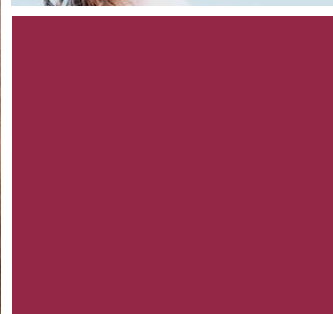


ELSYSTEMETS STABILITET

- Funktion, betydelse och säkerställning

NEPP:S RAPPORT 2024-1057, MISTRA ELECTRICIFATION, MAJ 2025



Energiforsk



Profu nepp

MISTRA

ELECTRICIFICATION



ELSYSTEMETS STABILITET

Funktion, betydelse och säkerställning

NEPP:S RAPPORT 2024-1057, MISTRA ELECTRIFICATION, MAJ 2025

Den här studien har genomförts av en grupp forskare inom ramen för forskningsprogrammen Nepp och Mistra Electrification.

FÖRORD

Studien har genomförts av Daniel Karlsson (DNV), Mikael Odenberger (Profu) och Thomas Unger (Profu). Författarna ansvarar för rapportens innehåll. Arbetet har utförts inom ramen för forskningsprogrammen Nepp och Mistra Electrification.

Om forskningsprogrammen

Nordeuropeiska energiperspektiv (NEPP)

Forskningsprogrammet Nordeuropeiska energiperspektiv, Nepp, spänner över flera forskningsdiscipliner. Syftet med Nepp är att visa hur balanserade och hållbara utvecklingsvägar för energisystemen i Sverige, Norden och Nordeuropa kan åstadkommas samt hur energisystemen kan bidra till samhällets omställning i stort. Programmet fungerar som ett sammanhållande forskningskluster, där forskare från olika forskningsföretag och lärosäten anlitas för att genomföra olika studier med utgångspunkt från identifierade samhällsutmaningar. Nepp är också en mötesplats för dialog, samskapande och systemsyn för energisektorn och energiforskningen.

Forskningsföretaget Energiforsk är projektvärd för Nepp och ansvarar för programmets övergripande inriktning. Konsult- och forskningsföretaget Profu är projektledare för Nepp.

Mistra Electrification

Forskningsprogrammet Mistra Electrifications vision är att påskynda en rättvis och konkurrenskraftig omställning till ett hållbart och effektivt energisystem. Programmets målsättning involverar tekniska, såväl som sociala och ekonomiska metoder och aspekter, för att öka möjligheterna för ett energisystem i linje med Sveriges klimatmål om nettonollutsläpp till år 2045.

Programmet har delat ledarskap, där Energiforsk är programvärd och Chalmers Tekniska Högskola ansvarar för det vetenskapliga ledarskapet.

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

FÖRORD	3
SAMMANFATTNING	5
INLEDNING OCH SYFTE	7
SYSTEMSTABILITET – ÖVERSIKT OCH BEGREPP	8
Omfattning och avgränsningar	8
Systemstabilitet och andra begrepp som avser leveranssäkerhet	10
Frekvensreglering och stödtjänster	12
ÅTGÄRDER OCH TEKNIKER FÖR EN SÄKERSTÄLLD SYSTEMSTABILITET	14
Kravställning	14
Aktiv effektbalans och frekvensreglering	17
Frekvensreglering via Svenska kraftnäts stödtjänster och avhjälpande åtgärder	17
Systemtröghet och rotationsenergi	24
Synkront anslutna och kraftelektronikanslutna generatorer	25
Spänningsreglering	26
Felströmsinmatning	26
Kortslutningseffekt	27
Feldetektering	28
Rotorvinkelstabilitet	28
Elnätets överföringsförmåga	29
INDIKATORER PÅ ELSYSTEMETS LEVERANSSÄKERHET OCH STABILITET	31
De olika systemdrifttillstånden	31
Frekvensavvikelser – vad säger driftstatistiken?	33
Behovet av stödtjänster – volym och kostnad	37
Effekttillräcklighet – är den tillräcklig?	39
Ej levererad elenergi vid avbrott	41
SYSTEMSTABILITETEN SOM EN DEL I ELFÖRSÖRJNINGEN	43
Systemstabiliteten i ett energisystem under förändring	44

SAMMANFATTNING

Elsystemstabiliteten har på senare år hamnat alltmer i blickfånget i takt med att vårt elsystem förändras. Farhågor har rests om otillräckliga resurser för att hantera elsystemstabiliteten i framtiden samtidigt som teknikutvecklingen erbjuder nya, men delvis oprövade, möjligheter. Systemstabilitet avser funktionen att hålla elsystemet stabilt och under kontroll under själva driften. Tillsammans med eleffekttillräcklighet, som avser tillgängliga planerbara effekttillgångar under en tidshorisont typiskt från dagar till år, utgör systemstabiliteten grunden för elsystemets leveranssäkerhet. I denna rapport koncentrerar vi oss på systemstabilitet men berör även leveranssäkerheten i övrigt.

I denna rapport syftar systemstabiliteten mer specifikt på frekvens- och spänningsstabilitet under drift vilket omfattar en rad olika funktioner såsom frekvensreserver, rotationsenergi, reaktiv effekthereglering (spänningsreglering), rotorvinkelstabilitet och tillgänglighet till kortslutningseffekt. En växande del av dessa funktioner hanteras via marknadslösningar genom exempelvis upphandling eller Svenska kraftnäts marknader för frekvensrelaterade stödtjänster och avhjälpande åtgärder, medan andra funktioner säkerställs via kravställning, bilaterala avtal eller "fås på köpet" genom utbudet på elmarknaden.

Baserat på de senaste årens (2015-2024) frekvensdata finns det inga uppenbara tecken på att elsystemet så här långt har blivit mindre (eller mer) stabilt men det finns indikationer på att förekomsten av vissa avvikelser har ökat. Ett annat exempel på indikator som debatterats i media är kostnaden för frekvensrelaterade stödtjänster, vilken i hög grad påverkats av marknadspriserna på el och inte på huruvida systemstabiliteten i sig försämrats eller förbättrats. När det gäller effekttillräckligheten, som är mer relaterad till leveranssäkerhet (och inte systemstabiliteten i sig), så indikerar Svenska kraftnäts årliga analyser att läget har blivit mer ansträngt förutsatt man inte sätter sin tillit till en mer anpassningsbar (flexiblare) efterfrågesida och/eller import av el från våra grannländer.

Att säkerställa systemstabiliteten är av största vikt för ett leveranssäkert elsystem såväl idag som i framtiden. Det kan dock konstateras att direkta urskiljbara kostnader för att upprätthålla systemstabilitet hittills utgjort en mindre andel av den totala kostnaden för elförsörjningen, dvs hela kedjan från produktion till användning inklusive överföring och distribution. Det är rimligt att detta förhållande kommer att bestå även i framtiden inte minst med tanke på de mycket omfattande investeringarna i produktion och elnät som väntar om den omfattande elektrifieringen, som många ser

framför sig som en nyckel till klimatomställningen, ska bli verklighet. Därmed är det föga troligt att systemstabiliteten i sig är avgörande för vilka vägval och investeringar som görs i elförsörjningen i övrigt. Däremot kan förutsättningarna och kraven på systemstabiliteten komma att se olika ut och vara en konsekvens av de vägval som görs inom elförsörjningen i övrigt.

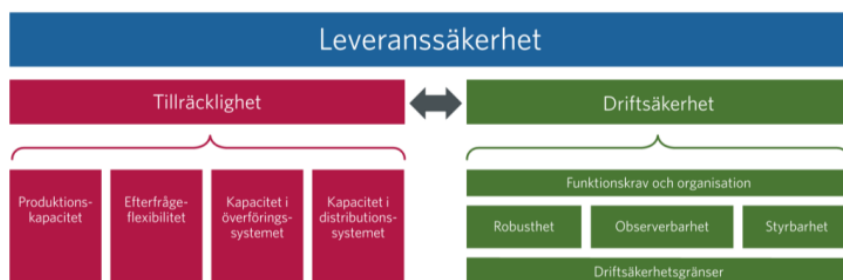
INLEDNING OCH SYFTE

Den pågående omställningen av det svenska och europeiska energisystemet har inneburit förändringar där ett allt större inslag av väderberoende kraftproduktion, som vindkraft och sol, samt en ökad sammankoppling av de nationella elsystemen via HVDC-kablar är bland de mer utmärkande inslagen. Lägg därtill en förväntan om en kraftigt ökad efterfrågan på el från framförallt industriella etableringar kopplade till vätgasproduktion. Av denna utveckling följer en förändringsprocess av hela elsystemet som medför nya förutsättningar för elförsörjningen och som i flera avseenden skiljer sig signifikant från det "traditionella" elsystemet där elproduktionen till övervägande del har varit planerbar, med god framförhållning och små osäkerheter, och efterfrågestyrd och dominerats av vattenkraft och termiska kraftverk. Med den växande andelen väderberoende elproduktion ställs nya krav på flexibilitet på såväl tillförsel- som användarsidan. Samtidigt erbjuder teknikutvecklingen helt nya möjligheter inte minst inom kraftelektronik, digitalisering, kommunikation och dataöverföring.

Den gynnsamma tekniska utvecklingen för vindkraft och sol i kombination med en genomgripande energi- och klimatpolitik har lett till att *elenergi* numera produceras till lägst kostnad i just vindkraftverk eller solelsanläggningar, även om man inkluderar kapitalkostnader i betraktelsen. Men elsystemet handlar inte bara om energi utan även om *effekt* och *elssystemstabilitet* och den pågående omställningen har i växande omfattning fordrat en helhetssyn ("systemsyn") på elsystemet där även effekt och systemstabilitet omfattas. I ett elsystem dominerat av vattenkraft och termisk kraftproduktion (som i Sverige och Norden) har effektfrågan och systemstabiliteten historiskt hanterats som ett klassiskt reglerproblem utanför marknaden med en tydligt ansvarig som alltid balanserar produktion mot efterfrågan med hjälp av traditionella och synkront anslutna kraftverk. Men för ett system med ökande andel väderberoende elproduktion och kraftelektronikansluten överföringskapacitet, samt ökad efterfrågan från prisflexibla kunder, måste man däremot tänka i nya banor för att säkerställa även effekt och systemstabilitet i den samlade elförsörjningen.

Syftet med denna rapport är att närmare beskriva utvalda delar av begreppet elsystemstabilitet (eller "kraftsystemstabilitet" eller bara "systemstabilitet" som Svenska kraftnät vanligtvis använder sig av), dess funktion och betydelse i elförsörjningen och hur man säkerställer att elsystemet är stabilt. Vi har även valt att bredda perspektivet och berör här och var i rapporten även sådant som har med andra aspekter av leveranssäkerhet att göra, exempelvis eleffektillräcklighet. Detta för att

ge en bredare förståelse och att sätta in systemstabiliteten i en kontext men också för att det inte alltid är uppenbart vad som avses när man talar om just leveranssäkerhet, stabilitet, tillräcklighet, robusthet med mera. Ett sätt att åskådliggöra hur de olika begreppen hänger ihop visas i Figur 1 och bygger på Svenska kraftnäts terminologi och synsätt. Det som i figuren markerats med "Driftsäkerhet" är närmast jämförbart med det som vi i denna rapport betecknar som "systemstabilitet".



Figur 1: Begrepp avseende leveranssäkerhet, driftsäkerhet och tillräcklighet (Källa: Svenska kraftnät).

NEPP-projektet har även i dess tidigare etapper analyserat elsystemets stabilitet och andra delar av elsystemets leveranssäkerhet. Sedan dess har dock frågeställningen vuxit ytterligare i betydelse och i det allmänna medvetandet vilket föranlett en uppdatering. Dessutom har de tidigare studierna inom NEPP haft ett bredare och mer kvalitativt anslag kring olika systemfunktioner och förmågor medan vi här har valt att dyka ner lite djupare i just begreppet "systemstabilitet".

SYSTEMSTABILITET – ÖVERSIKT OCH BEGREPP

I detta kapitel går vi igenom viktiga begrepp som berör elsystemets stabilitet och de avgränsningar som vi har valt att göra och som i hög grad bestäms av den definition på "systemstabilitet" som vi utgår från.

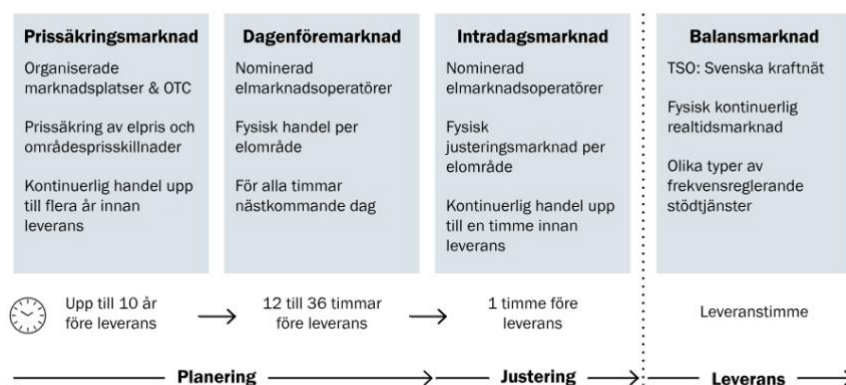
Omfattning och avgränsningar

Elsystemet måste hela tiden vara i balans (inom specificerade toleransgränser), det vill säga elanvändningen måste i varje ögonblick mötas av en lika stor elproduktion. Det yttersta systemansvaret och balansansvaret ligger hos myndigheten Svenska kraftnät. Den

övervägande delen av elen som omsätts i de nordiska länderna handlas idag på Nordpools spotmarknad eller "dagen-före-marknaden" där budgivningen stänger varje dag kl 13. Det i sin tur innebär att marknaden bestämmer utbud och efterfrågan, och därmed elpris, 12-36 timmar före själva leveranstimmen beroende på när leveranstimmen¹ infaller. Efter stängningsdags för "dagen-före"-marknaden vidtar handeln på intradagmarknaden för att möjliggöra för främst de balansansvariga aktörerna att korrigera sina bud i takt med att förutsättningarna förändras. Det kan exempelvis handla om oplanerade stopp i någon anläggning eller felaktiga prognoser avseende väder eller förbrukning.

Intradagmarknaden erbjuder kontinuerlig handel och omsätter en mindre volym samt involverar färre aktörer än dagen-före-marknaden. När i sin tur intradagmarknaden har stängt, det vill säga en timme före själva leveranstimmen, tar systemansvarig myndighet - i Sverige Svenska kraftnät - över ansvaret för driften och tillser att elsystemet är i momentan balans. Och det är här, under drift inom leveranstimmen, som begreppet systemstabilitet kommer in i bilden och som alltså är huvudfokus för denna rapport. Marknadens klarerade energibalans under drifttimmen kan betraktas som en ingående förutsättning för stabiliteten, avseende effektlödet i systemet. Detta eftersom det är ett planeringskrav att vara i balans, genom handel eller på annat sätt, en timme före drifttimmen.

De olika delarna i elmarknaden åskådliggörs i figur 2.



