

Begäran om undantag från 70 procentsregeln för år 2022

Beslut

- 1 Energimarknadsinspektionen (Ei) avslår Svenska kraftnäts ansökan om att under år 2022 få göra undantag från kravet om att tillgängliggöra minst 70 procent sammanlänkningskapacitet per timme mellan elområdena Sverige 3-Sverige 4 och Sverige 2-Sverige 3.
- 2 Ei avslår Svenska kraftnäts ansökan om att under år 2022 få göra undantag från kravet om att tillgängliggöra minst 70 procent av sammanlänkningskapaciteten per timme på sammanlänkningarna mellan elområdena Danmark 2-Sverige 4, Tyskland/Luxemburg-Sverige 4, Polen-Sverige 4 och Litauen-Sverige 4.
- 3 Ei överlämnar Svenska kraftnäts ansökan om att under år 2022 få göra undantag från kravet om att tillgänggöra minst 70 procent av sammanlänkningskapaciteten per timme på sammanlänkningarna mellan elområdena Finland-Sverige 3 och Danmark 1-Sverige 3 till Byrån för samarbete mellan energitillsynsmyndigheter (ACER) för beslut.

Beskrivning av ärendet

Svenska kraftnät har för år 2022 ansökt om undantag enligt artikel 16.9 i förordning (EU) 2019/943 (elmarknadsförordningen) från bestämmelsen i artikel 16.8 i samma förordning om att minst 70 procent av kapaciteten på gränsöverskridande förbindelser ska vara tillgänglig för marknadsaktörerna för handel. I tabell 1 nedan sammanfattas vilka sammanlänknings- och överföringar som ansökan avser. Av tabellen framgår också vilka av sammanlänkningarna som har beviljats ett undantag tidigare.

Tabell 1 Sammanställning av vilka sammanlänknings- och överföringsansökningar som ansökan avser

Svenska kraftnät begär undantag för följande sammanlänkningsansökningar	Förkortningar	Tidigare undantag ¹
Danmark 1-Sverige 3	DK1-SE3	2020 och 2021
Danmark 2-Sverige 4	DK2-SE4	2020 och 2021
Finland-Sverige 3	FI-SE3	Har inte begärts tidigare
Tyskland-Sverige 4	DE/LU-SE4	2020 och 2021
Polen-Sverige 4	PL-SE4	2020 och 2021
Litauen-Sverige 4	LT-SE4	2020 och 2021
Svenska kraftnät begär undantag för följande transmissionsnätledningansökningar	Förkortningar	Tidigare undantag
Sverige 2-Sverige 3	SE2-SE3	Har inte begärts tidigare
Sverige 3-Sverige 4	SE3-SE4	Har inte begärts tidigare

Två stora utmaningar i det svenska elnätet ligger till grund för ansökan

Av Svenska kraftnäts ansökan och kompletteringar till ansökan framgår i huvudsak följande. De begärda undantagens omfattning är strikt begränsade till vad som är nödvändigt för att upprätthålla driftsäkerheten i elnätet. Om undantagen medges undviks otillbörlig diskriminering mellan interna utbyten och utbyten mellan elområden. Utmaningarna i det svenska elnätet kan sammanfattas genom två problembeskrivningar, dels av *västkustsnittet*, dels det *östvästliga flödet*, vilket beskrivs närmare nedan. Svenska kraftnät kommer att se till att den tillgängliga kapaciteten uppfyller 70-procentsregeln under så stor del av tiden som möjligt.

Västkustsnittet

Västkustsnittet är ett tvärsnitt i det svenska transmissionsnätet som ligger i västra Sverige inom elområde SE3 och består av ett antal kritiska linjesegment² som i vissa flödessituationer i det nordiska nätet påverkar hur mycket överföringskapacitet som kan tilldelas marknaden. Problem med överlast i västkustsnittet uppstår under perioder med norrgående flöde i det svenska transmissionsnätet. Den generella maxkapaciteten på cirka 2 300 MW räcker då inte till för att hantera det norrgående flödet. Problematiken som är relaterad till

¹ Ei:s beslut av den 19 december 2019 i ärenden 2019-102946 avseende år 2020 och Ei:s beslut av den 17 december 2020 i ärenden 2020-102975 avseende år 2021.

² Begreppet "kritiska linjesegment" används genomgående i detta beslutsunderlag och syftar till det engelska begreppet "critical network elements with contingencies (CNEC)". Detta är också i överensstämmelse med den svenska översättningen av elmarknadsförordningen. Alternativa svenska översättningar som använts av bl.a. Svenska kraftnät är "kritiska nätelement".

västkustsnittet innebär att överföringskapaciteten kan behöva minskas för sex olika sammanlänknings (SE3-NO1, DK1-SE3, DK2-SE4, DE/LU-SE4, PL-SE4 och LT-SE4) för att upprätthålla driftsäkerheten.

Perioderna av överbelastningsproblem i västkustsnittet kännetecknas i allmänhet av en kombination av fyra olika faktorer som beskrivs i punkterna nedan.

- 1 En minskad efterfrågan nära västkustsnittet till exempel under nätter och helger. När belastningen minskar ändras flödena i systemet. Exempelvis kan den lokala efterfrågan och produktionen nära västkustsnittet vara i jämvikt under dagen. När den lokala efterfrågan sedan minskar kvällstid hålls den lokala produktionen i allmänhet kvar på samma produktionsnivå och därmed uppstår en ny jämvikt med ökat flöde.
- 2 Hög vindkraftsproduktion söder om västkustsnittet, särskilt i Danmark, Tyskland och södra Sverige innebär att det, normalt sett södergående, flödet ersätts av ett norrgående flöde.
- 3 Ökade flöden från Sverige 3 till Norge som följd av minskad produktion i norska vattenkraftverk och/eller export via de nya norska sammanlänkningarna till kontinenten
- 4 Kärnkraftsproduktionen söder om västkustsnittet bidrar till flöde som belastar västkustsnittet. Den nuvarande produktionsnivån förväntas kvarstå under 2022 och minst fram till 2024. Avvecklingen av två av de fyra reaktorerna i Ringhals kärnkraftverk (2019-2020) har dock minskat belastningen på västkustsnittet.

När tillräckliga avhjälpande åtgärder för att kunna driva nätet inom säkerhetsgränserna inte kan garanteras har Svenska kraftnät inget annat alternativ än att begränsa den tilldelade kapaciteten. I vissa fall medför det att mindre än 70 procent av den driftsäkra kapaciteten, för en eller flera kritiska linjesegment, kan nyttjas för handel mellan elområden. Förekomsten av sådana situationer har minskat betydligt under 2020. Under 2021 har situationer med höga flöden i västkustsnittet observerats mycket sällan.

Östvästliga flödet

Det östvästliga flödet genom Sverige återfinns främst i elområde SE3. Flödet har uppkommit som en konsekvens av att det nordiska elsystemet genomgår snabba förändringar. Under 2020 och 2021 har två av reaktorerna i Ringhals kärnkraftverk tagits ur drift och i slutet av 2020 togs sammanlänknings mellan Norge 2 och Tyskland/Luxemburg i drift. Dessa två händelser leder till ett högre energiflöde

från öst till väst. Problematiken som är relaterad till östvästliga flöden beror alltså på högre energiflöden från öst till väst än vad som varit fallet historiskt sett. Detta nya flöde ökar belastningen i de linjesegment som historiskt sett inte har påverkat hur mycket överföringskapacitet som kan tilldelas marknaden och gränsöverskridande sammanlänknings. Den sammanlänkning som påverkas mest av det östvästliga flödet är FI-SE3, men även SE3-DK1 och SE3-NO1. Även de interna elområdesgränserna SE2-SE3 och SE3-SE4 berörs av de nya kapacitetsbegränsningarna.

70 procentsregeln kommer att kunna uppfyllas i normala drifttillstånd, men då arbeten i nätet (större underhållsåtgärder) genomförs eller när kärnkraftsreaktorerna Forsmark 3, Ringhals (3 och 4) respektive Oskarshamn genomgår revision riskerar flödena genom det svenska elnätet i SE3 att överlasta enskilda nätelement. Risken för överlast ökar vid bortfall av en enskild större reaktor och utvecklingen under 2021 indikerar att det är vid flera i tid sammanfallande bortfall/underhållsstopp som utmaningarna att leva upp till 70-procentsregeln blir som störst. Under dessa driftsituationer bedöms tillräckliga avhjälpande åtgärder, främst mothandel, saknas.

