU-regelverket ställer krav på att systemansvarig för överföringssystem utför tillräcklighetsbedömningar med olika intervall, olika tidsperspektiv och att dessa analyser ska baseras på gemensamma metoder som beslutats av ACER²⁸. Detta regleras i elmarknadsförordningen (EU) 2019/943, i riskberedskapsförordningen (EU) 2019/941 samt i riktlinjen för driften av elöverföringssystemet (EU) 2017/1485).

Inför sommaren 2020 bedömde Svenska kraftnät att driftläget skulle kunna bli särskilt ansträngt efter att fler kärnkraftverk under våren förlängde sommarens avställningsperioder. Detta dels för att låga elpriser gjort det olönsamt att producera el under vissa perioder, dels för att pågående pandemi påverkade revisionstiderna. Dessa förlängningar sammanföll med flera planerade avbrott i nätet vilket sammantaget ledde till att nätets överföringsförmåga minskade. För att kunna genomföra avbrotten och bibehålla den planerade driftsäkerhetsnivån tog Svenska kraftnät beslut om att anskaffa ett antal förebyggande åtgärder²⁹. Erfarenheterna från sommaren 2020 har tydliggjort att effektsituationen, liksom driftsäkerhet, kan bli påtagligt ansträngd även under somrarna. I detta avsnitt beskrivs därför Svenska kraftnäts bedömning av driftsäkerheten inför sommarperioden juni – september 2021.

Tabell 9 visar effektbalansen för uppskattade maxförbrukning relativt den förväntade tillgängliga produktionen per månad. Antagen maxförbrukning och tillgänglig produktion baseras på de fyra senaste somrarnas uppmätta förbrukning och produktionsmönster med hänsyn till planerade kärnkraftsrevisioner³⁰. Resultatet visar för topplasttimmen en negativ effektbalans för södra Sverige men en positiv effektbalans för riket i stort. Tillgänglig handelskapacitet mellan södra och norra Sverige bedöms vara tillräcklig för att täcka behovet i söder. Topplasttimmens effektbalans är dock inte det enda måttet för att bedöma driftsäkerheten för sommarperioden eftersom det också avgörs av nätets förmåga att befinna sig i normaldrift och återgå till normaldrift efter en eventuell störning i nätet i enlighet med gällande driftsäkerhetskriterier. Efter en sådan störning ska också marknaden ha förutsättningar

²⁸ ACER: The European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators

²⁹ Svenska kraftnät ingick avtal med Vattenfall för att göra Ringhals 1 tillgänglig för systemdriften, bl.a. för att bidra med spänningsstabilitet och kortslutningseffekt. Svenska kraftnät ingick också avtal med ägarna till Karlshamnverket respektive Rya Kraftvärmeverk i Göteborg att vara i beredskap för att snabbt kunna tillgängliggöra aktiv och reaktiv effekt under sommaren. Syftet med åtgärderna var att säkerställa lokal spänningsstabilitet och kortslutningseffekt samt öka de tillgängliga reglerresurserna för att kunna avlasta transmissionsnätet efter ett fel.

³⁰ 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.

att klara effektbalansen även med reducerade handelskapaciteter p.g.a. den inträffade störningen. Avsnitt 3.3 diskuterar driftsäkerheten utifrån detta bredare perspektiv.

Tabell 9. Förväntad effektbalans per elområde under uppskattad topplastimme för respektive månad sommaren 2021. Siffrorna är avrundade.

Elområde	Effektbalans [MWh/h]			
	Juni	Juli	Augusti	September
SE1	3 000	3 100	3 000	3 000
SE2	4 800	4 900	4 800	4 700
SE3	- 2 300	- 400	- 1 000	- 1 800
SE4	- 1 500	- 1 400	- 1 500	- 1 900
Norra Sverige	7 800	8 000	7 800	7 700
Södra Sverige	- 3 800	- 1 800	- 2 500	- 3 700
Riket	4 000	6 200	5 200	4 000

3.1 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 topplastimme, som andel av installerad effekt. Metoden för att beräkna effektbalansen är densamma som används för vinterprognosen och utgår ifrån den maximalt installerade effekten per kraftslag. Tabell 10 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.

Tabell 10. Antagna tillgänglighetsfaktorer i kraftbalansstudien för sommaren

Kraftslag	Tillgänglighet	Kommentar
Sol- och vindkraft	9 procent	Se bilaga 2 för antaganden
Vattenkraft	75 procent	Utgår ifrån produktionstoppen för maj-sep (2017-2020)
Kärnkraft	Enligt revisionsplaner	Utgår ifrån månadernas revisionsplaner
Kraftvärme (fjärrvärme och industri)	10 procent	Se bilaga 2 för antaganden
Kondenskraft	50 procent	Antagen tillgänglig kraft på dagen-före marknaden med hänsyn till meddelade otillgänglighet
Gasturbiner	0 procent	Störningsreserven är inte medräknad för effektbalansen

För varje handelsdygn är det elmarknadens uppgift att bestämma vilka produktionslag som får tillslag 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 produktionsanläggningens interna förutsättningar att styra anläggningen under sommaren med avseende på bl.a. bemanning och resurstillgång. 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 en något försiktig bedömning av tillgänglighetsfaktorerna.

3.2 Prognos för tillgänglig överföringskapacitet

Även om den primära effektbalansen visar på god effektbalans för riket som helhet så beror den i hög grad på möjligheten att överföra kraft mellan elområden; särskilt från norra Sverige till södra Sverige. Överföringskapaciteten är dock vanligtvis begränsad under sommaren på grund av planerade lednings- och stationsavbrott i nätet. Avbrottsperioden sker vanligen mellan 15 mars till 15 november då förbrukningen i regel är lägre och behovet av överföringskapacitet är mindre än på vintern. Avbrotten planeras i så stor utsträckning som möjligt för att minimera påverkan på marknaden och samtidigt uppfylla kraven om driftsäkerhet och N-1 kriteriet. Överföringskapaciteten beror också på storleken på effektbalansen i varje elområde. Om ett elområde får ett större underskott under en revision så innebär det att mer el behöver överföras från andra elområden. Detta leder till en ökad belastning i nätet som sammantaget kan leda till att överföringskapaciteten behöver sänkas. Detta är en anledning till att kapaciteten ofta behöver justeras under sommarens kärnkraftsrevisioner eftersom det påverkar flödesmönstret till och från elområdet.

Överföringskapaciteten genom Sverige bestäms också i högre grad utifrån termiska begränsningar i nätet och tillgången på avhjälpande åtgärder. Höga omgivningstemperaturer leder till att ledningarna blir varma vilket gör att överföringsförmågan minskar. Efter en störning är det dock möjligt att överlasta ledningarna under en begränsad tid. Inom 15 minuter måste dock Svenska kraftnät avlasta nätet till normaldrift för att kyla ner de ledningar som blivit överlastade. Detta kräver tillgång på reserver på vardera sidan om den belastade ledningen. Saknas reserver måste Svenska kraftnät sänka 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. Inför sommaren 2021 upphandlar Svenska kraftnät 300 MW uppregeringskapacitet på mFRR-marknaden i SE3 och SE4 från 1 juni 2021 till 1 maj 2022.

Varma temperaturer under sommaren medför en risk för kraftsystemet som Svenska kraftnät behöver beakta. Överföringskapaciteten kan behöva justeras i samband med en närliggande prognos om höga temperaturer. Höga temperaturer ökar också risken för skogsbränder som hade en stor påverkan på transmissionsnätet sommaren 2018. Flertalet ledningar över snitt 2 behövde tas ur drift på uppmaning av räddningsledare och kapaciteten i snitt 2 var under en period så låg som 2700 MW. För framtida sommarprognoser kan det därför vara 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 kalla temperaturer.