Figur 2: Elmarknadens olika delmarknader Källa: Energimarknadsinspektionen²

¹ En övergång till 15 minuters leveransperiod är på väg att implementeras

² Ei.se <https://www.ei.se/konsument/el/elmarknaden>

Systemstabilitet och andra begrepp som avser leveranssäkerhet

Med elsystemstabilitet avser vi förmågan att, såväl transient (det vill säga under snabb förändring) som över tid

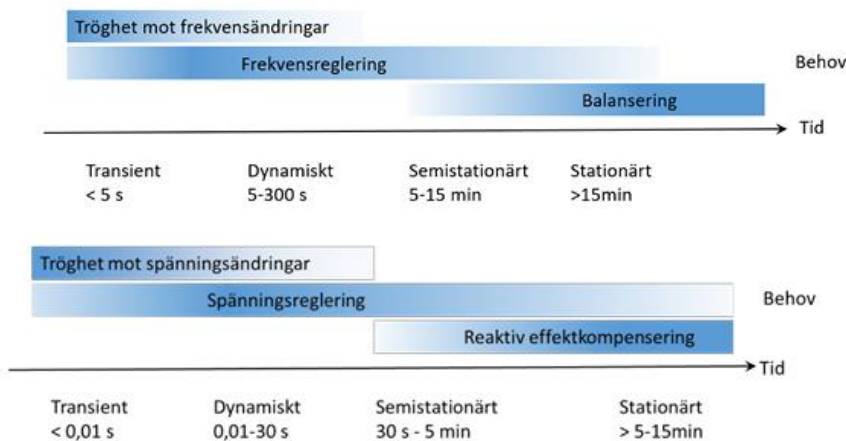
- 1) upprätthålla balansen mellan efterfrågan på el, inklusive förluster, och tillförd elenergi (en aktiv effektbalans), som därmed *fysiskt* hanterar, eller kompletterar, aktörernas planering som sker på de olika marknaderna
- 2) upprätthålla en reaktiv effektbalans, och
- 3) vara robust mot störningar,

så att frekvens och spänning i kundanslutningspunkterna håller sig inom definierade gränser, utan att någon elnätsanvändare oavsiktligt kopplas bort och utan att något överföringselement överbelastas. Lite förenklat menar vi därmed i denna rapport att systemstabiliteten i huvudsak avser frekvens- och spänningsreglering under drift.³ Av detta följer ytterligare ett antal villkor, såsom rotorvinkelstabilitet och tillräcklig kortslutningseffekt, som måste uppfyllas för att i första hand garantera robustheten mot störningar eller större avvikelser från normala driftförhållanden. Vi återkommer till dessa villkor och fenomen längre fram. De olika tidsskalorna för frekvens- och spänningsreglering åskådliggörs i

Figur 3.

Frekvensregleringen på systemnivå under drift hanteras i stor utsträckning med stödtjänster och avhjälpanande åtgärder i Svenska kraftnäts regi men som säkerställs via olika marknader. Även detta återkommer vi till längre fram i denna rapport.

³ Svenska Kraftnät definierar systemstabilitet som varandes en funktion av frekvensstabilitet, spänningsstabilitet och rotorvinkelstabilitet. Dessutom nämns begreppen rotationsenergi (som påverkar frekvensstabiliteten), kortslutningseffekt (som påverkar spänningsstabiliteten) och rotorvinkelstabilitet (som påverkas av både rotationsenergi och kortslutningseffekt) som viktiga element i begreppet systemstabilitet (<https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/kraftsystemstabilitet/>).



Figur 3: Tidsskalar för frekvens- och spänningsreglering. Överst: Tidsskala för överföringssystemets behov av aktiv effektregering i form av tröghet mot frekvensändringar, frekvensreglering och balansering; Nederst: Tidsskala för överföringssystemets behov av avseende reaktiv effekt och spänning. (Källa: SvK, https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2021/rapport-regeringsuppdrag-avseende-stodtjanster_211018_.pdf)

I begreppet systemstabilitet ingår normalt inte krav på samtliga aspekter av "elkvalitet". Effekttillräcklighet betraktas som ett ingångsvillkor, en förutsättning, för att kunna upprätthålla ett stabilt system under den betraktade tidsperioden, 1 timme eller 15 minuter. Effekttillräcklighet handlar om att elsystemet besitter tillräckliga effektresurser, det vill säga produktion (inklusive import/export), överföring på stamnätet och i distributionsnäten, men även flexibla resurser på användarsidan, för att i tid möta situationer som man med relativt god framförhållning kan planera inför. Det kan till exempel röra sig om en mycket kall period under vintern och/eller en längre sammanhängande period med låg tillgång till vindenergi. Effektreserven är en funktion som vanligtvis förknippas med effekttillräcklighet liksom diskussionen om effektmärknader eller kapacitetsmekanismer⁴. Effekttillräcklighet och systemstabilitet utgör tillsammans grunden i elsystemets "leveranssäkerhet".

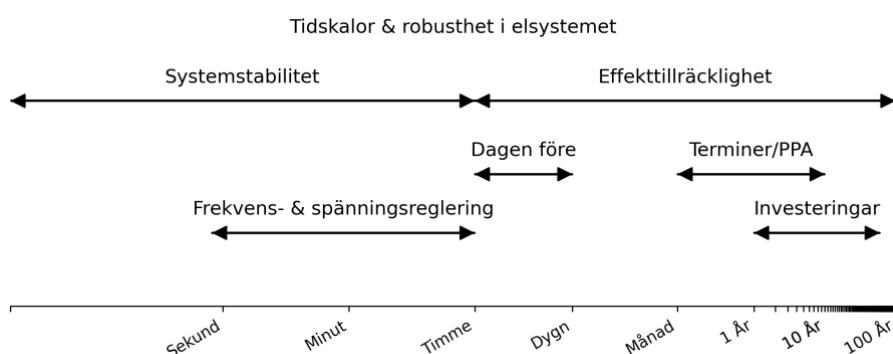
Elkvalitet avser olika egenskaper hos elen som måste hållas inom olika gränser för att elanvändare ska kunna använda el utan störningar eller avbrott. Elkvalitet berör fenomen som övertoner, flimmer och spänningsdippar och är i stor utsträckning en fråga som hanteras av lokala resurser i det berörda området, och inte främst en fråga om hela systemets stabilitet.

Ö-drift och dödnätsstart är ytterligare funktioner som är viktiga för ett elsystems robusthet och leveranssäkerhet och som ibland också inkluderas under systemstabilitetsbegreppet. Detta är dock inget som vi går in på närmare i denna rapport.

⁴ Med effektmärknad avser vi här en marknad för premieraffect som är planerbar på längre sikt. Även för den kortsiktiga balansmarknaden finns idag inslag av marknadslösningar som premierar effekt och som därmed är relevant även för systemstabiliteten.

Kraven på driftsäkerhet och stabilitet är olika i olika system, i olika delar av systemen och vid olika tider. Ofta är kraven på driftsäkerhet och stabilitet kopplade till konsekvenserna av bristande driftsäkerhet eller bristande stabilitet. Stabilitet i ett elektriskt växelströmssystem säkerställs på olika sätt och med olika teknik, beroende på systemets utformning och anslutande anläggningars egenskaper och förmågor. I den allmänna debatten handlar det ofta om olika elproduktionsslags förmågor att bidra till elförsörjningen (planerbarhet, reglerbarhet, tillgänglighet med mera) medan det ur ett systemstabilitetsperspektiv är kraftproduktionsmodulens karaktär som är avgörande, dvs om det är en synkronmaskin, såsom är fallet för kärnkraft, eller produktion ansluten via kraftelektroniska omriktare, såsom är fallet för vindkraft.

Vi utgår alltså här från en väldefinierad tidsdimension för begreppet systemstabilitet och det avser driften inom leveranstimmen, se Figur 4. Tidsdimensionen är relevant eftersom det är den avräkningsperiod som idag gäller för handel med el. Men som vi har konstaterat ovan, så kan ett elsystems *robusthet* inbegripa även betydligt längre tidsskalor, se Figur 4. Det handlar då om nyss nämnda effekttillräcklighet eller om försörjningstrygghet som kan beröra frågor kring bränsleleveranser eller leveranser av andra komponenter eller material som är av väsentlig betydelse för den långsiktiga robustheten i elsystemet. I denna rapport fokuserar vi dock, som nämnts tidigare, på systemstabilitet så som den definieras här och till det korta tidsperspektivet.



Figur 4: Principbild över tidsskalor för systemstabilitet och effekttillräcklighet samt tillhörande marknader och åtgärder

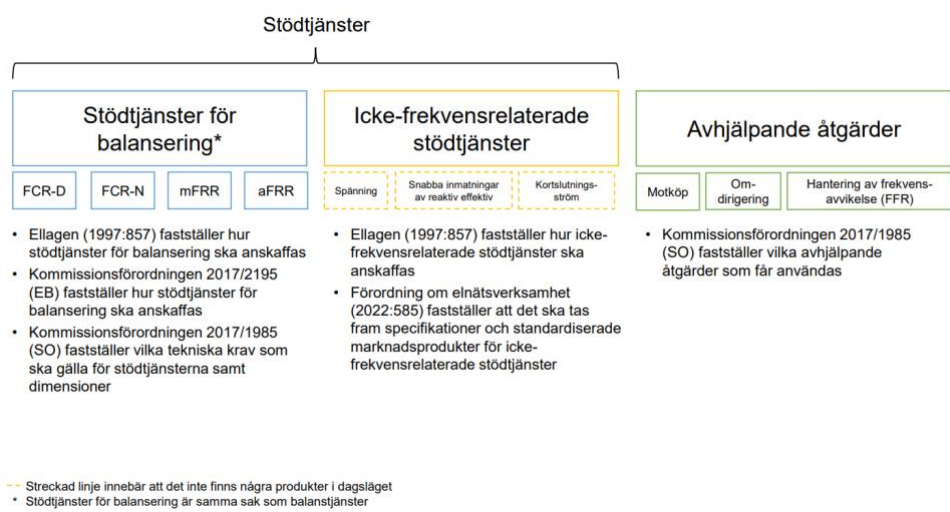
Frekvensreglering och stödtjänster

Frekvensreglering i elsystemet är, som vi har kunnat konstatera, en mycket viktig del i systemstabiliteten. För att hantera frekvensregleringen i driftskedet använder sig Svenska kraftnät av olika former av stödtjänster och avhjälpande åtgärder, se Figur 5. Stödtjänster för frekvensreglering ("stödtjänstmarknaderna") är i huvudsak marknadsbaserade och upphandlas av Svenska kraftnät i öppen konkurrens genom budgivning på respektive marknad. Dimensioneringen av frekvensrelaterade stödtjänster sker på systemnivå inom Norden och sedan fördelas behovet per land. De

olika produkterna (FCR, FRR, FFR) och funktionerna (exempelvis kortslutningsström) i Figur 5 samt deras roller förklaras mer ingående i kommande kapitel.

Det finns också icke-frekvensrelaterade stödtjänster där exempelvis spänningsreglering är en framträdande tjänst men som i dagsläget inte ombesörjs med marknadslösningar. Därtill har Svenska kraftnät, där de bedömer att det föreligger ett behov som inte hanteras på den ordinarie elmarknaden, möjlighet att vidta vissa åtgärder och ingå specifika avtal om levereras av viss tjänst med lämpliga leverantörer.⁵

Avhjälpan åtgärder är åtgärder som anskaffas med olika grad av konkurrens och frivillighet, genom upphandling i konkurrens, upphandling utan konkurrens, eller genom direkt beordring av Svenska kraftnät. Sådana åtgärder behöver enligt lagstiftningen bara "så långt det är möjligt" anskaffas utifrån marknadsbaserade principer.⁶



Figur 5: Stödtjänster och avhjälpan åtgärder. Endast för stödtjänster för balansering finns det väldefinierade produkter som Svenska kraftnät handlar upp på marknadsmässiga villkor. [Källa: Svenska Kraftnät, "[Stödtjänster och avhjälpan åtgärder](#)"]

I Figur 6 visas en principbild på hur olika stödtjänster och avhjälpan åtgärder handlas upp eller säkerställs genom olika lösningar, från reglering och kravställning till rent marknadsmässiga lösningar.

⁵ Ett sådant exempel var när Svenska Kraftnät ingick ett avtal med Vattenfall under 2020 om att Ringhals 1 skulle bistå i spänningsregleringen under en period då verket egentligen skulle ha varit avställt (<https://group.vattenfall.com/se/nyheter-och-press/nyheter/2020/ringhals-1-stottar-elnetet-i-sommar>)

⁶ Diczfalusy (2024), "Stödtjänster på elmarknaden – i dag och i framtiden"; Energiforskrappport



Figur 6: Varianter av reglerade och marknadsbaserade förfaranden för att säkerställa systemstabilitet. Källa: Svenska Kraftnät (2021), "Stødtjenester og afhjælpande tiltag i et energisystem under forandring"

ÅTGÄRDER OCH TEKNIKER FÖR EN SÄKERSTÄLLD SYSTEMSTABILITET

I detta kapitel går vi in mer i detalj på de olika åtgärderna och teknikerna som står till buds för att säkerställa elsystemets stabilitet. Beskrivningen omfattar såväl befintliga tekniker som ny teknik och dess möjligheter.

Kravställning

Stabilitetskraven på anslutna synkrogeneratorer har arbetats fram sedan mitten av förra seklet, medan kraven på anslutna elanvändare och anläggningar för höghänsigt likström är av nyare datum. Gällande regelverk utgår från ENTSO-E:s nätkoder för anslutning; "Demand Connection Code"⁷, High Voltage Direct Current Connections"⁸, och "Requirements for Generators"⁹, samt de svenska tilläggen för förbrukning i EIFS 2019:6, för höghänsigt likström och likströmsanslutna kraftparksmoduler i EIFS 2019:3, samt för anslutning av generatorer i EIFS 2018:2.¹⁰

Vidare beskriver ENTSO-E i olika dokument hur kravställningen ska se ut på omriktaransluten produktion för att garantera systemstabiliteten vid hög andel icke synkron elproduktion. Man definierar ett antal så kallade

⁷ Regulation - 2016/1388 - EN - EUR-Lex (europa.eu)

⁸ Regulation - 2016/1447 - EN - EUR-Lex (europa.eu)

⁹ Regulation - 2016/631 - EN - EUR-Lex (europa.eu)

¹⁰ Energimarknadsinspektionens föreskrifter om fastställande av generellt tillämpliga krav för anslutning av förbrukare (EIFS 2019:6); Energimarknadsinspektionens föreskrifter om fastställande av generellt tillämpliga krav för nätanslutning av system för höghänsigt likström och likströmsanslutna kraftparksmoduler (EIFS 2019:3); Energimarknadsinspektionens föreskrifter om fastställande av generellt tillämpliga krav för nätanslutning av generatorer (EIFS 2018:2), www.ei.se

systemstabiliserande ("grid-forming") egenskaper som en tillräckligt stor andel av produktionskapaciteten måste ha. I Tabell 1 redovisas dessa nödvändiga systemstabiliserande egenskaper och hur de realiserar för olika kraftslag och produktionstekniker/anslutningsgränssnitt.

Tabell 1: Nödvändiga systemegenskaper så kallade "grid-forming" egenskaper och hur de realiseras

Nödvändig systemegenskap	Realisering för kärnkraft eller vattenkraft med synkronmaskin	Realisering för omriktaransluten vindkraft eller solkraft	Komplettering för omriktaransluten vindkraft / kommentar
Spänningshållning / spänningsreglering / reaktiv effektproduktion	Traditionell spänningsreglering med statisk eller roterande matare med spänningsregulator	Spänningsreglering med omriktaren.	Ingen komplettering nödvändig. Det handlar bara om att dimensionera omriktaren
Kortslutningseffekt / felströmsinmatning	Felströmmen c:a 5 gånger märkströmmen från en synkronmaskin	Felström c:a 1,5 gånger den aktiva märkströmmen	I transmissionsnätet behövs ingen exceptionell felström för felbortkoppling.
Rotationsenergi / inertia / tröghet	Rotationsenergi hos rotorn	Kan lösas med energilager och reglerkrets	Fristående energilager, superkondensatorer eller batteri, med omriktare
Automatisk underfrekvensstyrd förbrukningsfrånkoppling	Inte relevant	Inte relevant	
Dämpning av övertoner och mellantoner i spänningen	Normalt inte möjligt	Kan göras med omriktare	Filter eller dämpning direkt med omriktaren
Symmetrering av spänningsobalanser	Normalt inte möjligt	Individuellt styrda fasspänningar gör symmetreringen enkel	
Dämpning av naturliga och reglersysteminitierade pendlingar	Däptillsats på spänningsregulatorn	Däptillsats på spänningsregulatorn	

Källa: ENTSO-E, "High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources (HPoPEIPS)"; "Grid-Forming Capabilities: Towards System Level Integration", (www.entsoe.eu)

Aktiv effektbalans och frekvensreglering

Inom begreppen effektbalans och frekvensreglering¹¹ inkluderar vi alla åtgärder som syftar till att hålla frekvensen inom fastställda gränser, såväl temporärt som över tid.