Baserat på planerade revisionsperioder för 2022 bedömer Svenska kraftnät att det primärt är under perioden mitten av april till sista juni och från mitten av augusti till början av september 2022 som det finns utmaningar att leva upp till 70-procentsregeln. Detta eftersom det inte finns möjlighet att aktivera avhjälpande åtgärder, mothandel eller omdirigering, i en omfattning och med den lokalisering som motverkar kapacitetbortfallet under dessa perioder.

Tilldelning av överföringskapacitet till marknaden utan att riskera driftsäkerheten

Metoden för att beräkna hur mycket överföringskapacitet som kan tilldelas marknaden och samtidigt upprätthålla driftsäkerheten i elnätet är komplex. Den nuvarande metoden för kapacitetsberäkning i Norden är en så kallad NTC-metod. Denna metod kommer att fortsätta att tillämpas till dess att en så kallade flödesbaserad metod införs. Införandet av den flödesbaserade metoden är tänkt att slutföras i slutet av 2022.³

Grundläggande för kapacitetsberäkningen är att det så kallade N-1 kriteriet ska beaktas. Det innebär att inget nätelement ska belastas mer än det klarar bortfallet

³ Svenska kraftnät har dock i en senare rapport *Implementeringen av EU-regelverk på Svenska kraftnät - Redovisning av regeringsuppdrag* uppgett att den nya kapacitetsberäkningsmetoden ska genomföras först år 2023 i Norden.

av något annat nätelement. N-1 kriteriet behöver också uppfyllas för balanseringen av kraftsystemet. Det dimensionerande felet i Sverige är lokaliserat i södra delen av landet och uppgår för närvarande till 1 450 MW. Detta innebär att det behövs motsvarande mängd reglerresurser för att hantera balansen i systemet. Samtidigt behövs resurser för att kunna hantera överlasten i elnätet. Reserverna behöver antingen finnas i södra Sverige, där det dimensionerade felet är lokaliserat, eller så måste det finnas tillräckligt med outnyttjad överföringskapacitet mellan elområdet där det finns tillgängliga reglerresurser och södra Sverige.

Svenska kraftnät tillämpar driftsäkerhetsgränserna som anges i kommissionens förordning (EU) 2017/1485 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem (SO). Enligt SO ska Svenska kraftnät avlasta elnätet efter en så kallad N-1-händelse inom 15 minuter. Detta innebär att Svenska kraftnät måste säkerställa att det finns tillräckliga avhjälpande åtgärder för att berörda linjesegment ska kunna återgå till en normal belastningsnivå inom 15 minuter om den förhöjda belastningsnivån beror på ett fel i systemet. Därmed definieras ett gränsvillkor för beräkningen av hur mycket överföringskapacitet som kan tilldelas marknaden.

Flödet i ett linjesegment får inte vara så högt att det riskerar driftsäkerheten. Den tilldelade kapaciteten för handel mellan elområden baseras på kritiska gränser för kritiska linjesegment. Vid tidpunkten för kapacitetsberäkningen definieras de kritiska linjesegment som är mest begränsande för handeln mellan samtliga berörda elområden.⁴

Svenska kraftnät använder sig av ACER:s metod för att beräkna minimikapaciteten 70 procent. Det handlar sammanfattningsvis om totalt fem kritiska nätelement/linjesegment i Sverige som riskera att understiga 70-procentsregeln.

Åtgärder för att öka tilldelningen av kapacitet i elnätet

I kapacitetsberäkningen beaktas möjligheter att t.ex. överbelasta elnätet, möjligheterna till motköp och användningen av den snabba störningsreserven. Vid beräkning av tillgänglig kapacitet för handel beaktas även möjliga icke kostsamma avhjälpande åtgärder. En sådan åtgärd är topologiförändringar⁵ som ger den mest gynnsamma flödesfördelningen i elsystemet i N-1-situationer och vissa

⁴ Det är för dessa begränsande kritiska linjesegment som kravet på minimikapacitet enligt artikel 16.8 i Elmarknadsförordningen (EU) 2019/943 gäller och för vilka Svenska kraftnät enligt artikel 16.4 har en skyldighet att använda omdirigering och/eller motköp för att uppnå miniminivåerna av tillgänglig kapacitet för handel mellan elområden.

⁵ Topologi är en schematisk beskrivning av hur enheterna i ett nätverk är sammankopplade.

optimeringar som kan ske i själva marknadskopplingen. Sammantaget kan man säga att Svenska kraftnät vid beräkning av den transmissionsnätskapacitet som kan göras tillgänglig för gränsöverskridande handel gör en bedömning av vilken belastningsnivå som kan accepteras samtidigt som de fastställda driftsäkerhetskriterierna uppfylls. Några av nu beskrivna åtgärder redovisas mer i detalj nedan.

Svenska kraftnät räknar in möjligheten att kortsiktigt överbelasta nätverkselement

För att kunna tilldela en större kapacitet till marknaden än vad som annars skulle ha varit fallet använder Svenska kraftnät sig av en viss kortsiktig flexibilitet i nätverkselementens belastningsgränser. Varje nätverkselement har en permanent belastningsgräns (PATL), det vill säga den last som kan tolereras långsiktigt utan att utrustningen skadas. Därutöver finns en högre temporär gräns (TATL) som kan tolereras under en kort tid förutsatt att belastningen sedan återgår eller återförs till normal nivå. Genom att en högre gräns tolereras än den permanenta gränsen tas en förhöjd risk. Svenska kraftnät kan ta den förhöjda risken genom att en bedömning görs gällande att tillräckliga avhjälpande åtgärder, först och främst volymerna mothandel i reglerkraftmarknaden, finns tillgängliga och kan användas för att återföra alla nätelement från den temporära belastningsnivån till permanenta belastningsnivån om ett fel inträffar. Det är dock inte alltid nödvändigt att resurserna aktiveras i realtid. Det beror på utfallet i handeln i marknaden, dvs den samlade planen från handel i dagen-före- respektive intradagsmarknaden, och hur just detta utfall belastar de aktuella nätverkselementen samt om det inträffar något fel eller oplanerat avbrott. Detta förfarande innebär en ökning med några hundra MW tilldelad kapacitet på alla svenska elområdesgränser.

Svenska kraftnät mothandlar för att tilldela maximal kapacitet när så är möjligt

Svenska kraftnät beskriver vilka resurser för mothandel som funnits tillgängliga och i vilken utsträckning dessa resurser har använts under vissa perioder 2020 och 2021 samt metoden för mothandel. I huvudsak framgår följande.

På den nordiska elmarknaden hanteras mothandel för att avlasta nätelement med hjälp av reglerkraftmarknaden (mFRR). Reglerkraftmarknadens primära syfte är balansering. Det går ofta att samutnyttja resurserna för att balansera kraftsystemet och avlasta specifika nätelement när beslut om aktivering av en resurs för balansering eller avlastning tas nära drifttimmen. Nära drifttimmen är det möjligt att avgöra hur mycket resurser som finns tillgängliga och var i systemet dessa är belägna så att både balansering och överlast kan hanteras.

Om det är möjligt att mothandla eller inte behöver alltid bedömas och planeras redan vid tidpunkten för *beräkning* av kapaciteterna. Dagens kapacitetsberäkning inleds D-2 och behöver vara klar D-1 klockan 9.00 för att marknadsaktörerna och elbörserna ska ha och kunna använda informationen i marknadskopplingen på dagenföremarknaden. Möjligheten till mothandel på reglerkraftmarknaden (mFRR) är inte definitivt känd förrän 45 minuter före drifttimmen. Vid kapacitetsberäkningen baseras beräkningarna på förväntade, inte i realtid bekräftade, möjligheter till mothandel den aktuella drifttimmen. Utöver att en resurs för mothandel kan antas vara tillgänglig, behöver resursen vara lokaliserad på rätt ställe i förhållande till den eller de kritiska linjesegment som är begränsande. Det går att beräkna hur mycket ett enskilt kritiskt linjesegment behöver avlastas (exempelvis 100 MW). Men beroende på var resurserna som mothandlas är lokaliserade, kan köp-/säljvolymerna för dessa behöva uppgå till mångdubbelt större volymer än den volym som ska avlastas samtidigt som tillgänglig kapacitet i andra delar av elnätet måste kunna säkerställas. För att veta hur många MW som ska aktiveras på reglerkraftmarknaden behöver en bedömning göras av vilken avlastande effekt mothandeln kommer ha. För att göra denna bedömning används PTDF-värdet⁶ mellan elområdet som har det kritiska linjesegmentet och elområdet som har mothandelsresursen. Bedömningen av vilka elområden som är intressanta görs även den utifrån förväntade PTDF-värden baserat på historiska flödessituationer. Detta är idag en manuell process.