Precis som tidigare sommarperioder kommer kapaciteterna vara begränsande för den kommande sommaren. Exakta kapacitetsnivåer för varje snitt och handelskorridor meddelas via IT-plattformen Nordic Unavailability Collection Systemet (NUCS) och uppdateras kontinuerligt utifrån det senaste driftläget. Kapaciteten kommer vara reducerad under sommarens kärnkraftsrevisioner och under de större ledningsavbrotten och stationsprojekten som har planerats.

Under sommaren 2021 kommer Svenska kraftnät i ökad utsträckning också begränsa export- och importkapaciteten till och från SE3 för att hantera nya öst-västliga flöden i mellersta Sverige. Anledningen till detta är produktionsmixen förändras som tillsammans med nya HVDC-förbindelser i Norden³¹ genererar nya elpriser och därmed marknadsutfall. Det nya flödet belastar det svenska transmissionsnätet på ett annat sätt än tidigare och för att bibehålla driftsäkerheten behöver Svenska kraftnät vidta kraftigare begränsningar i överföringskapaciteten mellan Norge, Sverige och Finland än normalt. Svenska kraftnät arbetar för att mildra marknadspåverkan genom att byta ut begränsande primärapparater i vissa stationer och se över möjliga systemvarnslösningar. Kraftsystemet är dock inte anpassat för att hantera dessa nya flöden och det är sannolikt att begränsningar kommer uppstå periodvis tills flaskhalsarna kan byggas bort eller på annat vis hanteras.

3.3 Driftsäkerhetsprognos för sommaren

Svenska kraftnät har tagit beslut om att förra sommarens åtgärder för att förstärka driftsäkerheten inte behövs denna sommar. Anledningen är att driftförutsättningarna har förbättrats tack vare att fjolårets arbeten kunde genomföras som planerat. Sen förra sommaren har Svenska kraftnät förstärkt nätet kring Skogssäter – som kraftigt begränsade importkapaciteten från Norge till Sverige i fjol – och förnyat stationerna i Midskog och Hedenlunda vilket ger bättre förutsättningar att hantera eventuella störningar i nätet. Sverige har också fått ökade importmöjligheter till södra Sverige via Danmark som har fått en ökad importkapacitet från Tyskland.

³¹ Jämfört med 2020 har NordLink mellan Norge och Tyskland och Kriegers Flak mellan Själland och Tyskland tagits i drift.

Därtill har den reaktiva effektbalansen förbättrats i södra Sverige i och med att en ny reaktor i Östansjö och nya reaktorer i underliggande nät har tagits i drift. Dessutom har Svenska kraftnät större möjligheter att använda omriktarstationerna i Barkeryd och Hurva för spänningsreglering och en ny SVS-anläggning i Stenkullen vilket förbättrar spänningshållningen under sommaren. De nordiska systemdriftope-
ratorerna har också etablerat ett gott samarbete för att hantera frekvensstabiliteten med hjälp av upphandlingen av stödtjänsten FFR. De planerade kärnkraftsrevisionerna och planerade projektarbeten sker inte heller samtidigt på samma sätt som inträffade i fjol när revisionsplanerna förlängdes med kort varsel.

Utifrån de planerade förutsättningarna bedöms driftsäkerheten därför vara likvärdig med tidigare sommarperioder. Kraftsystemet bedöms ha möjlighet att hantera ett N-1 fel med hjälp av tillgänglig reglerkraft och störningsreserv och marknaden bedöms ha möjlighet att tillgodose det dagliga effektbehovet.

3.3.1 Marknadspåverkan under sommaren

Kraftsystemet kommer ha en begränsad överföringskapacitet för att bibehålla driftsäkerheten. Därför är bedömningen också att kraftsystemet kommer vara mer ansträngt än tidigare somrar även om driftsäkerheten bedöms vara densamma. De nya öst-västliga flödena medför behov av begränsningar i import- och exportkapacitet i mellersta Sverige vilket tillsammans med större ledningsavbrott och kärnkraftsrevisioner medför restriktioner i handelskapaciteten. Detta kommer troligtvis få en stor påverkan på marknaden och elpriset vilket visar på behovet av fortsatt utveckling av transmissionsnätet.

Det ansträngda driftläget under sommaren innebär att kapaciteten på fler förbindelser kommer vara reducerad.

3.3.2 Oväntade händelser under sommaren

Precis som alltid behöver kraftsystemet ha möjlighet att hantera en oväntad händelse som förändrar de planerade förutsättningarna. Sommaren 2018 medförde skogsbränder att Svenska kraftnät fick ställa in flera projekt för att kunna ta ledningar ur drift som påverkades av bränderna. Sommaren 2020 medförde de förändrade revisionstiderna för flertalet kärnkraftverk att Svenska kraftnät ingick avtal med vissa produktionsanläggningar om ökad beredskap. Oväntade händelser kan inte uteslutas; de senaste sommarperioderna visar snarare att det är mer regel än undantag. Det innebär att Svenska kraftnät behöver sträva efter ökad driftsäkerhet för kommande sommarperioder snarare än bibehållen/likvärdig driftsäkerhet för att ge ökade marginaler för att hantera en oväntad händelse.

En annan händelse som väntas bli vanligare i kraftsystemet är situationer med låg förbrukning i Norden och mycket vindkraft som påverkar frekvensen. Det skulle kunna inträffa en sommarnatt eller helg och ge ett sammantaget negativt systempris och överfrekvens i drifttimmen. I den situationen kan vindkraftsproduktionen

behöva regleras ner. Det är därför viktigt att fler aktörer deltar aktivt på reglerkraftmarknaden för att kunna bidra med att reglera produktion åt det ena och/eller andra hållet när systemdriften behöver det. I takt med att kraftsystemet förändras ökar således behovet av nya stödtjänster. Till årsskiftet lanseras den nya stödtjänsten FCR-D nedreglering som bidrar till att snabbt stabilisera en situation med hög frekvens. Det är ett exempel på hur Svenska kraftnät förbereder sig för att hantera olika scenarier som väntas bli vanligare framöver.



4 Prognos för vintern 2021/2022

I detta avsnitt prognostiseras effektbalansen för topplasttimmen vintern 2021/2022. 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 vintertyp³². I avsnitt 4.4 beskrivs en alternativ metod för att mäta effekttillräcklighet. Istället för att bedöma nationell effektbalans (d.v.s. importbehov) simuleras, med hjälp av en datamodell, risken för effektbrist när import inkluderas.

Tabell 11 uppvisar för topplasttimmen en negativ effektbalans med ett underskott om ca 1 600 MW vid en normalvinter. Det innebär att Sverige förväntas vara beroende av nettoimport för att klara topplasttimmen.

Tabell 11. Förväntad effektbalans per elområde under topplasttimmen vintern 2021/2022 vid respektive vintertyp. Siffrorna är avrundade.

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

Prognosen för effektbalansen under en normalvinter är relativt oförändrad sedan förra årets prognos, ca 100 MW bättre. Den lilla ökningen beror på ökad installerad effekt vindkraft.

³² 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. Den temperaturkorrigerade elanvändningen de senaste 52 veckorna används också som parameter i prognosen för att ta hänsyn till konjunkturläget. Då covid-19 har påverkat elförbrukningen har årsförbrukningen från förra årets rapport använts i årets prognos. Detta för att inte underskatta topplasten, då nästa vinters förbrukning inte nämnvärt förväntas påverkas av pandemin. Prognosen för maximal elförbrukning per elområde och vintertyp återfinns i Tabell 11.

