

ÄRENDENR: 2018/587 DATUM: 2018-06-28

KRAFTBALANSEN PÅ DEN SVENSKA ELMARKNADEN, RAPPORT 2018

En rapport till Miljö- och energidepartementet



SVENSKA KRAFTNÄT

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

Foton, illustrationer och kartor har tagits fram av Svenska kraftnät.

Foto

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



Enligt 3 § förordning (2007:1119) med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät ska affärsverket senast den 1 juli 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 samt vilka informationsinsatser som har riktats till aktörerna på elmarknaden i fråga om kraftbalansen. Denna rapport utgör fullföljandet av det kravet. Årets rapport innehåller också en bedömning av förutsättningarna att långsiktigt upprätthålla kraftbalansen, utifrån ett kompletterande uppdrag som anges i Svenska kraftnäts regleringsbrev.

Årets kraftbalansrapport visar att marginalerna för den svenska kraftbalansen och förmågan att vara självförsörjande med tillräckligt med el under höglastsituationer krymper.

Sundbyberg den 28 juni 2018

A handwritten signature in blue ink that reads "Ulla Sandborgh". The signature is written in a cursive, flowing style.

Ulla Sandborgh
Generaldirektör



Innehåll

Sammanfattning	7
1 Uppföljning av vintern 2017/2018.....	8
1.1 Elförbrukning	8
1.2 Väder	9
1.3 Elpriserna under vintern	10
1.4 Elproduktionen i Sverige.....	12
1.4.1 Elproduktionen per produktionslag	14
1.5 Import, export och handelskapaciteter	16
1.6 Effektreserven	19
1.7 Informationsinsatser	20
2 Effektbalansen den 28 februari kl. 08–09	21
2.1 Marginaler och tillgängliga överföringskapaciteter	22
2.1.1 Tillgänglig extra import	24
3 Prognos för effektbalansen i Sverige vintern 2018/2019	26
3.1 Prognos för maximal elförbrukning	27
3.2 Förväntad produktionskapacitet.....	28
3.2.1 Tillgänglighetsfaktorer	29
3.3 Överföringskapacitet.....	30
3.4 Effektreserven 2018/2019	32
3.5 Känslighetsanalys.....	32
3.6 Prognosjämförelse	33
4 Effektbalansen på längre sikt	34
4.1 Kraftbalansen de kommande fem åren.....	34
4.2 Kraftbalansen år 2030 och framåt	35
4.3 Slutsatser	36
4.4 Andra studier	36
Bilaga: Förändringar i antaganden för prognos av effektbalans.....	37



Sammanfattning

I denna rapport redovisar Svenska kraftnät hur kraftbalansen i det svenska elsystemet har upprätthållits under den gångna vintern samt en prognos för kommande vinters kraftbalans. Begreppet kraftbalans avser i denna rapport Sveriges energibalans under timmen med högst elförbrukning (topplasttimmen). Under så kort tidsrymd kan det jämföras med effektbalans, vilket är det uttryck som används i denna text.

Topplasttimmen för Sverige under vintern 2017/2018 sammanföll med timmen då också den totala elförbrukningen i Norden som helhet var som störst, och inträffade onsdagen den 28 februari kl. 08–09. Den svenska elförbrukningen uppgick då till 26 700 MWh/h. Vintern 2016/2017 var den högsta elförbrukningen ungefär 800 MWh/h lägre än så.

Under topplasttimmen fanns det viss icke aktiverad elproduktion i Sverige och övriga Norden som sannolikt hade kunnat stötta den svenska effektbalansen vid behov men marginalerna var förhållandevis små. Vid några tillfällen under den kalla perioden i slutet av februari och början av mars beordrades effektreservens produktionsdel att producera på minimal effekt för att omedelbart kunna aktiveras vid behov.¹ Någon aktivering behövde dock aldrig ske i driftskedet.

Analysen av kommande vinter visar att den svenska effektbalansen har försämrats ytterligare jämfört med tidigare rapporter. Enligt prognosen för topplasttimmen vintern 2018/2019 har Sverige ett underskott på 400 MW redan vid en normalvinter och hela 1 500 MW vid en tioårsvinter. Detta innebär att Sverige blir mer beroende av import. Till årets rapport har underliggande data och antaganden uppdaterats för att ge en mer korrekt prognos. Med gamla antaganden hade effektbalansen sett bättre ut: 450 MW överskott vid en normalvinter och 1 050 MW underskott vid en tioårsvinter.

Under de kommande åren stängs ytterligare två kärnkraftsreaktorer i Sverige och på längre sikt förväntas fler reaktorer tas ur drift. Samtidigt ökar produktionen från icke planerbar elproduktion. Det leder sannolikt till ökat effektunderskott under topplasttimmen. Inga antaganden har gjorts kring ökad användarflexibilitet, vilket skulle kunna minska effekttoppen under topplasttimmen. Svenska kraftnät ser dock en risk att utbyggnad av flexibel elproduktion och användarflexibilitet inte förverkligas då lönsamheten för detta ser ut att vara fortsatt låg.

¹ Minimal effekt motsvarar 40 MW. Aktivering skulle innebära att produktionsresursen börjar leverera till nätet på allvar.

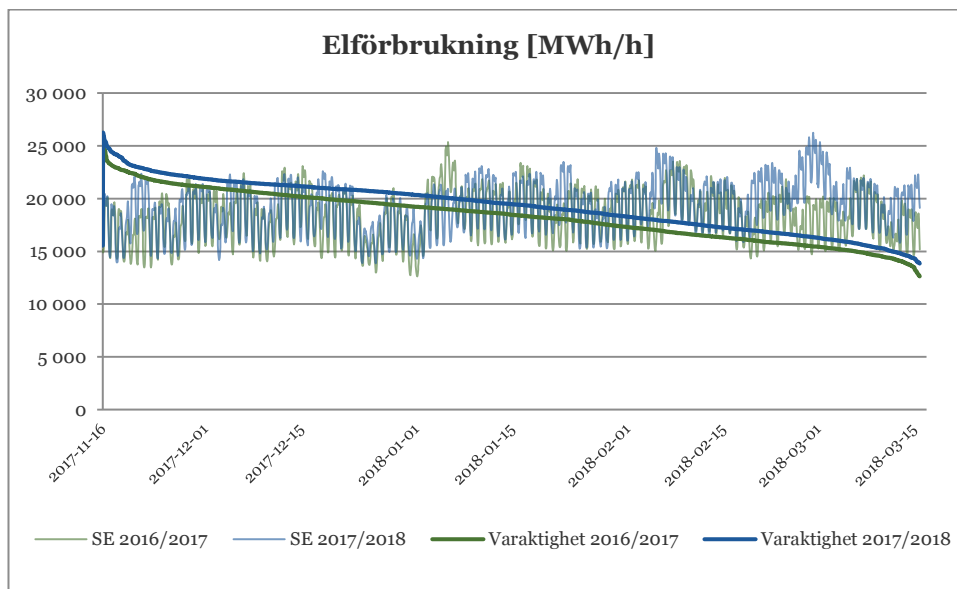
1 Uppföljning av vintern 2017/2018

I detta avsnitt sammanfattas den gånga vinterns elförbrukning, temperaturförhållanden, elpriser, elproduktion, import, export, handelskapaciteter, hantering av effektreserven samt informationsinsatser. Med *vintern* avses i denna rapport perioden 16 november till 15 mars, den period för vilken Svenska kraftnät upphandlar en effektreserv.

1.1 Elförbrukning

Den 28 februari 2018 kl. 08–09 inträffade topplasttimmen då förbrukningen uppgick till 26 700 MWh/h.² Denna toppnotering är ca 800 MWh/h högre än toppnoteringen vintern 2016/2017. Detta är i nivå med förväntad högsta förbrukning vid en normalvinter. Nordens högsta elförbrukning inträffade samma timme. Den uppgick till 69 900 MWh/h.³

Elförbrukningen i Sverige under de två senaste vintrarna redovisas i Figur 1.⁴ Den totala svenska elanvändningen inklusive överföringsförluster var 140,3 TWh under hela 2017. Det är en ökning med 0,3 procent jämfört med 2016. Även den temperaturrelaterade elanvändningen, elanvändningen justerad till normalårstemperatur, ökade något och uppgick under 2017 till 142,0 TWh (141,7 TWh år 2016)⁵.



Figur 1. Timmedelvärde för elförbrukningen i Sverige vintrarna 2016/2017 och 2017/2018. Källa: Svenska kraftnät. Datum på den vågräta axeln avser tidsserien, inte varaktigheten.

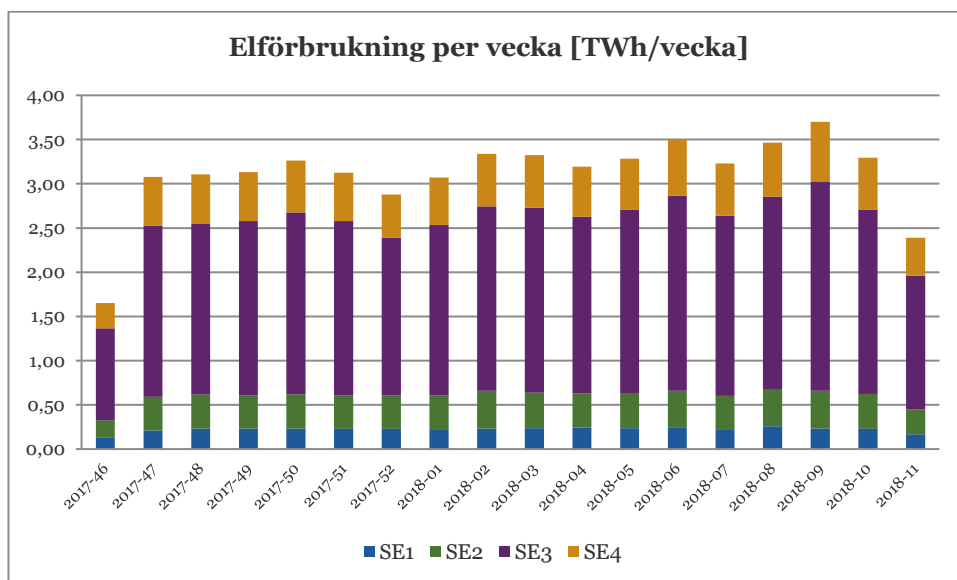
² Skattat värde. Siffrorna från Svenska kraftnäts avräkning innefattar endast koncessionspliktiga nät. I de delar av elnätet där elproduktion och elförbrukning inte mäts separat fås endast nettoflödet till och från dessa punkter. Ett uppskattat värde för förbrukningen bakom icke koncessionspliktiga nät (baserat på siffror från Energiföretagen) har därför adderats till den avräknade förbrukningen, för att skatta förbrukningen under topplasttimmen.

³ Källa: Nord Pool - <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>

⁴ Figuren innehåller endast förbrukning i koncessionspliktiga nät.