En förutsättning för att använda reglerkraftmarknaden för avlastning av nätelement och öka kapacitetstilldelningen är att det återstår tillräckligt med resurser för att även hantera N-1 och obalanser. Genom att räkna in mothandel vid beräkning av kapaciteter tar Svenska kraftnät, baserat på erfarenhet och analyser, en kalkylerad risk. Detta eftersom tillgängliga volymer och/eller lokalisering inte är känd förrän långt efter kapacitetsberäkningen. Det förekommer situationer där det i efterhand visar sig att tillräckliga resurser för att öka kapaciteterna har funnits tillgängliga på reglerkraftmarknaden, men det ska inte leda till slutsatsen att Svenska kraftnät inte uttömt möjligheterna till mothandel. Att resurserna i ett sådant fall var tillgängliga i drifttimmen kan bero på att det helt enkelt inte var känt att resurserna fanns vid kapacitetsberäkningen.

Användningen av resurser för mothandel skiljer sig mellan elområden

De elområden som är intressanta att mothandla med för att avlasta de kritiska linjesegment som är gränssättande vid öst-västliga flöden är de med förväntade

⁶ PTDF står för Power Transfer Distribution Factors

stora PTDF-värden, se exempel på elområdesgränser med större påverkan i tabell 2 nedan. Tabellen visar medel och median PTDF-värden för elområdesgränserna med störst påverkan på kritiska linjesegment vid öst-västliga flöden.

Tabell 2 Medel och median PTDF-värden för elområdesgränserna med störst påverkan på kritiska linjesegment vid öst-västliga flöden

	SE3-SE4	SE4-SE3	SE3-DK1	DK1-SE3	FI-SE3	SE3-FI
Medel	0,19	-0,19	0,11	-0,11	0,25	-0,25
Median	0,19	-0,19	0,13	-0,14	0,25	-0,25
Standardavvikelse	0,03	0,02	0,07	0,07	0,05	0,04

För att avlasta gränssättande kritiska linjesegment vid östvästliga flöden är mothandel med Litauen, Polen och Tyskland en ineffektiv åtgärd eftersom effekten av mothandel från dessa elområden på de kritiska linjesegmenten i SE3 är nära noll. Trenderna är liknande för övriga kritiska linjesegment. Möjligheten till mothandel med dessa elområden beaktas därför inte i kapacitetsberäkningsprocessen i de flödessituationer som Svenska kraftnäts undantagsansökan omfattar.

För att kunna avgöra hur stor avlastande effekt som kan uppnås på gränssättande kritiska linjesegment genom mothandel behöver en samlad bedömning göras av förmågan att klara driftsäkerhetskriterierna.

Andra avhjälpande åtgärder för att upprätthålla maximal kapacitet i elnätet är störningsreserven

I SE3 och SE4 har Svenska kraftnät även den så kallade snabba störningsreserven som ett sista verktyg för att hantera N-1 händelser. Den totala reglervolymer som snabba störningsreserven kan bidra med varierar över tid, beroende på både planerat och oplanerat underhåll av resurserna. När snabba störningsreserven aktiverats behöver den avlastas så snart som möjligt för att kunna hantera ytterligare en N-1 händelse i syfte att säkerställa att systemet hålls inom driftsäkerhetsgränserna.

Svenska kraftnät har startat en årlig upphandling av årskontrakt för mFRR för att hantera underskotten i snabba störningsreserven. 2021 fick Svenska kraftnät sin ansökan om undantag för att använda denna typ av kontrakt beviljad av Ei. Fram till och med sista maj 2022 har 272 MW uppregleringsreserver i SE3 och 32 MW uppregleringsreserver i SE4 upphandlats.

Förstärkning av elnätet för att öka driftsäkerheten

Det finns även möjlighet att avlasta nätelement med seriekondensatorer. Dessa kan användas för att höja överföringsförmågan på långa ledningar och kan förbikopplas om nödvändigt för att omfördela effektlödet vid fel.

Under 2022 kommer flera initiativ att genomföras för att öka den kapacitet som är tillgänglig för gränsöverskridande handel där gränsvärdena satts för att förhindra överlast på en eller flera kritiska linjesegment. Dessa initiativ kommer underlätta för Svenska kraftnät att uppnå 70 procent främst under 2023. Möjligheten till uppföljning under 2022 kommer att förbättras tack vare att paralleldriften för den flödesbaserade kapacitetsberäkningen startar.

Flera stationer i södra Mälardalen kommer att få nya brytare och frånskiljare samt stöd för spänningsreglering installerade. En ny 400 kV linje i västra Mälardalen kommer tas i drift. Systemvärn kommer tas i drift på HVDC-förbindelserna mellan SE3-DK1 och SE3-FI för att förbättra hanteringen av fel. Hur mycket de olika initiativen kommer öka kapaciteten beror på vilka flödessituationer som uppstår. Svenska kraftnät kommer kommunicera löpande via NUCS⁷ hur stor ökning av kapacitet dessa innebär.

Optimeringsfunktion i marknadskopplingen

I marknadskopplingen utreds en optimeringsfunktion för SE3-NO1 och SE3-DK1, ett så kallat Line Set, vilket kommer öka handelsmöjligheterna mellan NO1 och DK1 via SE3⁸. Svenska kraftnät räknar med att med hjälp av optimeringsfunktionen kunna sätta kapaciteterna på gränserna mot DK1 och NO1 till motsvarande dagens max NTC under normala driftförhållanden. Svenska kraftnät har tillsammans med de systemansvariga för överföringssystem i Danmark, Finland och Norge börjat arbeta på en gemensam mothandelsmetodik som kan öka möjligheterna till mothandel i Norden. Införandet av de paneuropeiska balanseringsplattformarna kommer att medföra att nuvarande ordning för mothandel i Norden behöver ändras, vilket den nya mothandelsmetodiken kommer att ta hänsyn till.

⁷ Nordic Unavailability Collection System. Transmissionsnätoperatörernas marknadsmeddelandeplattform

⁸ [Ny summaallokering för att öka tillgänglig handelskapacitet för SE3 till DK1 och NO1 | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)

Svenska kraftnäts prognos över när 70-procentsregeln inte kommer att uppfyllas år 2022

Teoretiskt kan flödesmönster förändras och långvariga perioder uppstå när Svenska kraftnät ur driftsäkerhetssynpunkt inte kan tilldela säkra kapaciteter för handel som medför att 70 procent eller mer av kapaciteten för en eller flera kritiska linjesegment lämnas till marknaden utan att överskrida driftsäkerhetsgränserna.

Vidare uppger Svenska kraftnät att uppföljning av 70-procentsregeln görs enligt den tolkning som Svenska kraftnät diskuterat med Ei under 2021 och mot den permanenta driftsäkerhetsgränsen så är det knappt en procent av tiden under 2021 som 70 procent kravet inte kunnat uppfyllas för samtliga gränssättande kritiska linjesegment.⁹ Redovisning till Ei gällande detta har skett inom ramen för pågående tillsynsärende om öst-västliga flöden.¹⁰

Svenska kraftnät beskriver att en utveckling av nuvarande kapacitetsberäkningsprocess, inklusive de verktyg som behövs för en fullständig och korrekt beräkning av mothandelsbehovet, skulle kräva stora resurser. Detta skulle innebära att samma verktyg som de som just nu utvecklas hos det regionala samordningscentret i Köpenhamn (RSC) som del av den nordiska implementeringen av flödesbaserad kapacitetsberäkning, parallellt hade behövt utvecklas även lokalt hos Svenska kraftnät. Svenska kraftnät har valt att i stället för att lägga stora resurser på utveckling av nya verktyg för dagens kapacitetsberäkning, prioritera framdriften för implementeringen av den nya flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden. Svenska kraftnät har alltså inte de verktyg som behövs för att göra en detaljerad beräkning av framtida kapaciteter på nätverkselements nivå.

