



SVENSKT NÄRINGSLIV



Kraftsamling elförsörjning

STÖDTJÄNSTER
MAJ 2022



Qvist Consulting Ltd

Innehåll

Introduktion	2
Studiens målsättning	2
Författare, modellerare och extern expertis	2
Finansiering	2
Sammanfattning	3
1 Stödtjänster	4
1.1 Introduktion	4
1.2 Förordningar och ansvar	4
2 Kraftsystem för analys av stödtjänstbehov	7
3 Stödtjänster för frekvenshållning	9
3.1 Introduktion	9
3.2 Stödtjänster och marknader	10
4 Rotationsenergi och transient frekvensstabilitet	13
4.1 Introduktion	13
4.2 Beräkning av rotationsenergibehov	14
4.3 Snabb frekvensreserv (FFR) och rotationsenergi	15
4.4 Fördelning mellan länder av rotationsenergi och FFR	17
4.5 Modellerad kravställning & kostnad för störningsstabilitet	19
4.6 Kostnad för H_{\min} i olika systemscenarier	20
4.7 Kostnad för FFR	21
4.8 Sammanlagda merkostnader för rotationsenergi & FFR	21
5 Frekvensreglering	23
6 Icke-frekvensrelaterade stödtjänster	27
7 Sammanfattade merkostnader för stödtjänster	30
Appendix – Beräkningar	31
A. Beräkning av ROCOF-krav på rotationsenergi	31
B. Beräkning av frekvensnadir-krav på rotationsenergi	31
C. Uttag av rotationsenergi under en transient	32
D. Storlek på avrop till FFR-marknaden	32

Introduktion

Studiens målsättning

Denna studie utgör en uppföljning inom delprojektet ”Långsiktig Scenarioanalys” inom Svenskt Näringslivs projekt ”Kraftsamling Elförsörjning”. Målet för uppföljningsstudien är att beskriva och kvantifiera (i termer av kapacitet och kostnader) de stödtjänster som kraftsystemet behöver men som inte utgjorde en del av de ursprungliga studierna. För en fullständig beskrivning av metoder, ingångsvärden och tidigare resultat hänvisar vi till:

- Resultatrapport 1 (200 TWh) för ”Långsiktig Scenarioanalys” (104 sidor, 9,8 MB)
- Resultatrapport 2 (240 TWh) för ”Långsiktig Scenarioanalys” (21 sidor, 1,2 MB)
- Underlagsrapport för ”Långsiktig Scenarioanalys” (160 sidor, 24,4 MB)

Målsättningen med denna uppföljningsstudie är att beskriva vilka stödtjänster som behövs i systemen som presenteras i Resultatrapport 2 (240 TWh) och merkostnaden för att tillgodose detta.

Att bedöma framtida behov av stödtjänster för olika typer av system är oerhört komplext och behäftat med mycket stora osäkerheter. Målsättningen med denna studie är att grovt försöka bestämma storleksordningen på de merkostnader som tillkommer för stödtjänster i teknikneutrala och helt förnybara system.

Denna studie togs i huvudsak fram under hösten 2021. Data och prognoser har således till stor del baserats på en helt annan elprinsnivå och omvärldssituation än den som varit gällande sedan årsskiftet 21/22.

Författare, modellerare och extern expertis

Denna rapport och dess underlag har framtagits av projektmedlemmarna i tabellen nedan.

Roll	Namn	Organisation
Uppdragsledare	Dr. Staffan Qvist	Qvist Consulting Limited
Extern expertis	Per Norberg	Per Norberg Kraftkonsult AB (F.d. Professor Chalmers Universitet & Teknisk chef/controller Vattenfalls Eldistribution.
Projektledare (beställare)	Lina Håkansdotter	Svenskt Näringsliv

Tack till Per Wikström (Energiföretagen), Maja Lundbäck (Försvarmakten), Rikard Nilsson (Uniper), Per Larsson (Vattenfall), Niklas Modig (Svenska Kraftnät) och Robert Eriksson (Svenska Kraftnät) för råd och synpunkter.

Finansiering

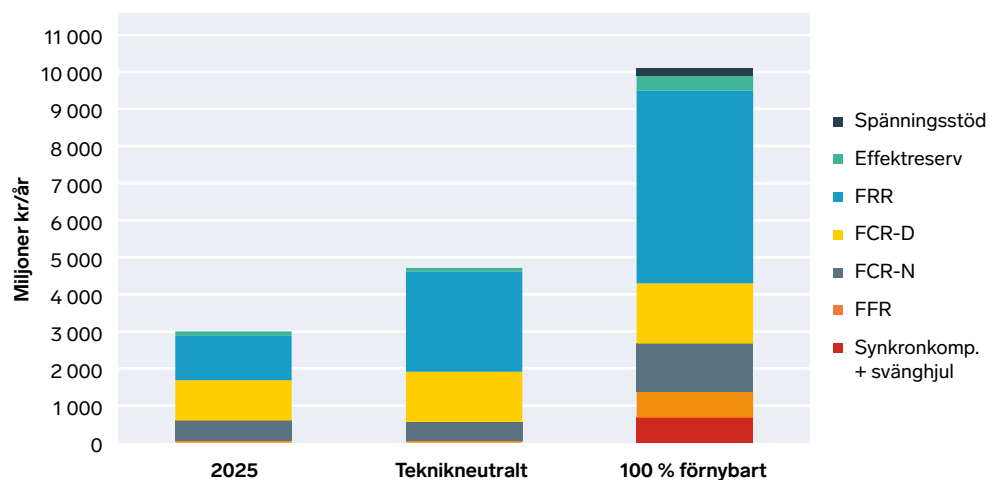
Detta arbete har finansierats av Svenskt Näringsliv.

Sammanfattning

För teknikneutrala system med en stor andel synkront ansluten och planerbar (icke-väderberoende) kraftproduktion tillgänglig i samtliga elområden så väntas stödtjänstkostnaden uppgå till ungefär 4–5 miljarder kr per år i ett system med 240 TWh/år konsumtion. För motsvarande helt förnybara system med mycket hög andel väderberoende produktion så uppgår motsvarande uppskattade kostnad till cirka 10 miljarder kr/år. Dessa siffror är behäftade med **mycket stora osäkerheter**, men ger åtminstone en fingervisning om storleksordningar.

Den totala skillnaden i merkostnader för stödtjänster, som inte var inräknat i de ursprungliga studierna i något fall, är cirka 5–6 miljarder kr/år mellan teknikneutrala och 100 % förnybara fall. Utslaget över 240 TWh/år slutgiltig elkonsument är detta ett kostnadspåslag på cirka 45 kr/MWh i förnybara system och 23 kr/MWh i teknikneutrala system, eller ungefär 5–8 % av totalkostnaden för systemen. Den totala systemkostnaden beräknades vara cirka 40–42 % högre i 100 % förnybara fall än i teknikneutrala fall i tidigare studier, kostnaden för stödtjänster ökar denna skillnad med ungefär 5 %, till ungefär 45–47 % högre total kostnad i helt förnybara fall. Skillnaden uppstår främst genom ökade behov för frekvensrelaterade stödtjänster på grund av prognosfel med högre andel väderberoende kraft, samt kostnader för kompenserande tjänster under perioder med mycket låg rotationsenergi. De sammanfattande kostnaderna jämförs med den av Svenska Kraftnät prognosticerade kostnaden för det faktiska systemet år 2025 (som syns i stapeln längst till vänster) i Figur 1.