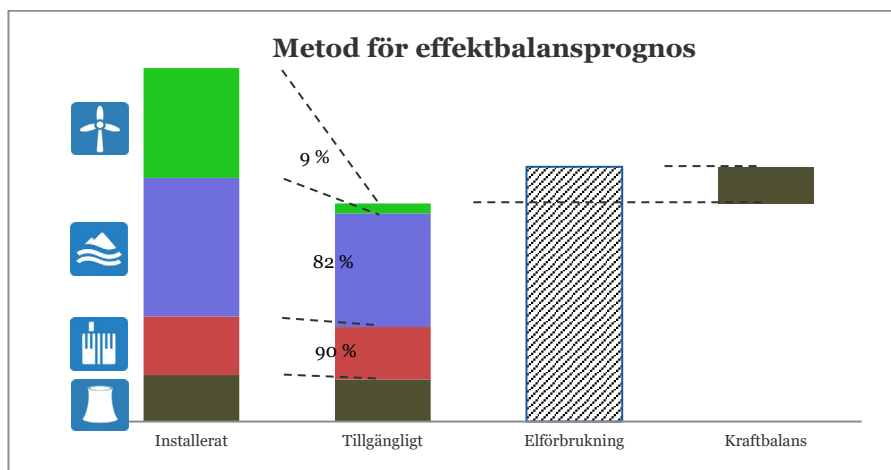
4.2 Prognos för tillgänglig produktion

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.

Tabell 12: Antagna tillgänglighetsfaktorer i prognosen för effektbalans.

Kraftslag	Tillgänglighet	Kommentar
Vattenkraft	82 %	Baseras på medelvärde av historisk maxproduktion
Kärnkraft	90 %	Baseras på historisk produktion
Vindkraft	9 %	10e percentilen av historisk produktion
Kraftvärme (fjärrvärme och industri)	76,5 %	Se bilaga för antaganden
Kondenskraft	90 %	Baseras på historisk produktion
Gasturbiner i störningsreserv	0 %	Ska inte användas för att tillfredsställa effektbehov
Solkraft	0 %	Vid topplasttimmen är det i regel mörkt

Figur 9 illustrerar hur dessa tillgänglighetsfaktorer används för effektbalansprognosen för kommande vinter: installerad effekt per kraftslag multipliceras med tillgänglighetsfaktorer och den resulterade tillgängliga effekten jämförs med förväntad maximal elförbrukning. Ett underskott har historiskt sett 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.³³

Installerad effekt vindkraft förväntas öka med ca 2900 MW under 2021, och solkraft med ca 600 MW. Samtidigt ökar tillgänglig effekt bara med 100 MW jämfört med prognosen inför föregående vinter. Detta förklaras i huvudsak med att tillkommande effekt i form av vind- och solkraft har låg förväntad tillgänglighet vid topplasttimmen, men även en viss minskning av installerad effekt kraftvärme bidrar. Detaljer kring prognos för installerad och tillgänglig produktion finns i bilaga 3.

Kontrakterad elproduktion för effektreserv 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.

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 ut³⁴ under vintertid eftersom det råder överskott i elområde SE1 och SE2 och underskott i elområde SE3 och SE4. Det totala underskottet i södra Sverige förväntas vara

³³ Övrig värmekraft består av olika kraftslag med flera olika tillgänglighetsfaktorer. Därför är ingen faktor för denna kategori med i figuren.

³⁴ Maximalt 7 300 MW. Ofta begränsas dock snitten p.g.a. överlast och reservationer för otillgängliga gasturbiner.

9 200 MW vid topplasttimmen en normalvinter. Huvudsakligen kommer effekten från norra Sverige, men även effekt från utlandet behöver importeras eftersom det maximalt går att överföra 7 300 MW från norra Sverige. Överföringskapaciteten över snitten brukar också variera utifrån driftläget och har under de tidigare vinternarna varit lägre än 7300 MW. Om kapaciteten varierar på motsvarande sätt kommer mer kraft behöva importeras från utlandet för att klara effektbalansen.

Vid tillfällen med hög elförbrukning i mellersta och södra Sverige eller vid stor export från södra Sverige, förväntas 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 snitt 1, snitt 2 och snitt 4 kommer generellt variera utifrån driftläget på ett sätt som beskrivs i ”Principles for determining the transfer capacities in the Nordic power market”³⁵ som informerats om via NUCS. Kapaciteten varierar normalt över året i följande intervall:

- > Snitt 1: 2500 – 3300 MW
- > Snitt 2: 5500 – 7300 MW
- > Snitt 4: 3500 – 5400 MW

Under de senaste fem vintrar 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 avbrott sker under höglastperioden men omständigheter kan medföra att det blir nödvändigt.

Inför kommande vinter är prognosen att snittkapaciteterna kommer variera i det övre normalintervallet. Snitt 1 kommer variera mellan 2900-3300 MW, snitt 2 kommer variera mellan 6300 – 7300 MW och snitt 4 (utifrån att SydVästlänken tas i drift under hösten 2021) kommer variera mellan 5200 – 6200 MW. Exakta kapacitetsnivåer för varje snitt och handelskorridor kommer som alltid meddelas via IT-plattformen NUCS och uppdateras kontinuerligt utifrån det aktuella driftläget.

I bilaga 4 redovisas de maximala handelskapaciteterna mellan de svenska och angränsande elområdena inför vintern 2021/2022.

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 1300 MWh/h. Att nettoimport råder under

³⁵ För mer information se: Principles_for_determining_the_transfer_capacities_2020-09-22_approved.pdf (entsoe.eu)

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 (som 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 Polen³⁶. 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. Rent allmänt har Sverige dock god tillgång till importkapacitet från både Norge, Danmark samt Tyskland, Polen och Litauen under vintern.

4.4.2 Tillgänglig produktion i utlandet

Den faktiska volymen tillgänglig produktion i andra länder är svår att bedöma, eftersom det huvudsakligen är marknadsutfallet som redovisas och dokumenteras. I ”Nordic and Baltic Sea Winter Power Balance Forecast 2020-2021”³⁷ sammanställs den uppskattade effektbalansen för en tioårs vinter som publicerades inför vintern 2020/2021 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 tillgänglighetsfaktorer³⁸.

³⁶ Källa: Nord Pool – <http://www.nordpoolspot.com/globalassets/download-center/tso/principles-for-determining-the-transfer-capacities.pdf>

³⁷ https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/SOC%20documents/Nordic/Nordic%20and%20Baltic%20Sea%20Winter%20Power%20Balance%202020-2021_ENTSO-E.pdf

³⁸ Tillgänglighetsfaktorer som används: Kärnkraft: Finland 100 %, Sverige 90 %. Vindkraft: Sverige och Norge 9 %, Finland 6 % och Danmark 3 %. Andra skillnader i metoden finns också.