Energibalansen över en avräkningsperiod (för närvarande en timme, men 15-minutersperioder kommer att införas)¹² hanteras av Svenska kraftnät genom eventuell aktivering av stödtjänster som sedan sammanställs och överförs till systemets balansansvariga i efterföljande avstämning. De balansansvariga företagen (sk BRP; "Balancing Responsible Party") har ansvar (ekonomiskt och planeringsmässigt) för att det tillförs lika mycket elenergi till elsystemet som deras kunder förbrukar under varje avräkningsperiod (drifftimmen). Balansansvariga gör timvisa planer för sin balans mellan införskaffande och försäljning av el. En timme före drifftimmen ska planen vara klar och skickas till Svenska kraftnät. Således ansvarar Svenska kraftnät för den faktiska balanseringen, eller det som vanligen kallas frekvensreglering och stabilitet, under drifftimmen där avsteg från balansansvarigas planer korrigeras och kostnader överförs vid efterföljande avstämning som följer varje avräkningsperiod.

Frekvensreglering via Svenska kraftnäts stödtjänster och avhjälpande åtgärder

En viktig del i frekvensregleringen sker via Svenska kraftnäts stödtjänster. I detta kapitel går vi igenom de olika produkterna på stödtjänstmarknaderna.

FCR-N – hanterar normala variationer av inmatning och uttag av el

Frekvensregleringen ska hantera normala variationer i elförbrukningen, förväntade variationer i väderberoende elproduktion, samt prognosfel under drifftimmen, så att frekvensen håller sig i intervallet 49,9 – 50,1 Hz, under ostörd drift. Denna del av frekvensregleringen kallas FCR-N (Frequency Containment Reserve – Normal). För Sveriges del är behovet av FCR-N c:a 250 MW.

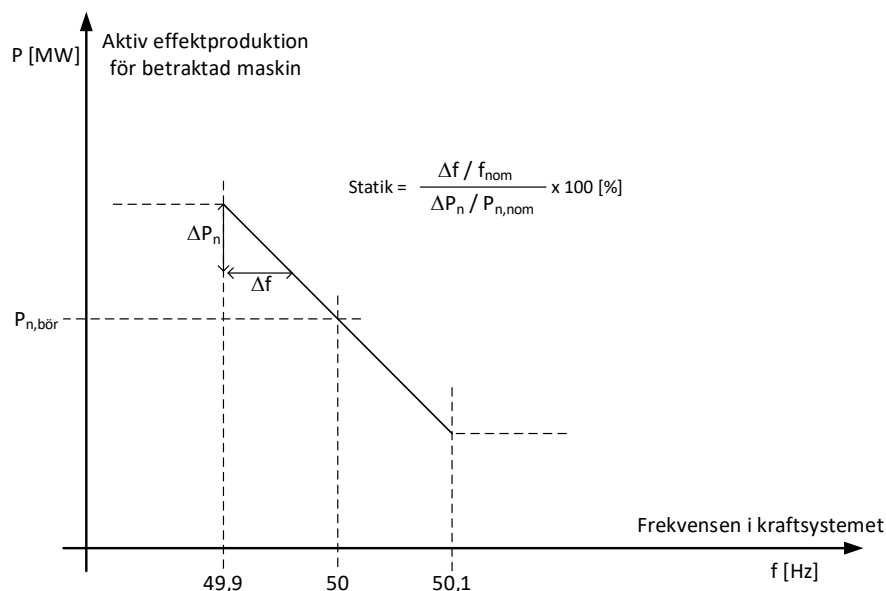
FCR-N tillhandahålls främst av vattenkraften, men även andra kraftslag har visat intresse för att bidra. FCR-N aktiveras linjärt vid avsteg från 50 Hz och blir fullt utreglerad vid 49,9 respektive 50,1 Hz. De tekniska kraven på FCR-N finns redovisade i ENTSO-E (2023)¹³ Kraven på reglersnabbhet är ganska måttliga, närmare bestämt i storleksordningen minuter. Normalt görs frekvensregleringen med statik, vilket innebär att hela reglerfelet inte

¹¹ Med "reglering" avser vi här någon form av initierad åtgärd, manuell eller automatisk, baserad på något uppmätt eller detekterat kriterium.

¹² Svenska kraftnät, "15 minuters tidsupplösning", www.svk.se.

¹³ ENTSO-E (2023), "Technical Requirements for Frequency Containment Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area".

regleras ut (se Figur 7). Detta innebär att en belastningsökning inte fullständigt kompenseras med motsvarande produktionsökning, utan ett mindre reglerfel återstår efter fullbordad reglering, som då resulterar i en något lägre frekvens, och vice versa. Frekvensen återställs därefter med aFRR (se längre ner).



Figur 7: Uteffektens statiska beroende av frekvensen för en produktionsenhet som tillhandahåller FCR-N.

FCR-D – hanterar driftstörningar

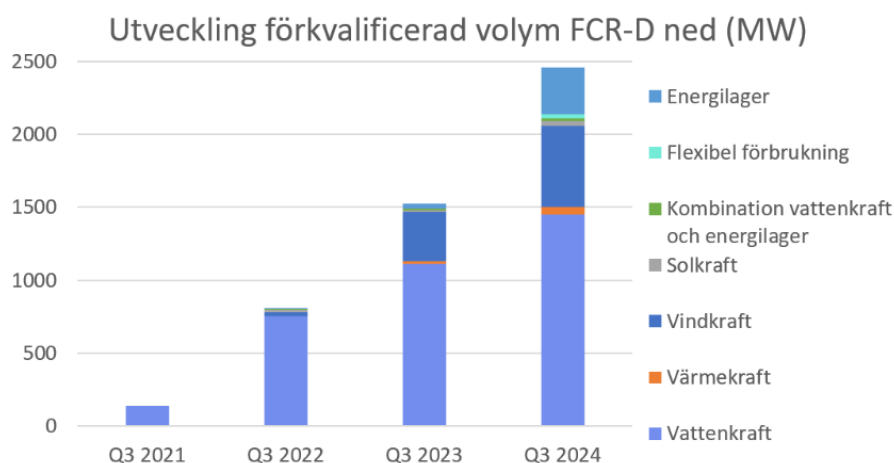
Frekvensregleringen ska även hantera uppkomna obalanser i systemet till följd av plötslig och/eller oplanerad bortkoppling av inmatning eller uttag av el från elsystemet. Den huvudsakliga delen av denna frekvensreglering kallas FCR-D (Frequency Containment Reserve – Disturbance). För det nordiska kraftsystemet dimensionerar man FCR-D efter plötsligt bortfall av den största in- eller utmatningsenheten (det så kallade n-1-kriteriet), vilket oftast är Oskarshamn 3 med 1450 MW (Olkiluoto 3 har ett specialarrangemang med direkt kopplad lastnedstyrning i samband med bortkoppling av aggregatet och bidrar därför med ett mindre potentiellt fel än O3an trots att Ol3 har en större effekt). Man kan periodvis minska det största potentiella felet som kan uppkomma vid en störning genom att exempelvis minska produktionen i den största enskilda produktionsanläggningen i elsystemet.¹⁴

FCR-D ska vara aktivt i intervallen 49,9-49,5 Hz (uppreglering; FCR-D upp) respektive 50,1-50,5 Hz (nedreglering; FCR-D ned). FCR-D upp hanterar typiskt haverier eller avbrott i kärnkraftverk eller i HVDC-kablar för elimport medan FCR-D ned är avsedd för att hantera avbrott i HVDC-kablar för export. I framtiden kan även stora vindkraftparker till havs påverka dimensioneringen av FCR-D upp medan motsvarande för FCR-D

¹⁴ Svenska kraftnät, <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/kraftsystemstabilitet/frekvensstabilitet/>

ned kan komma att bli beroende av till exempel bortkoppling (haveri) av stora laster för vätgasproduktion.

En resurs som tillhandahåller FCR-D ska klara att leverera 86% av erbjuden effekt samt 3,2Ws levererad energi per erbjuden enhet (W) resurs efter 7,5 sekunder. För Sveriges del är volymkravet c:a 550 MW i vardera riktningen (uppreglering respektive nedreglering). Historiskt har FCR-D främst tillhandahållits av vattenkraften, men idag och framöver är även andra lättreglerade kraftslag aktuella, se Figur 8. På senare tid har andelen stationära batterier och vindkraftverk fått allt större plats inom FCR-D ned.



Figur 8: Fördelning per kraftslag för tjänsten FCR-D ned (MW). Källa: Svenska Kraftnät, 2024, <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/balansansvar/2024/allt-fler-leverantorer-av-stodtjanster-for-det-svenska-elsystemet/>

FCR-D aktiveras vid 49,9 respektive 50,1 Hz och blir fullt utreglerad vid 49,5 respektive 50,5 Hz. De tekniska kraven på FCR-D finns redovisade i en rapport från ENTSO-E¹⁵ och berör främst krav på snabbhet och på stabilitet, så att olika reglerande enheter inte börjar reglera mot varandra.

aFRR – automatisk frekvensåterställningsreserv

Obalanser i elproduktion och elanvändning med frekvensavvikelse som följd innebär i praktiken att synkrona generatorer ökar eller minskar sin rotationshastighet vilket, om det går för långt, kan medföra risk för skada på teknisk utrustning för både producenter, distributörer och konsumenter. Både den avhjälpanande åtgärden FFR samt frekvenshållningsreserverna inom FCR används för att kompensera och bromsa obalanser när de uppstår, dvs vid underskottssituation ökar man elproduktionen och vid överskott minskar man elproduktionen, vilket på så sätt bromsar accelerationen eller retardationen av synkrona generatorer. Dock krävs återställande åtgärder för att återgå till börvärdet om 50 Hz. Även om vissa anläggningar som bidrar med FCR-reserver i praktiken skulle klara av att leverera tjänster för återställning av frekvensen så är

¹⁵ ENTSO-E (2022), "Technical Requirements for Frequency Containment Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area"

kraven på uthållighet inom FCR förhållandevis korta och dessa tjänster är per design tänkta att frigöras så snart som möjligt för att klara eventuella nya obalanser. Därmed används andra reserver för återställning av frekvensen, nämligen frekvensåterställningsreserverna aFRR (automatic Frequency Restoration Reserve) och mFRR (manual Frequency Restoration Reserve) som även historiskt har benämnts sekundärreglering. Men som nämnts, en och samma anläggning kan alltså bidra till flera stödtjänster så länge som kapacitet reserveras för dessa ändamål och om det tydliggjorts i förkvalificeringen.

Den första reserven som används för att frigöra frekvenshållningsreserver är aFRR, vilket är en automatiskt aktiverad reserv som styrs via en kommunikationsslinga från Svenska kraftnät som skickar aktiveringsbud med börvärden. Behovet av aFRR springer ur ett gemensamt nordiskt behov mellan 300 och 400 MW som fördelas mellan nordiska TSO:er baserat på historiska obalanser vilket resulterar i upp till 111 MW för Sveriges del men som även bryts ner till elområdesnivå inom Sverige. Upphandling sker dagen före driftsdygnet och ersättning ges för både kapacitet och för aktiverad energi enligt upp- och nedregleringspris (vilket för uppreglering typiskt ligger på spotmarknadspris eller högre och för nedreglering på spotmarknadspris eller lägre). Vid aktivering skickas nytt börvärde till avropad resurs som då har 5 minuter på sig att nå den nya nivån. Vid snabba förändringar ska aFRR klara att möta det senaste budet inom 5 minuter även om föregående nivå ej ännu nåtts. Uthålligheten ska vara en timme vilket ska klaras samtliga timmar kapaciteten bjuds in på aFRR-marknaden.

mFRR – manuell frekvensåterställningsreserv och reglerkraftmarknad

För att avlasta de automatiska stödtjänsterna finns även en manuell aktiverad reserv i mFRR (även benämnd reglerkraftmarknaden) som aktiveras på begäran av Svenska kraftnät. mFRR har relativt nyligen genomgått viktiga förändringar och det finns numera volymkrav som säkerställs genom en kapacitetsmarknad. Införandet av en kapacitetsmarknad för mFRR är en del av ett fortlöpande arbete för en harmonisering av Europeiska elmarknader med anpassning till EU-regelverk samt en gemensam Nordisk Balans Marknad (NBM), vilket inkluderar anpassning för 15 minuters avräkningsperiod för obalanser och som handelsenhet. På energiaktiveringsmarknaden finns däremot inga volymkrav.

För närvarande erbjuder aktörer bud av energi där mFRR är öppen fram till och med 45 minuter före aktuell drifttimme med prissättning enligt marginalpris som ger upp- och nedregleringspris (vilket, på samma sätt som för aFRR, för uppreglering typiskt ligger på spotmarknadspris eller högre och för nedreglering på spotmarknadspris eller lägre) och avrop sker via elektronisk beställning (SvKs kontrollrum skickar beställning till balansansvariga) efter behov under driftstimmen. Kapacitetsmarknaden för mFRR medför avrop ett dygn före driftsdygnet (D-1) där avropad effekt innebär att aktören förväntas erbjuda motsvarande energibud för respektive avräkningsperiod. Aktivering av reserver kommer att automatiseras med hjälp av en aktiveringsoptimeringsfunktion (AOF)

baserad på lämnade energibud med hänsyn taget till eventuella överföringsbegränsningar.

Minsta budstorlek uppgår normalt till 5 MW på energiaktiveringsmarknaden och 1 MW på kapacitetsmarknaden men genom en pilotstudie tillåts även den lägre gränsen för bud på energiaktiveringsmarknaden för nya anläggningar, dvs på minst 1 MW, för att utvärdera sätt att ytterligare öka likviditeten inom mFRR. Ett avropat bud på kapacitetsmarknaden innebär också ett åtagande om att lämna bud på aktiveringsmarknaden för energi. Dock skriver SvK för närvarande att "fram till och med att den nya automatiska nordiska energiaktiveringsmarknaden implementeras så kommer minsta budvolym att vara 5 MW. Detta innebär att ett avropat 1 MW-bud på kapacitetsmarknaden innebär ett åtagande att lämna ett bud om minst 5 MW på energiaktiveringsmarknaden"¹⁶. Vid avrop erhåller man följaktligen intäkter både från kapacitetsmarknaden och energiaktiveringsmarknaden.

FFR – en avhjälpande åtgärd som bromsar frekvensfall

Rotationsenergin i synkront anslutna generatorer (och motorer) har hittills varit viktig för att ge tröghet i frekvensändringen vid plötsligt bortfall av inmatning eller uttag av el och därmed skapa utrymme för (huvudsakligen) vattenkraften att reglera upp (eller ned) effekten.