Figur 1. Sammanfattande kostnadsjämförelse för stödtjänster, värdet för 2025 från analys av Svenska Kraftnät



1 Stödtjänster

1.1 Introduktion

Stödtjänster (alternativt systemtjänster) är ett samlingsbegrepp för funktioner som tillhandahålls för att stötta och stabilisera kraftsystemet. Dessa behövs för att balansera och säkerställa systemets frekvens-, spännings- och rotorvinkelstabilitet, vilket möjliggör att systemet kan uppfylla dess fundamentala roll – att driftsäkert överföra el från producenter till konsumenter. Frekvens och spänning måste hållas inom snäva gränser för att producenter, konsumenter och nätägare på ett effektivt och säkert sätt ska kunna dimensionera och använda sin utrustning.

Systemet måste också vara robust mot störningar såsom snabba förändringar i, och bortfall av, konsumtion och produktion, samt störningar och bortfall på ledningar. Störningar kan leda till att frekvens, spänning och ström förändras hastigt. Om systemet inte har tillgång till åtgärder (stödtjänster) för att hantera dessa situationer kan det i värsta fall leda till att systemet inte längre är stabilt utan bryter samman. Tillgången till stödtjänster är också avgörande för systemets dimensionering avseende största möjliga produktionsanläggning eller HVDC-förbindelse som kan tillåtas vara ansluten till systemet eller hur stor överföringsförmåga som kan tillåtas på stamnätets ledningar. Brist på stödtjänster kan med andra ord leda till att överföringsförmågan i stamnätet begränsas under sin tekniska maximala gräns (vilket är en realitet för det svenska systemet sedan 2017) eller att den största produktionsanläggningen/HVDC-länken inte kan tillåtas nyttja sin maximala installerade effekt. Även om denna typ av begränsningar kan vara nödvändiga för att upprätthålla driftsäkerheten så innebär de ett mindre effektivt nyttjande av produktionsapparaten och näten.

Under nästan 100 år, innan avregleringen 1996 så byggdes det svenska kraftsystemet upp koordinerat mellan produktion, stora konsumtionscenter och kraftnät för att försöka skapa ett optimerat, effektivt och samspelat system. De synkront anslutna produktionsanläggningarna som byggdes inom det reglerade svenska kraftsystemet (innan avregleringen på 1990-talet, vilket innefattar nästan all dagens produktionskapacitet förutom vindkraft) tillhandahåller fortfarande idag många av systemets stödtjänster. De är därför fortsatt centrala för elsystemets robusthet. Det svenska systemet dimensionerades historiskt med ett ”stabilitetsöverskott” med relativt stora marginaler. Sedan avregleringen finns ingen övergripande koordination mellan producenter, konsumenter och nät, och marginalerna har blivit allt mindre och systemet mer störningskänsligt och mindre robust.

1.2 Förordningar och ansvar

Historiskt, såväl i Sverige som internationellt, så var det samma företag som ägde näten och till dem ansluten produktion. Tekniska krav på produktionsanläggningarna var därför till en början en intern angelägenhet som anpassades efter lokala behov.

Historiskt hade Sverige i övrigt relativt få tekniska krav när det gäller elsystemet förutom vad gäller el-säkerhet. Sverige beslutade år 1946 att i framtiden fick endast Statens Vattenfallsverk bygga kraftledningar över 200 kV spänning. I beslutet ingick att man var skyldig att transitera kraft för andra företag. Villkoren kom att regleras i det så kallade *Stamnätsavtalet* som reglerade dels de ekonomiska villkoren men som även innehöll vissa tekniska krav på ansluten produktion vad gäller reaktiv produktions- och konsumtionsförmåga. Stamnätsavtalen gällde 25 år i taget och det sista tecknades 1981 (SNAB-81). Avtalet byggde på att man tecknade abonnemang för in-/utmatning vilket skulle ske 5 år i förväg.

Via samarbetsorganet Nordel, som grundades 1963 och utgjordes av nyckelpersoner bland de stora kraftföretagen i Norden, så insåg man att de kommande stora värmekraftblocken och speciellt då de största kärnkraftsblocken skulle innebära sådana påfrestningar på systemet att man borde enas om vissa grundkrav. Detta resulterade i Nordels *Drifttekniska krav på värmekraft* vars första utgåva kom 1975 (Nordel-75). Dessförinnan hade Vattenfall 1969 publicerat *Tekniska egenskaper hos värmekraftstationer av särskild betydelse för kraftsystemets drift*. Kraven i Nordel-75 styrde därefter konstruktionen av kärnkraftverken i relation till kraftsystemet. Majoriteten av den svenska vattenkraften och kärnkraften var redan konstruerad innan dessa formella krav definierades, men kraven skapades utifrån tidigare mer informella normer för vattenkraft som genom Nordel-75 standardiserades. Olika krav ställdes på olika typer av produktion. Till exempel hade kärnkraften inte ett formellt krav på sig att kunna dödnätsstarta, men detta löstes ändå via gasturbinanläggningar i omedelbar närhet. Inom Nordels planeringsutskott togs systemdrifttillstånden fram samt vilka fel som skulle vara dimensionerande för normaldrift ned till ett nätsammanbrott och hur de förmågor som kravställdes i anslutningsavtalen skulle användas och när de skulle användas. Man införde även mål för leveranssäkerhet för energi och effekt för att skapa incitament för en minsta mängd kapacitet av nät och produktion som måste finnas för självförsörjningsgraden. Inom Nordel fanns även ett planeringsutskott som reglerade den långsiktiga utvecklingen av nätet och även nytillkommen produktion.

I och med avreglering av kraftmarknaden och bildandet av Affärsverket Svenska Kraftnät (SvK) och den nya ellagen (Ellag 1997:857) så utsågs SvK i förordning (aktuell beteckning 1994:1806) att vara ”systemansvarig myndighet” enligt 8 kap. 1 § ellagen. Att vara systemansvarig innebär att man skall se till att hålla balansen mellan produktion och konsumtion och hantera avräkningssystemet. En annan viktig uppgift är att se till att överföringssystemets tekniska förmåga bibehålls vid ny- eller ombyggnad. Något som är viktigt att förstå i sammanhanget är att uppdraget till SvK fram till 2021 var formulerat så det *enbart* innefattade att upprätthålla effektbalansen i *driftskedet*.¹ Sedan 2021 står det numera att SvK har ansvar att upprätthålla effektbalansen både på kort och lång sikt.