I Tabell 3 redovisar Svenska kraftnät därför inte en "prognos" över de framtida kapaciteterna (RAM) på nätverkselements nivå, utan endast en grov skattning baserad på erfarenheterna från 2018 och hur bortfall av kärnkraftskapacitet i SE3 påverkade de interna flöden och därmed RAM-värdena för de aktuella

⁹ Uppgiften om 1 procent finns i Svenska kraftnäts yttrande från 31 januari 2022. I sitt yttrande från oktober 2021, den ursprungliga ansökan, skriver Svenska kraftnät gällande västkustnippet följande: *Det bör noteras att förekomsten av sådana situationer har minskat betydligt under 2020. Under 2021 har situationer med höga flöden i Västkustnippet observerats mycket sällan.* Gällande öst-västliga flödena skriver Svenska kraftnät i samma yttrande: *Största delen av tiden under den analyserade perioden 2021 motsvarade den kapacitet som Svenska kraftnät tillgängliggjorde till marknaden 70 procent eller mer av den säkra kapaciteten. Mellan perioden 2021-01-01 och 2021-09-26 har Svenska kraftnät inte nått upp till minimikravet enligt artikel 16.8 cirka 20 procent av marknadstidsenheterna.*

¹⁰ <https://www.ei.se/om-oss/nyheter/2021/2021-11-09-tillsynen-mot-svenska-kraftnat-avseende-overforingsbegransningar-fortsatter>

nätverkselementen. Det Svenska kraftnät har kunnat se, och även redovisat löpande till Ei under 2021, är att det har varit i perioder med överlappande revisioner i kärnkraftblocken (dvs mer än ett block ur drift åt gången) som utmaningarna att leva upp till 70-procentregeln blir framträdande. Utifrån de revisionsplaner som hittills aviserats för 2022, där det endast i kortare perioder kommer att ske revisioner på mer än en reaktor i taget, förväntar Svenska kraftnät att det endast i undantagsfall under enskilda dygn kan bli utmanande att upprätthålla 70 procents tilldelning av kapacitet på nätelementnivå till marknaden.

Tabell 3 nedan visar Svenska kraftnäts uppskattning av RAM-värden på gränssättande kritiska linjesegment under 2022.

Tabell 3 Svenska kraftnäts uppskattning av RAM-värden på gränssättande kritiska linjesegment under 2022

Vecka	Datum	Förväntad tilldelning av RAM på gränssättande kritiska linjesegment
1-16	1 januari-24 april	Mer än 70%
17	25 april - 1 maj	Enskilda timmar 65-70%, annars mer än 70%
18	2-8 maj	Enskilda timmar 65-70%, annars mer än 70%
19	9-15 maj	Enskilda timmar 65-70%, annars mer än 70%
20	16-22 maj	Mer än 70%
21	23-29 maj	Enskilda timmar 65-70%, annars mer än 70%
22-52	30 maj - 31 december	Mer än 70%

Svenska kraftnäts bedömer att det idag, med ovan beskrivna avhjälpande åtgärder och mothandel, inte går att öka kapaciteten för berörda nätelement som tilldelas marknaden ytterligare utan att driftsäkerhetsriskerna blir oacceptabelt stora. Svenska kraftnät anser att alla tillgängliga, för de kritiska linjesegmenten avlastande, resurser för mothandel har räknats in i de kapaciteter som gjorts tillgängliga för gränsöverskridande handel. Om Svenska kraftnät skulle förutsätta en kontinuerlig aktiverad volym mothandel vid tilldelning av överföringskapacitet skulle det minska möjligheten att hantera en situation med mycket stora obalanser, liksom möjligheten att hantera en N-1 situation, eftersom en kontinuerligt aktiverad volym innebär att risken att hamna utanför driftsäkerhetsgränserna ökar. Svenska kraftnät bedömer denna ökning av risken som alltför stor för att tillämpa en sådan strategi.

Det pågår en översyn av elområden som är relevant för ansökan

Förändringar i det nordiska elsystemet har, som beskrivits ovan, resulterat i nya flödessituationer och strukturella överbelastningar på nya platser jämfört med när de nuvarande svenska elområdena definierades och infördes 2011. För att möjliggöra en effektiv tilldelning av överföringskapacitet, stötta en säker drift av

elsystemet samt maximera samhällsnyttan är det viktigt att elområdesindelningen är korrekt. Det innebär att en ny elområdesindelning, som bättre avspeglar den strukturella överbelastningens geografiska läge vid öst-västliga flöden, kan vara fördelaktig. Svenska kraftnät deltar i en EU-gemensam översyn av dagens elområdesindelning. Alternativ till dagens elområdesindelning kommer att tas fram baserat på förväntade strukturella överbelastningar i det europeiska elnätet år 2025. De systemansvariga för överföringssystem (TSO:erna) i Norden genomför på begäran av ACER analyser för att identifiera strukturella överbelastningar. Resultaten kommer att användas av ACER för att avgöra vilka alternativa elområdesindelningar som kommer att utredas vidare i själva översynen. Översynen kommer att inledas efter att ACER har fattat beslut om vilka alternativa elområdesindelningar som ska utvärderas. Beslut väntas under första kvartalet 2022. Därefter kommer de alternativa elområdesindelningarna att jämföras med de nuvarande utifrån många olika aspekter, bland annat ekonomisk effektivitet, driftsäkerhet och möjligheter till handel mellan elområden. Resultaten från analysen kommer att presenteras som en rekommendation till EU:s medlemsstater att antingen ändra eller behålla de nuvarande elområdena.

Om undantag skulle beviljas förbinder sig Svenska kraftnät att vidta åtgärder

Under undantagsperioden kommer Svenska kraftnät att samla in uppgifter som sammanställts genom paralleldriften för den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden, vilken är en del av förberedelsen inför implementering. Utifrån dessa uppgifter kommer Svenska kraftnät att avgöra vilka linjesegment som inte uppfyller 70 procentsregeln för samtliga marknadstidsenheter¹¹.

Användningen av ett eventuellt undantag ska begränsas så mycket som möjligt. Den tillgängliga minimimarginalen för handel mellan elområden, såsom den definieras genom 70 procentsregeln, kommer att uppnås i största möjliga utsträckning med bibehållen driftsäkerheten. Alla avvikelser från 70 procentsregeln ska rapporteras till Ei tillsammans med en motivering av varför avvikelserna var nödvändiga för att garantera driftsäkerheten. Den metod som publicerades i mars 2021 som Svenska kraftnät utarbetat i enlighet med Ei:s beslut¹² ska utvecklas. I metoden presenterade Svenska kraftnät en åtgärdsplan för att utveckla marknads- eller icke marknadsbaserad anskaffning av mothandels- och omdirigeringsresurser. För att nå denna målsättning har Svenska kraftnät

¹¹ I Sverige är det 60 minuter

¹² Ei:s ärende 2021-100460

etablerat en ny affärsenhet med bland annat uppdraget att arbeta för att utveckla avhjälpande åtgärder, såsom mothandel och omdirigering.

Av åtgärdsplanen framgår vidare att Svenska kraftnät arbetar för att öka volymerna på reglerkraftmarknaden. Åtgärdsplanen relaterat främst till problemen med västkustsnittet men åtgärdena är generella och kan avlasta även andra kritiska linjesegment. Volymerna för uppreglering på reglerkraftmarknaden i SE3 och SE4 mellan 1 juni 2021 och 31 maj 2022 har ökat med 303 MW genom en årlig upphandling och förväntas att öka år för år med ett tak på 530 MW. Mothandelsresurser i SE3 och SE4 är de som förväntas ha störst effekt på de kritiska linjesegment som Svenska kraftnät bedömer har störst risk att inte nå upp till 70-procentsregeln. Vidare har Svenska kraftnät under 2021 uppgraderat brytare, fränkiljare och spänningsregleringsutrustning i station Åker i Mälardalen, vilket ökar kapaciteten för flöden in och ut från SE3 i alla driftsituationer.

Samordning med övriga tillsynsmyndigheter och ärendets handläggning

Ei har i enlighet med kravet i elmarknadsförordningen bjudit in berörda tillsynsmyndigheter inom EU-EES att yttra sig över Svenska kraftnäts ansökan. Yttranden har kommit in från den finska tillsynsmyndigheten EV och den danska tillsynsmyndigheten DUR samt den norska tillsynsmyndigheten, Norges vassdrags- og energidirektorat – enheten Reguleringsmyndigheten for energi (NVE-RME). Därutöver har den nordiska branschorganisationen Nordenergi yttrat sig över ansökan.

EV och DUR, Nordenergi motsätter sig att Svenska kraftnät medges begärda undantag för år 2022. NVE - RME är oroad över den nuvarande och aviserade kapacitetsminskningen av Svenska kraftnät i SE3. NVE-RME begär en högre grad av insyn gällande orsakerna till kapacitetsminskningarna och eventuella åtgärder för att mildra problemen i framtiden. Nedan redogörs närmare för EV och DUR:s inställning till ett eventuellt undantag eftersom deras inställning till ett undantag påverkar hur ärendet ska handläggas vidare.