En relativt ny snabb frekvensreserv FFR (Fast Frequency Reserve) infördes i Norden för några år sedan, när man konstaterat att vid låg rotationsenergi i kraftsystemet, så riskerade den momentana frekvensdippen vid dimensionerande produktionsbortfall att gå under 49,0 Hz, vilket är en kritisk gräns för "normalt förekommande" frekvensstörningar. Syftet med FFR är att skapa förutsättningar för att hantera de inledningsvis snabba och djupa (transienta) frekvensändringar som kan uppstå vid fel i det nordiska kraftsystemet vid en låg nivå av rotationsenergi i systemet. Sådana fel inkluderar främst bortkoppling av kärnkraftverk eller HVDC-kablar för import, det vill säga samma störningar som motiverar FCR-D upp men inom en ännu snävare tidsskala.

FFR upphandlas årsvis och avropas endast när rotationsenergin i kraftsystemet är låg. FFR aktiveras vid 49,5, 49,6 respektive 49,7 Hz, med en maximal fördröjningstid om 0,7, 1,0 respektive 1,3 sekunder. Aktivering innebär en plötslig stegändring av det aktiva effektutbytet med kraftsystemet, dvs antingen en minskning av effektuttaget eller en effektinjicering. Typiska leverantörer av FFR är större smältverk och batterianläggningar. Kravet på uthålligheten är måttlig, det handlar om 5 eller 30 sekunder, med en maximal återhämtningstid om 15 minuter (repetierbarhet mellan FFR-insatserna). Volymkravet för Sverige är cirka 100 MW. De tekniska kraven på FFR finns beskrivna i ENTSO-E (2021)¹⁷.

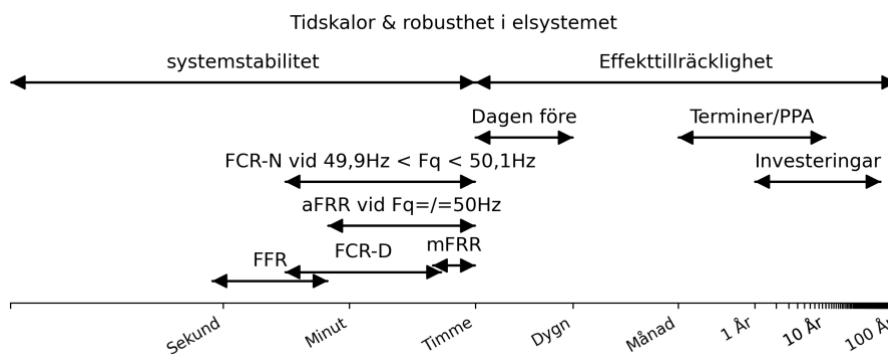
¹⁶ [Manuell frekvensåterställningsreserv \(mFRR\) | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)

¹⁷ ENTSO-E (2021), "Technical Requirements for Fast Frequency Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area"

Avslutningsvis redovisar vi i Figur 9 en översiktlig kravbild för Svenska kraftnäts olika frekvensrelaterade reserver och i Figur 10 hur de olika produkterna (stödtjänster och avhjälpanande åtgärder) kommer in tidsmässigt. Den senare figuren är en variant av Figur 4 men med högre detaljeringsgrad.

Avhjälpanande åtgärd	Frekvenshållningsreserver			Frekvensåterställningsreserver	
FFR	FCR-D upp	FCR-D ned	FCR-N	aFRR	mFRR
Snabb frekvensreserv (Fast Frequency Reserve)	Frekvenshållningsreserv - Störning uppreglering (Upward Frequency Containment Reserve - Disturbance)	Frekvenshållningsreserv - Störning nedreglering (Downward Frequency Containment Reserve - Disturbance)	Frekvenshållningsreserv - Normaldrift (Frequency Containment Reserve - Normal)	Automatisk Frekvens-återställningsreserv (Automatic Frequency Restoration Reserve)	Manuell Frekvens-återställningsreserv (Manual Frequency Restoration Reserve)
Uppreglering	Uppreglering	Nedreglering	Symmetrisk upp- och nedreglering	Upp- och/eller nedreglering	Upp- och/eller nedreglering
Minsta budstorlek 0,1 MW	Minsta budstorlek 0,1 MW	Minsta budstorlek 0,1 MW	Minsta budstorlek 0,1 MW	Minsta budstorlek 1 MW	Minsta budstorlek Kapacitetsmarknad: 1 MW** Energiaktiveringsmarknad: 5 MW
Aktivering Automatiskt vid frekvensförändringar vid låg nivå av rotationsenergi	Aktivering Automatiskt linjär aktivering inom frekvensintervallet 49,90-49,50 Hz	Aktivering Automatiskt linjär aktivering inom frekvensintervallet 50,10-50,5 Hz	Aktivering Automatiskt linjär aktivering inom frekvensintervallet 49,90-50,10 Hz	Aktivering Automatiskt vid frekvensavvikelse från 50,00 Hz	Aktivering Manuellt på begäran av Svenska kraftnät
Aktiveringstid Tre alternativ för 100 %: - 0,7 sek (vid 49,50 Hz) - 1,0 sek (vid 49,60 Hz) - 1,3 sek (vid 49,70 Hz)	Aktiveringstid Aktiveringstid för FCR-D upp redovisas i dokumentet med tekniska krav för frekvenshållningsreserver (FCR)	Aktiveringstid Aktiveringstid för FCR-D ned redovisas i dokumentet med tekniska krav för frekvenshållningsreserver (FCR)	Aktiveringstid Aktiveringstid för FCR-N redovisas i dokumentet med tekniska krav för frekvenshållningsreserver (FCR)	Aktiveringstid 100 % inom 5 minuter	Aktiveringstid 100 % inom 15 min
Volymkrav för Sverige Upp till ca 100 MW	Volymkrav för Sverige Upp till 567 MW	Volymkrav för Sverige Upp till 547 MW*	Volymkrav för Sverige 235 MW	Volymkrav för Sverige Upp till 111 MW	Volymkrav för Sverige Kapacitetsmarknad: Upp till 300 MW Energiaktiveringsmarknad: Inga volymkrav
Uthållighet - Uthållighet: 30 sek alternativt 5 sek - Repeterbarhet: Redo för aktivering inom 15 minuter	Uthållighet Uthållighet: Minst 20 min	Uthållighet Uthållighet: Minst 20 min	Uthållighet Uthållighet: 1 h	Uthållighet Uthållighet: 1 h	Uthållighet Uthållighet: 1 h

Figur 9: Översiktlig kravbild för frekvensrelaterade reserver [[Om olika reserver i Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)]



Figur 10: Schematisk tidskala för reserver, avhjälpanande åtgärden FFR samt vad som i denna rapport definieras som reserver för stabilitet jämfört med marknader och instrument som bidrar till effekttillräcklighet.

Ytterligare frekvensrelaterade åtgärder

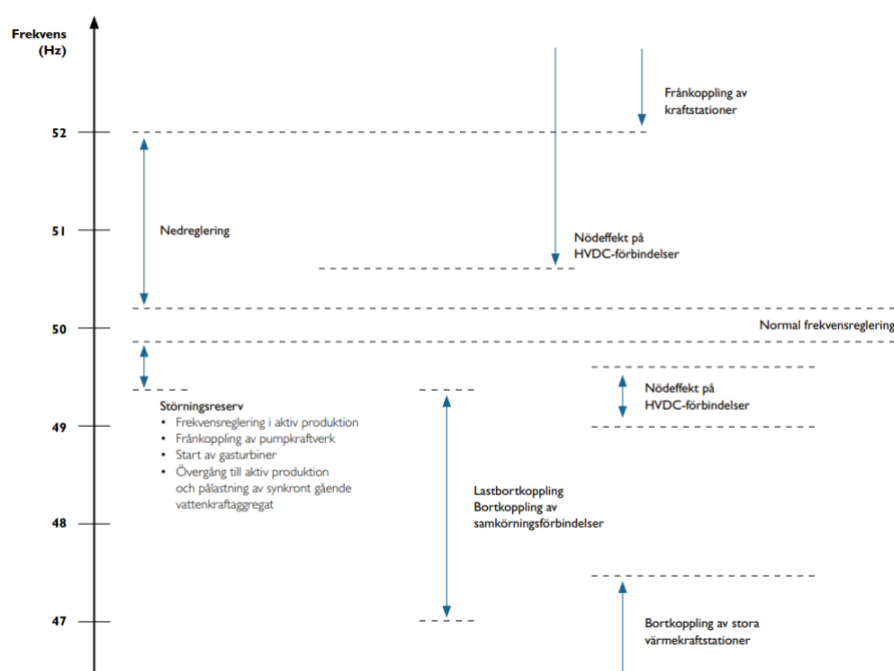
Om frekvensen sjunker ned till 48,8 Hz aktiveras automatisk förbrukningsfrånkoppling (AFK), som specificeras i SvKFS 2021:1. AFK:n slår brett och berör c:a 50% av all elanvändning söder om 61:a breddgraden. Man vill till varje rimligt pris undvika lastbortkoppling genom AFK:n. Frekvensreläerna som aktiverar AFK:n är alltid i drift. Senast underfrekvensstyrd belastningsfrånkoppling aktiverades (den hette då

BFK) var i samband med en delning av det svenska 400 kV systemet den 13 januari 1979.

För att undvika att hamna under 49,0 Hz och då riskera icke-planerad förbrukningsfrånkoppling via AFK, görs ytterligare balanserande ansträngningar i frekvensintervallet 49,5 och 49,0 Hz, bland annat genom den så kallade EPC funktionen (Emergency Power Control) på HVDC länkarna (ENTSO-E, 2018).¹⁸ EPC-funktionen ändrar effektutbytet så att frekvensfelet i det svenska systemet motverkas, ofta genom stegvisa börvärdesförändringar av effektutbytet om t ex 50 MW/steg. Vårt effektkunderskott (-överskott) "exporteras" då till det anslutande systemet. Det ändrade effektflödet är så litet att det lätt tas omhand i det anslutande systemet. På samma sätt kan det svenska systemet hjälpa andra anslutna system vid plötsliga obalanser.

Även automatisk start av gasturbiner kan initieras av låg frekvens, liksom LFSM ("Limited frequency sensitive mode") i övriga produktionsenheter där det finns möjlighet.

Frekvensstyrda åtgärder för att återställa en frekvensavvikelse visas i Figur 11.

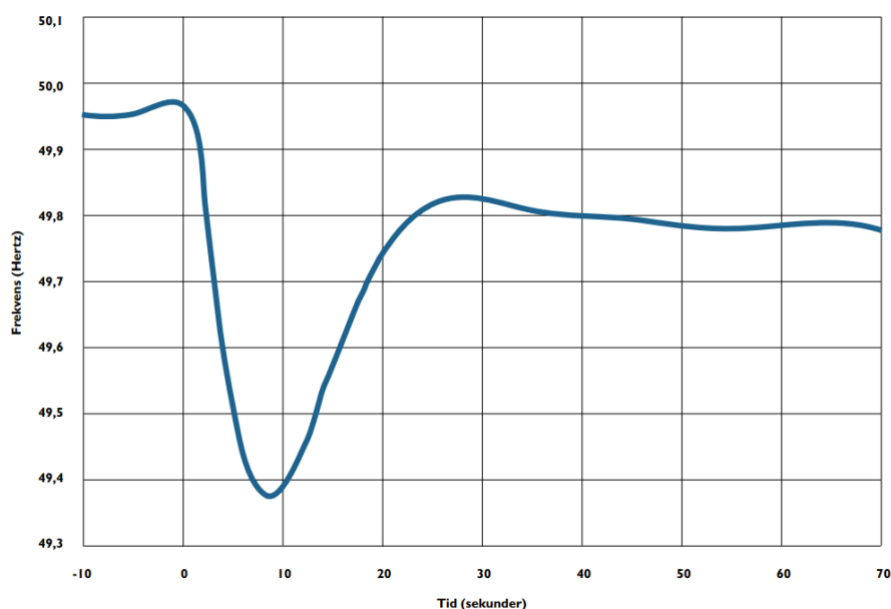


Figur 11 Frekvensstyrda åtgärder i det nordiska kraftsystemet

¹⁸ ENTSO-E (2018), "Nordic report Future system inertia V2".

Systemtröghet och rotationsenergi

All reglering tar tid IVA (2016).¹⁹ Det reglerade systemet måste därför ha någon form av tröghet och marginaler gentemot störningar som på olika sätt påverkar den reglerade storheten. Dimensionerande störningar är ofta plötsliga och stora, men även snabba rampändringar kan vara problematiska om de är alltför stora. Rotationsenergin ("inertia") hos infasade synkronmaskiner bidrar till att skapa en tröghet mot hastiga frekvensändringar i systemet till följd av en plötslig ändring av effektutbytet i någon anslutningspunkt. Vid ett eventuellt bortfall av en större produktionsanläggning, sjunker frekvensen. Vid 49,9 Hz är den normala frekvensreglerreserven (FCR-N) fullt aktiverad och störningsreserven (FCR-D) börjar utnyttjas, frekvensen fortsätter att sjunka och vid c:a 49,5 Hz, när FCR-D är fullt aktiverad är systemet åter i aktiv effektbalans vilket normalt tar 10-15 sekunder (se initialt förlopp som exemplifieras i Figur 12). Först därefter vänder frekvensen uppåt igen med hjälp av aktiverade återställande reserver (aFRR+mFRR).



Figur 12: Frekvensprofil för bortfall av större produktionsenhet, här Oskarshamn 3 vid 1400 MW produktion (2011-11-04). I figuren kan man också se att aFRR inte har hunnit aktiveras eftersom frekvensen inte är återställd till 50 Hz. Källa: Svenska kraftnät

Sambandet mellan rotationsenergi, frekvensfall (frekvensens tidsderivata) och den plötsliga effektobalansen, beskrivs ofta som ett förenklat matematiskt samband, där den mekaniska rotationsfrekvensen är proportionell mot den elektriska frekvensen:

¹⁹ IVA (2016), "Svängmassa i elsystemet – en underlagsstudie", IVA-projektet "Vägval el"

$$P_m(t) - P_e(t) = 2 \cdot H \cdot \frac{d\omega}{dt}, \text{ där}$$

$P_m(t)$ = Mekanisk ineffekt till det betraktade systemet av generatorer

$P_e(t)$ = Elektrisk uteffekt från det betraktade systemet av generatorer

H = Tröghetskonstant för det betraktade systemets roterande synkrona delar

$d\omega/dt$ = den mekaniska rotationsfrekvensens tidsderivata.

Av sambandet ovan framgår tydligt att det är skillnaden mellan inmatad och uttagen effekt som driver frekvensändringen och att för en given obalans är frekvensändringen omvänt proportionell mot systemtrögheten, H .

Synkront anslutna och kraftelektronikanslutna generatorer

Vattenkraften har fram till för några år sedan svarat för all snabb frekvensreglering, dvs FCR-N och FCR-D. Att öka eller minska pådraget i en vattenkraftturbin tar tid, i storleksordningen sekund(er). Regleringen är dessutom ett så kallat icke minimum fassystem, vilket innebär att effekten initialt går åt fel håll, dvs när turbinregleringen ökar inloppsarean till turbinen så minskar trycket och även effekten och vice versa när turbinregleringen minskar inloppsarean.

Tröghet och marginaler måste anpassas till reglersystemets snabbhet, vilket här även inbegriper energitillförsel för balansåterställning, som kan vara ökat vattenflöde genom en turbin eller urladdningshastighet för ett batteri. För att kompensera för en lägre andel synkront anslutna generatorer, och därmed minskad total systemtröghet det vill säga rotationsenergi, kan man utnyttja snabba kraftelektroniska omriktare kopplade till batterier eller superkondensatorer. Dessa kan vid behov åstadkomma en snabb effektinjicering till kraftsystemet och på så sätt leverera motsvarande nytta som rotationsenergin ger via synkront anslutna enheter. Det är måttliga energimängder som behövs för att begränsa frekvensfallet och ge utrymme för uppreglering av FCR-D resurser, men effektbehovet är ganska stort, se Appendix A för en enkel analys.