⁵ Källa: Energiföretagen

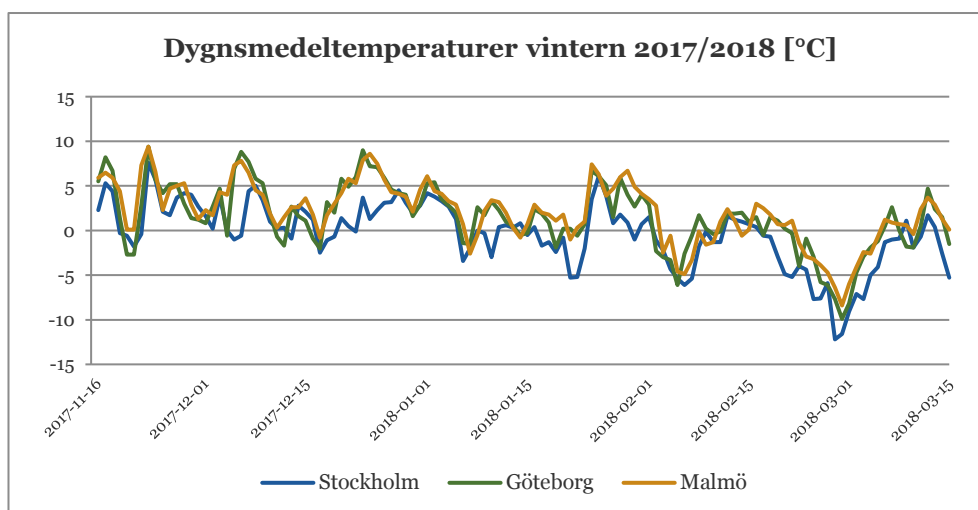
Figur 2 visar hur elförbrukningen i Sverige varierat vecka för vecka under den gångna vintern. Den sammanlagda veckoförbrukningen var som störst vecka 9, då även topplasttimmen inträffade. Av Figur 2 framgår att elförbrukningen är klart störst i SE 3, följt av SE4.



Figur 2. Elförbrukningen per elområde vintern 2017/2018. Källa: Svenska kraftnät.

1.2 Väder

Elförbrukningen i Sverige påverkas i hög grad av utomhustemperaturen. Eftersom elanvändningen är störst i södra Sverige är det framförallt temperaturen i dessa områden som påverkar elförbrukningen. Figur 3 redogör för hur temperaturen varierat i storstadsregionerna Stockholm (SE3), Göteborg (SE3) och Malmö (SE4).



Figur 3. Dygnsmiddeltemperaturer i storstadsregionerna under vintern 2017/2018. Källa: SMHI.

Vintern 2017/2018 var mild, men inte lika mild som de föregående fyra vintrarna. Trots att vintern överlag var mild var februari mot slutet kall eller mycket kall i hela landet. Vid toppnoteringen av elförbrukningen den 28 februari upplevde de tre storstadsregioner sin kallaste period under vintern.⁶

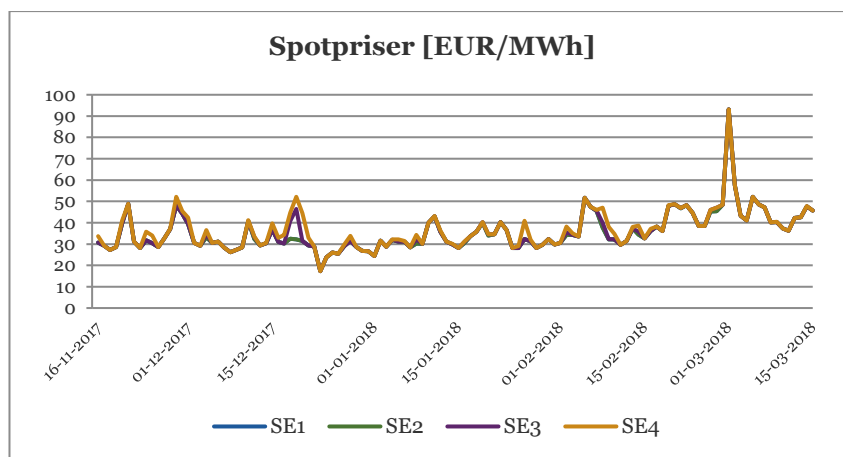
I Tabell 1 jämförs 3-dygnsmedeltemperatur för topplasttimmen⁷ med lägsta 3-dygnsmedeltemperaturer vid en normal-, tioårs- och tjuugoårsvinter⁸. Jämförelsen görs för de städer som respektive elområde uppkallats efter. Temperaturerna som föregick topplasttimmen var i södra Sverige i nivå med temperaturerna under en normalvinter. För norra Sverige var temperaturen klart högre än så, men temperaturen där påverkar bara marginellt landets totala effektbehov⁹.

Tabell 1. 3-dygnsmedeltemperatur den 28 februari 2018 samt lägsta sådan temperatur för en normal-, tioårs- och en tjuugoårsvinter.

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

1.3 Elpriserna under vintern

Det var i regel inte någon prisskillnad mellan de svenska elområdena sett till medeldygnspriset under vintern 2017/2018. SE3 och SE4 hade dock något högre priser än norra delen av landet under vissa dygn. Figur 4 redogör för hur spotpriserna varierade i Sveriges elområden under vintern.



Figur 4. Dygnsmedelpriser på dagen före-marknaden i Sveriges elområden vintern 2017/2018. Källa: Nord Pool.

⁶ Källa: SMHI - <https://www.smhi.se/klimat/klimatet-da-och-nu/arets-vader/vintern-2018-mycket-snorik-i-norr-1.130588>

⁷ Medel av timmedeltemperaturer för de 72 timmar som föregick topplasttimmen.

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

⁹ 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

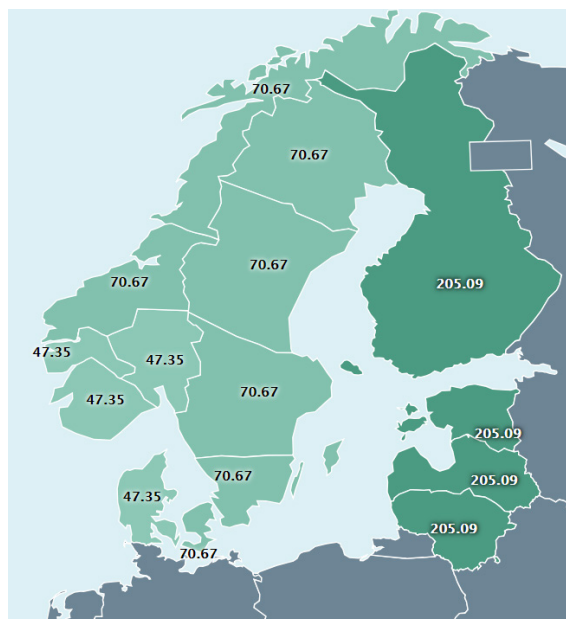
Det högsta spotpriset under vintern noterades den 1 mars 2018 kl. 08–09, då priset var 255 euro/MWh i alla svenska elområden, liksom i merparten av Norden och hela Baltikum¹⁰. Priset i respektive område denna timme framgår av Figur 5. Under vintern 2016/2017 blev det högsta spotpriset i Sverige lägre; det uppgick till 117 euro/MWh och inträffade 16 januari kl. 17-18.

Under topplasttimmen var spotpriset i de svenska elområdena 71 euro/MWh. Priset i respektive elområde under topplasttimmen framgår av Figur 6. Spotpriset för topplasttimmen under vintern 2016/2017 var 74 euro/MWh.



Figur 5. Spotpriser i Norden och Baltikum under timmen med vinterns högsta spotpris, den 1 mars 2018 kl. 08–09. Systempriset var 198 euro/MWh. Källa: Nord Pool.

¹⁰ Källa: Nord Pool



Figur 6. Spotpriser i Norden och Baltikum under topplasttimmen, den 28 februari 2018 kl. 08–09. Systempriset var 82 euro/MWh. Källa: Nord Pool.

I samband med topplasttimmen inträffade vinterns högsta priser på reglerkraftmarknaden. 28 feb kl. 07-10 var uppregleringspriset nästan 350 euro/MWh i samtliga svenska elområden.¹¹

1.4 Elproduktionen i Sverige

Tabell 2 redogör för installerad effekt per kraftslag den 1 januari 2018 och hur denna förändrats sedan den 1 januari 2017. Den största enskilda förändringen är att Oskarshamn 1 (492 MW) inte längre ingår i installerad effekt. Den tillkommande effekten är främst från vindkraft, men även installerad effekt för solkraft och vattenkraft har ökat. Totalt producerades drygt 159 TWh el i Sverige under 2017, vilket är 5 procent mer jämfört med 2016.

¹¹ Källa: Nord Pool

Tabell 2. Installerad effekt per produktionslag i Sverige 2018-01-01, förändring i installerad effekt sedan 2017-01-01 samt preliminär produktion för 2017. Källa: se fotnot 12–15.

	Vattenkraft	Vindkraft	Kärnkraft	Solkraft	Övr. värmekraft ¹²	Totalt
Installerad effekt 2018-01-01 [MW] ¹³	16 301	6 691	8 586	254	7 979	39 811
Förändring sedan 2017-01-01 [MW] ¹⁴	+ 120	+ 196	– 512	+ 114	– 98	– 180
Preliminär produktion 2017 [TWh] ¹⁵	63,9	17,3	63,0	0,2	14,9	159,3

Installerad effekt per produktionslag och elområde redovisas i Tabell 3. Vattenkraften är störst i elområde SE1 och SE2, all kärnkraft finns i SE3 och de största kraftslagen i SE4 är övrig värmekraft och vindkraft.

Tabell 3. Installerad effekt [MW] per elområde den 1 januari 2018. Källa: Energiföretagen om ej annat anges.

	SE1	SE2	SE3	SE4	SE
Vattenkraft	5 315	8 055	2 582	349	16 301
Kärnkraft	0	0	8 586	0	8 586
Vindkraft	521	2 378	2 178	1 614	6 691
Gasturbiner + övrigt ¹⁶	1	2	1 032	542	1 577
Kondens ¹⁷	0	0	763	670	1 433
Kraftvärme, industri	122	315	604	400	1 441
Kraftvärme, fjärrvärme	142	217	2 257	912	3 528
Solkraft	4	11	159	80	254
Summa	6 105	10 978	18 161	4 567	39 811

¹² I kategorin övrig värmekraft ingår även kondenskraft och gasturbiner samt diesel och gasmotorer.

¹³ Källa: Energiföretagen. Dock har Stenungsund 3 och 4 (tillsammans 520 MW) lagts till i kategorin övrig värmekraft då beslut om nedläggning ej tagits än och dessa fortfarande utgör installerad effekt (om än förlagda i malpåse).

¹⁴ Källa: Vattenkraft – Energiföretagen, Vindkraft – Svensk vindenergi, Kärnkraft – Nord Pool, Solkraft – Energimyndigheten, Övr. värmekraft – Energiföretagen.

¹⁵ Källa: Energiföretagen (preliminära siffror).