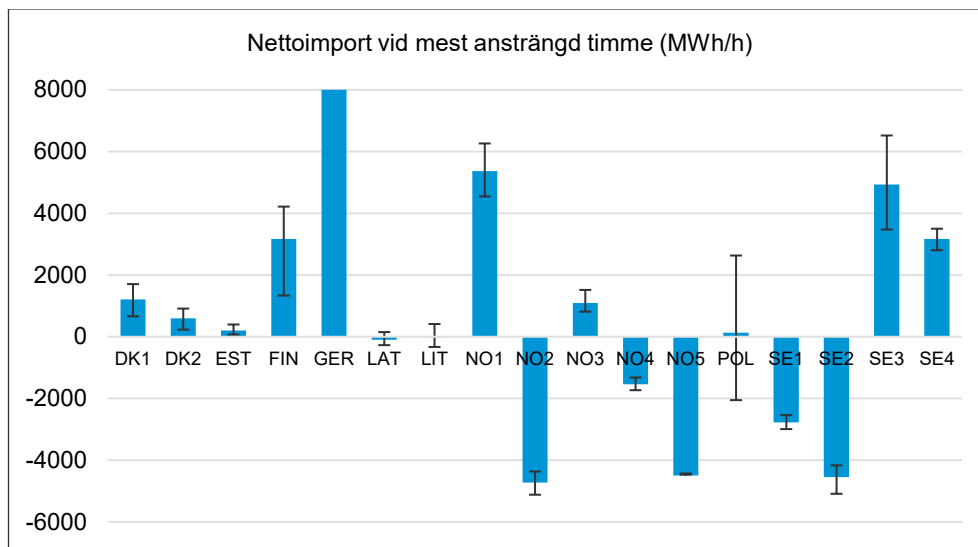
Tabell 13. Nationella effektbalanser uppskattade för en tioårsvinter, inför vintern 2020/2021.
Källa: respektive TSO.

Norden	Effektbalans (MW) TSO-analys
Danmark	- 1 610
Norge	1 000
Sverige	- 2 900
Finland	- 4 300
Övriga länder	Effektbalans (MW) TSO-analys
Estland	150
Lettland	150
Litauen	- 430
Tyskland	- 30
Polen	8760

Siffrorna indikerar att importmöjligheterna från våra grannländer kan vara begränsade under mycket ansträngda timmar, eftersom sträng kyla ofta drabbar flera länder samtidigt. Trots att siffran för Polen indikerar mycket stort överskott skriver den Polska TSO:n i en kommentar att inhemsk produktion inte kan garanteras täcka efterfrågan i en ansträngd situation. Dessutom är importkapaciteten maximalt 600 MW, vilket ofta begränsas ytterligare pga. interna förhållanden i Polen.

En liknande bedömning kan göras genom att beakta nettoimport i en datasimulering: Figur 10 visar nettoimporten per elområde i den probabilistiska modellen (se avsnitt 5.4 för mer information)³⁹ som beaktar hela det europeiska kraftsystemet inklusive importmöjligheter mellan länder. Detta ger en indikation om effektsituationen i närliggande elområden, och därmed i viss mån deras möjlighet att kunna bidra med effekt till Sverige.

³⁹ Figuren baseras på 245 simuleringar motsvarande olika väder- och driftförhållanden för vintern 2021/2022. För respektive elområde visas nettoimporten för den mest ansträngda timmen (alltså inte nödvändigtvis samma som toppplastimmen). Staplarna visar medelvärdet av de 245 simuleringarna och klamrarna visar 10:e respektive 90:e percentilen.



Figur 10. Nettoimport för varje elområde under mest ansträngd timme för respektive elområde. Negativ stapel betyder nettoexport. 245 simuleringar genomfördes och staplarna visar medelvärdet (klamrarna visar 10:e respektive 90:e percentilen). Stapeln för Tyskland är brutet (värdet är 19 100 MW). Källa: Svenska kraftnät.

Figur 10 visar att Osloregionen (NO1) samt södra Sverige har ett stort importbehov vid höglasttimmar som försörjs från omkringliggande elområden. Även Danmark, Finland och Tyskland har importbehov. Norra Sverige och stora delar av Norge har hög självförsörjandegrad och därmed ofta effektöverskott. Däremot är det inte möjligt att utifrån denna simulering bedöma en volym tillgänglig effekt som kan förväntas finnas tillgängligt vid ett godtyckligt tillfälle.

4.5 Effekttillräcklighet enligt probabilistisk metod

Vid sidan av den traditionella effektbalansmetoden presenteras här en probabilistisk metod för att bedöma effekttillräckligheten i Sverige. Genom att beskriva det europeiska elsystemet i en datamodell kan resultat erhållas med hjälp av upprepade simuleringar. En stor skillnad mot den statiska metod som beskrivits tidigare i denna rapport är att flöden mellan elområden och länder (import) 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 toppplasttimmen utan alla timmar under året (timmen med högst förbrukning behöver inte vara den mest ansträngda timmen: marginalerna kan vara mindre en annan timme). Produktion i effektreserven är tillgänglig i modellen men inte den i störningsreserven. 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 i SE3 och SE4. För norra Sverige uppstår ingen effektbrist i modellen, vilket också är väntat. Det kan verka mer optimistiskt än resultaten i Tabell 11, men observera att detta är inte effektbalans (importbehov), utan *effektbrist*. D.v.s. en otillräcklighet av effekt trots att

import inkluderas. Därtill är det ett genomsnittligt värde; för simuleringarna⁴⁰ med högst effektbrist är effektbristen betydligt större (flera timmar). Effektbristen storlek är i simuleringen som störst 200 MW (för SE3 och SE4 tillsammans). En faktisk effektbrist skulle vara anmärkningsvärd även om den var kort, då Sverige aldrig någon sin har behövt koppla bort förbrukning på grund av nationell effektbrist.

I många länder används ett nationellt leveranssäkerhetsmål, exempelvis maximalt 3 timmar med effektbrist per år⁴¹. För Sverige har något leveranssäkerhetsmål aldrig funnits, annat än en tidigare överenskommelse inom branschen. Energimarknadsinspektionen har fått i uppdrag av regeringen att ta fram ett förslag på en nationell tillförlitlighetsnorm⁴² som är en typ av leveranssäkerhetsmål avseende tillräcklighet. Förslaget kommer presenteras samtidigt som denna rapport publiceras.

4.5.1 Jämförelse mellan statisk och probabilistisk metod

Resultaten från de två olika metoderna kan vara svåra att jämföra, eftersom de svarar på olika frågor. Kortfattat beskriver den statiska metoden att vi behöver import (och hur mycket vi behöver), men inte hur mycket import som finns tillgängligt. Risken för effektbrist bedöms alltså inte, utan bara importbehovets storlek. Om importmöjlighet finns, är ett importbehov egentligen inget problem.

Den probabilistiska metoden bedömer 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 effekttillräcklighet utifrån olika perspektiv.

Båda metoderna visar att Sverige kan ha otillräckligt med effekt vid ansträngda situationer. Om det leder till bortkoppling av förbrukning beror på vilka importmöjligheter och vilken förbrukningsflexibilitet som finns tillgänglig 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 2021/2022

För kommande vinter 2021/2022 är kontrakterad elproduktion för effektreserven oförändrad (562 MW). Ingen förbrukningsreduktion har upphandlats för kommande vinter eftersom rådande regelverk för effektreservens reduktionsdel inte är förenligt med elmarknadsförordningen. Enligt denna krävs en probabilistisk metod⁴³ (liknande metoden i avsnitt 4.4) för att beräkna risken för effektbrist, vilket påverkar

⁴⁰ 245 simuleringar gjordes för kommande vinter med varierande indata för väder, temperatur och oplanerade avbrott. De simuleringar som har störst effektbrist liknar tjuogoårsvintrar eftersom de har högre förbrukning, även om andra omständigheter som vindförhållanden och avbrott även spelar in i simuleringresultaten.

⁴¹ Källa ENTSO-E, MAF 2017. Exempelvis är målet max 3h/år för både Frankrike och Storbritannien, samt 8h/år för Irland. https://docstore.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/20170918_MAF_2017_FOR_CONSULTATION.pdf

⁴² Artikel 25 Elmarknadsförordningen 2019/943

⁴³ Artikel 23 Elmarknadsförordningen 2019/943

upphandlingen av en framtida strategisk reserv (effektreserv). Svenska kraftnät bedömer att den elproduktion som är kontrakterad till och med vintern 2024/2025 ger förutsättningar för en övergångsperiod, tills dess regelverk kring effektreserven anpassats till den europeiska lagstiftningen. Svenska kraftnät anser dock att det är viktigt att den europeiska metoden för resurstillräcklighet⁴⁴ implementeras och att denna kan relateras till ett svenskt leveranssäkerhetsmål inom en nära framtid, då detta är förutsättningar för att få ha en strategisk reserv och skriva nya kontrakt.