Yttrande från EV

EV anser att grunden för att begära undantaget är strukturella begränsningar inom svenska elområden. Enligt EV möjliggör inte elmarknadsförordningen ett undantag på grund av strukturella begränsningar. EV ifrågasätter Svenska kraftnäts bedömning att det saknas möjligheter till tillräckliga avhjälpande

åtgärder i form av mothandelsresurser. EV anser i linje med artikel 16 och de principer som alla tillsynsmyndigheter kommit överens om att en allmän begäran om att bli undantagen från minimikravet om tilldelad kapacitet inte är acceptabel, utan istället att en miniminivå på kapacitet bör tillhandahållas och en ordentlig övervakning av den bör erbjudas. Ansökan borde tydligt ange vilka sänkningar under 70 procentsgränsen som avser vilka specifikt bakomliggande skäl för begäran om undantag och hur ett undantag på ett specifikt linjesegment återspeglas i kapacitetsberäkningen. Svenska kraftnäts begäran om undantag ger inte en fullgod bild av huruvida ett undantag skulle innebära otillbörlig diskriminering mellan interna och externa elområdesgränser eller inte. EV anser att nivån på tilldelad kapacitet för intern och gränsöverskridande utbyten bör övervakas för att undvika otillbörlig diskriminering. EV konstaterar att Svenska kraftnät inte följt kravet i artikel 16.9 i elmarknadsförordningen om att tillhandahålla en långsiktig lösning på västkustsnittet. EV anser därför att det inte finns anledning att förvänta sig att Svenska kraftnät kommer att följa sina skyldigheter i framtiden om ett undantag beviljas. För 2022 års begäran har Svenska kraftnät lagt till gränsen FI-SE3 till listan över gränser som det begärs undantag för. För denna gräns har inget undantag beviljats tidigare och ändå har Svenska kraftnät sedan mars 2021 ensidigt begränsat flödet av el från FI till SE3 till noll eller nära det. Den förklaring som Svenska kraftnäts angett är att 2020 och 2021 togs två kärnkraftverk ur drift och 2020 har en ny sammanlänkning mellan Norge och Tyskland tagits i drift, vilket båda har förändrat flödena i det nordiska nätet. EV instämmer i att avveckling av kraftverk och nya förbindelseledningar påverkar flöden i systemet men menar att denna koppling mellan välkända händelser och effekter på flöden borde ha uppmärksammats av Svenska kraftnät.

Yttrande från DUR

DUR anser att artikel 16.9 i elmarknadsförordning inte utgör en rättslig grund för att bevilja Svenska kraftnät ett tredje undantag. DUR anför tre skäl för detta, uttolkningen av artikel 16.9, hur Svenska kraftnät har hanterat tidigare kritik från DUR och nuvarande hantering av sammanlänkningarna mellan Danmark och Sverige. I korthet menar DUR att ett undantag av förutsägbara orsaker enbart kan ges på högst två år. Att bevilja ett tredje undantag baserat på i huvudsak samma motivering, det vill säga brist på avhjälpande åtgärder, utan en väsentlig förbättring ger inte systemansvariga för överföringssystem tillräckliga incitament att sträva efter att leva upp till 70-procentsregeln. Baserat på den information som finns tillgänglig för DUR finner DUR att Svenska kraftnäts användning av lämpliga åtgärder, såsom mothandel och omdirigering inte har varit tillräckligt och att Svenska kraftnät har misslyckats med att utveckla mothandelsmöjligheter i

tillfredsställande grad. Slutligen är det ett stort bekymmer för DUR att den tillgängliga kapaciteten på SE3-DK1 har minskat och att antalet timmar när tillgängligheten på sammanlänkningen varit under 70 procent har ökat jämfört med 2020. Mot denna bakgrund anser DUR att undantagen för 2020 och 2021 inte har inneburit att Svenska kraftnät kommit närmare målet i artikel 16 i elmarknadsförordningen. Svenska kraftnät har inte uppfyllt villkoret att omfattningen av undantaget ska minska väsentligt jämfört med föregående år. Därför är DUR emot att Svenska kraftnät beviljas ett undantag för år 2022.

Svenska kraftnäts yttrande över EV:s och DUR:s inställning och synpunkter

Svenska kraftnät har med anledning av DUR och EV:s yttranden framfört i huvudsak följande. DUR:s och EV:s tolkning av hur minst 70 procent överföringskapacitet ska beräknas är inte i linje med ACER rekommendation 01/2019. Rekommendationen, som tagits fram av ACER och som har godkänts av alla tillsynsmyndigheter i EU, är nyckeln till en korrekt tolkning av 70-procentsregeln. Det gäller att inte fokusera på den handelskapacitet som tilldelas till en specifik elområdesgräns, utan på andelen av driftsäker kapacitet som tilldelas handeln för det nätverkselement som efter fel är gränssättande. Detta innebär således att det är fördelningen av den driftsäkra kapaciteten utifrån hela nätet, och inte enbart gränselements installerade kapacitet, som följs upp för att säkra likabehandling av marknadsaktörer i olika elområden. Vidare, vad som är driftsäker kapacitet ska beräknas utifrån förutsättningarna i nätet varje timme, vilken i sin tur styrs av flödessituationen där olika element inom eller på gränsen mellan elområden kan vara gränssättande för handeln. Denna tolkning, som även diskuterats återkommande med Ei under 2021, innebär att det inte går att dra slutsatser om Svenska kraftnäts efterlevnad av 70-procentsregeln enbart baserat på det faktum att kapaciteten för handel mellan exempelvis SE3 och FI respektive SE3- DK1 varit lägre under 2021 jämfört med historiska värden.

EV:s och DUR:s uttalanden tyder på att de har en annan uppfattning kring tolkningen av 70-procentsregeln än Svenska kraftnät. Tolkningen av 70-procentsregeln är central för samtliga nordiska TSO:er i planeringen och utbyggnaden av elsystemet och dess marknadslösningar. Att det bland de nordiska reglermyndigheterna verkar förekomma varierande tolkningar av regelverket som skiljer sig från den som överenskommit på europeisk nivå i form av ACER:s rekommendation är problematiskt och skapar oklarheter i dialogen med marknadsaktörer. Svenska kraftnät förutsätter att de nordiska reglermyndigheterna kommer tydliggöra sin gemensamma hållning inom kort samt att framtida uttalanden om vår efterlevnad ska baseras på samma principer

och tolkningar som gäller för övriga TSO:er, i Norden och resterande EU. Svenska kraftnät anser att 70-procentsregeln följs i mycket större utsträckning än vad EV och DUR gör gällande.

Det finns inga direkta hinder mot att medge undantag av samma skäl för mer än totalt två år i artikel 16.9. Svenska kraftnäts undantagsansökan för 2022 omfattar inte strukturella flaskhalsar i enlighet med definitionen i Elmarknadsförordningen (EU) 2019/943. Tvärtom uppstår problem med efterlevnaden huvudsakligen i driftsituationer som inte kan anses vara normala; vid större revisioner av kraftverk eller underhåll i nätet.

Svenska kraftnät har gjort allt de kan för att på kort sikt öka de tillgängliga resurserna. Viktigt att komma ihåg i denna typ av diskussion är även att de volymer som krävs för avlastning av relevanta överlastade linjesegment inte är konstanta utan varierar beroende på lokalisering av anläggningar för upp- och nedreglering. Svenska kraftnät har försökt förklara detta i sin undantagsansökan. Detta innebär att för att avhjälpa en överlast på ett nätelement inom ett elområde så behöver avsevärt större volymer finnas tillgängliga för mothandel i angränsande elområden. Stora mothandelsvolymer riskerar även att orsaka följdproblem i andra delar av nätet. Därmed är en förutsättning för en driftsäker hantering av mer storskalig mothandel/omdirigering i Norden att koordinerade metoder och överenskommelser finns på plats, ett arbete som pågår i form av diskussioner på nordisk nivå. Undantagsansökan är ett av flera verktyg för att öka transparensen kring de utmaningar den nya flödessituationen med öst-västliga flöden medfört.

Ei:s begäran om grunddata

För att följa upp hur Svenska kraftnät uppfyllt 70-procentsregeln under delar av 2021 har Ei begärt att Svenska kraftnät ska lämna in de grunddata som följer av ACER:s metod för att beräkna miniminivån 70 procent överföringskapacitet för de kritiska linjesegmenten. Svenska kraftnät har redovisat delar av detta data. Svenska kraftnät har inte redovisat alla begärda data och uppger att en del av begärda data inte kan beräknas innan den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden har införts i Norden. Vidare har vissa data inte lämnats ut till Ei på grund av att det råder sekretess. Exempelvis har Svenska kraftnät inte närmare specificerat var de fem kritiska linjesegmenten fysiskt finns i elnätet.

Övrigt

ACER rekommendation om beräkning av 70-procentsregeln

I syfte att underlätta tillämpningen av 70-procentsregeln i elmarknadsförordningen har ACER publicerat rekommendationer för hur implementering av *marginal som är tillgänglig för gränsöverskridande handel* (MACZT) ska ske¹³ och en metod för att uppskatta samma värde.¹⁴ Rekommendationerna beskriver processen för att ta fram marginalen tillgänglig för gränsöverskridande handel i kritiska linjesegment. Det framgår att 70 procent av den driftsäkra kapaciteten (Fmax) i det begränsade kritiska linjesegmentet ska finnas tillgängligt för marknaden.