¹⁶ Källa: Energiföretagen och Svenska kraftnät. I kategorin övrigt ingår diesel- och gasmotorer

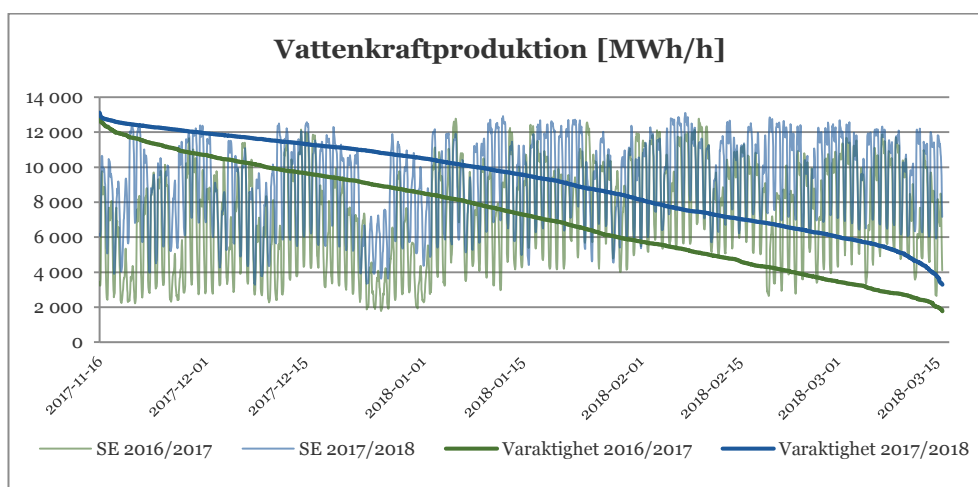
¹⁷ Källa: Energiföretagen och Svenska kraftnät.

1.4.1 Elproduktionen per produktionslag

Vattenkraft

Vattennivåerna i de svenska vattenmagasinen har under vintern 2017/2018 varit normala¹⁸. Under 2017 var den totala elproduktionen från vattenkraften i Sverige 63,9 TWh¹⁹ (61,2 TWh under 2016). Vattenkraften stod därmed för ca 40 procent av den svenska elproduktionen 2017. Under topplasttimmen producerade vattenkraften 76 procent av installerad effekt.

Figur 7 visar vattenkraftproduktionen i Sverige vintrarna 2016/2017 och 2017/2018.



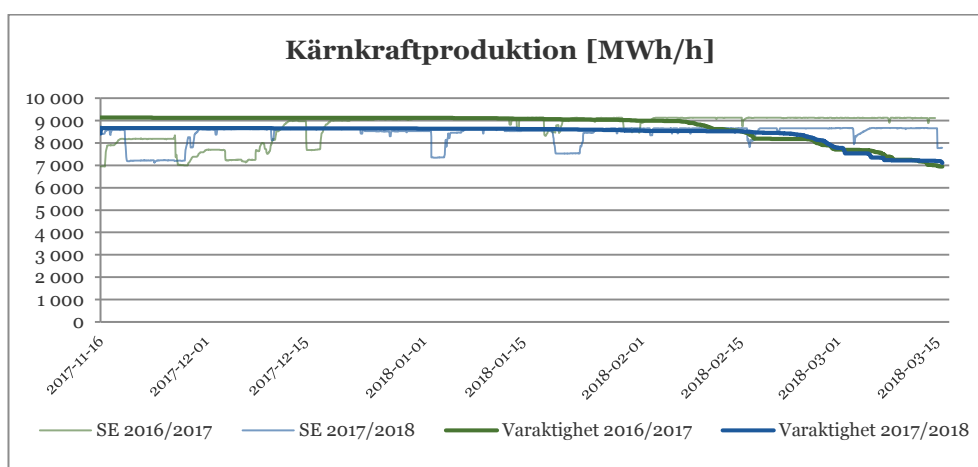
Figur 7. Timmedelvärde för den svenska vattenkraftproduktionen under vintrarna 2016/2017 och 2017/2018. Källa: Svenska kraftnät.

¹⁸ Källa: Energiföretagen – <https://www.energiforetagen.se/statistik/kraftlaget/kraftlagets-arkiv/>

¹⁹ Källa: Energiföretagen (preliminär siffra)

Kärnkraft

Kärnkraften i Sverige producerade 63,0 TWh el under 2017²⁰, vilket var ca 38 procent av den totala elproduktionen i landet. Under 2016 stod kärnkraften för 40 procent av elproduktionen. Under topplasttimmen producerade den svenska kärnkraften 100 procent av installerad effekt. Den genomsnittliga elproduktionen från kärnkraften har varit jämförelsevis hög under vintern 2017/2018, ca 98 procent av installerad effekt²¹. Elproduktionen från den svenska kärnkraften under vintrarna 2016/2017 och 2017/2018 framgår av Figur 8. Produktionen är lägre den senaste vintern, vilket beror på att Oskarshamn 1 stängdes i juni 2017²². Åtta reaktorer var därmed i drift under vintern 2017/2018.



Figur 8. Timmedelvärde för den svenska kärnkraftproduktionen under vintrarna 2016/2017 och 2017/2018. Källa: Svenska kraftnät.

²⁰ Källa: Energiföretagen (preliminär siffra)

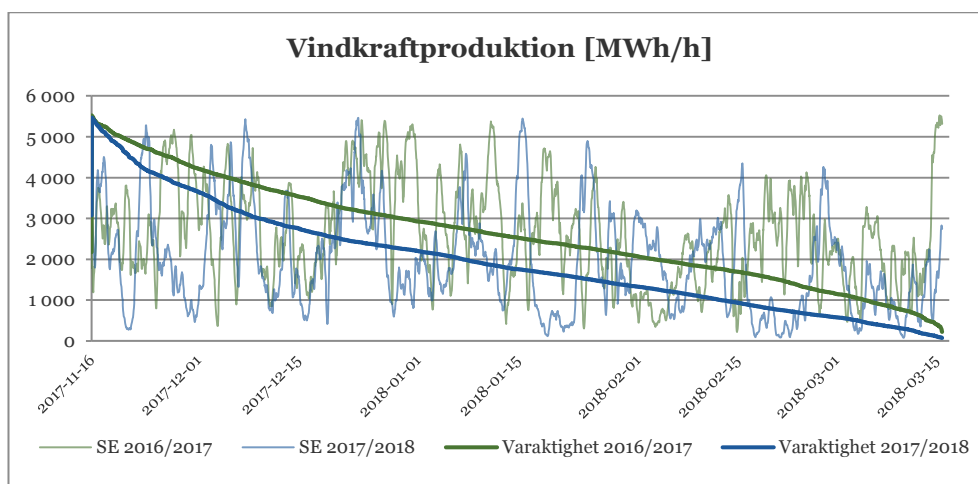
²¹ Källa: Svenska kraftnät

²² Källa OKG: <http://www.okg.se/sv/Om-OKG/Anlaggningar/Oskarshamn-1/>

Vindkraft

År 2017 producerade vindkraften i Sverige 17,3 TWh el²³, vilket är ca 11 procent av den totala elproduktionen i landet (2016 producerades 15,4 TWh el från vindkraft). Elproduktionen från vindkraften var lägre under vinter 2017/2018 än föregående vinter och uppgick i genomsnitt till ca 29 procent av installerad effekt (40 procent föregående vinter). Under 90 procent av tiden producerade vindkraften minst 7 procent av installerad effekt, vilket kan jämföras med 16 procent vintern 2016/2017.

Som mest producerade vindkraften 5 470 MWh/h under vintern 2017/2018, vilket är ca 50 MWh/h mindre än maxproduktionen föregående vinter. Under topplast-timmen producerade vindkraften 2 470 MWh/h, vilket är 37 procent av installerad effekt. Figur 9 redogör för vindkraftproduktionen i Sverige under vintrarna 2016/2017 och 2017/2018.

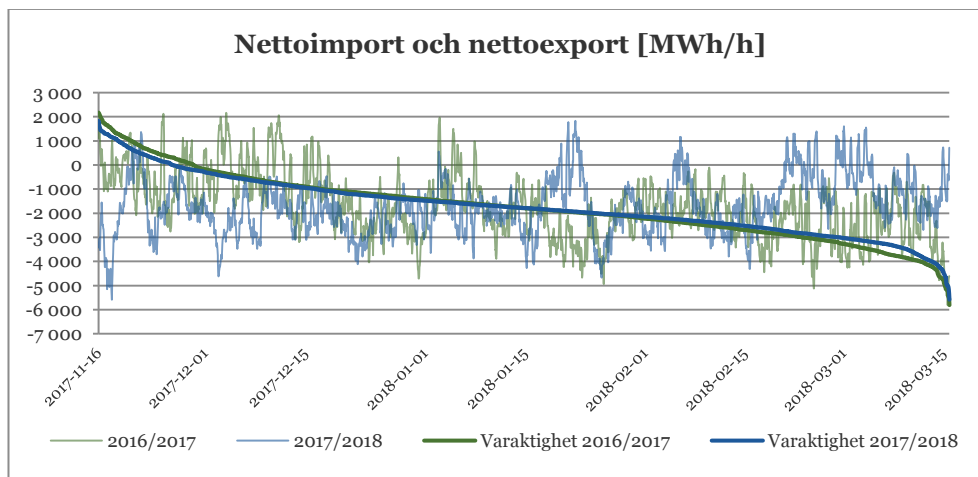


Figur 9. Timmedelvärde för den svenska vindkraftproduktionen under vintrarna 2016/2017 och 2017/2018. Källa: Svenska kraftnät.

1.5 Import, export och handelskapaciteter

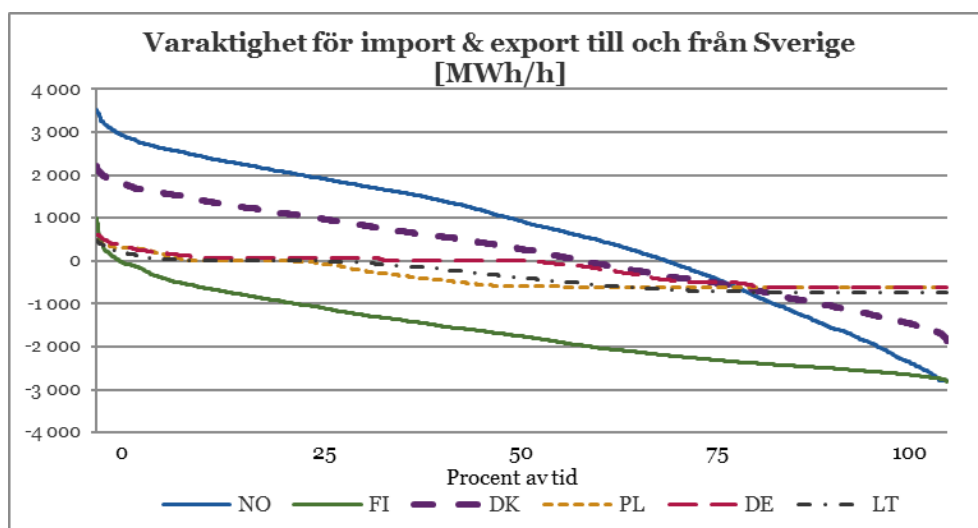
Figur 10 visar fysiskt nettoflöde av el till (+) och från (-) Sverige. På årsbasis har Sverige som helhet ett energiöverskott av el och exporterar alltså mer el än landet importerar.