¹ I SvK:s regleringsbrev står även: *Affärsverket svenska kraftnät ska verka för att relevanta samhällsekonomiskt motiverade åtgärder vidtas för att säkerställa att Sverige har en god effektillgång och att risken för effektbrist kan minskas på både kort och lång sikt.*

SvKs balansansvar har genom avtal delegerats till ett antal balansansvariga företag som mot ersättning tagit på sig ansvaret. Balansansvariga företag kan idag vara elproducenter eller elhandlare, och under Q1 2023 kommer SvK införa en ny leverantörsroll specifikt för tillhandahållande av reserver och balanstjänster. Under drifttimmen gör SvK den sista justeringen av de obalanser som kvarstår genom att reglera upp eller ned elproduktion eller förbrukning i systemet. Stödtjänsterna som finns idag är främst på plats för att hantera dessa obalanser och för att stabilisera systemet under störningar samt att återställa systemet till utgångsläget efter det stabiliserats.

2 Kraftsystem för analys av stödtjänstbehov

Totalt har ungefär 60 olika kraftsystemsupplägg tagits fram inom tidigare rapporter inom delprojektet ”Långsiktig Scenarioanalys”, varav 11 system analyserades för en högre konsumtionsnivå om 240 TWh/år. I denna studie använder vi bara två olika systemupplägg, som motsvarar ”genomsnittssystemen” för teknikneutrala och helt förnybara systemupplägg för 240 TWh/år – produktionskapaciteten per kraftslag (i MW) för dessa system ges i Tabell 1.

Tabell 1. Representativa ”genomsnittssystem” för analys av stödtjänstbehov (kapacitet i MW)

Område	Parameter	Teknikneutral	100 % förnybar
SE1	Vattenkraft	4 581	4 881
	Kärnkraft	3 775	0
	Vindkraft	6 658	8 695
	Solkraft	0	3 070
	Biokraft, inkl. kraftvärme	410	2 085
	Lager	0	0
SE2	Vattenkraft	6 751	7 069
	Kärnkraft	0	0
	Vindkraft	12 683	16 185
	Solkraft	0	0
	Biokraft, inkl. kraftvärme	100	200
	Lager	0	0
SE3	Vattenkraft	1 927	2 144
	Kärnkraft	8 781	0
	Vindkraft	3 528	8 705
	Solkraft	0	8 996
	Biokraft, inkl. kraftvärme	1 152	7 189
	Lager	0	0
SE4	Vattenkraft	246	246
	Kärnkraft	2 263	0
	Vindkraft	2 701	7 455
	Solkraft	765	12 117
	Biokraft, inkl. kraftvärme	608	2 266
	Lager	0	354
Sverige	Vattenkraft	13 505	14 340
	Kärnkraft	14 819	0
	Vindkraft	25 569	41 040
	Solkraft	765	24 183
	Biokraft, inkl. kraftvärme	2 270	11 740
	Lager	0	354

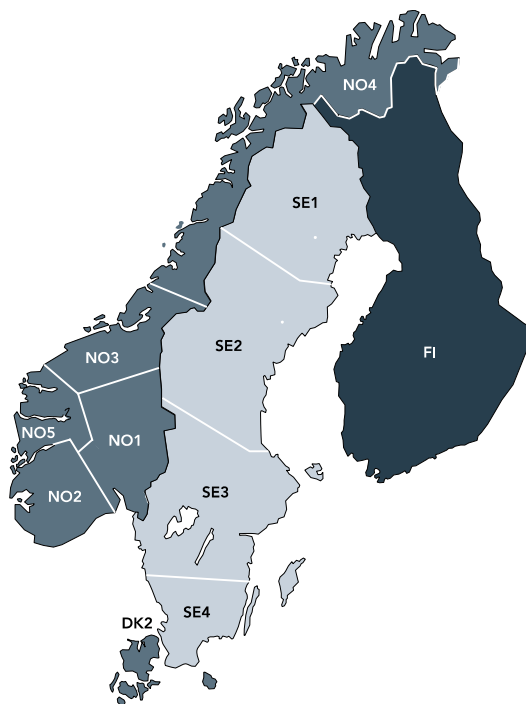
Eftersom kapaciteterna i Tabell 1 utgör genomsnittsvärden över ett flertal olika system så utgör de i sig inte kapaciteten i något system som är optimerat för en konsumtion om 240 TWh/år. Genomsnittsvärden för kapacitet har använts för att uppskatta genomsnittsvärden för behov av stödtjänster över alla system, som ett alternativ till att i detalj beräkna stödtjänstbehoven för samtliga enskilda system och sedan ta ett genomsnitt över all de beräkningarna.

3 Stödtjänster för frekvenshållning

3.1 Introduktion

Frekvensen, som är rotationshastigheten² hos kraftsystemets roterande delar, är nominellt 50 Hz (svängningar per sekund) i det nordiska synkrona systemet. För att bibehålla frekvensen på en stabil nivå krävs en exakt balans mellan produktion och konsumtion. Det existerar i större system i stort sett alltid en viss obalans, vilket därför ständigt måste kompenseras med reglering för att hålla spänningen inom ett förutbestämt spann. Målsättningen för ”normal drift” för nordiska förhållanden är att spänningen ska hållas inom spannet 49,9–50,1 Hz, alltså $\pm 0,1$ Hz från dess nominella värde. Frekvensen är ett globalt värde som är gemensamt för hela det synkrona systemet i alla punkter oavsett spänningsnivå. Det nordiska synkrona systemet, området med en gemensam frekvens, innefattar Norge, Sverige, Finland och östra Danmark (elområde DK2), och visas i Figur 2.

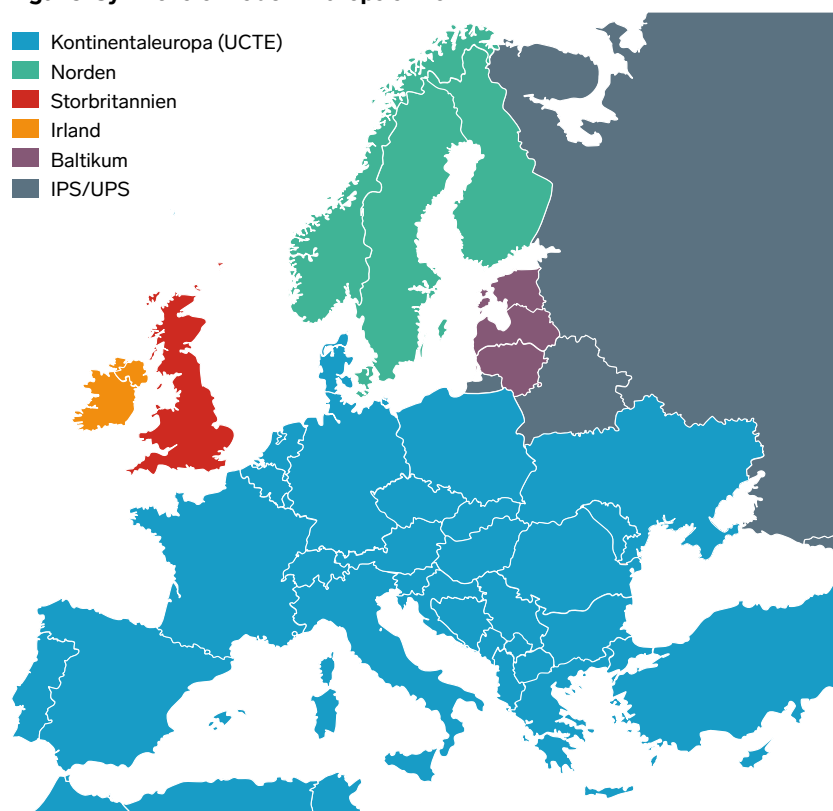
Figur 2. Det nordiska synkrona kraftsystemet



² Frekvensen motsvarar hur ofta spänningen går från sin högsta till sin lägsta och tillbaka till sin högsta punkt. I Norden (och hela Europa) är nätfrekvensen ~ 50 Hz, vilket betyder att elektronerna i kraftledningarna går fram och tillbaka 50 gånger på en sekund, eller att spänningen går från 325V ner till $-325V$ och tillbaka till 325V 50 gånger på en sekund i ditt eluttag. Det så kallade effektiva medelvärdet är $325V/\sqrt{2} = 230$ V.