Fram till för några år sedan säkerställde rotationsenergin i infasade synkronmaskiner att frekvensändringen under reglerförloppet blev måttlig och frekvensen höll sig inom 49.0 och 51.0 Hz för dimensionerande obalanser. Eftersom ett antal stora synkronmaskiner fasats ut och till viss del ersatts med omriktaransluten produktion har den "naturliga" trögheten mot frekvensändringar som synkronmaskinernas rotationsenergi bidragit med minskat. Därför infördes som vi nämnt tidigare en snabb frekvensåtgärd FFR²⁰, som ska säkerställa att frekvensen håller sig över 49.0 Hz för dimensionerande produktionsbortfall även vid låga rotationsenergier i systemet. FFR realiserar ofta genom snabb, inom en sekund, bortkoppling av elförbrukning, för att hejda frekvensfallet. Redan

²⁰ ENTSO-E (2021), "Technical Requirements for Fast Frequency Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area – External document")

idag bidrar omriktaranslutna batterier i stor utsträckning till FFR. Superkondensatorer är ytterligare en teknik som skulle bidra till FFR.

En stor del av den tröghet som hittills tillhandahållits av roterande synkronmaskiner och idag tillhandahålls av såväl roterande synkronmaskiner som FFR kan alltså i framtiden tillhandahållas av omriktaranslutna batterier eller omriktaranslutna superkondensatorer. Detta fordrar i så fall en hantering inom FFR eller ett utökat regelverk då detta inte nödvändigtvis sker per automatik som är fallet med synkront anslutna generatorer.

Spänningsreglering

För enkelhets skull kan man säga att aktiv effektbalans och frekvens är global i transmissionssystemet, dvs det har ingen avgörande betydelse var i det synkrona systemet som balanseringen görs. På samma sätt kan man förenklat säga att spänningsregleringen och den reaktiva effektbalansen utgör en mer lokal företeelse. Transmissionsnätet i sig själv både alstrar och förbrukar reaktiv effekt. Vid låg belastning fås ett överskott av reaktiv effekt, vilket leder till höga spänningar, och vice versa vid hög belastning. För att hantera den stationära reaktiva effektbalansen, med någon eller några kopplingar per dygn, finns det brytarkopplade shuntreaktorer och shuntkondensatorer i transmissionsnätet. Snabb och kontinuerlig spänningsreglering tillhandahålls av infasade synkronmaskiner och omriktarbaserad kompensering i SVC- eller STATCOM-anläggningar. SVC (Static Var Compensator) är en kontinuerligt reglerbar shuntkompenseringsanläggning där reaktor(er) och kondensatorer ansluts till kraftsystemet via thyristorer. En STATCOM (STATic Synchronous COMPensator) bygger helt på omriktare och tillhandahåller kontinuerligt reglerbar reaktiv effekt. Även omriktarna i omriktarbaserade produktionsenheter kan bidra med reaktiv effekt och spänningsreglering. Omriktaranslutna produktionsenheter som går på dellast kan använda tillgängligt utrymme upp till märkström för produktion eller förbrukning av reaktiv effekt.²¹ Det finns idag inga etablerade marknadsbaserade produkter för sådan reglering, se Figur 5.

Felströmsinmatning

I samband med fel (jordslutningar och kortslutningar) i transmissionsnätet sjunker spänningen i systemet. Det är då viktigt med snabb inmatning av felström till felstället för att hålla uppe spänningen i systemet. Denna så kallade "snabba felström" tillhandahålls idag huvudsakligen av infasade synkronmaskiner. Med färre synkronmaskiner sprider sig den låga spänningen över ett större område. Alla anslutna anläggningar och komponenter ska dock tåla "normalt förekommande" fel och felbortkopplingar i nätet. Eftersom påverkansområdet blir större med färre infasade synkronmaskiner kommer spänningsdippar i nätet till följd av fel

²¹ I praktiken överdimensioneras omriktare för att kunna bidra med reaktiv effektbalans oavsett produktionsnivå hos den omriktaranslutna enheten.

att inträffa oftare för specifika punkter i nätet. Tillförlitlig felbortkoppling är kritisk för systemstabiliteten, men felbortkopplingsfunktionerna i transmissionssystemet bygger inte på hög kortslutningsström, även om viss nivå på strömmen kan krävas för funktion. Låg felströmsnivå i transmissionssystemet anses inte påverka felbortkopplingsfunktionen, och därmed stabiliteten, inom förutsebar framtid.

För spänningsreglering under normaldrift kan likaväl en omriktaranläggning, t ex en SVC, STATCOM, omriktaransluten produktion, eller ett omriktaranslutet energilager, som en synkronmaskin användas. Synkronmaskinens termiska kapacitans (tröghet) är däremot större än omriktarens, vilket gör att skillnaden mellan kortvarig maximal belastning och stationär belastning är större för en synkronmaskin än för en omriktare. Vidare är det så att magnetfälten inne i synkronmaskinen ser olika ut för den stationära belastningsströmmen och för en plötsligt uppkommen induktiv kort- eller jordslutningsström. Den transienta felströmmen kan ofta uppgå till storleksordningen 5 gånger märkström för synkronmaskinen, vilket begränsar spänningsdippens spridning i nätet till följd av felet och bidrar till en högre elkvalitet i systemet. Detta innebär även att för icke synkrona lösningar för felströmsinmatning så krävs ca 5 gånger större effekt på exempelvis omriktaren för att erbjuda samma nytta som en synkronmaskin avseende felströmsinmatning.

Kortslutningseffekt

Kortslutningseffekt är en fiktiv räknestorhet, som uttrycks i MVA, och beräknas som produkten av tomgångsspänning och trefasig kortslutningsström i en viss punkt i nätet, enligt:

$$S = \sqrt{3} \cdot U_h \cdot I_{fas}, \text{ där}$$

S är kortslutningseffekten i punkten

U_h är huvudspänningen i punkten innan kortslutningen

I_{fas} är fasströmmen i kortslutningen

Kortslutningseffekten är ett mått på nätets styrka, dvs nätets förmåga att motstå förändringar i samband med störningar och in- och frånkopplingar, t ex inkoppling av en stor belastning.

Eftersom den temporära kortslutningsströmmen från en stor synkronmaskin är ca fem gånger märkström och omriktarens kortslutningsström är i samma storleksordning som märkströmmen, kommer kortslutningseffekten på transmissionsnivå att minska när synkronmaskiner ersätts med omriktaransluten produktion. På lägre spänningsnivåer blir det i allt större omfattning transformatorimpedanserna som begränsar kortslutningseffekten, och inverkan minskar ju längre ner i systemet man kommer. Kvarvarande transmissionsnätsanslutna synkronmaskiner kan få allt svårare att uppfylla

kraven på bibehållen nätanslutning i samband med fel, så kallad "fault-ride-through", med minskande kortslutningseffekt.

Förnybar omriktaransluten produktion är beroende på tillgången på vind respektive sol, och omriktarna drivs mestadels under märkeffekt. I sådana driftlägen finns goda marginaler att tillhandahålla reaktiva reserver för effektkompensering eller för felströmsinmatning. Men som nämnts tidigare, krav på reaktiv effekthereglering innebär vanligen en överdimensionerad omriktare.

Feldetektering

Feldetektering i transmissionsnätet baseras på impedansmätning, från en punkt i nätet, och strömdifferentialmätning, mellan två punkter i nätet. Feldekteringen i transmissionssystemet är inte beroende av en stor felström. Den pågående förskjutningen från synkrona generatorer mot omriktaransluten produktion i transmissionsnätet, bedöms inte vara så stor att den minskade felströmsinmatningen på transmissionsnätet på något kritiskt sätt kommer att påverka felbortkopplingen. På lägre spänningsnivåer blir inverkan av den minskade kortslutningseffekten på stamnätet mindre, eftersom transformatorimpedanserna får en allt större inverkan på kortslutningseffekten nedåt i systemet, men överströmsbaserade skydd bör kontrolleras och eventuellt bytas ut mot impedansmätande skydd.

Rotorvinkelstabilitet

Rotorvinkelstabilitet handlar om huruvida rotorn på en infasad synkronmaskin förmår att bibehålla synkronismen med resten av systemet i samband med störningar eller onormala driftfall. Avgörande för rotorns rörelsemönster blir variationer i turbinens (drivande) moment via axelkopplingen och (det bromsande) luftgapsmomentet, mellan rotorn och statorn, som bestäms av rotorns magnetisering och statorströmmen.

Problemet med rotorvinkelstabilitet förekommer i två huvudsakliga varianter; utpendling och eventuellt urfasfall utan föregående pendling respektive spontant eller betingat uppkomna effektpendlingar som kan ha tillfredsställande dämpning eller otillfredsställande dämpning som i det senare fallet kan leda till urfasfall.

Vid en näraliggande kortslutning i nätet kan generatorn inte mata ut någon aktiv effekt till nätet, medan det drivande momentet från turbinen motsvarar effektutmatningen före felet. Detta får rotorn att accelerera och beroende på när felbortkopplingen sker kommer rotorn att antingen pendla ut och förlora synkronismen med nätet eller fångas upp och återgå till stabil drift. I samband med förändringar i angränsande nät, t ex kopplingar, förändras förhållandena för näraliggande generatorer och

rotorn kan börja pendla gentemot nätet. Det är då viktigt att säkerställa att sådana pendlingar har tillfredsställande dämpning.

Rotorvinkelstabilitet är starkt kopplat till kortslutningseffekt. Rotorvinkelstabilitet analyseras ofta för en maskin mot ett starkt nät eller för ett delsystem gentemot ett annat delsystem. Det är viktigt för systemstabiliteten att produktionsenheterna bibehåller sin nätanslutning och effektinmatning i samband med dimensionerande fel och händelser i elsystemet. För synkronmaskiner handlar det då om att inte falla ur fas. Omriktaranslutna produktionsanläggningar har inte detta problem.

För spontant eller betingat, t ex i samband med fel eller kopplingar i nätet, uppkomna pendlingar finns krav på att produktionsenheterna ska vara utrustade med specificerad dämpförmåga. Såväl synkronmaskiner som omriktare kan bidra till att dämpa pendlingar.

Elnätets överföringsförmåga

Robusthet och överföringsförmåga är starkt kopplat till driftsäkerhet, som i sin tur är kopplat till reserver och marginaler. Robusthet i elsystemet handlar om förmågan att motstå störningar av olika slag. Det avser såväl in- och utmatning av el som olika fel, kortslutningar, jordslutningar, avbrott i en eller flera faser samt bortfall av komponenter i kraftsystemet med begränsade konsekvenser.

Marginaler i överföringssystemet är starkt kopplat till driftsäkerheten samtidigt som elmarknaden efterfrågar en hög överföringsförmåga i elnäten. Den så kallade 70%-regeln gäller inom hela EU och innebär en skyldighet för stamnätsoperatörerna att tillhandahålla minst 70% av nätets överföringskapacitet till marknaden. Den europeiska byrån för samarbete mellan energitillsynsmyndigheter (ACER) har pekat på att Sverige tidigare inte lyckats leva upp till detta krav, även om Svenska kraftnät inte fullt ut delar den slutsatsen.²² Ett skäl till begränsningar i den nord-sydliga överföringen i Sverige är risken för otillräcklig driftsäkerhet eller systemstabilitet. En sådan risk motiverar Svenska kraftnät att begränsa överföringsförmågan som erbjuds marknaden för att på så sätt säkerställa stabilitetsreserver och att dessa finns tillgängliga vid behov i alla elområden. Extra tydligt blir detta under sommarhalvåret då flera kärnkraftsreaktorer är föremål för revision. Traditionellt har nämligen vattenkraften i norr haft en dominerande ställning avseende att tillhandahålla stabilitetsreserver medan planerbar produktion i söder (exempelvis kärnkraft) haft en viktig roll för att balansera reaktiv effekt som påverkar överföringskapacitet i nätet. Ett annat sätt att för Svenska kraftnät säkra stabiliteten i ett elområde där driftsäkerheten bedöms vara otillräcklig är att där upphandla produktionskapacitet som inte bjuds ut på

²² Svenska kraftnät (2023), <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/allmanna-nyheter/2023/acers-uppfoljning-av-70-procentsregeln- visar-pa-komplexiteten-i-kraftsystemet/>

marknaden, det vill säga mothandel. Ett resultat av begränsningar i elöverföringen av stabilitetsskäl kan periodvis vara elprisskillnader mellan elområdena inom landet som annars inte skulle uppstå även om elprisskillnader mellan elområden är en naturlig del av elmarknaden och dess skillnader mellan elområden. Sedan hösten 2024 har den så kallade flödesbaserade kapacitetstilldelningen införts och det återstår att se om den bidrar till att öka marknadens tillgänglighet till elöverföringar på det sätt som det är tänkt. Utvecklingen går åt att balansering och reserver ska hållas på elområdesnivå och nuvarande elprisskillnader ger incitament att installera mer produktion i områden med högst elpriser. Det bör även noteras att utbudet av reserver utvecklas snabbt avseende andra tekniker än vattenkraft även i elområde 3 och 4.

Mål för driftsäkerheten

Den överväldigande majoriteten av avbrott i anslutningspunkter för kundanläggningar härrör från de radiella distributionssystemen långt från transmissionssystemet. Otillgänglighet, beroende på transmissionssystemet, innebär däremot att väldigt många fler nätkunder drabbas. Ofta anstränger man sig därför till det ytterst för att hålla transmissionsnätet spänningssatt, till och med genom tidigare nämnd avsiktlig bortkoppling av förbrukning.²³

Det finns olika mål för driftsäkerhet för att beskriva elsystemets förmåga att uthärda plötsliga påfrestningar. Nuvarande mål för driftsäkerheten i transmissionsnätet från 2009 säger bland annat att²⁴:

- Fel på nivån (n-1) i det maskade stamnätet ska inte ge upphov till avbrott i elleveranser. Flera fel som inträffar inom 15 minuter ligger utanför (n-1)-nivån.
- Spänningen ska i alla stationer hållas inom specificerade gränser enligt gällande driftinstruktioner under normaldrift. Vid störd drift kan spänningen kortvarigt variera kraftigt, men ska aldrig underskrida 355 kV i 400 kV systemet.
- Frekvensen ska hållas nära 50 Hz men tillåts variera i intervallet 49,9-50,1 Hz.

Dessa mål är dock under omarbetning och Svenska kraftnät föreslår en driftsäkerhetsnorm med tre delmål²⁵: Driftsäkerhetsnormen är definierad

²³ Affärsverket svenska kraftnäts författningssamling, 2021:1 www.svk.se

²⁴ SvK, Mål för driftsäkerhet (svk.se)

²⁵ SvK, Uppdrag att lämna förslag till norm för driftsäkerhet i framtida normalläge (svk.se)

som maximalt antal minuter per år, då en enkel oförutsedd händelse (N-1) riskerar att leda till betydande bortkoppling av last alternativt nätsammanbrott, eller då saknad redundans i kritiska IT-system eller kontrollrum innebär att villkoren för normaldrift inte uppfylls.

- Frekvens: max 1 000 minuter per år
- Effektflöden: 2 000 minuter per år
- IT-system och kontrollrum: 3 000 minuter per år

Svenska kraftnät bedömer att "driftsäkerhetsnormen löpande bör ses över och att den ska kunna uppdateras vid behov, i synnerhet i samband med större förändringar som påverkar förutsättningarna för driftsäkerheten". Förslaget grundas på en indelning av driftsäkerheten i det svenska elsystemet i nationell respektive lokal driftsäkerhet och att normen ovan för driftsäkerhet endast ska gälla för den nationella driftsäkerheten.