²³ Källa: Energiföretagen (preliminär siffra)



Figur 10. Timmedelvärde för fysiskt nettoflöde till (+) och från (-) Sverige vintrarna 2016/2017 och 2017/2018. Källa: Nord Pool, Svenska kraftnäts bearbetning.

Ett varaktighetsdiagram för fysiskt flöde av el mellan Sverige och andra länder redovisas i Figur 11.



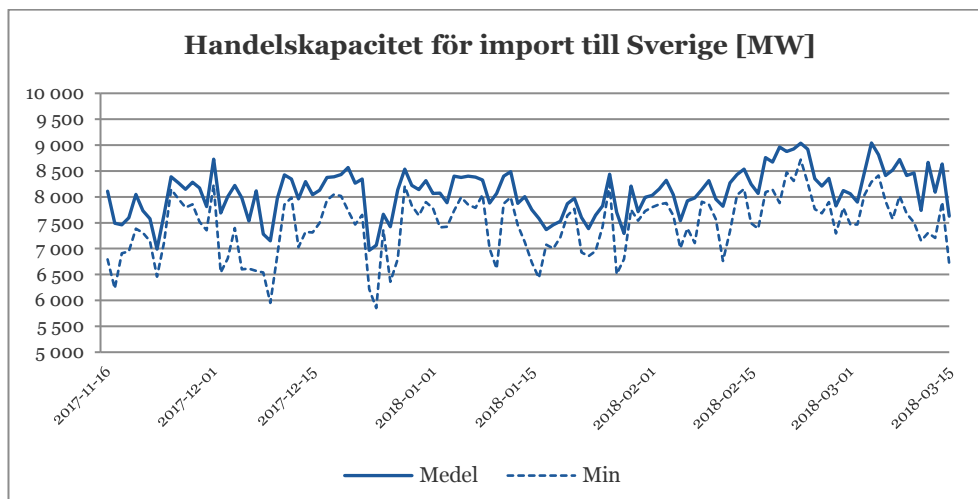
Figur 11. Varaktighet för fysiskt flöde till (+) och från (-) Sverige per land under vinter 2017/2018.

Finland är med stor marginal det land som Sverige exporterar mest el till. Importen kommer huvudsakligen från Norge men även från Danmark. Nettoenergiutbytet mellan Sverige och andra länder under vintern 2017/2018 redovisas i Tabell 4.

Tabell 4. Nettoenergiutbyte mellan Sverige och andra länder under vintern 2017/2018 i TWh. Positivt värde betyder nettoimport från ett land. Källa: Nord Pool, egen bearbetning

	Norge	Danmark	Tyskland	Litauen	Polen	Finland
Nettoenergiutbyte	+ 1,83	+ 0,57	- 0,50	- 1,02	- 1,06	- 4,72

Figur 12 visar hur handelskapaciteten för import till Sverige varierat under vintern 2017/2018.



Figur 12. Handelskapacitet på dagen före-marknaden för import till Sverige. Medel-, och minvärde per dygn under vintern 2017/2018. Källa: Nord Pool, Svenska kraftnäts bearbetning.

Tabell 5 visar en sammanställning av den lägsta, genomsnittliga samt högsta handelskapaciteten som lämnades till elbörsen för import respektive export under vintern 2017/2018. Genomsnittet för lämnad handelskapacitet till dagen före-marknaden för import till Sverige var ca 900 MW högre under vintern 2017/2018 jämfört med vintern 2016/2017 (då överföringskapaciteten för import från elområde NO1 i Norge till SE3 var kraftigt begränsad på grund av nätombyggnader i Norge).

Som lägst var handelskapaciteten för import till Sverige 5 852 MW, den 24 december 2017 kl. 01–02. Denna timme var importkapaciteten från Danmark begränsad på grund av underhåll.²⁴ Dessutom hade Baltic Cable (mellan Sverige och Tyskland) begränsats på grund av interna nätproblem i Tyskland.²⁵

²⁴ Källa: Nord Pool - <https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages/60424f30-5e59-41cb-b306-65807fb87c0b/3>

²⁵ Källa: Nord Pool - <https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages/75e2d12b-afba-477c-a96f-382c62225ef8/1>

Tabell 5. Handelskapacitet lämnad till dagen före-marknaden under vinter 2017/2018. Källa: Nord Pool.

	Handelskapacitet import [MW]	Handelskapacitet export [MW]
Min	5 852	7 304
Medel	8 089	9 527
Max	9 559	10 450

1.6 Effektreserven

För att säkerställa effektbalans under timmar då den svenska elförbrukningen är mycket hög ansvarar Svenska kraftnät enligt lag (2003:436) för att handla upp en effektreserv. Lagen om effektreserv gäller till den 16 mars 2025. Effektreserven består dels av produktionskapacitet som kan startas upp vid behov, dels av förbrukningsreduktion som genom minskad elförbrukning kan bidra till att effektbalansen upprätthålls vid ansträngda situationer.

Effektreserven ska vara tillgänglig under perioden 16 november–15 mars eftersom det främst är under mycket kalla vinterdagar som det tillfälligt kan uppstå situationer då prognosen för elförbrukningen överstiger tillgänglig produktion av el.

Under vintern 2017/2018 var effektreservens storlek totalt 747 MW, varav 562 MW utgjordes av produktionskapacitet i form av kondenskraft från Karlshamnsverket och 185 MW av förbrukningsreduktion från industrier.

Effektreservens produktionsdel bjuds in på elbörsen av Svenska kraftnät och kan aktiveras på dagen före-marknaden vid risk för avkortning, d.v.s. då utbud och efterfrågan av el inte möts. De som tillhandahåller förbrukningsreduktion har ingen skyldighet att lägga bud på dagen före-marknaden men om de gör det och får tillslag där betraktas de som otillgängliga för effektreserven och får ingen ersättning för dessa timmar.

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

För att säkerställa tillräckliga marginaler för effektbalansen var beredskapstiden för effektreservens produktionsdel reducerad till två timmar (från fjorton timmar) under perioden 27 februari – 2 mars. Anledningen till den höjda beredskapen var kallt väder som resulterade i hög förbrukning och relativt små marginaler. Situat-

ionen försvårades av obalanser i de balansansvarigas prognoser och begränsade importmöjligheter under vissa timmar.

Vid några tillfällen under den kalla perioden i slutet av februari och början av mars beordrades effektreservens produktionsdel att producera på minimal effekt för att vara starttillgänglig och omedelbart kunna aktiveras vid behov. Någon aktivering behövde dock aldrig ske i driftskedet.

1.7 Informationsinsatser

För marknadsinformation till aktörerna på elmarknaden använder Svenska kraftnät Nord Pools marknadsmeddelanden Urgent Market Message (UMM). Exempelvis ges information om Svenska kraftnäts hantering av effektreservens produktionsdel via UMM vid ändrad beredskap samt start och stopp. Information om planerade underhållsarbeten, eventuellt instängd produktion och annan driftrelaterad information lämnas också via Nord Pool genom UMM eller som Exchange information.

Information om effektsituationen i Sverige publiceras även på www.svk.se för innevarande och nästkommande dygn. Vinter 2017/2018 inträffade ingen exceptionell händelse som krävde informationsinsatser utöver det normala.

2 Effektbalansen den 28 februari kl. 08–09

Den högsta svenska elförbrukning under vintern 2017/2018 inträffade samma timme som den nordiska elförbrukningen var som högst, den 28 februari 2018 kl. 08–09. Den timmen var den svenska elförbrukningen 26 700 MWh/h (ca 800 MWh/h mer än vid topplasttimmen under vintern 2016/2017), varav ca 1 100 MWh/h tillgodosågs av nettoimport (skillnaden mellan import och export). Inhemsk elproduktion, import, export och elförbrukning under topplasttimmen redovisas i Tabell 6²⁶.

Tabell 6. Effektbalansen i Sverige torsdagen den 28 februari 2018 kl. 08–09. Källor: Svenska kraftnät, Nord Pool. Summorna är avrundade till närmaste hundratal.

Produktion inom landet [MWh/h]	25 600
Varav vattenkraft	12 366
Varav kärnkraft	8 653
Varav vindkraft	2 470
Varav övrig värmekraft	2 123
Import [MWh/h]	4 200
Från Norge via Hasle, Halden och Eidskog (NO1)	1 187
Från Norge via Nea (NO3)	202
Från Norge via Rössåga, Ofoten och Tornehamn (NO4)	465
Från Danmark via Konti–Skan (DK1)	715
Från Danmark via Öresund, inkl. Bornholm (DK2)	1 383
Från Tyskland via Baltic Cable (DE)	246
Export [MWh/h]	– 3 100
Till Polen via SwePol Link (PL)	– 107
Till Litauen via NordBalt (LT)	– 520
Till Finland via Fenno–Skan och Finland Norr (FI)	– 2 505
Summa = Förbrukning inkl. nätförluster [MWh/h]	26 700

Att Sverige var nettoimportör av el under topplasttimmen innebär inte nödvändigtvis att det inte fanns fler produktions- eller förbrukningsreduktionsbud att tillgå i Sverige. Ofta beror det på att den importerade elen hade ett lägre pris än återstående svenska resurser.

²⁶ Effektbalansen utgår från den skattade högsta timförbrukningen för vintern. Genom att sedan addera uppmätt export och subtrahera import fås den inhemska produktionen. Därefter subtraheras från denna siffra uppmätt vatten-, kärnkraft- och vindkraftproduktion. Resten antas vara övrig värmekraft. Detta eftersom produktion bakom icke koncessionspliktiga nät antas vara i princip bara värmekraft under denna timme. På grund av detta kan övrig värmekraft överskattas något i och med denna metod, samtidigt som vindkraftproduktionen kan underskattas något, om än mycket begränsat.

2.1 Marginaler och tillgängliga överföringskapaciteter

I detta avsnitt undersöks hur stora marginalerna var i driftskedet under topplast-timmen genom att studera återstående överföringskapacitet för import samt tillgängliga uppregeringsbud, det vill säga resurser i form av produktion och förbrukningsreduktion på den nordiska reglerkraftmarknaden.

Historiskt sett har Sverige haft tillräckliga resurser i form av produktion, förbrukningsreduktion och import för att klara av att upprätthålla den momentana effektbalansen i elsystemet även under timmar med ovanligt hög elförbrukning. Svenska kraftnät har därmed aldrig behövt koppla bort elförbrukning, utöver elförbrukning som haft särskilt avtal om förbrukningsreduktion.

Tabell 7 visar hur mycket importkapacitet som lämnades till dagen-föremarknaden, medelvärdet för uppmätt överföring under timmen samt återstående överföringskapacitet för import till Sverige den 28 februari 2018 kl. 08–09.

Tabell 7. Återstående importkapacitet (MW) till Sverige den 28 februari 2018 kl. 08–09. Positiv uppmätt överföring innebär import till Sverige och negativ uppmätt överföring innebär export från Sverige. Källa: Nord Pool.