Undantag från 70-procentsregeln inom EU

ACER publicerade den 15 februari 2022 en sammanställning av samtliga undantag som beviljats med stöd av artikel 16 punkten 8.¹⁵ Av redovisningen framgår att ett stort antal sammanlänkningar har beviljats undantag för åren 2020-2022 av de berörda nationella tillsynsmyndigheterna.

Införandet av den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden i kapacitetsberäkningsområde Norden

Varje kapacitetsberäkningsregion ska införa antingen en flödesbaserad eller samordnad nettoöverföringskapacitetsmetod (CNTC) för beräkning av kapacitet.¹⁶ Ei och övriga energitillsynsmyndigheter inom kapacitetsberäkningsområde Norden har beslutat om att en flödesbaserad kapacitetsmetod ska införas för dagenföremarknaden.¹⁷ Metoden har ännu inte börjat tillämpas i Norden och förväntas inte börja tillämpas förrän under 2023. För närvarande tillämpar Svenska kraftnät därför nettoöverföringsmetoden (NTC-metoden) vid beräkning av överföringskapacitet.

Bestämmelser som ligger till grund för beslutet

Bestämmelser som ligger till grund för beslutet

¹³ [ACER Recommendation 01-2019.pdf \(europa.eu\)](#)

¹⁴ [20201209 Methodological paper MACZT_final.pdf \(europa.eu\)](#)

¹⁵ [ACER Report on the result of monitoring the MACZT Derogations.pdf \(europa.eu\)](#)

¹⁶ Förordning 2019/943 artikel 20.

¹⁷ Se bland annat Ei:s beslut 2020-102099.

Förordning (EU) 2019/943 (förordning 2019/943)

En sammanlänkning är en överföringsledning som passerar eller sträcker sig över en gräns mellan medlemsstater och som kopplar samman medlemsstaternas nationella överföringssystem, (artikel 2 punkten 1).

Med omdirigering avses en åtgärd, inbegripet begränsning av tilldelad kapacitet som aktiveras av en eller flera systemansvariga genom att ändra produktionsmönstret eller belastningsmönstret, eller båda, för att ändra fysiska flöden i elsystemet och minska en fysisk överbelastning eller på annat sätt säkerställa systemsäkerhet, (artikel 2 punkten 26).

Motköp innebär ett utbyte mellan elområden som initieras av systemansvariga mellan två elområden för att minska fysisk överbelastning, (artikel 2 punkten 27).

Ett kritiskt linjesegment är en nätdel som antingen är i elområdet eller mellan elområden med hänsyn till kapacitetsberäkningsförfarandet, vilket begränsar den mängd kraft som kan handlas (artikel 2, punkten 69).

Problem med överbelastning i nätet ska åtgärdas med icke-diskriminerande, marknadsbaserade lösningar som ger effektiva ekonomiska signaler till berörda marknadsaktörer och berörda systemansvariga för överföringssystem (artikel 16 punkten 1).

Förfarande för att inskränka handel får tillämpas endast i nödfall när den systemansvarige för överföringssystem tvingas vidta omedelbara åtgärder och omdirigering eller motköp inte är möjliga. Alla sådana förfaranden ska tillämpas på ett icke-diskriminerande sätt.

Den maximala kapacitetsnivån hos sammanlänkningar och de överföringsnät som påverkas av gränsöverskridande kapacitet ska ställas till förfogande för marknadsaktörer. Motköp och omdirigering, inklusive gränsöverskridande omdirigering, ska utnyttjas för att nå den miniminivå som föreskrivs i punkt 8 (artikel 16 punkten 4).

Systemansvariga för överföringssystem får inte begränsa den mängd sammanlänkningskapacitet som ska göras tillgänglig för marknadsaktörer för att lösa överbelastning inom sitt eget elområde eller som ett sätt att hantera flöden som är en följd av interna transaktioner inom elområden (artikel 16 punkten 8).

För gränser där en metod med samordnad nettoöverföringskapacitet används ska det lägsta tröskelvärdet vara 70 procent av överföringskapaciteten samtidigt som driftsäkerhetsgränserna respekteras (artikel 16 punkten 8 a).

För gränser som använder en flödesbaserad metod ska minimikapaciteten vara en marginal som fastställs vid kapacitetsberäkningen och finns tillgänglig för flöden som följer av utbyten mellan elområden. Den marginalen ska vara 70 % av kapaciteten, samtidigt som driftssäkerhetsgränserna för kritiska linjesegment för utbyte mellan och inom elområden respekteras, med beaktande av oförutsedda händelser, såsom fastställts i enlighet med den riktlinje för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning som antagits på grundval av artikel 18.5 i förordning (EG) nr 714/2009 (artikel 16 punkten 8 b).

Den totala mängden på 30 % får användas för säkerhetsmarginaler, ringflöden och interna flöden för varje kritiskt linjesegment (artikel 16 punkten 8 andra stycket).

På begäran av systemansvariga för överföringssystem i en kapacitetsberäkningsregion får de berörda tillsynsmyndigheterna, om det är nödvändigt för att upprätthålla driftssäkerhet, bevilja ett undantag från punkt 8 för förutsebara orsaker. Ett sådant undantag, som inte får gälla inskränkning av redan tilldelad kapacitet enligt punkt 2, ska beviljas för högst ett år i taget, eller upp till högst två år förutsatt att undantagets omfattning minskar avsevärt efter det första året.

Omfattningen av ett sådant undantag ska strikt begränsas till vad som är nödvändigt för att upprätthålla driftssäkerheten och de ska undvika diskriminering mellan interna utbyten och utbyten mellan elområden.

Innan ett undantag beviljas ska den berörda tillsynsmyndigheten samråda med tillsynsmyndigheterna i andra medlemsstater som utgör en del av de berörda kapacitetsberäkningsregionerna. Om en tillsynsmyndighet motsätter sig det föreslagna undantaget ska ACER besluta om det bör beviljas enligt artikel 6.10 a i förordning (EU) 2019/942.

Motiveringen och skälen för undantaget ska offentliggöras.

Om ett undantag beviljas ska de berörda systemansvariga för överföringssystem utarbeta och offentliggöra en metod och projekt som ska ge en långsiktig lösning på det problem som undantaget är avsett att lösa. Undantaget ska upphöra när

tidsfristen för undantaget löpt ut eller när lösningen tillämpas, beroende på vilket som inträffar först (artikel 16 punkten 9).

Ei:s motivering till beslutet

Allmänna förutsättningar för att kunna medge ett undantag

På begäran av systemansvariga för överföringssystem i en kapacitetsberäkningsregion får de berörda tillsynsmyndigheterna, om det är nödvändigt för att upprätthålla driftssäkerhet, bevilja ett undantag från artikel 16 punkt 8 i elmarknadsförordningen för förutsebara orsaker.

Av regelverket följer att maximalt 30 procent av sammanlänkningskapaciteten får användas av den systemansvarige för överföringssystem för säkerhetsmarginaler, ringflöden och interna flöden för varje kritiskt linjesegment. De systemansvariga för överföringssystem får därutöver inte begränsa den mängd överföringskapacitet på en sammanlänkning som ska göras tillgänglig för marknadsaktörer för att lösa överbelastning inom sitt eget elområde.

Undantag från att tillgängliggöra resterande 70 procent av överföringskapaciteten på en sammanlänkning kan medges enligt regelverket om undantaget endast är begränsat till vad som är nödvändigt för att upprätthålla driftsäkerheten.

För att nå miniminivån 70 procent ska även motköp och omdirigering, inklusive gränsöverskridande omdirigering, användas. Det innebär att Svenska kraftnät, utan att äventyra driftsäkerheten, ska ha uttömt möjligheterna till motköp och omdirigeringar innan miniminivån 70 procent får underskridas. Detta gäller även om ett undantag meddelas av Ei.

Den danska energitillsynsmyndigheten DUR har i sitt yttrande över ansökan anfört att Svenska kraftnät redan fått ett undantag två gånger (2020 och 2021) för sammanlänkningarna mellan bl.a. elområdena DK1-SE3 och att det inte är möjligt att medge ytterligare undantag. DUR menar att två år är en maxgräns för hur länge en systemansvarig för överföringssystem kan ha undantag från bestämmelsen om att tilldela 70 procent av sammanlänkningskapaciteten. I artikel 16.9 elmarknadsförordningen anges att ett undantag kan beviljas för högst ett år i taget, eller upp till högst två år förutsatt att undantagets omfattning minskar avsevärt efter det första året. Tvåårsgränsen i artikel 16.9 tar enligt Ei:s mening sikte på hur länge ett undantag kan meddelas vid varje ansökningstillfälle. Det finns således

inget hinder i formell mening mot att meddela ett undantag för ytterligare en period för sammanlänkningsfall som tidigare har haft undantag.