INDIKATORER PÅ ELSYSTEMETS LEVERANSSÄKERHET OCH STABILITET

I detta kapitel går vi igenom ett antal indikatorer som kan sägas beskriva den rådande systemstabiliteten i vårt elsystem. För att ge en något bredare bild redogör vi även för några indikatorer som går bortom systemstabiliteten så som den definieras här men som har relevans för leveranssäkerheten i stort i elsystemet.

De olika systemdrifttillstånden

Svenska kraftnät utnyttjar fem olika systemdrifttillstånd som definieras av kommissionsförordningen "Drift av elöverföringssystem": normaldrift, skärpt drift, nöddrift, nätsammanbrott och återuppbyggnad, se Figur 13.²⁶ Stödtjänsterna som koordineras av Svenska Kraftnät och som är viktiga instrument för att säkerställa systemstabiliteten utnyttjas i huvudsak under normal drift och skärpt drift. I nöddrifttillstånd och återuppbyggnadstillstånd används även skyddstjänster och återuppbyggnadstjänster som exempelvis ö-drift och dödnätstart.

²⁶ Svenska Kraftnät, <https://www.svk.se/systemdrifttillstand>

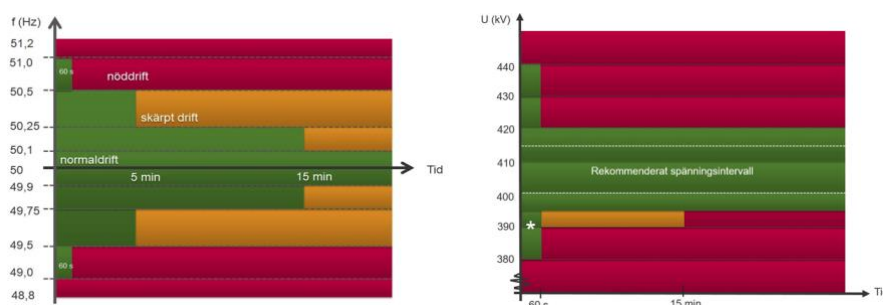


Figur 13: De fem definierade systemdrifttillstånden

Som systemansvarig för överföringssystemet ansvarar Svenska kraftnät för att säkra tillgången till olika åtgärder för att säkerställa driftsäkerheten. Systemdrifttillstånden bestämmer hur och när de olika åtgärderna får användas.

- I normaldrifttillstånd och skärpt drifttillstånd används huvudsakligen stödtjänster och avhjälpande åtgärder.
- I nöddrifttillstånd och återuppbyggnadstillstånd används även skyddstjänster och återuppbyggnadstjänster.

Med avseende på frekvens innebär normaldrift att systemet befinner sig inom intervallet 49,9 och 50,1 Hz. Drifttillstånd utanför detta intervall definieras av avvikelens storlek i Hz men också av avvikelens varaktighet, se Figur 14. Även för spänningen finns det motsvarande drifttillstånd och avvikelseoleranser, se Figur 14.



Figur 14: Systemdrifttillstånd för frekvensstabilitet (till vänster) och för spänning (till höger). Källa: Svenska Kraftnät.

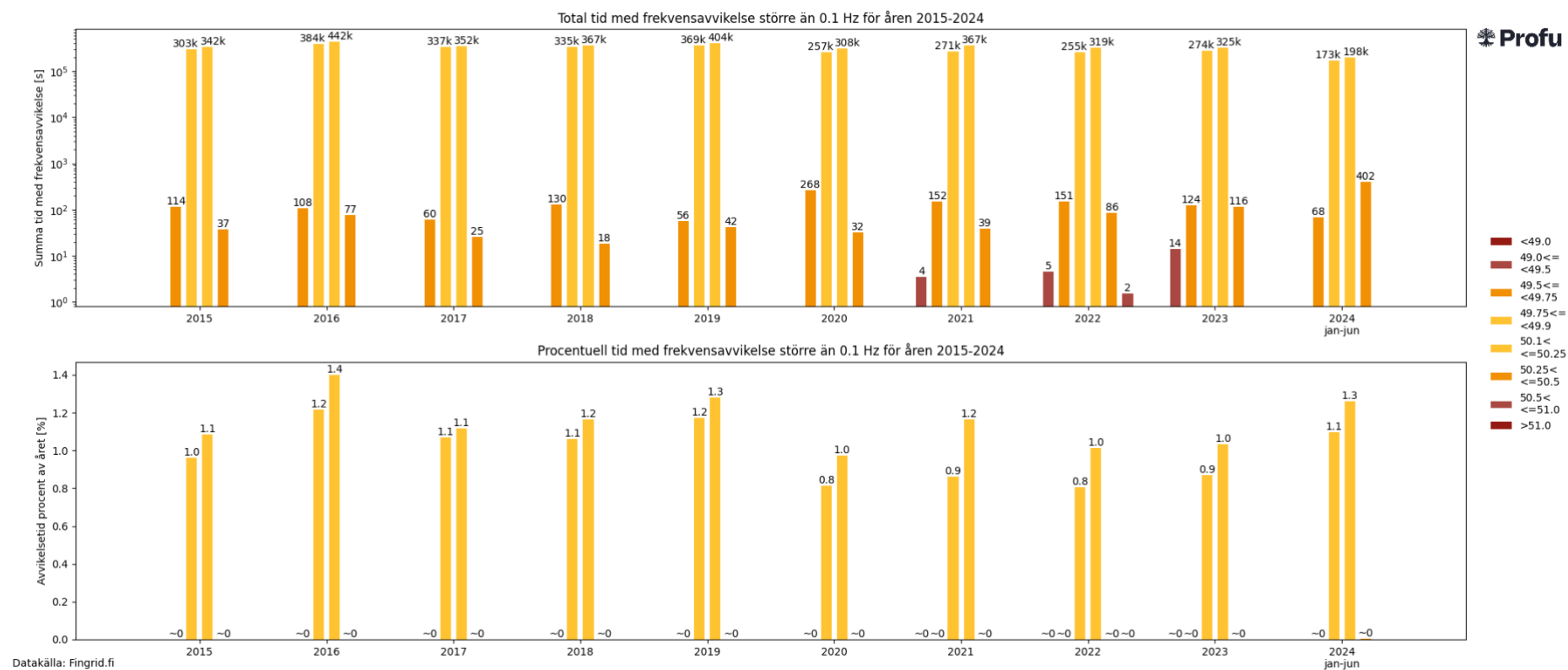
Driftstörningen i det svenska transmissionsnätet i samband med ett elfel i station Hagby norr om Stockholm den 26:e april 2023 innebar att elsystemet spänningsmässigt hamnade i ett nöddrifttillstånd under en mycket kort tid. Däremot var systemet i normaldrift med avseende på frekvens under hela förloppet.²⁷

²⁷ SvK, 2023, "Driftstörningen den 26 april 2023 Beskrivning av störningens händelseförlopp", https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2023/rapport-driftstoring-2023-04-26_slutversion.pdf

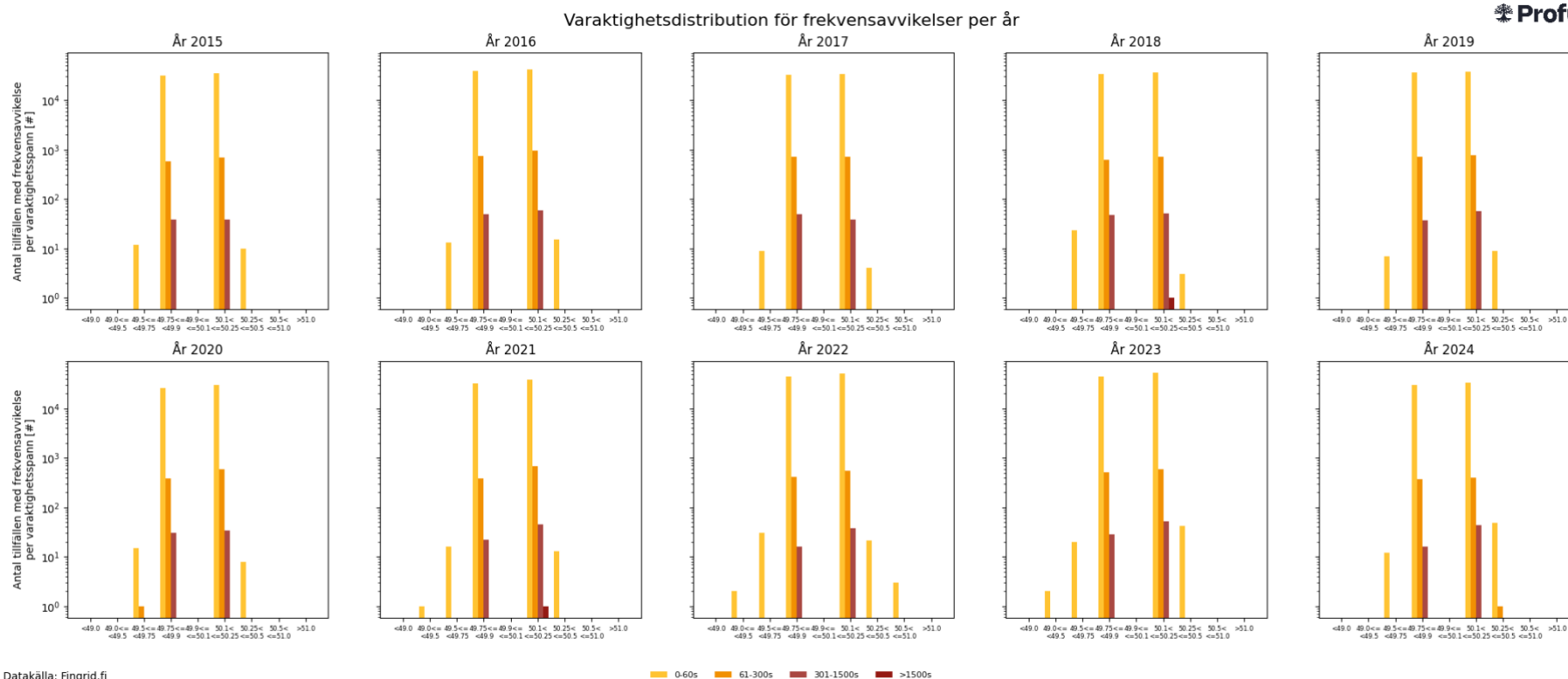
Frekvensavvikelser – vad säger driftstatistiken?

Analysen och slutsatserna i detta kapitel bygger på data från Fingrid som publicerar systemfrekvensen med 0,1 sekunders upplösning för åren från och med 2015 fram till idag. Fingrids data är publikt tillgänglig och då frekvensen är densamma för hela det nordiska synkrona systemet avser detta dataunderlag även tillståndet i den svenska delen av det nordiska elsystemet.

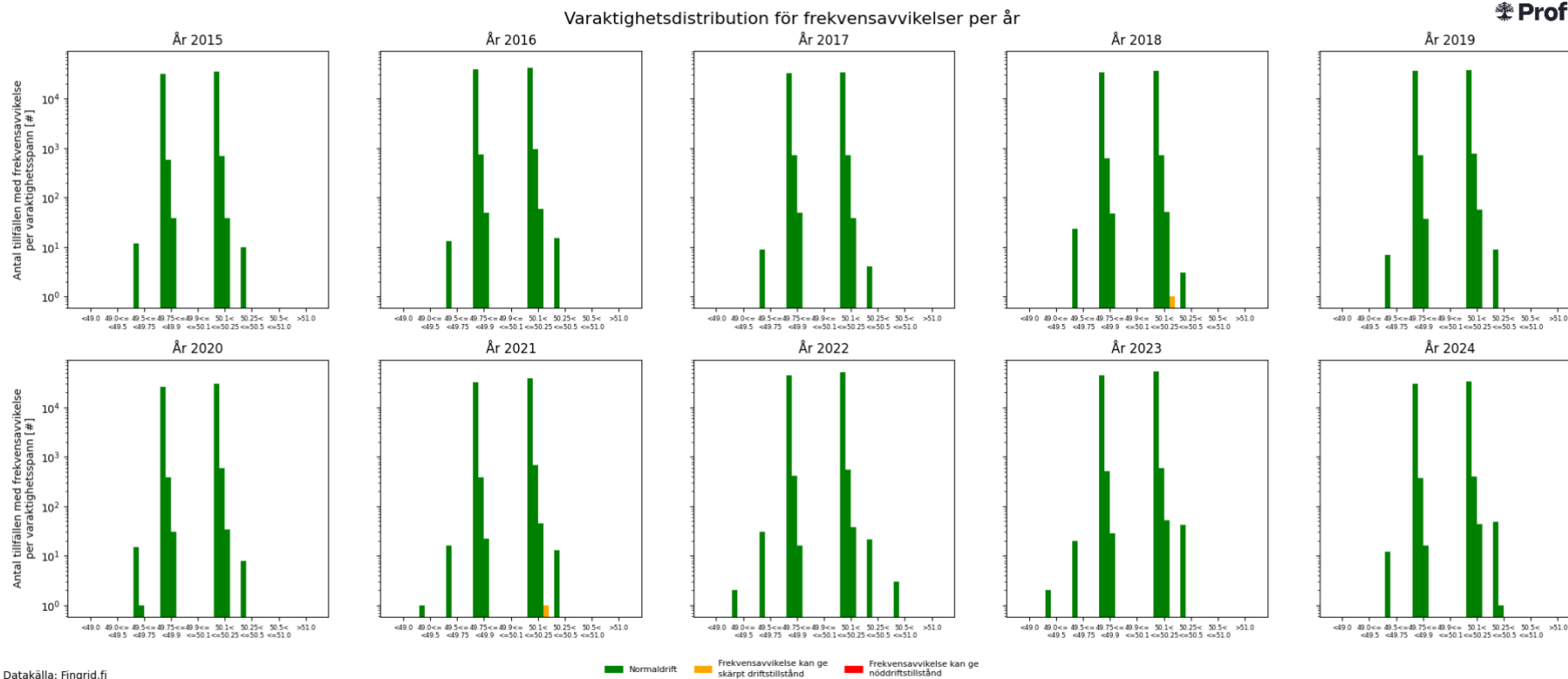
Figur 15 visar frekvensavvikelser för olika frekvensspann dels som ackumulerad tid per år, dels som procent av tid med respektive frekvensavvikelse. Figuren visar tydligt att mindre avvikelser är klart vanligare än stora avvikelser och att totalt sett över året ligger samtliga år på en väntad avvikelse på ca 2 % per år och då främst som smärre avvikelse. Dock syns en tydlig trend av att större avvikelser har ökat efter år 2020 (de mörkare staplarna i figuren) med betoning på 2024 (notera att data för år 2024 är begränsat till årets första sex månader). Viktigt är dock att även varaktigheten för en frekvensavvikelse avgör hur svår den är för systemet. Figur 15 visar en varaktighetsdistribution av frekvensavvikelser utanför frekvensspannet 49,9-50,1Hz, dvs antalet årliga frekvensavvikelser med en viss varaktighet enligt de tidsgränser som används i definitionen av systemdrifttillstånden i Figur 13. Figur 15 visar tydligt att långa och större frekvensavvikelser är ovanliga (notera logaritmisk skala för y-axeln) och det är svårt att se någon tydlig trend över åren. Figur 16 visar en liknande bild där frekvensavvikelserna är färgkodade efter gränserna för systemdrifttillstånden i Figur 13, varpå man kan se att även om en viss ökning har skett av kortvariga större frekvensavvikelser sedan år 2020 så ligger de flesta tillfällena väl inom vad som anses vara normaldrift. När det gäller frekvensavvikelser som kan medföra skärpt drifttillstånd beroende på avvikelsernas varaktighet (gulmarkerade staplar i Figur 16) så är dessa extremt sällsynta och kan observeras endast för 2018 och 2021 (se även kommentar om "outliers" för 2024).