Synkrona områden sammanfaller inte nödvändigtvis med landsgränser eller huvudsaklig handelsplattform, det av Nordpool dominerade området innehåller till exempel idag delar av tre olika synkrona områden. Figur 3 visar de synkrona områden som finns år 2022 i Europa. Island, som inte visas, är ett isolerat eget synkront system, medan Baltikum (som visas i separat lila färg) idag är synkroniserat med IPS/UPS (Integrated/Unified Power System) som domineras av Ryssland. Både de baltiska staterna och Ukraina har haft som målsättning att synkronisera med det stora kontinentaleuropeiska systemet istället för IPS/UPS innan 2026.

Figur 3. Synkrona områden i Europa år 2022



Uppdatering mars 2022: Ukraina och Moldavien avsynkroniserade från det ryska systemet den 24:e Februari 2022 och var sedan i ödrift fram till den 16:e Mars 2022, då båda system framgångsrikt synkroniserade med det kontinentaleuropeiska systemet i blått i figuren ovan.

3.2 Stödtjänster och marknader

En mängd olika stödtjänster och marknader existerar för att hålla frekvensen inom rätt spann, och för att återställa frekvensen till rätt värde efter störningar. De olika tjänsterna har olika snabb svarstid och uthållighet, där de snabbare aktiverade resurserna är mindre uthålliga och ersätts för effekt (kr/MW) och de långsammare mer uthålliga återställande resurserna ersätts för energi (kr/MWh). För svenska förhållanden i dagsläget är dessa tjänster presenterade i Tabell 2.

Tabell 2. Stödtjänster för frekvenshållning och återställning

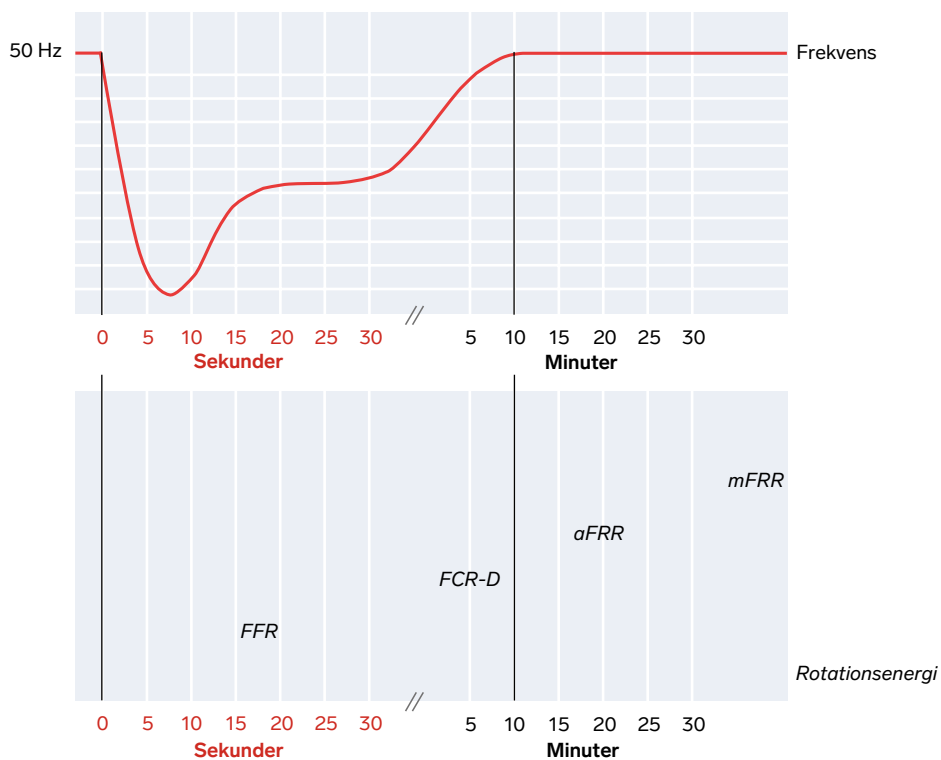
Systemtjänst	Signal	Kompensation	Aktiveringstid	Funktion	Volym (Sverige)
Rot. energi	Ingen	Ingen	Ingen	Tillför tröghet	50–120 GWs
FFR	Rotationsenergi & felfall	kr/MW	0,7–1,3 s	Stöd vid låg rotationsenergi	100 MW
FCR-N	Frekvens	kr/MW	1–3 min	Stabilisera frekvens i normal drift	240 MW
FCR-D	Frekvens	kr/MW	5–30 sek	Stabilisera frekvens vid störning	± 570 MW
aFRR	Frekvens idag, snart Area Control Error	kr/MWh + kr/MW	2 min	Återställning av frekvens	140 MW
mFRR	Från kontrollrum	kr/MWh + kr/MW	15 min	Ersätter aFRR så att den är tillgänglig på nytt	Fria bud, inget krav

I denna rapport behandlas rotationsenergi och FFR i kapitel 4 och resterande tjänster i kapitel 5. Under och efter en störnings så aktiveras de frekvensstödande aktiveras enligt följande ordning:

1. Innan störning: Frekvensen varierar kontinuerligt på grund av små obalanser vilka balanseras upp av FCR-N resurser
2. En större störning sker, till exempel bortfall av en importkabel eller produktionsanläggning
3. Frekvensen börjar falla, och rotationsenergin (svängmassan) i systemet hjälper till att sakta ner hur fort frekvensen faller (mer om detta i kapitel 4)
4. Om rotationsenergin var låg vid störningstillfället så finns FFR resurser tillgängliga som då avropas. Full aktivering ska ske på mellan 0,7 och 1,3 sekunder och ska ha en uthållighet på mellan 5 och 30 sekunder. FFR bromsar det transienta frekvensfallet ytterligare (mer om detta i kapitel 4).
5. FCR-D aktiveras automatiskt när frekvensen understiger 49,90 Hz och används för att stoppa frekvensfallet och stabilisera frekvensen. FCR-D-resursen ska vara helt aktiverad inom 30 sekunder.
6. aFRR aktiveras full ut inom max 2 minuter och används för att återställa den nu stabiliserade frekvensen upp till 50 Hz.
7. mFRR tar successivt över återställandet av frekvens och avlastar aFRR vilket gör att den resursen återigen blir tillgänglig.