Metod för att beräkna tillgänglig kapacitet med hänsyn tagen till driftsäkerheten och minimikapaciteten om 70 procent

För att kunna bedöma om det finns skäl att meddela ett eller flera undantag är det inledningsvis nödvändigt att ta ställning till hur Svenska kraftnät har beräknat tillgänglig kapacitet med hänsyn tagen till driftsäkerheten och hur miniminivån 70 procent ska beräknas.

Av redogörelsen framgår att Svenska kraftnät har använt sig av NTC-metoden och tagit hänsyn till N-1 kriteriet samt driftsäkerhetskraven i SO-förordningen.

Vid beräkning av miniminivån 70 procent anges i artikel 16 två möjliga sätt:

a) För gränser där en metod med samordnad nettoöverföringskapacitet används ska det lägsta tröskelvärdet vara 70 % av överföringskapaciteten samtidigt som driftssäkerhetsgränserna respekteras, med beaktande av oförutsedda händelser, såsom fastställs i enlighet med den riktlinje för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning som antagits på grundval av artikel 18.5 i förordning (EG) nr 714/2009.

b) För gränser som använder en flödesbaserad metod ska minimikapaciteten vara en marginal som fastställs vid kapacitetsberäkningen och finns tillgänglig för flöden som följer av utbyten mellan elområden. Den marginalen ska vara 70 % av kapaciteten, samtidigt som driftssäkerhetsgränserna för kritiska linjesegment för utbyte mellan och inom elområden respekteras, med beaktande av oförutsedda händelser, såsom fastställs i enlighet med den riktlinje för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning som antagits på grundval av artikel 18.5 i förordning (EG) nr 714/2009.

Bestämmelserna i artikel 16 punkten 8 började tillämpas den 1 januari 2020. För att beräkna minimikapaciteten enligt dessa bestämmelser ska antingen en metod för samordnad nettoöverföringskapacitet eller den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden vara införd i EU:s kapacitetsberäkningsregioner. Detsamma gäller enligt ACER:s rekommendation. Ingen av dessa två kapacitetsberäkningsmetoder har ännu införts i Sverige eller förväntas inte heller att bli det under 2022. Detta innebär att Ei i nuläget inte fullt ut kan använda någon av de beskrivna metoderna för att beräkna om miniminivån på 70 procent har uppfyllts. Av den ovan angivna redovisningen från ACER framgår att ett stort antal sammanlänkningsfall har beviljats undantag från 70-procentsregeln för åren 2020–2022 av de berörda nationella tillsynsmyndigheterna i andra EU-länder.

Detta trots att någon av de två beskrivna kapacitetsberäkningsmetoderna ännu inte införts i alla länder där undantag har beviljats. Ei anser därför att det förhållandet, att varken en metod för samordnad nettoöverföringskapacitet eller den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden har införts i Sverige, utgör hinder för att pröva svenska kraftnäts ansökan om undantag. Till detta kommer att Ei har redan prövat ansökan om undantag från Svenska kraftnät både 2020 och 2021.

I väntan på att den flödesbaserade metoden införs i Norden behöver Ei använda en lämplig metod för att beräkna miniminivån om 70 procent för år 2022. Av Svenska kraftnäts redovisning framgår att de använt sig av CNTC-metoden i enlighet med ACER:s rekommendation (alternativ a) så långt det varit möjligt. Svenska kraftnät har uppgett att de identifierat fem kritiska linjesegment i det svenska elnätet och beräknat uppfyllnadsgraden för dessa. Svenska kraftnät har redovisat uppfyllnadsgraden per timme och kritiskt linjesegment samt en del av den data som krävs för Ei själva ska kunna göra beräkningarna enligt ACER:s metod.

En del av den data som behövs för att göra beräkningarna har dock inte kunnat delas med Ei eftersom Svenska kraftnät bedömt att den skyddas av sekretess. Trots dessa begränsningar anser Ei att den beskrivna beräkningsmetoden och de data som presenterats är tillräckliga för att Ei, i avvaktan på att den flödesbaserade metoden införts i Sverige, ska kunna verifiera om miniminivån på 70 procent upprätthålls med bibehållen driftsäkerhet.

Om 70-procentsregeln beräknas per linjesegment hur kan undantag meddelas per sammanlänkning?

Svenska kraftnäts ansökan om undantag har utformats så att undantag söks för ett antal sammanlänknings. Men beräkningen av 70 procentsnivån sker per linjesegment. Detta förfarande har bland annat kritiserats av DUR och EV som menar att 70 procentsnivån bör relatera till de sammanlänknings för vilka undantag begärs. Eftersom Svenska kraftnät i möjligaste mån har använt ACER:s metod för beräkningar har Ei valt att godta Svenska kraftnäts beräkningar, där de beräknat miniminivån per linjesegment.

Om undantag beviljas för en sammanlänkning får denna begränsas enbart om det krävs för att upprätthålla miniminivån 70 procent på de kritiska linjesegmenten. Kapaciteten som tilldelas på sammanlänknings kan därför begränsas i den omfattning som krävs för att de berörda linjesegmenten inte ska understiga 70 procent.

Ovanstående förfarande innebär också att det inte går att dra slutsatser om miniminivån 70 procent har understigits genom att enbart kartlägga begränsningarna som sker på överföringsförbindelserna. Exempelvis skulle begränsningen på överföringsförbindelsen mellan t.ex. Finland- Sverige 3 kunna uppgå till hälften av överföringskapaciteten samtidigt som Svenska kraftnät inte underskrider miniminivån 70 procent på något av de kritiska linjesegmenten.

Av data som Ei fått ta del av för 2021 framgår att begränsningar skett i de kritiska linjesegmenten för att kunna upprätthålla driftsäkerheten för flera timmar. Ei har därefter för berörda timmar kunnat följa upp vilka begränsningar som genomförts på respektive sammanlänkning genom att granska de marknadsmeddelanden och annan publik information som Svenska kraftnät redovisat. Ei har på så vis följt de åtgärder som Svenska kraftnät vidtagit när de kritiska linjesegmenten varit begränsade och understigit 70-procentsregeln.

Skälen till begränsningar av överföringskapacitet och Ei:s bedömning av dessa skäl

Svenska kraftnäts har uppgett att miniminivån om 70 procent i vissa fall kan behöva underskridas av förutsägbara orsaker.

Västkustsnittet

När det gäller sammanlänkningarna mellan elområdena Danmark 1-Sverige 3, Danmark 2-Sverige 4, Tyskland/Luxemburg-Sverige 4, Polen-Sverige 4 och Litauen-Sverige 4, där Svenska kraftnät haft undantag för åren 2020 och 2021, har Svenska kraftnät angett begränsningar i västkustsnittet som bakomliggande skäl till behov av undantag.

Svenska kraftnät har uppgett att de under 2021 i normalfallet tillgängliggör minst 70 procent av sammanlänkningskapaciteten till marknadsaktörerna varje enskild timme och att de avser att fortsätta göra så även under 2022. I vissa specifika fall bedömer dock Svenska kraftnät att sammanlänkningskapaciteten kan bli lägre än 70 procent på vissa sammanlänknings under enskilda timmar 2022. Dessa begränsningar kommer bara att uppstå när en begränsning av överföringskapaciteten är den enda återstående möjligheten för att upprätthålla driftsäkerheten i nätet.

Eftersom Svenska kraftnät ansöker om ett undantag från 70-procentsregeln för tredje året i rad innebär det att de åtgärder som Svenska kraftnät hittills vidtagit för att lösa situationen på sammanlänkningarna mellan elområdena Danmark 1-Sverige 3, Danmark 2-Sverige 4, Tyskland/Luxemburg-Sverige 4, Polen-Sverige 4

och Litauen-Sverige 4, inte varit tillräckliga. Omständigheterna för ansökan för 2022 är i huvudsak samma som för år 2021, vilket innebär att Svenska kraftnät anser att det fortfarande saknas förutsättningar att alla timmar på året upprätthålla miniminivån om 70 procent med bibehållen driftsäkerhet.

Av Ei:s utredning, baserat på data som Svenska kraftnät rapporterat in veckovis till följd av förra årets undantag, samt genomgång av de skäl för reduceringar som angetts genom publika reduktionskoder, framgår att undantaget för 2021 inte har använts vid något tillfälle. Tilldelningen av överföringskapacitet i det linjesegment som berörs har alltså inte understigit miniminivån på 70 procent under 2021.