Figur 15: Ackumulerad (övre diagrammet) och procentuell (nedre diagrammet) tid per år med frekvensavvikelse enligt givna spann för åren 2015-2024* (* 2024 avser data för första halvåret). Datakälla: Fingrid.fi



Figur 16: Varaktighetsdistribution av frekvensavvikelser utanför frekvensspannet 49,9-50,1Hz. X-axeln visar olika frekvensspann och staplar anger antalet frekvensavvikelse i respektive spann där färgskalan beskriver frekvensavvikelsens varaktighet i sekunder.



Figur 17: Varaktighetsdistribution av frekvensavvikelser utanför frekvensspannet 49,9-50,1Hz. X-axeln visar olika frekvensspann och staplar anger antalet frekvensavvikelse i respektive spann där färgskalan beskriver avvikelsernas tillhörighet avseende drifttillstånd.

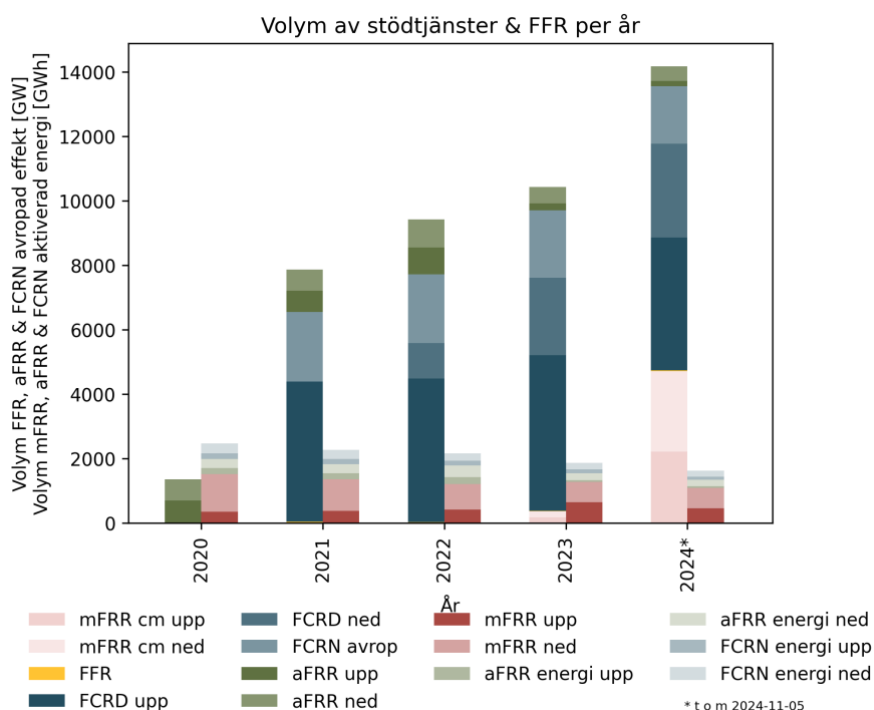
Behovet av stödtjänster – volym och kostnad

I det här kapitlet tittar vi närmare på stödtjänsterna dels med avseende på upphandlade volymer, dels med avseende på kostnader, under de senaste åren för att se om det finns någon tydlig trend.

När man bedömer de senaste årens utveckling är det viktigt att konstatera att det först på senare år har tillkommit marknader för vissa produkter på stödtjänstmarknaderna. Det betyder alltså inte att funktionerna inte funnits tidigare utan det betyder att funktionens kostnader synliggjorts på ett annat sätt än tidigare. En annan sak att hålla i minnet är att kostnaderna för stödtjänsterna i stor utsträckning så här långt har berott på marknadspriset för el. Det innebär att priset för flera tjänster är starkt beroende av vilka tekniker som är marginaltekniker på dagen-före-marknaden och energiersättning utgår enligt reglerkraftspris som är starkt kopplat till priset på dagen-före marknaden. Det medför att kostnaderna för stödtjänsterna kan vara höga utan att systemstabiliteten i sig är mer utmanad eller ansträngd än vid andra perioder då kostnaderna är lägre. Höga ersättningsnivåer för stödtjänster attraherar å andra sidan fler potentiella deltagare på stödtjänstmarknaderna vilket inte minst det senaste årets expansion av stationära batterier visat där utvecklingen delvis drivits på genom incitament via intäkter från försäljning av stödtjänster.²⁸

Figur 18 visar upphandlade volymer av stödtjänster och avhjälpande åtgärden FFR för åren 2020 till och med 2024-11-05 och det syns tydligt att upphandlade volymer ökat med etablering av flera marknader för reserver. Störst ökning visar upphandlade volymer av FCR segmentet men sedan oktober 2023 upphandlas även mFRR-kapacitet. Figur 16 visar även att aktiverad energi för produkter som erhåller energiersättning minskar mellan 2020 och 2024.

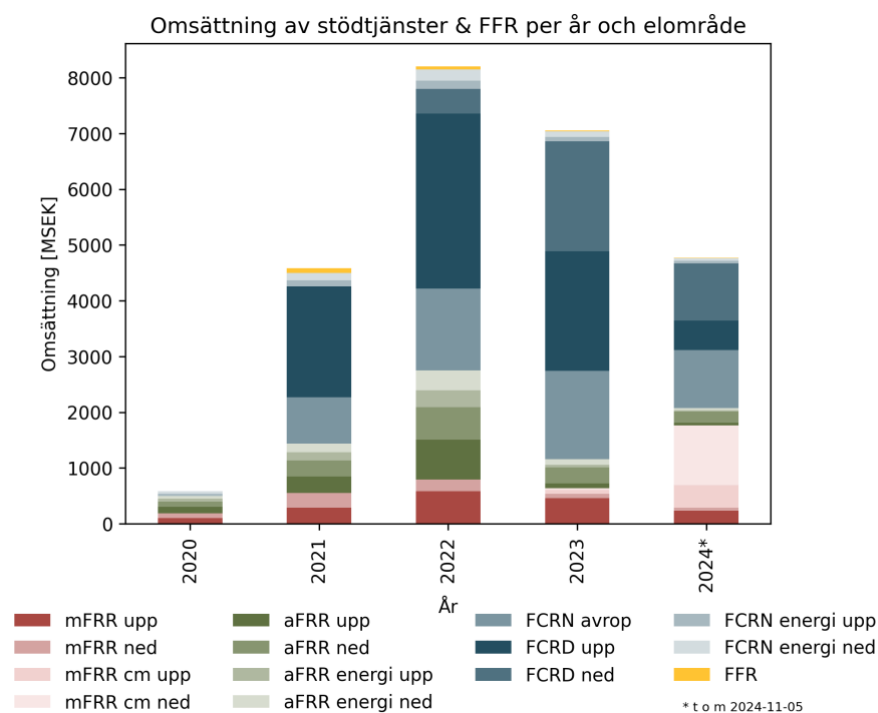
²⁸ <https://www.goteborgenergi.se/i-var-stad/artikelbank/batterier-pa-stark-frammarsch>



Figur 18: Upphandlade volymer av frekvensrelaterade stödtjänster och avhjälpande åtgärden FFR (vänstra staplarna) samt aktiverad energi för stödtjänster med energiersättning (högra staplarna). Det saknas data för vissa produkter för år 2020 och 2024 är begränsat till och med 2024-11-05. Källa: Entso-e transparency platform, mimer.svk.se, samt SvK.se.

I Figur 19 kan man tydligt se hur omsättningen för frekvensrelaterade stödtjänster och FFR (en frekvensrelaterad avhjälpande åtgärd) ökat kraftigt mellan 2020 och 2022. Till stor del beror detta alltså på de mycket höga elpriserna under 2022 och delar av 2021 men också på att flera produkter tillkommit. Det gäller exempelvis FCR-D ned och mFRR-kapacitet. Sedan 2022 har dock kostnaderna återigen sjunkit dels beroende på (klart) lägre elpriser, dels på att fler aktörer kommit in på de frekvensrelaterade marknaderna.²⁹

²⁹ <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/balansansvar/2024/allt-fler-leverantorer-av-stodtjanster-for-det-svenska-elsystemet/>



Figur 19: Årlig omsättning av frekvensrelaterade stödtjänster och avhjälpande åtgärden FFR. Det saknas data för vissa produkter för år 2020 och 2024 är begränsat till och med 2024-11-05. Källa: Entso-e transparency platform, mimer.svk.se, samt SvK.se.

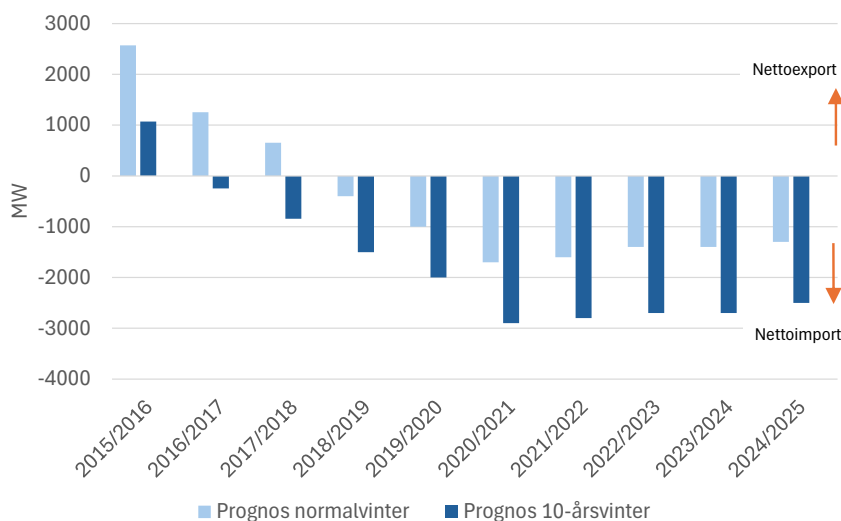
Effekttillräcklighet – är den tillräcklig?

Effekttillräckligheten, det vill säga om det finns tillgänglig produktions- och överföringseffekt tillgänglig när efterfrågan på el är hög, analyseras löpande av Svenska kraftnät. Som vi har konstaterat tidigare ingår effekttillräcklighet inte i stabilitetsbegreppet men är icke desto mindre en väsentlig del i leveranssäkerheten. Svenska kraftnät utnyttjar två metoder för att bedöma effekttillräckligheten, dels en statisk metod, dels en dynamisk (probabilistisk) metod.

Den statiska metoden belyser endast den timme under året som bedöms ha störst efterfrågan på effekt, typiskt under vintern. I kombination med antaganden på effekttillgänglighet för de olika kraftslagen under just den timmen erhålls en nationell eleffektbalans som antingen kan indikera ett exportöverskott eller ett importbehov. Metoden säger inget om risken för effektbrist i sig utan ska ses som en indikator på marginalerna i den nationella effektbalansen och i vilken utsträckning vi kan komma att behöva förlita oss till import för att få den antagna balansen mellan utbud och efterfrågan att gå ihop. Vidare är metodansatsen konservativ med avseende på efterfrågefleksibilitetens möjliga bidrag att vid ansträngda

timmar ge ett signifikant bidrag till att minska effektbehovet. Figur 20 redovisar den av Svenska kraftnät bedömda nationella eleffektbalansen sedan vintern 2015/2016. Man kan tydligt se att effektbalansen under de senaste åren rört sig från ett tydligt elöverskott till ett underskott främst till följd av utfasning av större termiska kraftverk, framför allt kärnkraftsreaktorer. Utfallet för respektive år har dock i många fall blivit ett helt annat beroende på att efterfrågan blev högre/lägre än förväntat eller att tillgängligheten i de svenska kraftverken var bättre eller sämre än förväntat.

För innevarande vinter (2024/25) räknar Svenska kraftnät med ett underskott på drygt 1 GW under timmen med högst efterfrågan. Den svenska importkapaciteten uppgår till drygt 10 GW vilket innebär att marginalerna är goda men förutsätter att det finns tillgänglig produktionskapacitet i våra grannländer.



Figur 20: Den nationella eleffektbalansen så som den bedöms av Svenska kraftnät för nästkommande vinter (Källa: Svenska kraftnät, "Kraftbalansen på den svenska elmarknaden" (åren 2015-2024))

Den probabilistiska metoden belyser istället risken för effektbrist och lastbortkoppling. Metoden analyserar en serie väderår och tilldelar, för varje timme, varje kraftverk och varje elöverföring (inom landet och till/från utlandet) en tillgänglighet med en sannolikhet som baseras på årlig empiri. Sannolikheten för att en anläggning är tillgänglig vid en viss timme är alltså hög för anläggningar med genomgående hög tillgänglighet under året, och vice versa. Ur dessa beräkningar erhåller man mätetal som exempelvis LOLE ("Loss of Load Expectancy" det vill säga genomsnittlig förväntad effektbrist). Svenska kraftnät uppger att LOLE-värdet för kommande vinter uppgår till 1.85 timmar per år vilket är mer än den gällande

tillförlitlighetsnormen på maximalt en (1) timme per år.³⁰ Man uppger också att detta måttetal är högre än tidigare men att jämförelsen försvåras något av ett metodskifte.

I en utblick till och med 2027 redovisar Svenska kraftnät ett stigande värde på LOLE vilket därmed indikerar att pressen på den här delen av elsystemets leveranssäkerhet fortsätter att öka.³¹

Dock så beaktar ej heller den probabilistiska metoden flexibilitet på efterfrågesidan som rent teoretiskt borde kunna kvantifieras på ett liknande sätt, exempelvis förväntad tillgänglighet av olika användarflexibiliteter givet de förutsättningar som gäller för respektive beräkning, dvs tid på dygn, väderförhållande etc. Allteftersom andelen styrbar last ökar i systemet, exempelvis laddning av elfordon, styrbar elbaserad värmeproduktion, laddning/urladdning av batterier samt vätgasproduktion inklusive energilager, är det troligt att sådan flexibilitet kan få en stor och positiv inverkan på de indikatorer som beräknas med såväl den statiska som den probabilistiska metoden.

Ej levererad elenergi vid avbrott

Begreppet ENS, "Energy not served" definieras som den elenergimängd som bedöms skulle ha levererats till slutkunder om inga störningar eller avbrott hade inträffat. Detta är alltså en storhet vars värde baseras på skattningar och där metoden för skattningar kan skilja sig mellan olika rapportörer, och därmed länder, vilket är viktigt att ha i åtanke när jämförelser görs. I sammanhanget är det viktigt att påpeka att den absoluta majoriteten av de avbrott och störningar som fångas i ENS-begreppet har med elnäten att göra och föranleds vanligen av åsknedslag eller andra väder- eller miljörelaterade faktorer såsom omfattande stormar.³² Det har alltså inte med bristande systemstabilitet, som är i fokus för denna rapport, att göra.