4.7 Indikatorer för kommande vinter

I enlighet med regeringsuppdraget tillkommer nya indikatorer för kommande vinter som ska redovisas i denna rapport. Dessa indikatorer är (a) installerad effekt i synkront ansluten elproduktion, (b) potentialen för förbrukarflexibilitet samt (c) kapacitet i sammanlänkningslinjer med andra länder. Tabell 14 sammanfattar indikatorerna.

Tabell 14. Indikatorer inför kommande vinter. Källa: Svenska kraftnät

	Synkront ansluten produktion (MW)	Potential för förbru- karflexibilitet (MW)	Sammanlänkning (importkapacitet, MW)	Sammanlänk- ning (kvot)
Indikator	79 500 (synkr.omr) 30 000 (Sverige)	1 200	10 325	23 %

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 är alltså inte synkront anslutna). 79 500 MW installerad effekt synkron produktionen förväntas i synkronområdet nästa vinter. Det motsvarar 74 % av den förväntade totala installerade produktionskapaciteten. För enbart Sverige är siffran 30 000 MW, vilket motsvarar 67 % av total produktionskapacitet.

Potentialen för förbrukarflexibilitet i Sverige har tidigare uppskattats till omkring 1200 MW. Detta baseras på en studie Svenska kraftnät gjort på buden på dagen-före marknaden, och volymen är i nivå med operativa iakttagelser. Framförallt är det i dagsläget elintensiv industri som brukar agera priskänsligt på marknaden. En annan uppskattning publiceras i en ny rapport från Energimarknadsinspektionen⁴⁵, där potentialen ”med rätt incitament och teknik” uppskattas till 10 500 MW idag. Då finns 7350 MW av potentialen hos hushållen, vilket skulle kräva både bättre lönsamhet och teknik för att förverkligas. Att detta skulle ske innan nästkommande vinter bedöms inte som troligt.

⁴⁴ ERAA: European Resource Adequacy Assessment, metod enligt artikel 23 i förordning 2019/943.
Källa: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943&from=EN>

⁴⁵ Källa: rapporten ”Samhällsekonomiska kostnader och nyttor av smarta elnät”, Energimarknadsinspektionen, 2021

Sammanlänkningen (importkapaciteten) med andra länder är nästa vinter 10 325 MW. Sammanlänkningskvoten blir 23 % (definieras av ENSTO-E som importkapaciteten genom installerad effekt produktion).



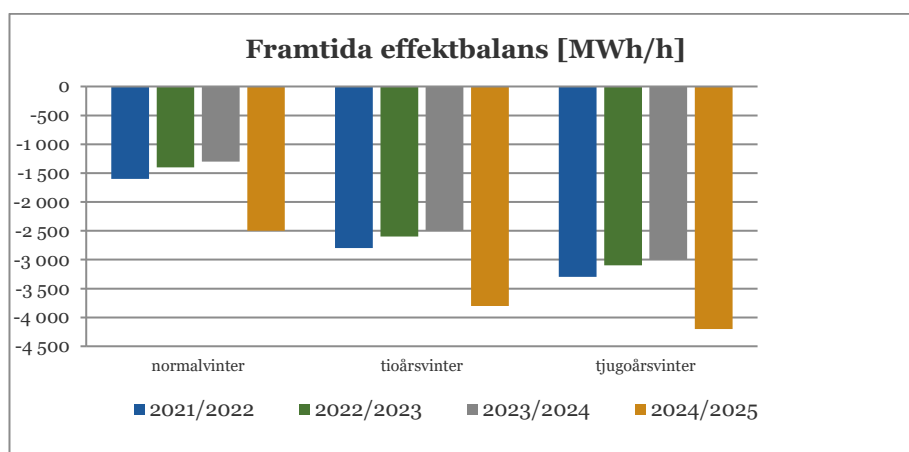
5 Effektbalansen på längre sikt

Detta avsnitt behandlar effektbalansen på längre sikt. Till grund för detta ligger Svenska kraftnäts analyser *Kortsiktig marknadsanalys 2020* (åren 2021-2025) som publicerades i december 2020 samt *Långsiktig marknadsanalys 2021* (fram till året 2050) som publicerades maj 2021.⁴⁶

5.1 Effektbalansen de kommande fyra vintrarna

Kärnkraftsreaktorernas framtid har stor påverkan på Sveriges effektbalans under topplasttimmen. Ringhals 1 (880 MW) stängdes i december 2020 vilket medförde en tydligt försämrad effektbalans för Sverige. Inga fler stängningar är dock planerade. I Finland byggs reaktorn Olkiluoto 3 med en effekt om 1 600 MW, vilken efter betydande förseningar förväntas tas i drift i mars 2022.⁴⁷ Reaktorn kommer då att minska Finlands importberoende och bidra till bättre effektbalans i det nordiska elsystemet över lag.

Vindkraft är det kraftslag som ökar mest både i Sverige och i angränsande länder, och ökningen kommer sannolikt att fortsätta. Vindkraften bidrar dock inte till effektbalansen under vinterns kalla perioder med särskilt hög tillgänglighet, och dess produktion är inte planerbar. Samtidigt ökar elanvändningen successivt. Figur 11 visar en prognos för nationell effektbalans under de kommande fyra vintrarna. Först förbättras effektbalansen något (pga. ökad mängd vindkraft), för att vintern 2024/2025 bli sämre igen. Detta beror i huvudsak på minskad termisk produktion i SE4⁴⁸ och ökat elbehov från elektrifiering av industri. Mängden eldrivna fordon ökar också successivt under de kommande åren, men ökningen är ganska blygsam sett till landets totala elbehov.



Figur 11. Prognos för effektbalans under topplasttimmen för kommande vintrar. Källa: Svenska kraft-nät.

⁴⁶ Dessa rapporter finns att läsa på <https://www.svk.se/om-oss/rapporter-och-remissvar/>

⁴⁷ Källa: TVO – <https://www.tvo.fi/en/index/production/plantunits/ol3.html>

⁴⁸ Karlshamnverket ingår bara i effektreserven fram till slutet av 2024 och antas efter det inte vara tillgängligt

Tabell 15 visar resultaten för de kommande fyra vintrarna baserat på den probabilistiska metoden. Resultatet indikerar att det finns en liten, men inte obefintlig risk att import och inhemsk produktion är otillräckligt för Sveriges effektbehov vid vissa tidpunkter. Tabellen visar genomsnittliga värden av 245 simuleringar per år, och i de värsta simuleringarna är effektbristen betydligt större (flera timmar). Produktion i effektreserven (men inte den i störningsreserven) är tillgänglig i simuleringen.

Tabell 15. Effektbrist i södra Sverige kommande vintrar enligt probabilistisk metod. Källa: Svenska kraftnät

	2021/2022	2022/2023	2023/2024	2024/2025
Effektbrist (h/år)	<0,1	0	0	<0,1
Andel av 245 simuleringar där effektbrist uppstår	3 %	-	-	3 %
Medelbrist i simulering där effektbrist uppstår (h)	2	-	-	3
Största brist i södra Sverige (SE3+SE4, MW)	200	-	-	340

5.2 Effektbalansen år 2035 och framåt

Svenska kraftnät uppdaterar vartannat år långsiktsscenarier för Nordeuropas energisystem. Scenarierna används för att identifiera framtida utmaningar och behov i det svenska transmissionsnätet för el och för att utreda möjliga åtgärdsalternativ. I den senaste långsiktiga marknadsanalysen, LMA2021⁴⁹, framarbetades fyra scenarier som visar på olika utvecklingsvägar för kraftsystemet. Scenarierna beskrivs i korthet i detta kapitel och slutsatserna från de analyser som gjorts för effekttillräcklighet redovisas översiktligt.