Förbindelse	Handelskapacitet import [MW]	Uppmätt överföring import (+) / export (-) [MW]	Återstående kapacitet import [MW]
FI – SE1	1 120	– 1 286	1120
FI – SE3	1 200	– 1 219	1 200
NO1 – SE3	650	1 187 ²⁷	0
NO3 – SE2	600	202	398
NO4 – SE2	150	98	52
NO4 – SE1	550	367	183
DK1 – SE3	740	715	25
DK2 – SE4	1 700	1 383	317
PL – SE4	200	– 107	200
LT – SE4	700	– 520	700
DE – SE4	256	246	10
Summa, hela Sverige			4 205
Summa, söder om snitt 2			2 452

Under samma timme fanns ca 4 200 MW återstående överföringskapacitet för import till Sverige. Eftersom överföringskapaciteten mellan elområde SE2 och SE3

²⁷ Överföringen NO1-SE3 (det s.k. Hasle-snittet) överförde långt mer effekt än den kapacitet som rapporterades in till dagen-föremarknaden. Hasle-snittet begränsas i regel kraftigt vid ansträngda situationer i NO1. I drifttimmen kan andra omständigheter råda än i planeringsskedet.

(Snitt 2) hade låg utnyttjad kapacitet är dock importkapaciteten söder om Snitt 2 av större intresse. Denna uppgick under timmen till 2 450 MW. Notera att återstående importkapacitet endast visar hur mycket som var fysiskt möjligt att överföra. Det säger inte något om möjligheten till import i form av resurser, alltså tillgängliga produktions- eller förbrukningsreduktionsbud i angränsande länder.

Förbindelser som överförde export från Sverige under topplasttimmen skulle kunna anses ha mer återstående importkapacitet än vad som anges i Tabell 7 om handelsflödet skulle vara vänt i motsatt riktning. Svenska kraftnät har valt att inte redovisa siffrorna på detta vis, eftersom det kan ge en missvisande bild av importmöjligheten. Dessutom är importkapaciteten redan hög för dessa förbindelser och därför sällan den begränsande faktorn.

Eftersom ett medelvärde för uppmätt överföring anges kan överföringen ha varit högre än vad som framgår av Tabell 7 under vissa tidpunkter den timmen, vilket innebär att det kan ha förekommit flaskhalsar under en del av timmen, även om det ser ut att ha funnits ledig kapacitet över förbindelserna.

I Tabell 8 framgår hur stor den återstående överföringskapaciteten mellan de svenska elområdena var under topplasttimmen. Det fanns kapacitet att överföra ytterligare kraft över Snitt 1 och Snitt 4 den timmen, däremot var marginalen över snitt 2 mindre. Denna situation liknar den vid topplasttimmen föregående vinter.

Tabell 8. Återstående överföringskapacitet (MW) mellan de svenska elområdena i södergående riktning den 28 februari 2018 kl. 08–09. Källa: Nord Pool.

Snitt (elområden)	Överföringskapacitet [MW]	Uppmätt överföring [MW]	Återstående kapacitet [MW]
1 (SE1 – SE2)	3 100	1 868	1 232
2 (SE2 – SE3)	6 435	5 815	620
4 (SE3 – SE4)	5 400	2 291	3 109

Det är skillnad mellan marginaler för att hantera en prognostiserad ökad elförbrukning på dagen före-marknaden och marginaler för att hantera obalanser i driftskedet. Ett underskott i Sverige kan eventuellt täckas med import på dagen före-marknaden. Räcker inte det kan effektreservens produktionsdel aktiveras och om inte heller den räcker till uppstår en avkortningssituation. Balansansvariga med produktions- eller förbrukningsreduktionsbud som inte avropats på elbörsens dagen före- eller intradag-marknad kan bjuda in dessa till reglerkraftmarknaden.

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.

Den 28 februari 2018 kl. 08–09 var 534 MW kommersiella tillgängliga (ej aktiverade) uppregleringsbud i Sverige på reglerkraftmarknaden. Totalt sett var den tillgängliga uppregleringsvolymen i Sverige 977 MW men av det utgjordes 443 MW av reserver. Av reserverna bestod 153 MW av förbrukningsreduktion och 290 MW av produktion i form av ett av blocken i Karlshamnsverket.

Den totala volymen *aktiverade* uppregleringsbud i Norden var drygt 2 000 MW under topplasttimmen.

2.1.1 Tillgänglig extra import

Här följer ett avsnitt om tillgängliga kommersiella uppregleringsbud som sannolikt kunnat utgöra extra import till Sverige under topplasttimmen. Avsnittet sammanfattas i Tabell 9.

Tabell 9. Tillgängliga kommersiella uppregleringsbud som kunnat överföras till Sverige under topplasttimmen. Källa: Nord Pool.

Förbindelse	Överförbara bud [MW]
NO4 till SE1	180
NO3 till SE2	388
DK2 till SE4	300
FI till SE3	275
Summa	1 143 (varav 575 till södra Sverige)

Norge: Överföringskapaciteten från NO1 till SE3 var fullt utnyttjad. Men möjlighet att öka importen från Norge till SE1 och SE2 fanns. Under topplasttimmen fanns 247 MW uppregleringsbud i NO4 varav ca 180 MW hade kunnat överföras till SE1. Återstående överföringskapacitet från NO4 till SE2 var i genomsnitt bara 52 MW under timmen. Sannolikt var den fullt utnyttjad någon gång under timmen och återstående 67 MW uppregleringsbud hade då behövt överföras via NO3. I NO3 fanns 321 MW uppregleringsbud och allt detta hade kunnat överföras till SE2.

Danmark: Överföringen från DK1 till SE3 var i princip fullt utnyttjad. I DK1 fanns 623 MW uppregleringsbud och i DK2 855 MW. I Danmark ska totalt ca 900 MW av uppregleringen reserveras för att säkerställa driftsäkerheten vid plötsliga störningar²⁸. Bara omkring 300 MW av uppregleringsbuderna hade kunnat överföras till Sverige på grund av kapacitetsskäl, från DK2 till SE4.

Finland: I Finland fanns det 350 MW uppregleringsbud varav 75 MW reserver. Sverige exporterade el till Finland under topplasttimmen. Hela den kommersiella uppregleringsvolymen i Finland hade kunnat överföras till Sverige.

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

Vid behov kan Svenska kraftnät, om det är möjligt, köpa el via utlandsförbindelserna till Polen, Tyskland och Litauen. Till Polen och Litauen exporterade Sverige el under topplasttimmen vilket innebär att det överföringsmässigt fanns importmöjlighet. Svenska kraftnät avtalade om ASP (Agreed Supportive Power) från Polen och Litauen på upp till 500 MW vissa timmar under den kalla perioden. Utan detta hade exporten dit varit större enligt handelsutfallet. Potentialen för ökad import från Tyskland var minimal, eftersom överföringsförbindelsen i princip var fullt belastad under timmen.

Det fanns alltså drygt 1 100 MW kommersiella uppregleringsbud i övriga Norden som sannolikt kunde ha stöttat den svenska effektbalansen vid behov. Knappt 600 MW av detta var bud som hade kunnat stötta södra Sverige (SE3 och SE4).

3 Prognos för effektbalansen i Sverige vintern 2018/2019

I detta avsnitt redovisas två olika scenarier för effektbalansen under topplasttimmen 2018/2019. Tre fall undersöks; temperaturer för en normal-, tioårs- och tjuugoårsvinter leder till olika uppskattade elförbrukningar. Prognos för en tjuugoårsvinter är inkluderat för första gången i denna rapport. I samtliga fall jämförs prognostiserad förbrukning med den förväntade tillgängliga produktionen. Produktionen antas oberoende av vintertyp. De antaganden som gjorts för att prognostisera förbrukning och förväntad tillgänglig effekt redovisas i avsnitt 4.1–4.2.

Tabell 10 visar på en negativ effektbalans med ett underskott om ca 400 MW vid en normalvinter. Sverige är alltså sannolikt redan vid en normalvinter beroende av nettoimport för att klara topplasttimmen.

Tabell 10. Förväntad effektbalans per elområde under topplasttimmen vintern 2018/2019 vid respektive vintertyp. Siffrorna är avrundade.

	Tillgänglig produktion [MWh/h]	Elförbrukning [MWh/h]			Effektbalans [MWh/h]		
		Normal- vinter	Tioårs- vinter	Tjuugoårs- vinter	Normal- vinter	Tioårs- vinter	Tjuugoårs- vinter
SE1	4 600	- 1 600	- 1 700	- 1 700	3 000	2 900	2 900
SE2	7 300	- 3 200	- 3 300	- 3 400	4 100	4 000	3 900
SE3	12 700	- 17 100	- 17 800	- 18 100	- 4 400	- 5 100	- 5 400
SE4	1 700	- 4 800	- 5 000	- 5 100	- 3 100	- 3 300	- 3 400
Summa	26 300	- 26 700	- 27 800	- 28 300	- 400	- 1500	- 2 000

Prognosen för effektbalansen under en normalvinter är ca 800 MW lägre jämfört med den prognos som gjordes inför vintern 2017/2018. Under en tioårsvinter är skillnaden ca 700 MW lägre. Både vattenkraftens förväntade tillgänglighet och metoden för prognostisering av toppförbrukning har uppdaterats till årets rapport vilket nämnvärt har påverkat resultatet som redovisas ovan. Se bilagan för mer information om förändringarna samt kapitel 3.6 för en jämförelse mellan prognosen med nytt och tidigare underlag.

Effektreservens förbrukningsdel ingår inte i prognosen. Volymen för denna fastställdes under våren 2018 till 205 MW. Om förbrukningsreduktionen inkluderas i effektbalansprognosen förbättras effektbalansen något. Produktionen som ingår i effektreserven är inkluderad i förväntad tillgänglig effekt men i första hand hantearas ett effektunderskott på marknaden genom import. Eftersom inkomna bud på marknaden aktiveras i prisordning kan Sverige vara nettoimportör av el även under

timmar då det finns ytterligare produktions- eller förbrukningsreduktionsbud att tillgå i Sverige, om den importerade elen är billigare.

Överföringskapaciteten i stamnätet påverkar förutsättningarna för effektbalansen eftersom den kan begränsa möjligheten att föra över el från ett överskottsområde till ett underskottsområde. Exempelvis utnyttjas Snitt 2 ofta fullt ut vintertid eftersom det råder överskott i elområde SE1 och SE2 och underskott i elområde SE3 och SE4. Det sammanlagda underskottet i elområde SE3 och SE4 förväntas vara ca 8 000 MW vid en tioårsvinter. Eftersom handelskapaciteten över Snitt 2 är maximalt 7 300 MW behöver resterande 700 MW i detta fall täckas av import från angränsande länder.

3.1 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 elanvändning de senaste 52 veckorna används också som parameter i prognosen för att ta hänsyn till konjunkturläget.

I Tabell 11 visas en sammanställning av Svenska kraftnäts prognos för maximal elförbrukning under vintern 2018/2019. Den högsta elförbrukningen väntas bli ca 26 700 MWh/h vid en normalvinter, vilket är 600 MWh/h högre jämfört med den prognos som gjordes inför vintern 2017/2018. Elförbrukningen ökar något i Sverige per år men på sikt förväntas denna ökning plana ut. Ökningen med 600 MWh/h är huvudsakligen en följd av uppdaterad prognosmetod. Se bilagan för mer information angående detta.