Denna sekvens av aktivering av stödtjänster efter störning visas schematiskt i Figur 4.

Figur 4. Stödtjänster för frekvens efter en störning



Det kan uppstå situationer när det inte finns tillräckligt med volym i FRR-marknaden för att till exempel återställa aFRR. För att hantera detta finns en störningsreserv som främst består av gasturbiner, men även vattenkraft och förbrukningsreduktion. Den installerade effekten i reserven i Sverige är cirka 1 450 MW, varav 900 MW i SE3 och 550 MW i SE4. Ytterligare 300 MW delas mellan SE4 och DK2.

4 Rotationsenergi och transient frekvensstabilitet

4.1 Introduktion

Produktionsenheter kan antingen vara synkront eller asynkront kopplade till kraftsystemet. Turbiner och generatorer hos synkront kopplade produktionsenheter roterar alla med samma hastighet inom ett system, vilket motsvarar systemets frekvens. Även vissa konsumtionsenheter kan vara synkront kopplade till systemet, men denna lösning är numer relativt ovanlig och ses främst hos mycket stora roterande motorer inom tung industri samt omformarstationer till järnvägen. Alla resurser som är synkront kopplade, oavsett på vilken spänningsnivå de är anslutna, oberoende om de är producenter eller konsumenter, och oavsett var geografiskt de är placerade, bidrar med upplagrad energi till kraftsystemet genom sina roterande mekaniska massor. Denna upplagrade rotationsenergi kallas även vanligen för svängmassa eller inertia. Rotationsenergin ger systemet en ”tröghetsbuffert” mot förändringar som gör det störningståligt och lättare att kontrollera i ett transient perspektiv. Begränsningen i uthållighet ligger i att den upplagrade rotationsenergin är liten i förhållande till de energimängder som hanteras i kraftsystemet. Faller till exempel en stor produktionsanläggning bort så bildas en momentan obalans. Per definition så är fortfarande den elektriska produktionen lika med konsumtionen (inmatad effekt är lika uttagen effekt) trots bortfallet. Den förlorade produktionen kompenseras av att rotationen hos samtliga synkrona enheter som är kopplade till systemet saktas av (frekvensen minskar), och den dränerade energin från denna avstanning avges till nätet i form av elektrisk produktion. Ju större rotationsenergi (eller ”tröghet”) ett system har, desto långsammare blir frekvensändringen. Trögheten skapar därför ett tidsutrymme för systemets effekttreglering att agera och, i det här exemplet, återigen öka den tillförda energin genom tillförd ny elproduktion eller bortkoppling av konsumtion.

Rotationsenergi mäts vanligen i enheten GWs, och en enhets förmåga att tillföra systemet rotationsenergi mäts med en tröghetskonstant (H) i enheten sekunder. Tröghetskonstanten definieras som enhetens rotationsenergi (GWs) delat på dess produktionskapacitet (GW). Ett aggregat med 0,5 GW nominell effekt som bidrar med 3 GWs av rotationsenergi har därför en tröghetskonstant på $3/0,5 = 6$ sekunder. Enbart synkront anslutna produktionsenheter kan ge något bidrag till rotationsenergin. Vindkraftsturbiner har en inneboende rotationsenergi men är inte synkront kopplad mot nät, medan solkraft helt saknar roterande delar och upplagrad energi. Varken vind eller solkraft ger därför något naturligt bidrag till systemets rotationsenergi och tröghet. Ungefärliga tröghetskonstanter per kraftslag och område i det nordiska synkrona området ges i Tabell 3.

Tabell 3. Tröghetskonstanter för produktion i det nordiska synkrona systemet per kraftslag³

Produktionsslag	Område			
	Sverige	Norge	Finland	DK2
Vattenkraft	4,5	2,9	2,8	–
Kärnkraft	6–9 ¹	–	6,6	–
Termisk	2,9	2,5	4,4	4,5

¹ Värdet på tröghetskonstanten för samtliga kraftslag beror på vilka aggregat som är i drift, då tröghetskonstanterna skiljer sig mellan dem. Skillnaden är däremot störst för svensk kärnkraft som består av ett fåtal aggregat och där de största enheterna (t.ex. Oskarshamn-3) har mycket höga tröghetskonstanter.

Skillnaden mellan Sverige och Norge när det gäller vattenkraften beror på att i Norge har man höga fallhöjder och relativt lite vattenflöde per turbin vilket passar Pelton-turbinen. Och eftersom varje turbin hanterar mindre vatten per MW så blir turbinen mindre och bidrar därmed även med mindre svängmassa.

4.2 Beräkning av rotationsenergibehov

Kraftsystemet ska klara av att hålla frekvensen inom $\pm 0,1$ Hz under normal drift, och övergår till driftläget ”skärpt drift” om frekvensen går utanför detta spann under en längre period. Går frekvensen utanför spannet $\pm 0,5$ Hz (alltså utanför 49,5–50,5 Hz) så kan systemet övergå i ”nöddriftsläge” och kan genomgå avbrott i mindre delar av systemet. Då frekvensen underskrider 49,5 Hz sker bortkoppling av viss last, både för att hjälpa systemet och för att skydda utrustning hos konsumenter. Blir situationen ännu mer allvarig övergår den i värsta fall till ”nätsammanbrott”, då stora delar av förbrukningen står utan el.

Målsättningen är att systemet ska klara av ett bortfall av den största enskilda komponenten (både på produktions-/importsidan och konsumtions-/exportsidan) genom att hålla sig inom riktvärden för total frekvensavvikelse (för fallande frekvens kallas detta ”frekvensnadir”) och för hastigheten med vilken frekvens förändras (ROCOF⁴). Riktvärden för dessa samt nuvarande dimensionerande felfall i båda riktningar ges i Tabell 4.

Tabell 4. Riktvärden och felfall

Mätvärde	Värde
Frekvensnadir vid produktions/importbortfall	49,5 Hz
Maxfrekvens vid konsumtions/exportbortfall	50,5 Hz
ROCOF	0,5 Hz/s
Dimensionerande fel bortfall produktion eller import	–1 450 MW
Dimensionerande fel bortfall konsumtion eller export	+ 1 400 MW

³ M. Persson and P. Chen, ”Kinetic Energy Estimation in the Nordic System,” 2018 Power Systems Computation Conference (PSCC), 2018, pp. 1–5

⁴ RoCoF = Rate of Change of Frequency

Från värdena i Tabell 4 är det möjligt att beräkna grova ”*minimikrav*” för rotationsenergin i systemet utan tillgång till övriga stödtjänster såsom Fast Frequency Response. Just nu är inga sådana krav definierade från systemoperatörerna i Norden⁵. Beräkningarna redovisas i Appendix i slutet av denna rapport, resultaten ges i Tabell 5.