Gemensamt för de fyra scenarierna i LMA2021 är att elanvändningen ökar. Detta för att möjliggöra omställningen från ett samhälle beroende av fossila bränslen till ett energisystem med noll nettoutsläpp av växthusgaser. Årsmedelbehovet av el för Sverige uppgår i de fyra scenarierna till mellan 175 och 290 TWh för år 2045. I scenarierna med lägre elanvändning antas energieffektivisering och hushållande av resurser spela en stor roll för att nå Sveriges klimatmål samt att förädling av råvaror, till exempel järnmalm, i större utsträckning sker utanför Sveriges gränser. I scenarierna med högre elanvändning antas istället Sverige i hög grad exportera klimatneutrala produkter, vilket bidrar till att kraftigt minska utsläpp av växthusgaser som i dag sker utanför Sveriges gränser.

⁴⁹ Svenska kraftnät 2021: Långsiktig marknadsanalys 2021 – Scenarier för elsystemets utveckling fram till 2050. Finns för nedladdning på Svenska kraftnäts webbplats: <https://www.svk.se/om-oss/rapporter-och-remissvar/>

Vilken produktionsmix som kommer möta den ökade elanvändningen antas i LMA2021 i viss mån vara frikopplad från behovet. Det politiska landskapet samt teknik- och kostnadsutveckling kommer att spela en stor roll för framtidens produktionsmix. I LMA2021 har produktionsmixen i scenarierna i viss utsträckning antagits gå i olika riktningar. Detta dels för att ta höjd för osäkerheten i utvecklingen, dels för att skapa oss en bild av hur olika fördelningar, både med avseende på kraftslag och på lokalisering, påverkar vår verksamhet. Avgörande för omställningen är dock att utbyggnaden av produktionskapaciteten går i takt med det ökade behovet av fossilfri el.

Sammantaget visar analyserna av effekttillräcklighet i LMA2021 att Sverige blir helt beroende av flexibel elanvändning och import från grannländer under ansträngda timmar i de tre scenarierna med högst elbehov. Utan flexibilitet i elanvändningen visar analyserna på stora utmaningar med effektbrist redan till 2035 för de två scenarierna med kraftigast elektrifiering. Situationen blir ohållbar i scenarierna för 2045 med stort antal bristtimmar, över 10 procent av tiden i scenariot med högst elanvändning. När flexibilitet för industri, elbilar och serverhallar inkluderas ger samma scenario låg risk för effektbrist, i nivå med dagens situation.

För att klara omställningen av energisystemet, där Sverige även är ett exportland av klimatneutrala råvaror och produkter, behöver en stor del av elanvändningen vara flexibel. Effekttillräckligheten, med dagens mått mätt, blir med andra ord sämre i och med att elkunder inte kommer att kunna använda el när de vill till konkurrenskraftiga priser. För den flexibla elkunden finns dock potential att minska kostnader och generera intäkter i det alltmer volatila kraftsystemet, till exempel genom lagerhållning, möjlighet att tillfälligt byta till alternativa energibärare istället för el från elnätet och att kunna leverera stödtjänster.

5.3 Diskussion

Analyserna i LMA2021 visar att det är avgörande att utbyggnaden av produktionskapaciteten går i takt med det ökade behovet av fossilfri el. Dessutom behövs mer flexibilitet för att klara omställningen av Sveriges energisystem. Transmissionsnätet behöver också byggas ut för att effektivt kunna utnyttja systemets produktionsresurser. Bristande lönsamhet och incitament riskerar att bromsa utbyggnad av elproduktion och utveckling av efterfrågefleksibilitet. Därtill förväntas kraftsystemet bli mer svårplanerat då variationerna i tillgänglig effekt ökar med en större andel väderberoende produktion, och driftprognoser blir mer osäkra. Samtidigt väntas elpriserna variera mer än idag vilket kan leda till nya beteendemönster bland både producenter och konsumenter. Det finns tendenser till att planerbar produktion i högre utsträckning reducerar sin produktion p.g.a. lågt elpris vilket också försvårar den operativa planeringen. Större andel prisstyrd produktion leder också till mer komplexa driftscenarier.

Med större andel vindkraft i Norden ökar sannolikheten att flera länder har en ansträngd effektsituation samtidigt, då vädret är kallt och vindförhållandena är dåliga. Då blir överföring av elkraft mellan elområden viktigare (både mellan länder och inom Sverige) men import kan bara avhjälpa effektbrist om angränsande områden har överföringskapacitet och effekt över att exportera.

Sammanfattningsvis står elsystemet på sikt inför stora förändringar. Effekttillräckligheten försämras under ansträngda situationer. Efterfrågefleksibilitet inom t.ex, industri- och transportsektorn samt i hushållen har dock potential att jämna ut effektbehovet och minska kraftsystemets beroende av planerbar produktion. För att flexibilitet ska få en betydande roll i det svenska elsystemet krävs dock lönsamhet för sådana tjänster. Detta visar på att elmarknaden behöver utvecklas i takt med att kraftsystemet förändras.

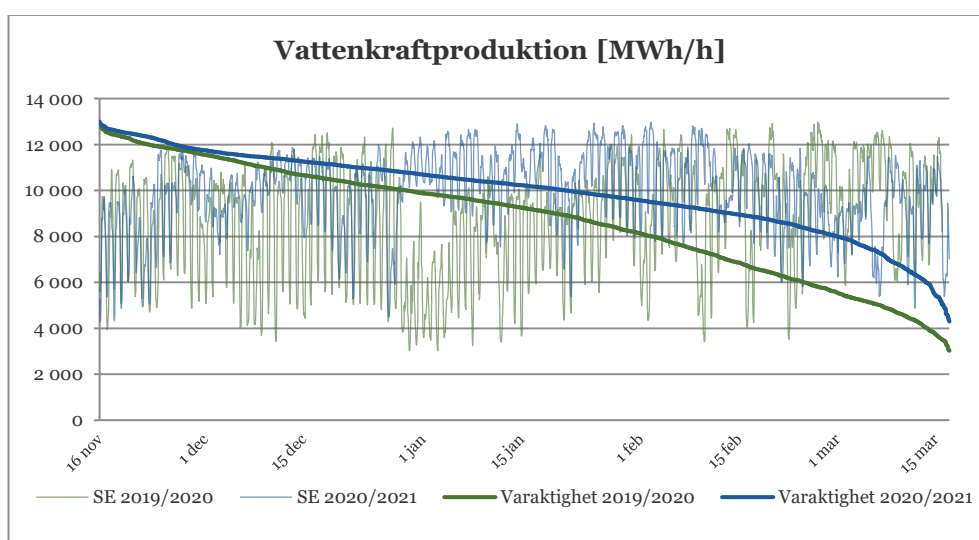
5.4 Andra studier

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.