Tabell 11. Prognos för maximal elförbrukning vintern 2018/2019. Siffrorna är avrundade.
Källa: Svenska kraftnät.

Elområde	Normalvinter [MWh/h]	Tioårsvinter [MWh/h]	Tjugoårsvinter [MWh/h]
SE1	- 1 600	- 1 700	- 1 700
SE2	- 3 200	- 3 300	- 3 400
SE3	- 17 100	- 17 800	- 18 100
SE4	- 4 800	- 5 000	- 5 100
Summa	- 26 700	- 27 800	- 28 300

3.2 Förväntad produktionskapacitet

I Tabell 12 visas en prognos för installerad produktionskapacitet per elområde vid årsskiftet 2018/2019. Den sammanlagda installerade effekten bedöms vara ca 1 000 MW högre jämfört med årsskiftet 2017/2018. Det beror i huvudsak på ökad installerad effekt vindkraft men även solkraft beräknas öka. Produktionsresurser som ingår i effektreserven ingår i installerad effekt kondenskraft.

Tabell 12. Prognos för installerad effekt (MW) per produktionsslag och elområde vid årsskiftet 2018/2019. Källa: Energiföretagen, om ej annat anges.

	SE1	SE2	SE3	SE4	SE	Förändring ²⁹
Vattenkraft	5 315	8 055	2 582	349	16 301	-
Kärnkraft	0	0	8 586	0	8 586	-
Vindkraft ³⁰	584	2 668	2 443	1 811	7 506	+ 814
Gasturbiner + övrigt ³¹	1	2	1 032	542	1 577	-
Kondens	0	0	763	670	1 433	-
Kraftvärme, industri	122	315	604	400	1 441	-
Kraftvärme, fjärrvärme	142	217	2 257	912	3 528	-
Solkraft ³²	7	20	288	145	460	+206
Summa	6 164	11 257	18 267	4 684	40 832	+ 1 020

I Tabell 13 visas en sammanställning av förväntad tillgänglig effekt per elområde under topplasttimmen vintern 2017/2018. Den baseras på prognostiserad installerad effekt som anges i Tabell 12 samt olika tillgänglighetsfaktorer för respektive produktionsslag. Dessa faktorer beskrivs i avsnitt 3.2.1. Dessutom är produktion borträknad som enligt marknadsmeddelande (UMM) är otillgänglig under betydande del av vintern.

²⁹ Förändring i installerad effekt jämfört med 1 jan 2018, se kapitel 1.4.

³⁰ Källa: Svensk vindenergi

³¹ I kategorin övrigt ingår diesel- och gasmotorer.

³² Källa: Svenska kraftnät, uppskattning utifrån tidigare ökning mellan 2017 och 2018.

Tabell 13. Prognos för tillgänglig effekt (MW) per produktionsslag och elområde under topplasttimmen vintern 2018/2019. Anläggningar som enligt marknadsmeddelande är i malpåse är exkluderade, liksom gasturbiner ingående i störningsreserven. Källa: Svenska kraftnät

	SE1	SE2	SE3	SE4	SE	Förändring ³³
Vattenkraft	4369	6 621	2 122	287	13 400	- 300
Kärnkraft	0	0	7 727	0	7 727	- 36
Vindkraft	53	240	220	163	676	- 63
Gasturbiner + övrigt ³⁴	1	2	187	0	190	- 2
Kondens	0	0	219	603	822	0
Kraftvärme, industri	93	241	462	306	1 102	0
Kraftvärme, fjärrvärme	109	166	1 727	361	2 362	- 75
Solkraft	0	0	0	0	0	0
Summa	4 625	7 270	12 664	1 720	26 279	- 476

Samtidigt som installerad effekt väntas öka med ca 1 000 MW så minskar förväntad tillgänglig produktionskapacitet inför vintern 2018/2019 med ca 500 MW jämfört med prognosen för föregående vinter. Detta förklaras delvis med att tillkommande effekt i form av vind- och solkraft har låg förväntad tillgänglighetsfaktor vid topplasttimmen. Dessutom har tillgänglighetsfaktorerna för vattenkraft och vindkraft sänkts i årets prognos (se kapitel 3.2.1).

3.2.1 Tillgänglighetsfaktorer

Här redovisas antaganden gällande tillgänglighetsfaktorer för varje kraftslag. Faktorn avser effekt som kan förväntas vara tillgänglig under topplasttimmen, som andel av total installerad effekt för kraftslaget. Tillgänglighetsfaktorerna har setts över till årets rapport, se bilagan för mer information.

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. Vattenkraften i Sverige bedöms maximalt kunna producera 13 400 MWh/h vid någon tidpunkt³⁵. Då prognosen för installerad effekt vattenkraft är 16 301 MW motsvarar det en tillgänglighet på drygt 82 procent.

Kärnkraften beräknas ha en tillgänglighet på 90 procent. Antagandet om kärnkraftens tillgänglighet under topplasttimmen har i år underbyggts med en analys av marknadsmeddelanden, se bilagan.

³³ Förändring jämfört med prognosen som gjordes i förra årets rapport, gällande vintern 2017/2018. Notera att uppdaterade tillgänglighetssiffror för vattenkraft och vindkraft för årets rapport påverkar dessa siffror.

³⁴ I kategorin övrigt ingår diesel- och gasmotorer.

³⁵ Medelvärde av toppproduktionen per år under åren 2009-2017. Källa: Svenska kraftnät.

Baserat på statistik för vintrarna 2007–2016 antas vindkraften ha en tillgänglighet på 9 procent under topplasttimmen. Det baseras på medianvärdet av tionde percentilen för vindkraftens produktion under åren 2007–2016³⁶. Vindkraftens tillgänglighet är högre under vintertid jämfört med resten av året men under riktigt kalla tidpunkter, när förbrukningen i Sverige oftast är som högst, avtar tillgängligheten. Underliggande data har setts över till årets rapport. Se bilagan för mer information.

Gasturbiner och övrigt antas ha en tillgänglighet på 90 procent. Av den installerade effekten gasturbiner ingår merparten, ungefär 1 370 MW, i den svenska störningsreserven. Eftersom störningsreserven är till för att upprätthålla driftsäkerheten vid plötsliga störningar ingår inte den volymen i förväntad tillgänglig effekt. Återstående tillgänglig effekt inom kategorin gasturbiner och övrigt är därför knappt 200 MW.

Kondenskraft antas ha en tillgänglighet på 90 procent. Enligt marknadsmeddelande via Nord Pool är Stenungsund 3 och 4 (520 MW) otillgängliga för marknaden tills vidare. Dessa block ingår därför inte i förväntad tillgänglig produktionskapacitet.

Kraftvärmeanläggningar antas i denna rapport ha en tillgänglighet på 90 procent. Vidare görs ett antagande 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. Enligt marknadsmeddelande via Nord Pool är Öresundsverket (440 MW) otillgängligt för marknaden tills vidare och ingår därmed inte i förväntad tillgänglig produktionskapacitet.

Solkraft antas ha en tillgänglighet på 0 procent då topplasttimmen i regel inträffar när det är mörkt.

3.3 Överföringskapacitet

Det är viktigt att understryka att möjligheten att importera el under timmar med hög efterfrågan i första hand beror på om det finns ett produktionsöverskott i grannländerna. Under vissa tider är det dock överföringskapaciteten som sätter gränsen för importmöjligheten. I Tabell 14 redovisas maximal överföringskapacitet mellan de svenska elområdena, importkapacitet från angränsande länder till respektive elområde samt den totala importkapaciteten.

³⁶ Tionde percentilen (P10) innebär att 10 procent av värdena är mindre än P10 och 90 procent är större. Alltså producerar vindkraften med 90 procent sannolikhet mer än 9 procent under topplasttimmen. Se bilagan för mer information.

Tabell 14. Förväntad maximal överföringskapacitet för import (MW) till Sverige från angränsande elområden vintern 2018/2019. Summorna är avrundade. Källa: Nord Pool.

Från	Till SE1	Till SE2	Till SE3	Till SE4
SE1		3 300		
SE2	3 300		7 300	
SE3		7 300		6 000 ³⁷
SE4			2 600 ³⁸	

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			740		740
DK2				1 700	1 700
DE				600 ³⁹	600
PL				600	600
LT				700	700
Summa	5 100	11 450	14 000	9 600	10 300

Överföringskapaciteten för import är sannolikt lägre än maximalt under topplast-timmen eftersom den aktuella överföringskapaciteten varierar med aktuell fördelning av produktion och förbrukning. Ett exempel är överföringskapaciteten från elområde NO1 till SE3 som är kraftigt begränsad vid kallt väder och hög förbrukning i Oslo-området. Överföringskapaciteten från elområde NO1 till SE3 bedöms av den anledningen kunna gå ner till mindre än hälften av maximal kapacitet även utan underhållsarbeten. Ytterligare ett exempel är importkapaciteten mellan Sverige och Polen som ofta begränsas beroende på driftförhållanden i Polen⁴⁰.

Vid tillfällena med hög elförbrukning i mellersta och södra Sverige eller vid stor export från södra Sverige och nettoimport norr om Snitt 2, förväntas Snitt 2 belastas upp till maximal överföringskapacitet. Snitt 1 och Snitt 4 bedöms däremot inte

³⁷ Under förutsättning att första delen av SydVästlänken (600 MW) tagits i drift innan vintern som planerat.
Källa: Nord Pool – <https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages/71def725-2de1-4732-b5f6-82d3c15bd39f/26>
Andra delen av länken är planerad att vara i drift 15 jan 2019. Då blir kapaciteterna 6600 MW respektive 3200 MW
Källa: Nord Pool – <https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages/bo974odd-1ffe-4872-ab6e-441bc869f59a/13>

³⁸ Se fotnot ovan gällande SydVästlänken.

³⁹ Enligt Nord Pool är importkapaciteten 615 MW men inklusive överföringsförluster är kapaciteten lägre, ca 600 MW.

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

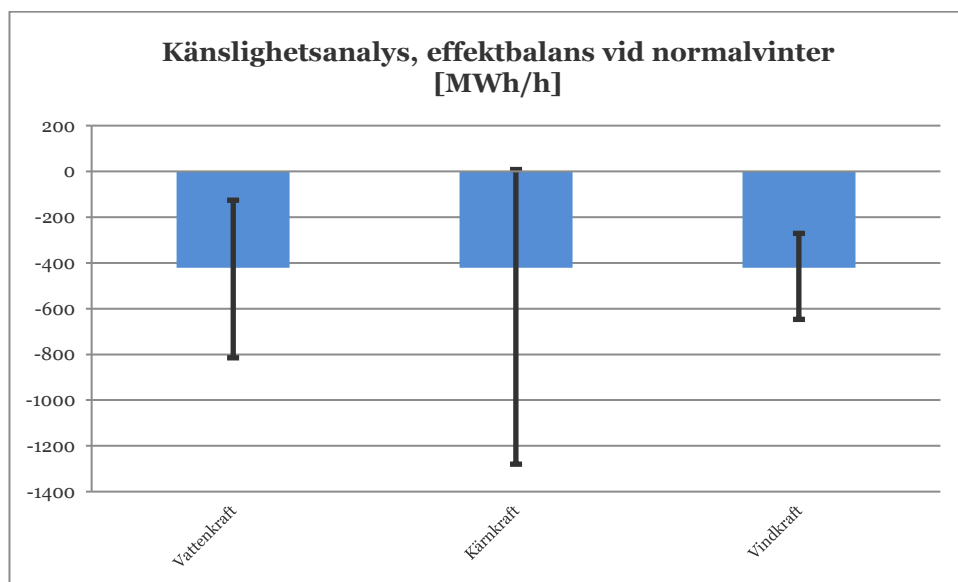
bli fullt utnyttjade när den svenska elförbrukningen är som högst, under förutsättning att nätet är intakt.