Tabell 5. Modellerade krav på rotationsenergi i det nordiska synkrona kraftsystemet

Mätvärde	Rotationsenergikrav utan FFR
ROCOF	72 GWs
Frekvensnadir	159 GWs
Maxfrekvens	154 GWs

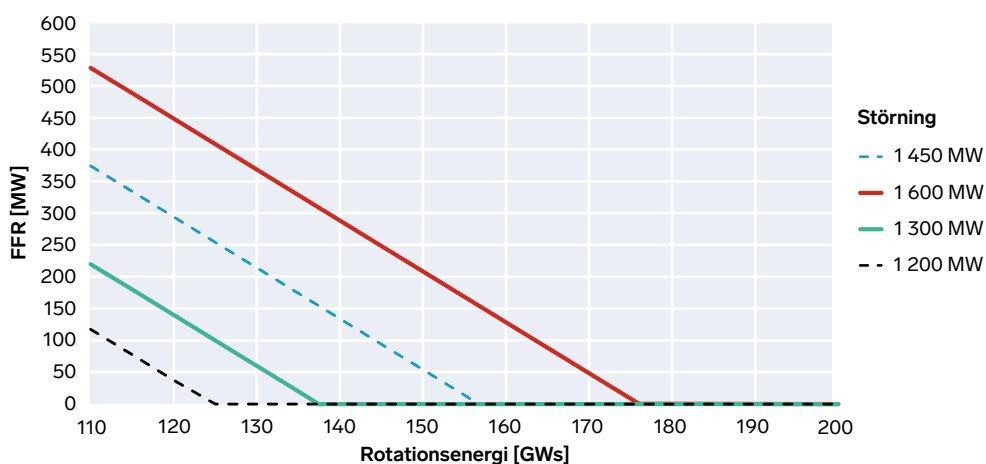
Frekvensnadir-utmaningen är dimensionerande för rotationsenergiebehovet, då dess kravvärde är högre än 1 Hz/s-ROCOF-kravet även vid ett tillåtet frekvensnadir under 49 Hz. Systemtjänsten som synkron rotationsenergi tillför kan, åtminstone delvis, tillhandahållas av andra resurser. För att säkerställa att störningsstabilitet säkerställs även i framtiden har de nordiska kraftnätsoperatörerna infört nya nationella marknader för snabba stödtjänster kallad snabb frekvensreserv (FFR – Fast Frequency Reserve). Dessa nationella marknader ska i ett senare skede slås samman till en gemensam marknad. Stödtjänsten kan därför numera levereras antingen enbart av rotationsenergi (då den är hög nog för att klara dimensionerande felfall) eller av en kombination av FFR och rotationsenergi (då rotationsenergin inte är stor nog allena).

4.3 Snabb frekvensreserv (FFR) och rotationsenergi

Syftet med FFR är att skapa förutsättningar för att hantera de inledningsvis snabba och djupa frekvensförändringar som kan uppstå vid fel i det nordiska kraftsystemet vid en låg nivå av rotationsenergi i systemet. Resurserna i FFR kan bestå av mycket snabbt svarande produktion från till exempel vattenkraft eller batterier, eller bortkoppling av konsumtion. Även vindkraften kan bidra om man drar ner på produktionen. För att delta på FFR-marknaden måste resursen vara fullt aktiverad på mellan 0,7 och 1,3 sekunder. Nuvarande behov av FFR på den nordiska marknaden är direkt relaterat med momentant tillgänglig rotationsenergi och det dimensionerande felfallet vid det tillfället. Dimensioneringen av FFR baseras på analyser för att vid ett fel inte understiga lägsta frekvens om 49,0 Hz. I linje med resultaten i Tabell 5 så köps ingen FFR-kapacitet upp i Norden då rotationsenergin överstiger 155 GWs (eftersom nuvarande maximala felfall är 1 450 MW).⁵ Relationen mellan behovet av FFR, rotationsenergi och felfall visas i Figur 5, där linjerna för 1 200 MW och 1 450 MW baseras på data från SvK.

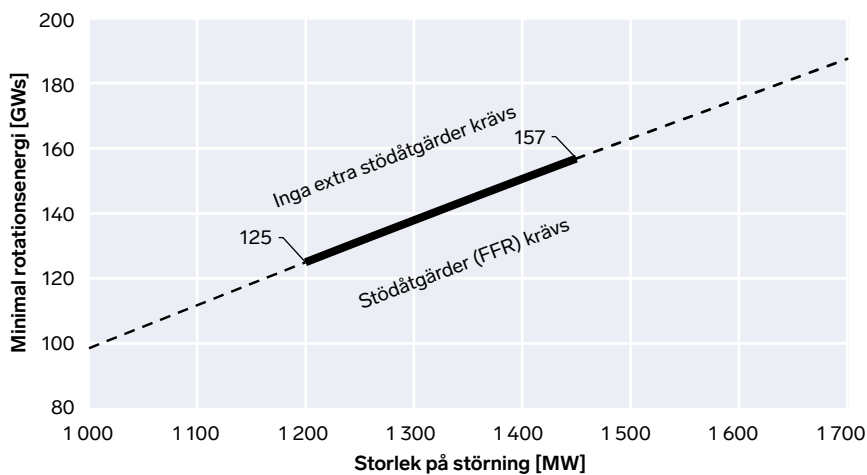
⁵ ENTSO-E Nordic Analysis Group (NAG), "Requirement for minimum inertia in the Nordic power system", 2021.

Figur 5. Relation mellan FFR behov (MW) och rotationsenergi (GWs)



Denna information har i Figur 6 omstrukturerats för att visa på minikravet av rotationsenergi för att helt undvika att handla upp FFR-resurser i dagens system, vilket överensstämmer väl med indikativa motsvarande resultat i Tabell 5.

Figur 6. Indikativ relation mellan rotationsenergi och storlek på störning



Det är viktigt att notera är att samtliga av dessa resultat relaterar till hela det nordiska synkrona systemet, och är alltså inte nationella krav för Sverige. Kraven på upphandling av FFR fördelas enligt en förutbestämd nyckel mellan länder och gäller över ett år. Enligt nuvarande behov och fördelningen är kraven i Sverige cirka 100 MW.

4.4 Fördelning mellan länder av rotationsenergi och FFR

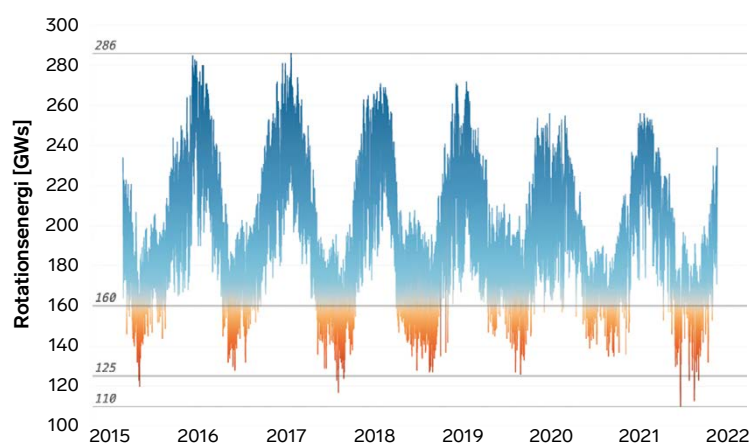
Nationella mätdata för rotationsenergi har publicerats av Energinet (Danmark) sedan oktober 2019. Bidraget till rotationsenergin har sedan dess fördelats enligt Tabell 6. Sverige bidrar med den med råge största andelen, motsvarande knappt hälften av hela områdets rotationsenergi över perioden.