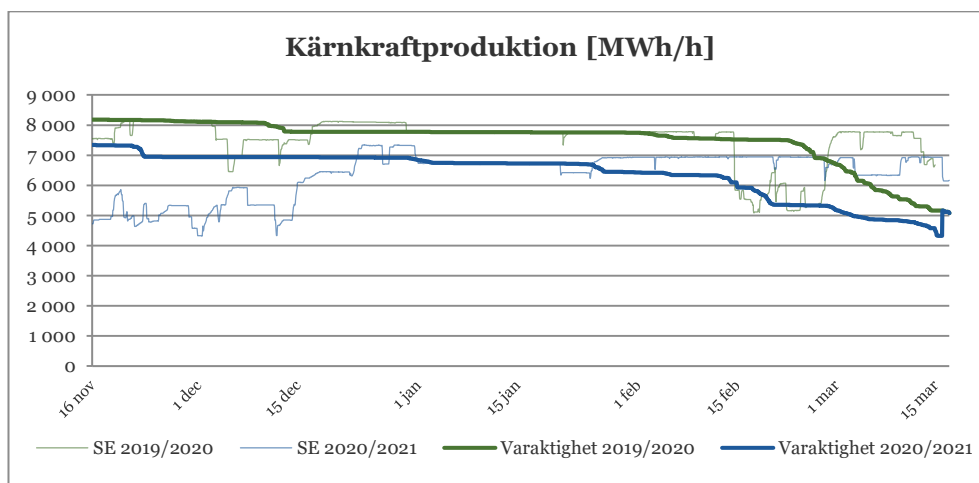
En annan ENTSO-E rapport, *Seasonal Outlook*, görs två gånger per år på temat vinterns och sommarens effekttillräcklighet. Tidigare har den använt en metod liknande den statistiska metod som används i denna rapport, men numera används en probabilistisk metod även här.

Bilaga 1: Produktionsstatistik per kraftslag

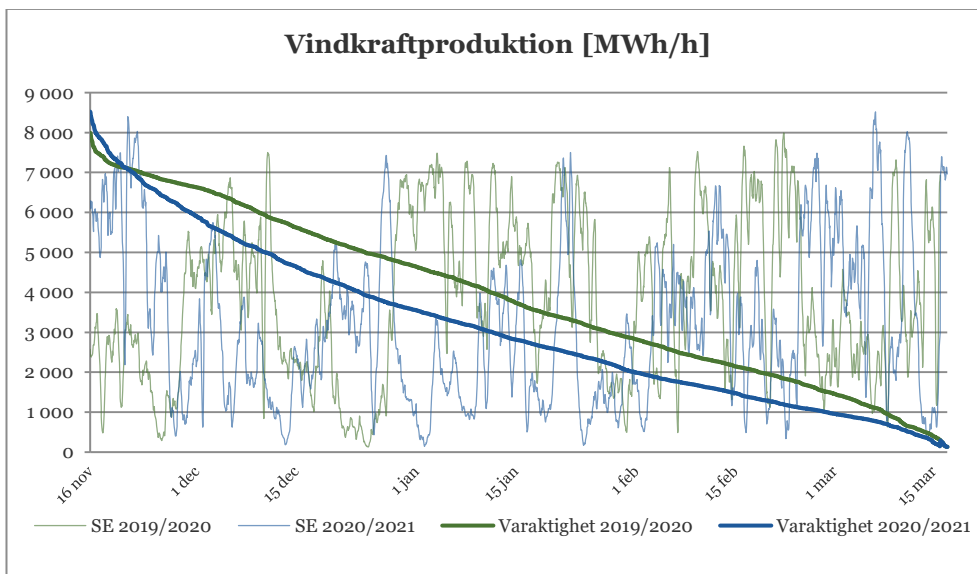
Här följer grafer för de viktigaste kraftslagens produktion under de två senaste vintrarna. Både varaktighet och kronologisk data visas. I den kronologiska datan kan tim- och dygnsvariationerna tydligt ses. Vattenkraft varierar i huvudsak då den används för balansering och frivilligt för att följa priser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



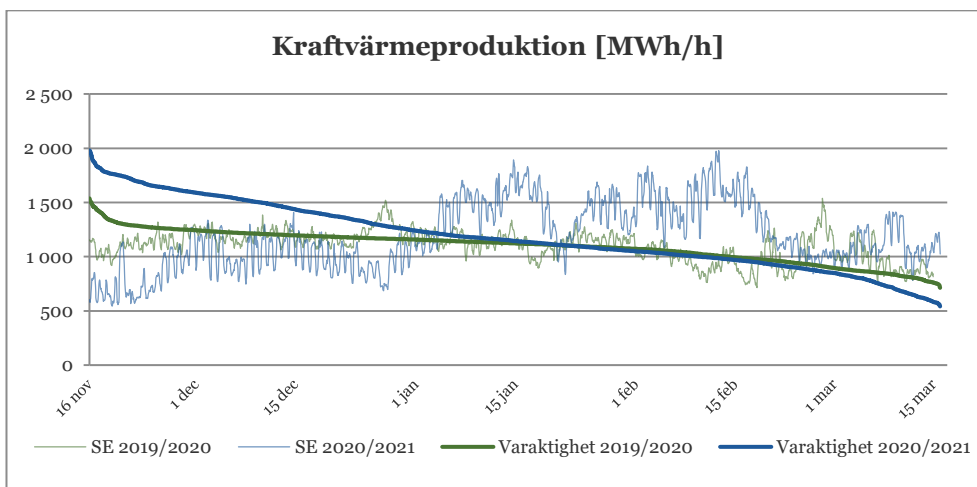
Figur 12. Timmedelvärden för den svenska vattenkraftproduktionen under de två senaste vintrarna. Källa: Svenska kraftnät.



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 2021 och vintern 2021/2022

Vattenkraften

För vattenkraften begränsas den maximala produktionskapaciteten av ett antal faktorer, exempelvis fallhöjdsförluster på grund av sänkta magasinsnivåer, avställningar, tappningsrestriktioner i samband med isläggning och vattendomar. Under vintern bedöms vattenkraften i Sverige maximalt kunna producera 13 400 MWh/h vid någon tidpunkt⁵⁰. Då prognosen för installerad effekt vattenkraft är 16 318 MW motsvarar det en tillgänglighet på drygt 82 procent. 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 procent av den installerade produktionen.

Kärnkraft

Under vintern beräknas kärnkraften ha en tillgänglighet på 90 procent. Detta antagande bygger på en analys av marknadsmeddelanden och historisk produktion. Under sommaren beräknas tillgängligheten utifrån planerade kärnkraftsrevisioner. För maj-juni är tillgängligheten som lägst 47,5 procent när Ringhals 3, Oskarshamn 3 och Forsmark 2 är på revision samtidigt.

Vind- och solkraft

Under vintern antas vindkraften ha en tillgänglighet på 9 procent under topplasttimmen. Det baseras på tionde percentilen för vindkraftens produktion under åren 2007–2016⁵¹. Ett modernare underlag bör tas fram till nästa års rapport. 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 procent. Under vinter antas solkraft ha en tillgänglighet på 0 procent eftersom topplasttimmen i regel inträffar när det är mörkt. Under sommaren är det sannolikt att solkraften har en högre tillgänglighet men ingår inte explicit i sommarens beräkning utan anses kunna variera på liknande sätt som vindkraften.⁵²

⁵⁰ Medelvärde av toppproduktionen per år under åren 2009-2017. Källa: Svenska kraftnät.

⁵¹ Tionde percentilen (p10) innebär att 10 procent av alla värden är mindre än detta och 90 procent är större. P10 har beräknats för varje år (alla timvärden för året) och medianvärdet av dessa års p10 används, vilket är 9 procent. Med andra ord producerar vindkraften med 90 procent sannolikhet mer än 9 procent under topplasttimmen.