3.4 Effektreserven 2018/2019

Effektreservens storlek får maximalt uppgå till 750 MW vintern 2018/2019, enligt förordning (2016:423) om effektreserv. I början av 2017 upphandlades 562 MW elproduktionskapacitet för vinterperioderna 2017-2021. Återstående kapacitet i form av minskad elförbrukning fastställdes under våren 2018 till 205 MW.

3.5 Känslighetsanalys

Här följer en känslighetsanalys gjord på tillgänglighetsfaktorerna för produktionslag. Av Figur 13 framgår att förändring av kärnkraftens tillgänglighetsfaktor får störst påverkan på prognosen för Sveriges effektbalans under topplasttimmen. Minst påverkan får förändring av tillgänglighetsfaktorn för vindkraft.



Figur 13. Känslighetsanalys för tillgänglighetsfaktorer. De tunna svarta staplarna visar hur förändrade tillgänglighetsfaktorer för respektive kraftslag påverkar Sveriges effektbalans under topp-lasttimmen för en normalvinter. Källa: Svenska Kraftnät.

För vattenkraft varierar tillgängligheten mellan 80 och 84 procent. Siffrorna motsvarar minsta och högsta toppproduktionen under de senaste nio åren.

För kärnkraft är motsvarande variation 80 och 95 procent. Den lägre siffran är 10:e percentilen av kärnkraftsproduktion de senaste elva vintrarna. Den högre är medelvärdet av kärnkraftsproduktion under samma vintrar.

För vindkraft används 6 procent och 11 procent, vilket motsvarar 5:e och 15:e percentilen av årsproduktionen. Se bilagan för mer information.

3.6 Prognosjämförelse

Underliggande data och antaganden för prognos av tillgänglig produktion och maximal elförbrukning har uppdaterats till årets rapport. Därför följer här en jämförelse av effektbalansen som den hade prognosticerats med de gamla underlagen för vintern 2018/2019 samt en redogörelse för hur stor skillnad de olika förändringarna medför. Prognosen gjord med det nya underlaget är alltså den som beskrivs i kapitel 3.1 och den som anses vara mest korrekt.

Tabell 15. Jämförelse av tidigare och nytt underlag för prognos: förväntad effektbalans vid topplasttimmen för vintern 2018/2019. Siffrorna är avrundade.

Förändring i årets rapport	Påverkan på effektbalansen jämfört med tidigare underlag [MWh/h]		
	Normalvinter	Tioårsvinter	Tjugoårsvinter
Prognosmetod, maximal elförbrukning	- 400	0	(ny för i år)
Tillgänglighetsfaktor, vattenkraft	- 300	- 300	- 300
Tillgänglighetsfaktor, vindkraft	- 150	- 150	- 150
Effektbalans, tidigare underlag	450	- 1 050	- 1 550
Effektbalans, nytt underlag	- 400	- 1 500	- 2 000

Men det tidigare underlaget blir prognosen för effektbalansen mer jämförbar med förra årets prognos (som var +655 MW för normalvinter och -845 MW för tioårsvinter). Det nya underlaget ger en mer negativ bild av Sveriges effektbalans. Det är dock viktigt att understryka att uppdateringen av underlaget ger en mer korrekt bild av effektbalansen den kommande vintern än tidigare underlag.

4 Effektbalansen på längre sikt

Detta kapitel behandlar effektbalansen på längre sikt, fram till år 2040. Till grund för detta ligger Svenska kraftnäts analyser utfört på åren 2018-2022 samt mer övergripande analyser gjorda på åren 2030 och 2040.

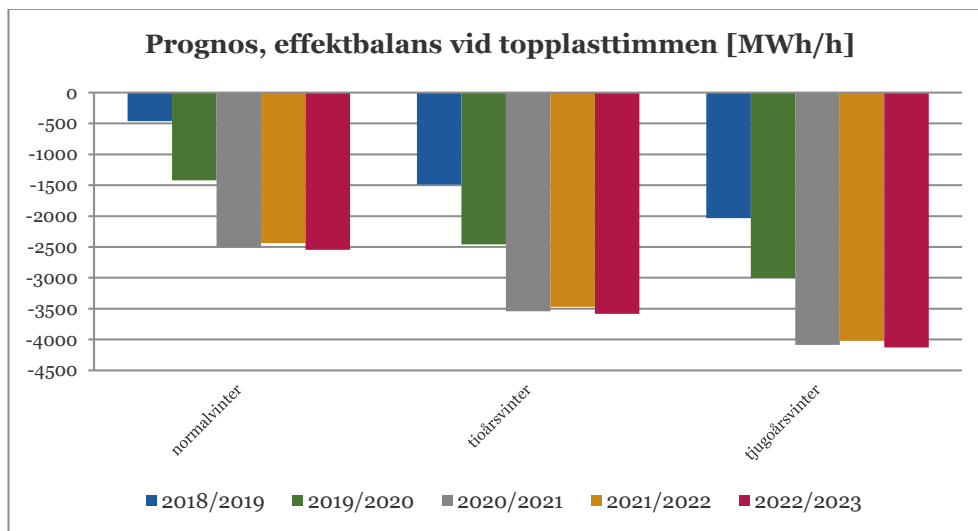
4.1 Kraftbalansen de kommande fem åren

Kärnkraftens framtid har stor påverkan på Sveriges effektbalans under topplasttimmen. Vintern 2017/2018 var den sista med Oskarshamn 1 i drift. Ringhals 2 stängs 2019 och Ringhals 1 stängs 2020 vilket leder till att ytterligare planerbar produktion om drygt 1 700 MW försvinner. Detta medför en tydligt försämrad effektbalans för Sverige. I Finland byggs reaktorn Olkiluoto 3 med en effekt om 1 600 MW men den har drabbats av stora förseningar. Den tas tidigast i drift i september 2019.⁴¹ Reaktorn kommer då att minska Finlands importberoende och överlag bidra till bättre effektbalans i det nordiska elsystemet.

Vindkraft är det kraftslag som i nuläget växer mest i Sverige. Denna ökning kommer sannolikt att fortsätta. Vindkraften kan inte bidra till effektbalansen under vinterns topplasttimme med samma tillgänglighet som den kärnkraft den ersätter. Vindkraftens produktion är inte planerbar och kan som tidigare diskuterats dessutom förväntas vara lägre just under perioder med mycket låga temperaturer. Dessutom är det osäkert om utbyggnadstakten kan vara tillräckligt hög för att täcka det underskott som kärnkraftens avveckling lämnar efter sig.

Figur 14 visar hur effektbalansen förväntas förändras under de kommande fem vintrarna. Redan vintern 2020/2021 förväntas Sverige ha ett underskott under topplasttimmen på 2 500 MW vid en normalvinter. Detta beror i huvudsak på att ytterligare två kärnkraftsreaktorer då har stängts.

⁴¹ Källa: TVO – <https://www.tvo.fi/OL3->



Figur 14. Prognos för effektbalans under topplasttimmen för kommande vintrar. Källa: Svenska kraftnät, Kortsiktig marknadsanalys 2017.

4.2 Kraftbalansen år 2030 och framåt

Ett antagande som ligger till grund för Svenska kraftnäts långsiktiga scenario är att kärnkraften är avvecklad till år 2040. Detta är en följd av Energiöverenskommelsen som slöts 2016, där ett huvudmål är att Sveriges elförsörjning ska vara 100 procent förnybar till 2040. Det finns dock inget tvingande slutdatum för svensk kärnkraft och under rådande politiska förhållanden kommer reaktorerna sannolikt att drivas vidare så länge de är lönsamma och driftsäkra.

Svenska kraftnäts långsiktiga scenario inkluderar en stor utbyggnad av förnybar elproduktion. Elcertifikatmålet utökas om 18 TWh till 2030, och under perioden 2030-2040 antas elsystemet byggas ut med 34 TWh vindkraft och 7 TWh solkraft.

Svenska kraftnät spår ingen nämnvärd förändring av installerade effekt vattenkraft framöver. Sannolikt blir vattenkraftens bidrag till balansering och effekttillräcklighet ännu viktigare när annan planerbar produktion försvinner ur elsystemet. Om ramvattendirektivet implementeras på ett olyckligt sätt kan det finnas risk för att vattenkraftens förmåga att reglera sin produktion begränsas. Detta genom de krav som förväntas ställas på miljöåtgärder i kraftverk eller genom förändringar av vattendomar.

Det finns indikationer på att en betydande andel kraftvärme kan försvinna ur det svenska elsystemet, då marknadsförutsättningarna leder till att kraftvärme ersätts med värmeverk, som bara producerar värme och inte el. Kraftvärmen finns i huvudsak i SE3 och SE4 där underskott redan råder under topplasttimmen.

Effektbalansen under topplasttimmen kommer sannolikt försämrats, då stor volym planerbar produktion försvinner och i huvudsak ersätts av vindkraft och till viss del solkraft.

4.3 Slutsatser

En av de viktigaste slutsatserna i Svenska kraftnäts långsiktiga analyser är att bristande lönsamhet fortsatt riskerar att hindra utbyggnad av planerbar elproduktion. Elpriserna ser ut att kunna förbli låga fram till dess att kärnkraften läggs ned, vilket innebär att annan elproduktion kommer ha svårt att hinna ersätta kärnkraften i tid. Analyser visar att nedläggning av kärnkraften leder till ett stort antal timmar med mycket höga elpriser, samt ett flertal timmar med svårigheter att överhuvudtaget få effektbalansen att gå ihop. Detta illustrerar behovet av tillkommande planerbar elproduktion och förbrukningsflexibilitet.

Eftersom ett ökat underskott innebär större importbehov kan det heller inte uteslutas att handelskapaciteter kan komma att behöva utökas. Import kan dock bara bidra till att undvika effektbrist om angränsande länder inte själva har ett underskott.

4.4 Andra studier

Framtida effektbalans analyseras regelbundet i ENTSO-Es *Midterm Adequacy Forecast* (MAF). Dessutom finns en fördjupad nordiskt analys utförd av de nordiska TSO:erna⁴². Till skillnad från denna rapport bygger dessa på probabilistiska beräkningar och inte en statisk jämförelse av tillgänglig effekt och uppskattad förbrukning.