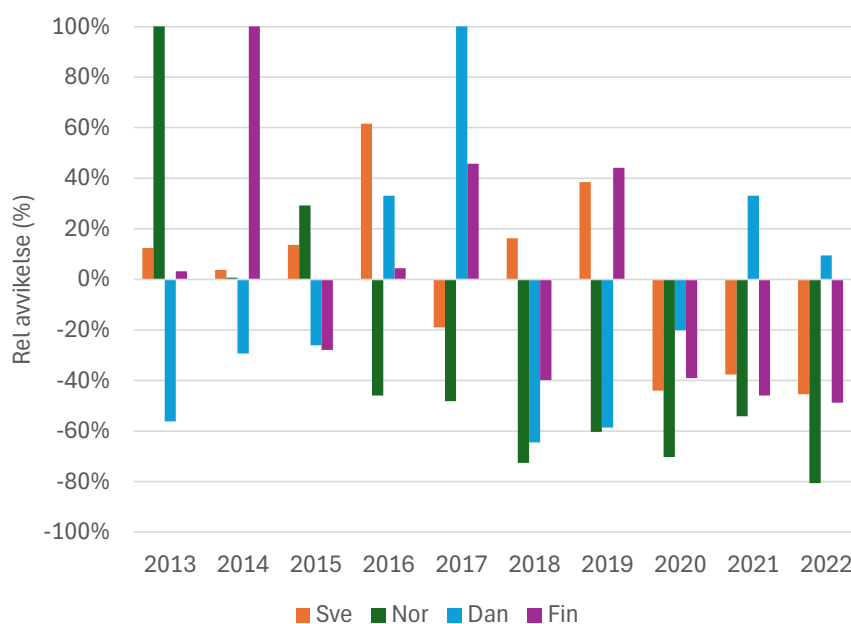
I Figur 21 redovisar vi den årliga procentuella avvikelsen för ENS från genomsnittet under perioden 2013-2022 för de fyra nordiska länderna. ENS beräknas på olika spänningsnivåer och här avses 100-420 kV-nivåerna för de rapporterade länderna. Notera att den relativa avvikelsen för ett land med låg genomsnittligt ENS kan bli mycket stor även vid ENS nivåer som i absoluta tal kan vara låg. I Sverige ligger snittet mellan 2013 och 2022 på ca 1200 MWh. För Danmark är motsvarande siffra drygt 30 MWh och för

³⁰ Svenska kraftnät (2024), "Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2024"

³¹ SvK, 2024, "En bedömning av resurstillräckligheten för svensk elförsörjning".

³² ENTSO-E (2022), "NORDIC AND BALTIC GRID DISTURBANCE STATISTICS For publishing | 18 October 2023 From: Regional Group Nordic", <https://www.fingrid.fi/en/grid/power-transmission/supply-security-of-electricity/reports/#nordic-and-baltic-report>

Norge drygt 2000 MWh. Således innebär den relativa avvikelsen för Danmark för år 2017, vilken är betydligt över 100%, en klart lägre ENS jämfört med Sverige och Norge. Att Danmark genomgående har ett lågt ENS förklaras av bland annat ett maskat elnät (relativt hög befolkningstäthet) och ett, i sammanhanget, relativt mildt klimat.³³ Syftet med figuren är dock inte att jämföra länder, inte minst eftersom förutsättningarna avseende främst elnätet ser så olika ut länderna emellan, utan att, för varje land, se om det finns en tydlig trend åt något håll under den senaste tioårsperioden. Och en sådan trend är svår att utläsa ur figuren. Man kan alltså inte på grundval av detta underlag dra slutsatser huruvida leveranssäkerheten (eller konsekvenser av bristande leveranssäkerhet) tydligt förbättrats eller försämrats. Möjligen skulle man kunna hävda att de tre senaste åren i figuren uppvisar ENS-värden som ligger lägre än genomsnittet under perioden för Sverige, Norge och Finland. Men om detta är frågan om en (tydlig) trend kan få vara osagt. Däremot kan man konstatera att de årliga variationerna bitvis är mycket stora och att det förklaras med att enstaka, men sällan förekommande, störningar kan få omfattande konsekvenser för ENS



Figur 21: Procentuell avvikelse i ENS ("Energy not served") från genomsnittet under perioden 2013 till 2022 för de nordiska länderna. Källa: ENTSO-E och Fingrid³⁴

³³ ENTSO-E (2016), "Nordic and Baltic grid disturbance statistics 2016"

³⁴ <https://www.fingrid.fi/en/grid/power-transmission/supply-security-of-electricity/reports/#nordic-and-baltic-reports>

SYSTEMSTABILITETEN SOM EN DEL I ELFÖRSÖRJNINGEN

Elförsörjningen kan för enkelhetens skull delas in i tre huvuddelar: produktion av el, överföring/distribution av el samt systemstabilitet och andra leveranssäkerhetsrelaterade funktioner. Systemstabiliteten som är i fokus för denna rapport är därmed en viktig kugge i ett betydligt större sammanhang där de olika delarna påverkar varandra.

Vi kunde i tidigare avsnitt konstatera att den årliga volymomsättningen av energi på stödtjänstmarknaderna uppgår till typiskt 2-3 TWh under de senaste åren. Detta utgör omkring 2% av den el som totalt omsätts på dagen-före-marknaden i Sverige. Det samlade volymkravet för de frekvensrelaterade stödtjänsterna samt FFR uppgår till knappt 3 GW vilket utgör drygt 5% av den totala installerade kapaciteten (ca 50 GW) eller drygt 10% av den av Svenska kraftnät skattade tillgängliga produktionskapacitet (ca 25 GW) under topplasttimmen innevarande vinter (2024/2025).³⁵ Notera dock att en mindre del av den förkvalificerade kapaciteten, som har upphandlats för att möta volymkravet, utgörs av efterfrågefleksibilitet och batterier, vilka inte betraktas som tillgänglig kapacitet vid topplasttimmen.

I Figur 22 redovisas beräknade kostnader för elförsörjningen fördelat på produktion av elenergi, överföring och distribution av el ("summa elnät") samt en delmängd av systemstabiliteten, nämligen den del som berör de frekvensrelaterade stödtjänsterna och FFR i termer av omsättning på respektive reservmarknad. Kostnaden för andra delar av systemstabiliteten som exempelvis spänningsreglering är sannolikt små i sammanhanget, se exempelvis Energiforsk (2021)³⁶. Kostnad/omsättning för elproduktion är skattad utifrån elefterfrågan gånger elpris³⁷ summerat över respektive år och elområde medan kostnad för elnät baseras på kostnader redovisade till Energimarknadsinspektionen³⁸. Kostnad/omsättning för stödtjänster baseras på beräkningar redovisade i avsnittet om "Behovet av stödtjänster –volym och kostnad", dvs volym gånger pris för respektive produkt summerat till en årlig totalsumma.

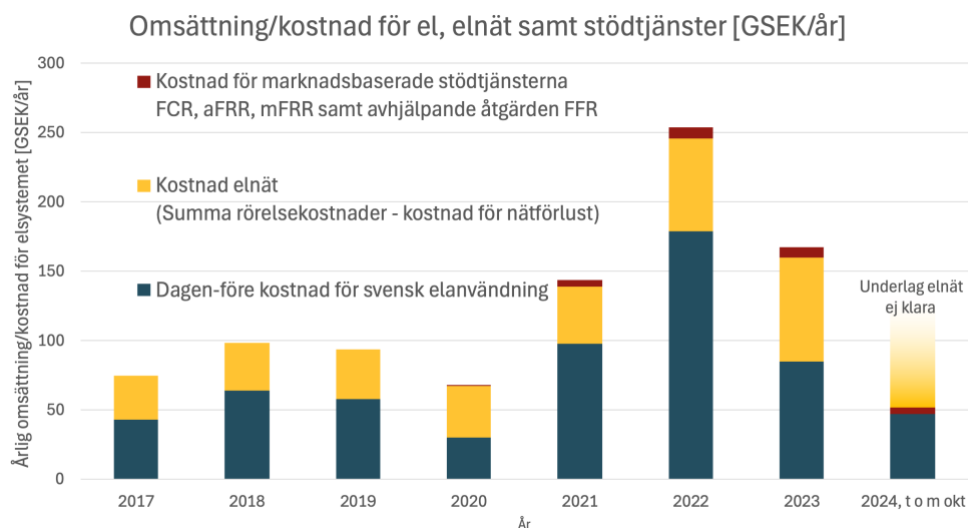
³⁵ Svenska Kraftnät 2024, "Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2024"; SvK, "Behov av reserver idag och i framtiden", <https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/behov-av-reserver-nu-och-i-framtiden/>

³⁶ Energiforsk (2021), "Att kvantifiera storleken på marknaden för icke frekvensrelaterade stödtjänster", rapport 2021:806

³⁷ Nordpoolgroup.com

³⁸ [Ekonomiska uppgifter - elnät - Energimarknadsinspektionen](#), Resultaträkning för lokalnät, regionnät och stamnät

Ur Figur 22 kan man utläsa att den årliga kostnaden för elförsörjningen år 2023 låg runt 150-200 miljarder SEK. Av detta står de frekvensrelaterade stödtjänsterna och FFR för en blygsam del. Den största delen står produktion av elenergi för särskilt under år då elpriset, och därmed kostnaderna (åtminstone på marginalen), är höga. Under andra år är kostnaden för elnäten och elproduktionen ungefär lika stora.



Figur 22: Årlig omsättning/kostnad för elförsörjningen uppdelat på produktion (dagen-före-marknaden), elnät och stödtjänster.

I en tidigare etapp av NEPP-projektet gjordes en motsvarande analys av den så kallade systemkostnaden som enligt den studiens definition inkluderar nät, produktion, systemtjänster och energilagring.³⁹ Där landade man på liknande summor som i Figur 22 (för 2020), omkring 80 miljarder och man gjorde också en bedömning av de framtida kostnaderna för olika omvärldsscenarier. I samtliga fall steg systemkostnaden liksom kostnaden för systemtjänsterna. I scenarierna med väldigt hög andel förnybar elproduktion var systemtjänsternas kostnadsandel särskilt hög men utgjorde fortfarande en mindre andel av de totala systemkostnaderna jämfört med produktion och nät.

Systemstabiliteten i ett energisystem under förändring

På ett mer långtgående plan går det spekulera kring elsystemets utveckling i stort där både behovet och utbudet av systemstabilitet i mångt och mycket kommer att bero på den framtida teknikmixen på både

³⁹ NEPP (2019), "Färdplan fossilfri el – analysunderlag - En analys av scenarier med en kraftigt ökad elanvändning"

produktions- som användarsidan. Det spelar helt klart roll vilken penetrationsgrad det framtida systemet kommer att få av efterfrågefleksibilitet (ex. vätgasproduktion som svarar på tillgången på el), vind- och solkraft samt hur mycket av samhället som kommer att elektrifieras. Viktigt att komma ihåg är dock att ett växande system också kommer att innehålla mycket mer tekniska lösningar av olika slag och att en stor expansion kan innebära att proportionen av den senaste tekniken ökar snabbt i förhållande till traditionell teknik. Detta kan vara en nödvändig facilitator för energiomställningen och pekar på att det är viktigt att regelverk anpassas allteftersom systemet förändras. Dessutom är det troligt att ett större system i sig kommer att vara mer robust än ett mindre i många av de situationer som ryms inom stabilitetsbegreppet, dvs flera av de dimensionerande felfall som beaktas väntas inte öka även om systemet i sig växer.

Det har till dags dato gjorts relativt få beräkningar av hur de totala kostnaderna för elsystemet ("elsystemkostnaden") kan utvecklas i framtiden och hur kostnaderna kan komma att fördela sig på de olika delarna produktion, nät och systemstabilitet/leveranssäkerhet. I föregående avsnitt nämnde vi analysen i NEPP (2019). Ett annat exempel är Qvist (2022)⁴⁰ som genomför beräkningar av de framtida kostnaderna för stödtjänster och produktionen av el givet olika omvärldsscenarioer avseende kraftproduktionens sammansättning. Där konstateras att såväl systemkostnader som kostnader för stödtjänster beror på det framtida elsystemet men att stödtjänsternas andel av de totala kostnaderna för elsystemet är förhållandevis små.

Att systemstabilitetsens andel av de totala kostnaderna för elförsörjningen bedöms vara små i nuläget och relativt små även framgent innebär inte att funktionen i sig är oviktig. Som vi har utrett i denna rapport förhåller det sig precis tvärtom: systemstabiliteten är helt avgörande för elsystemets leveransförmåga och leveranssäkerhet såväl idag som imorgon. Däremot är det rimligt att tro att systemstabiliteten i sig inte är avgörande för de olika vägvalen för den framtida elförsörjningen. Systemstabiliteten måste dock garanteras oavsett de vägval vi gör och kan också, beroende på vägvalen, komma att se helt eller delvis annorlunda ut än idag.

Som en följd av förändrade förutsättningar och krav på systemstabilitet är det också högst troligt att marknadslösningar för densamma, som exempelvis stödtjänsterna, förändras och utvecklas. Exempel på detta är mindre budstorlekar, nya krav på uthållighet och robusthet och handel

⁴⁰ Qvist S. (2022), "Kraftsamling elförsörjning Stödtjänster" och "Kraftsamling elförsörjning Scenarioanalys 240 TWh"

närmare drifttimmen samt att öppna upp marknaderna ytterligare för nya tekniker såsom förbrukningsflexibilitet och energilager.⁴¹

Till följd av att teknikutvecklingen snabbt går framåt och att förväntningarna på elektrifieringen ökar (bägge de studier som nämns ovan, det vill säga NEPP (2019) och Qvist (2022), studerade scenarier med väsentligt lägre framtida elefterfrågan än det som nu diskuteras som både möjligt och önskvärt givet en omställning av de svenska och europeiska energisystemen) plus att utmaningar förstärkts avseende ledtider för utbyggnation, finns det skäl att återigen närmare analysera kostnaderna för det framtida elsystemet och att då inkludera samtliga delar. Av speciellt intresse är att identifiera de omvärldsfaktorer som väger särskilt tungt, det vill säga har stor påverkan på kostnadsbilden, antingen som kostnadsdrivande eller kostnadssänkande.

⁴¹ Diczfalusy B. (2024), "Stödtjänster på elmarknaden – i dag och i framtiden"; Energiforskrappport

Appendix A

En enkel beräkning av kraftsystemets rotationsenergi

Beräkningen nedan är tänkt att ge en övre gräns för tillgänglig rotationsenergi i det svenska kraftsystemet i frekvensintervallet 50,0 till 49,0 Hz, som är en kritisk undre frekvensgräns för att med marginal undvika underfrekvensstyrd förbrukningsfrånkoppling. Den prognostiserade framtida produktions-/belastningsnivån är väsentligt högre, och kan påverka behovet av systemtröghet.

Antag en relativt hög produktionsnivå: 25 000 MW (all time high är ca 27 000 MW, den 5/2 2005)

Anta en genomsnittlig inertia-konstant, H : 7 s (egentligen ett för högt värde)

Den totala rotationsenergin beräknas då till: $7 \times 25\,000 = 175\,000$ MWs (som är ett högt värde)

Rotationsenergin är proportionell mot kvadraten på varvtalet, dvs $W_k = \frac{J \cdot \omega^2}{2}$

Nästa steg blir att uppskatta den frigjorda rotationsenergin när frekvensen sjunker från 50 till 49 Hz, vilket är en frekvensändring om 2 %, som då motsvarar en ändring av rotationsenergin med 4 %.

Den frigjorda energin motsvarar: $0,04 \times 175\,000 \text{ MWs} = 7\,000 \text{ MWs} = \mathbf{2 \text{ MWh}}$

Det handlar alltså om ca 2 MWh i tillgänglig rotationsenergi. Denna mängd är enkel att upprätthålla i superkondensatorer eller batterier. Antag att dessa 2 MWh ska injiceras i kraftsystemet inom en tidsrymd av 5 sekunder, för att hejda frekvensfallet omedelbart efter ett stort produktionsbortfall. Behovet av tillgänglig injiceringseffekt kan då enkelt beräknas.

Injiceringseffekt: $7\,000 \text{ MWs} / 5 \text{ s} = \mathbf{1400 \text{ MW}}$, vilket motsvarar en stor produktionsenhet

Slutsats: Energibehovet är måttligt, men effektkbehovet är ganska stort.

Kommentar: Det är nödvändigt, av redundans och tillgänglighetsskäl, att sprida ut enegiiinjiceringen på flera enheter och det är lämpligt att sprida ut den på många enheter. Det kan företrädesvis vara enheter som även används för andra uppgifter i kraftsystemet