⁵² Den installerade solkraften ökar i Sverige och kan inom en snar framtid komma upp på i tillräckligt stora nivåer för att ingå i den nationella effektbalansbedömningen för sommaren.

Kondenskraft

Under vintern antas kondenskraften ha en tillgänglighet på 90 procent och ingår i stora delar i effektreserven. Under sommaren antas samma kraftanläggningar ha en tillgänglighet på 50 procent av maxinstallerad produktion utifrån en uppskattning av hur stor andel som kommer delta på dagen-före marknaden. Kondenskraftens revisioner är inplanerade till hösten 2021 och är därmed fysiskt tillgängliga under sommaren mer än 50 procent.

Värmekraft

Under vintern antas kraftvärmeanläggningarna ha en allmän tillgänglighet på 90 procent. Vidare antas att verkningsgraden i kraftvärmeanläggningarna är 85 procent av vad som är tekniskt optimalt. Det innebär att den sammantagna tillgängligheten för kraftvärme antas vara 76,5 procent av installerad effekt. Under sommaren antas värmebehovet vara lågt med flera anläggningar otillgängliga under revisioner. Samtidigt kommer en del kraftvärme som är fysiskt tillgänglig kunna producera ifall priset blir högt nog. Den sammantagna tillgängligheten för kraftvärmen antas vara 10 procent för sommaren.

Gasturbiner

Under vintern antas gasturbiner och övrigt ha en tillgänglighet på 90 procent. 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 16 visas en prognos för installerad produktionskapacitet per elområde vid årsskiftet 2021/2022. Den sammanlagda installerade effekten bedöms vara ca 3 500 MW högre jämfört med årsskiftet 2020/2021. 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 förändringen i vindkraft och solkraft utan bygger på prognosen från årsskiftet 2020/2021.

Tabell 16. Prognos för installerad effekt (MW) per kraftslag och elområde vid årsskiftet 2021/2022. Summorna är avrundade.

	SE1	SE2	SE3	SE4	SE	Förändring ⁵³
Vattenkraft	5 320	8 076	2 593	345	16 334	0
Kärnkraft	0	0	6 871	0	6 871	0
Vindkraft	2 133	5 005	3 733	2 064	12 936	+ 2 900 ⁵⁴
Gasturbiner + övrigt ⁵⁵	1	2	962	618	1 583	0
Kondens	0	0	243	662	905	0
Kraftvärme, fjärrvärme	150	230	2 031	468	2 879	0
Kraftvärme, industri	122	450	533	415	1 520	0
Solkraft ⁵⁶	14	105	1 209	375	1 702	+ 600
Summa	7 700	13 900	18 200	4 900	44 700	+ 3 500

I Tabell 17 visas en sammanställning av förväntad tillgänglig effekt per elområde under toppplastimmen vintern 2021/2022. Den baseras på prognostiserad installerad effekt som anges i Tabell 16 samt olika tillgänglighetsfaktorer för respektive produktionsslag (se bilaga 2). Anläggningar som enligt marknadsmeddelande är otillgängliga, liksom produktion ingående i störningsreserven, ingår inte. Produktion i effektreserven inkluderas. För sommaren antas att hälften av den kondenskraft som inte rapporterat otillgänglighet kommer lägga in bud på dagen före marknaden vid prognos om sådana prissignaler. Tillgänglig kraftvärme från 2021/2022 minskar något då installerad effekt minskat något sedan prognosen som gjordes i förra årets rapport.

⁵³ Förändring i installerad effekt jämfört med 1 jan 2021, se avsnitt 1.2.

⁵⁴ Källa: Svensk Vindenergi

⁵⁵ Källa: Energiföretagen Sverige och Svenska kraftnät. I kategorin övrigt ingår även diesel- och gasmotorer

⁵⁶ Solkraftens ökning antas vara lika stor procentuellt som den var under föregående år.

Tabell 17. Prognos för tillgänglig effekt (MW) per produktionsslag och elområde under topplasttimmen vintern 2021/2022. Summorna är avrundade. Källa: Svenska kraftnät.

	SE1	SE2	SE3	SE4	SE	Förändring⁵⁷
Vattenkraft	4 364	6 625	2 025	283	13 297	-
Kärnkraft	0	0	6 184	0	6 184	-
Vindkraft	192	450	336	186	1 164	+ 200
Gasturbiner + övrigt ⁵⁸	1	2	98	70	171	-
Kondens	0	0	219	596	815	-
Kraftvärme, fjärrvärme	115	176	1 554	358	2 202	- 100
Kraftvärme, industri	93	344	408	317	1 163	-
Solkraft	0	0	0	0	0	-
Summa	4 800	7 600	10 800	1 800	25 000	+ 100

⁵⁷ Förändring jämfört med prognosen som gjordes i förra årets rapport, gällande vintern 2020/2021.

⁵⁸ 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 så som flöden, exempelvis sydgående västkustflöden och öst-västliga flöden mellan Sverige och Finland.

Tabell 18. Maximal handelskapacitet (MW) mellan Sveriges elområden och importkapacitet till Sverige från angränsande elområden vintern 2021/2022. Källa: Svenska kraftnät.

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		-

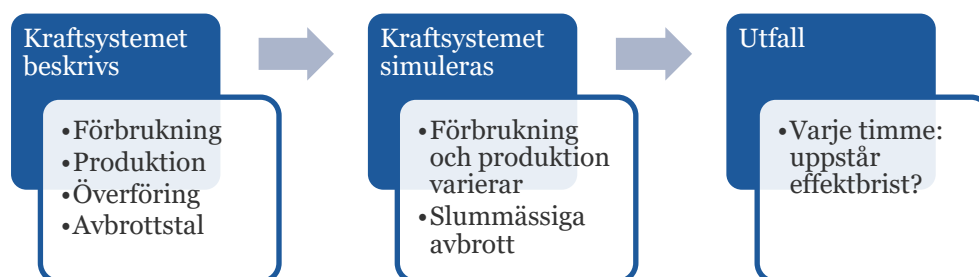
Från	Till SE1	Till SE2	Till SE3	Till SE4	Till SE
FI	1 100		1 200		2 300
NO4	700	250			950
NO3		600			600
NO1			2 145		2 145
DK1			715		715
DK2				1 700	1 700
DE				615	615
LT				700	700
PL				600	600
Summa	5 100	11 450	14 160	9 815	10 325

Bilaga 5: Mer om probabilistisk metod

Traditionellt används i rapporten *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden* en statistisk metod för att beskriva den nationella effektbalansen. Metoden jämför direkt förväntad tillgänglig produktion med förbrukningsprognoser. 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-E⁵⁹.

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 produktionslag 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 utvärderas 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.



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 annat; begreppet ”effektbalansen” i den statistiska metoden beskriver det nationella importbehovet.

⁵⁹ European Network of Transmission System Operators for Electricity

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 (vilket dock den statistiska metoden inte heller gör, eftersom den inte tar hänsyn till flöden överhuvudtaget). 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.

Den statistiska metoden berör inte flöden mellan Sverige och andra länder. En känslighetsanalys för den probabilistiska metoden "utan import" gjordes därför för att visa modellens utfallsrum; I analysen (för nästa vinter) nollställdes all handelskapacitet till och från utlandet; Sverige simulerades alltså som en isolerad ö utan kontakter med angränsande länder. I detta fall blev genomsnittlig förväntad effektbrist mycket stor: omkring 70 timmar per år i södra Sverige (men fortsatt inga timmar i norra Sverige). Detta överensstämmer med det importberoende vid ansträngda situationer som åskådliggörs i den statistiska metoden. Resultat kan dock inte jämföras direkt mellan metoderna, för detta är den statistiska och probabilistiska metoden alltför olika.



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