Enligt dessa analyser har Sverige ingen risk för effektbrist år 2025. Dessa analyser räknar dock in importmöjlighet i tillgänglig effekt, samt nära full kapacitet på överföringsförbindelser. Detta gör att resultaten är svåra att jämföra med resultaten i denna rapport. De bygger också på nya och relativt oprövade metoder. Erfarenheten från vintern som gick tyder på att de svenska effektmarginalerna eventuellt överskattas i den europeiska och den nordiska analysen.

⁴² Analysen finns sammanfattad i "Nordic perspectives on midterm adequacy forecast 2017"
<https://www.svk.se/en/about-us/news/news/new-report-presents-the-nordic-perspective-on-european-adequacy/>



Bilaga: Förändringar i antaganden för prognos av effektbalans

Bilaga för rapport: Kraftbalansen på den svenska elmarknaden vintrarna 2017/2018 och 2018/2019 (Ärendenr: 2018/587)

Bakgrund

Arbete med att förbättra dataunderlag och antaganden som ligger till grund för effektbalansprognosen har utförts under 2017 och 2018. Denna bilaga förklarar de förändringar i antaganden och metod som implementerats i årets rapport.

Tillgänglighetsfaktorer för produktion

I kraftbalansrapporten gör Svenska kraftnät en uppskattning av tillgänglig produktion för alla Sveriges produktionsslag. I redovisningen av föreliggande effektbalanser är det effekten (MW) som är av intresse, alltså hur mycket ett visst produktionsslag kan leverera den timmen då elförbrukningen är som högst, och kraften behövs som mest. Tillgänglig effekt för ett kraftverk innebär att hänsyn tas till risken för fel eller andra faktorer som gör att kraftverket inte producerar på maxkapacitet.

Beroende på vilket kraftslag som studeras förekommer olika typer av begränsande faktorer som påverkar sammanställningen av produktionskapacitet i effektbalansen. Exempelvis är vindkraften väderberoende och producerar mindre än normalt under de kallaste timmarna medan kärnkraften är planerbar och ofta producerar mer än normalt under de timmar elförbrukningen och elpriserna är höga. Därför behöver olika metoder användas för att beräkna tillgängligheten för olika kraftslag.

Hösten 2017 genomfördes ett större arbete på Svenska kraftnät för att utreda olika produktionsslags bidrag till effektbalansen, för att utreda om de antaganden som gjorts i kraftbalansrapporten tidigare år är fortsatt tillämpbara.

Vattenkraft

I tidigare rapporter användes siffran 85 procent för vattenkraft. Det motsvarade toppproduktionen för svensk vattenkraft under de senaste 10 åren. Den bedömdes som mer rimlig att istället använda medelvärdet av toppproduktion för var och ett av de senaste 10 åren. Då blir tillgängligheten drygt 82 procent.

Denna förändring påverkar den förväntade effektbalansen märkbart (ca 300 MW mindre tillgänglig produktion) då vattenkraften står för en stor andel av produktionen under topplasttimmen.

Den maximala produktionen från vattenkraftstationerna begränsas av flera olika faktorer. Begränsningarna utgörs av fallhöjdsförluster på grund av avsänkta maga-

sin, reglering av tappning till exempel i samband med isläggning, avställningar för reparationer, vattendomar m.m. Större delen av den svenska vattenkraften kommer från älvsystem där stationerna ligger efter varandra i älvarna. Hänsyn måste tas till att den maximala tappningen kan vara olika i stationerna. Ytterligare en faktor som påverkar maximal elproduktion i vattenkraft är vattnets gångtid mellan stationerna. Detta innebär att hela summan av de enskilda kraftverkens maximala effekter inte kan tillgodoräknas i effektbalansen. Vattenkraftproduktionen kan också begränsas av kapaciteten i lokala och regionala nät.

Svenska kraftnäts tidigare bedömning av maximal samtidig produktionsförmåga i vattenkraft baseras på ett arbete som gjordes i Nordels regi i maj 1996. Då analyserades effektbalansen för de nordiska länderna noggrant. Maximal tillgänglig vattenkraft baserades på en driftsituation från den 4 januari 1996 då effekttoppen var 26 090 MW. Summan av installerad effekt i vattenkraft i Sverige var då 16 350 MW. Under topptimmen var vattenkraftproduktionen 12 370 MW. Utöver detta fanns 1 300 MW tillgänglig vattenkraft. Summan av detta blir 13 670 MW eller avrundat 13 700 MW.

Analyser av de senaste årens maximala timvärde för vattenkraftsproduktionen, tillsammans med tillgängliga uppregeringsbud samma timme, antyder dock att det inte är alla år vattenkraften har 13 700 MW tillgängligt. Ett medelvärde av maximal producerad vattenkraft och återstående tillgängliga vattenkraftproduktion för de senaste 10 åren blir istället 13 400. Detta betyder att det vissa år producerades mer under en enskild timme, och vissa år mindre. Därför bedömer Svenska kraftnät att tillgänglig vattenkraftsproduktionen under nästa års topplastimme sannolikt kommer att befinna sig någonstans mellan 13 000 och 13 700 MW, med 13 400 MW som det värde som räknats med. Detta motsvarar drygt 82 procent av installerad effekt.

Kärnkraft

Svenska kraftnät har tidigare redovisat kärnkraftens produktionskapacitet med 90 procent tillgänglighet. Detta har baserats på en analys från 2009 och motsvarade på den tiden ett medelstort svenskt kärnkraftsblock.

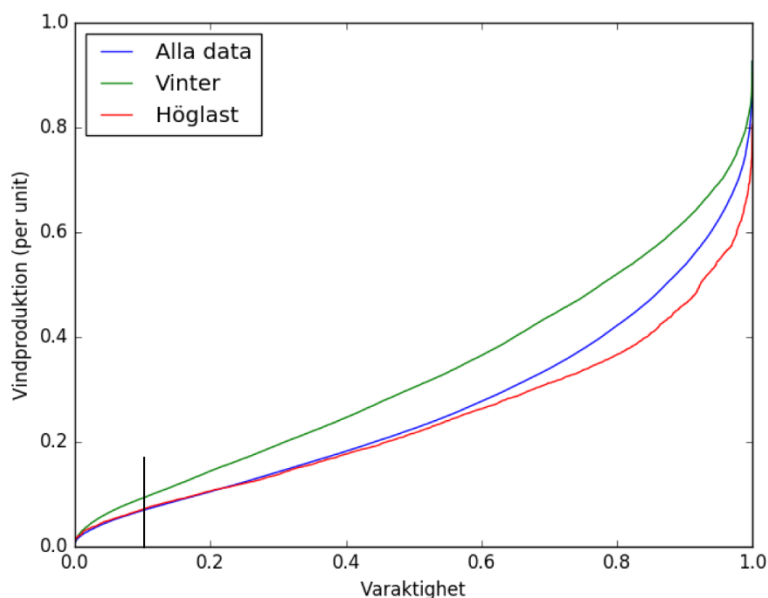
De senaste fem vintrarnas effekttoppar har dock kärnkraftsproduktionen uppgått till i genomsnitt 95 procent av den effekt som beräknats vara tillgänglig under vintern. Det är därför sannolikt att kärnkraften kommer att producera mer än 90 procent. Den 10:e percentilen av producerad kärnkraft för de senaste fem vintrarna visar dock på en tillgänglighet om 80 procent. Det betyder att i 10 procent av tiden producerade kärnkraften mindre än 80 procent av den effekt som varit beräknad vara tillgänglig under vintern. Därför används 80 och 95 procent som gränser för en känslighetsanalys.

Siffran 90 procent underbyggs också av en analys av marknadsmeddelanden (UMM) för otillgänglighet för svensk kärnkraft under de senaste 13 vinterperioderna. Denna analys kom fram till en tillgänglighet omkring 90 procent, varför ingen anledning förelåg att ändra denna tillgänglighetsfaktor.

Vindkraft

Den tidigare tillgänglighetsciffran för vindkraft (11 procent) har i år sänkts till 9 procent. Den tidigare siffran byggde på produktionsstatistik där data från hela vinterperioderna (16 nov till 15 mars) för ett antal år användes. Eftersom vindkraften i regel producerar mindre under mycket kalla vinterdagar, och det är just ett sådant tillfälle (topplasttimmen) som undersöks i rapporten, behövde denna metod ses över.

Vindkraft är en väderberoende energikälla som är svår att både planera och prognostisera. Därför används 10:e percentilen av produktionsdata: det finns bara 10 procent sannolikhet att vindkraften skulle producera mindre än detta. Tionde percentilen för produktionsdata för hela året är i princip identisk med 10:e percentilen för produktionsdata för de 5 procent av vintertimmarna med högst elförbrukning. Se graf nedan (10:e percentilen återfinns längs den vertikala linjen).



Att bara använda data från de 5 procent av vintertimmarna med högst elförbrukning skulle kraftigt minska det statistiska underlaget och därför göra resultaten mer känsliga för störningar, rapporteringsfel och liknande. För att undvika detta (och eftersom datan i princip är identisk) används istället data från hela åren för beräkning av förväntad tillgänglig vindkraft under topplasttimmen. Siffran beräknas nu på nytt varje år för att inkludera ny produktionsstatistik och kan alltså komma att öka (om än marginellt) då ny vindkraft i regel har högre tillgänglighet än gammal.

Förändringen av vindkraftens tillgänglighet påverkar i viss mån den förväntade effektbalansen (ca 150 MW mindre tillgänglig produktion).

Prognos för maximal elförbrukning

Svenska kraftnäts metod för att prognosticera den högsta elförbrukningen inför kommande vinter baserar sig på förhållandet mellan den temperaturkorrigerade maximala årsförbrukningen med hänsyn till gällande konjunkturläge och elförbrukningen under motsvarande års topplasttimme. Svenska kraftnät har vid uppföljningen av de senaste vintrarna sett att förbrukningen är mer temperaturberoende än vad som tidigare antagits, och har därför till vintern 2018/2019 sett över förbrukningsprognosen för en normalvinter. De temperaturer som anses gälla vid en normal- och en tioårsvinter uppdaterades. Dessa temperaturer användes sedan för att temperaturkorrigera tidigare års maxförbrukning till vad den skulle varit vid en normal- eller tioårsvinter. Den uppdaterade metoden har sedan lett till att prognosen för en normalvinter har korrigerats upp.

Med den senaste datan blir prognosen för maximal elförbrukning under en normal vinter ca 2 procent högre än tidigare men oförändrad under en tioårsvinter. Eftersom tjugoårsvinter numera också undersöks i rapporten togs faktorer fram även för detta. Prognosen för tjugoårsvinterns maximala elförbrukning är knappt 6 procent högre än för en normalvinter (tioårsvintern är knappt 4 procent högre).

Förändringen påverkar den förväntade effektbalansen under en normalvinter märkbart då förväntad maximal elförbrukning blir ca 400 MW högre. Effektbalansen för en tioårsvinter påverkas inte då faktorerna för detta inte förändrades när underliggande data uppdaterades.

Svenska kraftnät är ett statligt affärsverk med uppgift att förvalta Sveriges stamnät för el, som omfattar ledningar för 400 kV och 220 kV med stationer och utlandsförbindelser. Vi har också systemansvaret för el. Vi utvecklar stamnätet 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