För att ett undantag ska kunna meddelas måste det dock finnas ett tydligt behov av ett sådant. I denna fråga anser Ei att Svenska kraftnät inte kunnat visa att man är i behov av undantag för 2022 eftersom man inte utnyttjat undantaget för dessa sammanlänkningsområden under 2021 och att en förbättring av förutsättningarna kan förväntas för varje år som går. Ansökan i den del som avser sammanlänkningsområden mellan elområdena Danmark 2-Sverige 4, Tyskland/Luxemburg-Sverige 4, Polen-Sverige 4 och Litauen-Sverige 4 ska därför avslås.

Öst-västligt flöde

När det gäller Svenska kraftnäts ansökan om undantag för sammanlänkningsområdena mellan elområdena Finland – Sverige 3 och Danmark 1 - Sverige 3 har de uppgett att miniminivån på 70 procent i vissa kritiska linjesegment inte kan upprätthållas på grund av det öst-västra flödet i elnätet vid vissa icke normala drifttillstånd. Sådana drifttillstånd uppstår då Svenska kraftnät genomför planerade underhållsåtgärder i det svenska transmissionsnätet eller då revision genomförs i kärnkraftverk.

Svenska kraftnät har för de ovan angivna sammanlänkningsområdena under 2021 underskridit miniminivån på 70 procent i vissa kritiska linjesegment vid flera tillfällen. Svenska kraftnät har uppgett att orsaken till detta beror på revisioner i svenska kärnkraftverk. Ei:s analys indikerar också att så är fallet. En förutsättning för att ett undantag ska vara motiverat är dock att Svenska kraftnät inte kan upprätthålla miniminivån genom mothandel eller omdirigeringar. Svenska kraftnäts har uppgett att metoden för att beräkna mothandel är utformad så att förutsättningarna för mothandel bedöms vid tidpunkten för beräkning av kapaciteten. Bedömningen av de möjliga resurserna för mothandel sker på förhand, upp till 48 timmar innan handeln genomförs på dagen före marknaden och inte i driftskedet dvs. vid den tidpunkten då 70 procents-nivån de facto

underskridits. Detta innebär att det i driftskedet kan ha funnits tillgängliga anläggningar som inte använts för mothandel. Svenska kraftnäts metod för mothandel har brister då den kan medföra att alla resurser som i drifttimmen är tillgängliga inte användas. Ei anser därför att svenska kraftnät inte fullt ut visat att de under 2021 uttömt alla möjligheter att mothandla och omdirigera för att upprätthålla miniminivån på 70 procents överföringskapacitet på sammanlänkningarna mellan elområdena Finland – Sverige 3 och Danmark 1 - Sverige 3.

Svenska kraftnät uppskattar att det under 2022 kommer att vara färre tillfällen då 70 procentsnivån underskrids för att bibehålla driftsäkerheten jämfört med 2021 (se tabell 3). Enligt Svenska kraftnät kan det komma att ske vid större underhållsåtgärder i elnätet eller när kärnkraftsreaktorerna Forsmark 3, Ringhals 3 och 4 respektive Oskarshamn genomgår revision. Vid sådana tillfällen riskerar flödena genom det svenska elnätet i SE3 att överlasta enskilda kritiska linjesegment. Enligt Svenska kraftnät ökar risken för överlast vid bortfall av en enskild större reaktor och utvecklingen under 2021 visar att det är vid flera i tid sammanfallande bortfall/underhållsstopp som Svenska kraftnäts utmaningar att leva upp till 70-procentsregeln blir som störst. Under dessa driftsituationer bedömer Svenska kraftnät att tillräckliga avhjälpande åtgärder, främst mothandel, kommer att saknas. Vidare redovisar Svenska kraftnät att deras avsikt är att utveckla sin mothandelsmodell under 2022 för att mothandel ska kunna ske i större omfattning än under 2021. Svenska kraftnät uppger att volymerna för uppreglering, mFRR2, på reglerkraftmarknaden i SE3 och SE4 mellan 1 juni 2021 och 31 maj 2022 uppgår till 303 MW vilket är en viss ökning jämfört med tidigare år.

Mot bakgrund av Svenska kraftnäts redogörelse för 2021 och deras uppskattningar för 2022 bedömer Ei att det är sannolikt att miniminivån på 70 procent kan komma att behöva underskridas även under 2022 för att Svenska kraftnät ska kunna bibehålla driftsäkerheten i elnätet. Vid dessa tillfällen kommer därmed begränsningar att behöva ske till följd av driftsäkerhetsskäl på sammanlänkningarna Finland – Sverige 3 och Sverige 3 - Danmark 1. Utredningen visar också att Svenska kraftnät kommer att ha något ökade förutsättningar att mothandla jämfört med 2021 då de för närvarande arbetar med att utveckla metoderna för mothandel. Det är dock inte sannolikt att mothandel kommer att kunna ske vid alla tillfällen i den omfattning som kommer att krävas för att kunna klara miniminivån på 70 procent vid förutsebara orsaker. Sammantaget anser Ei därför att det är visat att det är nödvändigt med ett undantag från miniminivån 70 procent för att

upprätthålla driftsäkerheten för förutsebara orsaker för sammanlänkningarna Finland – Sverige 3 och Sverige 3-Danmark 1.

Sverige 3 – Sverige 4 och Sverige 2 – Sverige 3

Svenska kraftnät har även ansökt om undantag från 70 procentsregeln för ett flertal överföringsförbindelser mellan elområden. Eftersom ett undantag från 70-procentsregeln i artikel 16 punkten 8 avser sammanlänkningsförbindelser har Ei inledningsvis att ta ställning till om alla de överföringsförbindelser som ansökan omfattar också är sådana sammanlänkningsförbindelser som undantag kan meddelas för.

En sammanlänkning är, enligt definitionen i artikel 2 punkten 1 elmarknadsförordningen, en överföringsledning som passerar, eller sträcker sig över, en gräns mellan medlemsstater och som kopplar samman medlemsstaternas nationella överföringssystem. Transmissionsnätsledningar mellan svenska elområden, SE3-SE4 och SE2-SE3, är inte att betrakta som sammanlänkningsförbindelser utan de är överföringsförbindelser inom Sverige. Dessa överföringsförbindelser omfattas därmed inte av den aktuella bestämmelsen. Ei kan därför inte meddela undantag för överföringsförbindelserna SE3-SE4 och SE2-SE3. Svenska kraftnäts ansökan avvisas därför i denna del.

Vid oenighet beslutar ACER om ett eventuellt undantag

Innan ett undantag beviljas ska den berörda tillsynsmyndigheten samråda med tillsynsmyndigheterna i andra medlemsstater som utgör en del av de berörda kapacitetsberäkningsregionerna. Om en tillsynsmyndighet motsätter sig det föreslagna undantaget ska ACER besluta om undantaget ska beviljas enligt artikel 6.10 a i förordning (EU) 2019/942.

Det innebär att om en tillsynsmyndighet i den berörda kapacitetsregionen motsätter sig undantaget kan Ei inte bevilja detta. Ei har samrått bland samtliga tillsynsmyndigheter inom EU. DUR och EV har motsatt sig att Ei beviljar ett undantag för samtliga de sammanlänkningsförbindelser som ansökan avser.

Med hänsyn till att DUR och EV motsätter sig att Ei beviljar undantag så är det ACER, och inte Ei, som ska fatta beslut i frågan om Svenska kraftnät kan beviljas undantag för sammanlänkningsförbindelsen Finland – Sverige 3 och Sverige 3 – Danmark 1. Ei ska därför överlämna ärendet i denna del till ACER för beslut.

Hur man överklagar

Information om hur man överklagar finns i bilaga.

Detta beslut har fattats av generaldirektören Anne Vadasz Nilsson. Vid den slutliga handläggningen deltog även chefsjuristen Göran Morén, chefsekonomen Therése Hindman Persson, avdelningschefen Caroline Törnqvist, verksjuristen Johan Roupe, analytikern Aida Makvandi, analytikern Fredrik Beskow samt enhetschefen Elin Broström, föredragande.

Beslutet har fattats digitalt och saknar därför underskrifter.

Anne Vadasz Nilsson

Elin Broström

Bilaga

Så här gör du för att överklaga beslutet

Skickas till

Affärsverket svenska kraftnät (delges)
ACER (för kännedom och överlämnande av del av ärendet)
Energiavirasto, Finland (för kännedom)
Forsyningstilsynet, Danmark (för kännedom)
NVE-RME, Norge (för kännedom)
Nordenergi (för kännedom)