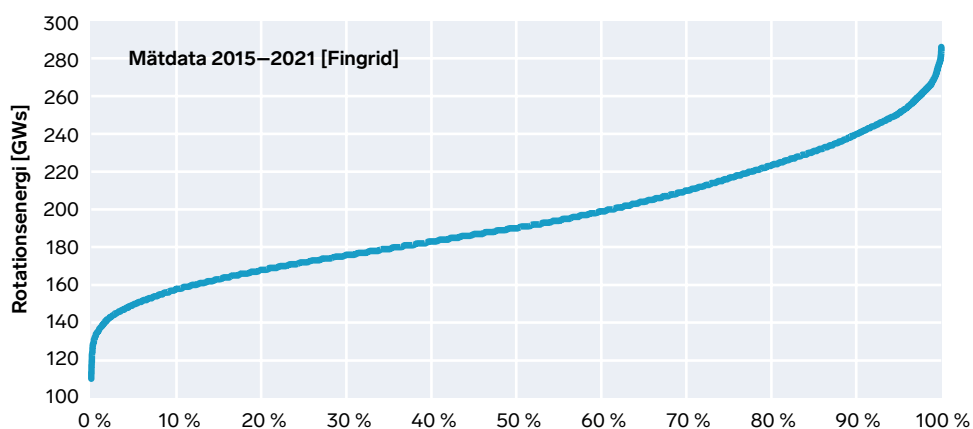
Tabell 6. Bidrag till rotationsenergi (Okt 2019 – Nov 2021)

Mätvärde	Område				
	Norden	Sverige	Norge	Finland	DK2
Genomsnitt (GWs)	192,1	88,8	58,6	36,2	8,5
Genomsnitt (%)	100 %	46,2 %	30,3 %	18,9 %	4,5 %
Maximum (GWs)	256,0	121,6	93,6	48,0	12,7
Maximum (%)	100 %	56,9 %	39,7 %	25,7 %	7,4 %
Minimum (GWs)	110,4	48,4	21,3	22,2	3,5
Minimum (%)	100 %	34,3 %	18,8 %	14,3 %	1,9 %

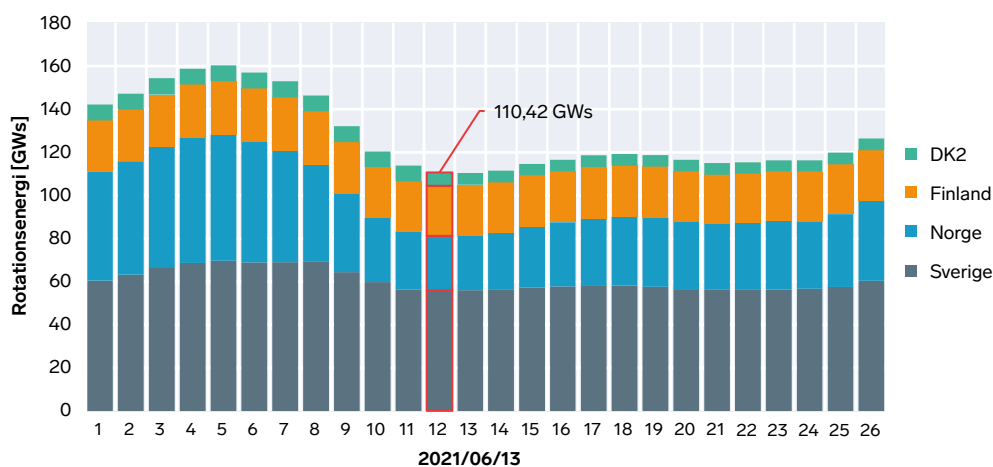
Estimerade systemdata för rotationsenergi finns tillgänglig sedan 2015 från Fingrid, se Figur 7, och visar tydligt att utmaningen kring rotationsenergi för närvarande är ett sommarproblem, samt att utvecklingen går mot en lägre genomsnittlig nivå samt djupare dalar. Figur 8 visar samma data som i Figur 7 fast som varaktighetskurva. Dagens system är i behov av visst extra stöd ungefär 10 % av tiden för ett dimensionerande fel på 1 400–1 450 MW. Den faktiska andelen av tid med behov (alltså i praktiken med en marknad för avrop av FFR) är betydligt mindre än detta då det dimensionerande felet under långa perioder ligger på en lägre nivå.

Figur 7. Rotationsenergi i det nordiska synkrona systemet, 2015 till november 2021



Figur 8. Varaktighetskurva för uppmätt rotationsenergi 2015–2021

Den lägsta rotationsenergin som estimerats i tillgängliga data från det moderna nordiska systemet registrerades mitt på dagen den 13:e Juni 2021 och uppgick till 110,42 GWs, varav Sveriges bidrag var 56 GWs (cirka 51 %). De huvudsakliga bidragande faktorerna var en mycket låg konsumtion och en relativt hög produktion i vindkraften, vilket gav en rekordlåg produktion från synkron produktion.

Figur 9. Fördelning av rotationsenergi vid dess lägsta estimerade värde (2021-06-13)

Det är en utmaning att definiera nationella krav eller mål för rotationsenergi eftersom det är ett internationellt system där lokala krav fundamentalt påverkas både av rotationsenergi i andra länder och av dimensionerande felfall utanför det egna landet. De nationella nätoperatörerna fördelar årligen ansvaret för FFR baserat på långsammare frekvensregleringsprodukter (FCR-N och FCR-D) med en korrigeringsfaktor som ska ta hänsyn till landets bidrag till rotationsenergin samt storleken på det största felfallet i landet. De fördelningsnycklar som hittills offentliggjorts för FFR återges i Tabell 7.

Tabell 7. FFR fördelningsnycklar (2020–2021)

År	Område			
	Sverige	Norge	Finland	DK2
2020	24 %	42 %	20 %	14 %
2021	35 %	39 %	18 %	8 %

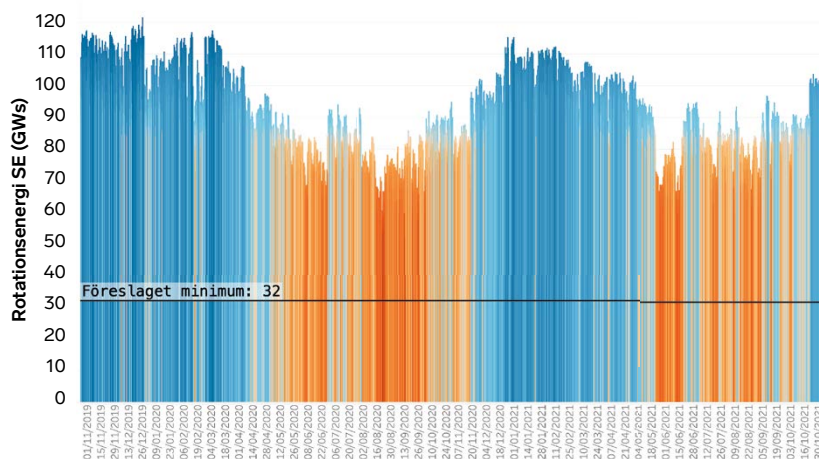
4.5 Modellerad kravställning & kostnad för störningsstabilitet

Den principiella strukturen för en nationell kravställning vad gäller rotationsenergi, eller ersättning för avsaknad av rotationsenergi, föreslås beskrivas av modellen:

$$\text{Tillägsresurs} \geq (H_{\min} [\text{GWs}] - H_{\text{prod,min}} [\text{GWs}]) + \int_0^{8760} \text{FFR}_{\min} [\text{MW}] \quad (1)$$

H_{\min} är den rotationsenergi som måste finnas tillgänglig oavsett hur mycket FFR-resurser som påkallas (då FFR fortfarande är fördröjd i tid och därmed inte är en ekvivalent systemtjänst). Ett förslag på en definition på H_{\min} för hela systemet är ~80 GWs⁶ med en fördelningsnyckel av 40 % av denna kapacitet i Sverige, vilket ger ett värde för Sverige på 32 GWs. Figur 10 jämför denna nivå med den uppmätta rotationsenergin i det svenska systemet från oktober 2019 till november 2021.

Figur 10. Uppmätt rotationsenergi i Sverige, okt. 2019-nov. 2021, och föreslaget minimikrav



$H_{\text{prod,min}}$ är det minsta förväntade rotationsenergibidraget från den samlade produktionskapaciteten i det svenska systemet. Krav på minimiflöden i de svenska vattenkraftsystemen ger en rimlig minimiproduktion på cirka 1 GW, och en medföljande minimal rotationsenergi i Sverige på cirka 4,5–5,5 GWs. Ett system som stundvis domineras av vind och/eller solkraft skulle därför behöva investera i resurser som

⁶ Irländska Eirgrid har redan idag motsvarande minimikrav på plats för att alltid ha minst 23 GWs tillgänglig i synkron rotationsenergi [12], baserat på ROCOF-analys.

möjliggör ~28 GWs av kapacitet för att alltid klara av H_{\min} -kravet. Ett annat alternativ som är tekniskt möjligt, men inte ekonomiskt försvarbart, vore att istället reglera upp vattenkraft till cirka 5 GW produktion för att uppnå 28 GWs i Sverige.

Antagandet i denna kostnadsmodell är att *resterande* behov utöver H_{\min} tillhandahålls av FFR-tjänster. Behovet av FFR-avrop beror på den samlade rotationsenergin i hela systemet och det dimensionerande felfallet, vilket hålls kvar vid 1 450 MW i samtliga modellerade fall, eftersom flera norska utlandskablar, stora kärnkraftsblock och större havsvindparker alla ligger i ungefär denna storlek.⁷ Alternativet att styra ner dimensionerande felfall istället för att ta höjd för dess bortfall är ett tekniskt rimligt alternativ idag, men blir mycket svårare framöver då det finns många fler felfall nära maxstorleken, och samtliga skulle då behöva styras ner för att minska storleken på det största felfallet (N-1). Redan under 2022 kommer systemet ha åtminstone 5 felfall i storleksordningen ~1 400 MW, inklusive tre HVDC-kablar från Norge. På grund av detta har alternativet att styra ned största felfall inte analyserats. Det totala FFR-behovet i systemet beräknas från ekvation (2), som är baserat på behovsanalysen i avsnitt 4.3.

$$FFR_{\min} [\text{MW}] = 1197,43 - 7,9525 \times H [\text{GWs}], H < 157 [\text{GWs}] \quad (2)$$

Med en fördelningsnyckel med 40 % svenskt ansvar blir det modellerade FFR-behovet 40 % av värdet av ekvation (2).

4.6 Kostnad för H_{\min} i olika systemscenarier

En indikativ investeringskostnad för att förse rotationsenergi med hjälp av synkronkompensatorer med mycket stora svänghjul är cirka 150 tkr/MWs⁸ kapacitet. Ett annat möjligt alternativ är batterier som konstrueras för en mycket snabb svarstid på frekvensförändringar. Ur både kostnads- och systemsynpunkt är synkronkompensatorn idag att föredra, bland annat eftersom den också kan bidra stödtjänst för spänningshållning (produktion & konsumtion av reaktiv effekt), varför dess kostnader använts som referens här. Alternativ som bör utredas vidare är också möjligheter och kostnader för att bygga om stora svenska vattenkraftsaggregat för att klara av synkron drift (bara 3 st klarar detta idag), samt ombyggnad av både existerande och avvecklade termiska kraftverk (kraftvärmeverk och kärnkraftsaggregat) för synkron drift.

Med synkronkompensatorer för att klara H_{\min} om 28 GWs skulle det krävas en initial investering på cirka 4 miljarder kr för system som domineras av vind och solkraft. Effektbehovet för att ”hålla igång” denna rotationsenergi i svänghjulen vid konstant drift är cirka 1 MW per 400 MWs kapacitet⁹, vilket ger ett maxbehov av el på cirka 70 MW. En rimlig driftstrategi för svänghjul är konstant synkron drift, då det tar mycket mer energi att fasa in ett stillastående hjul att hålla igång ett redan snurrande.

⁷ Det nya finska kärnkraftsblocket OL-3 har en kapacitet på 1 600–1 650 MW (högre då dess kondensator kyls av kallare vatten på vintern). En 350 MW last är dock parallellkopplad till denna enhet. Vid bortfall av produktionsenheten kommer även lasten att utlösas med en maximal fördröjning på 0,2 s. Därför uppgår N-1 i detta fall till maximalt 1 300 MW sett från nätsidan.

⁸ <https://esb.ie/tns/press-centre/2021/2021/04/09/esb-announces-green-atlantic-@-moneypoint>

⁹ https://www.baringa.com/BaringaWebsite/media/BaringaMedia/PDF/20210914_Baringa_Achieving_Zero_Final_Version.pdf

Medelbehovet av stöd-rotationsenergi i de 100 % förnybara modelleringsfallen enbart för att leva upp till det svenska minimikravet beräknas till cirka 10,3 MWs, vilket teoretiskt skulle ge en medelelförbrukning på 26–27 MW om vi ignorerar konsumtionen för att fasa in och ut svänghjul från nätet. Om elen i snitt kostar cirka 400 kr/MWh blir därför eldriftskostnaden cirka 250 mkr/år i konstant synkron drift (och 100 mkr/år i det hypotetiska fall då resursen förlustfritt kan fasas in och ut ur synkron drift). Om anläggningarna skrivs av på 15 år med en kalkylränta på 6 % och en driftkostnad på 1 %/år av initialinvesteringen, blir därför den sammanlagda kostnaden för att förse tillräckligt med grundläggande rotationsenergi till systemet cirka 700 mkr/år i samtliga 100 % förnybara modelleringsfall. Samtliga teknikneutrala fall har tillräckligt med rotationsenergi under samtliga modellerade timmar för att undvika investering i ytterligare kapacitet.

4.7 Kostnad för FFR

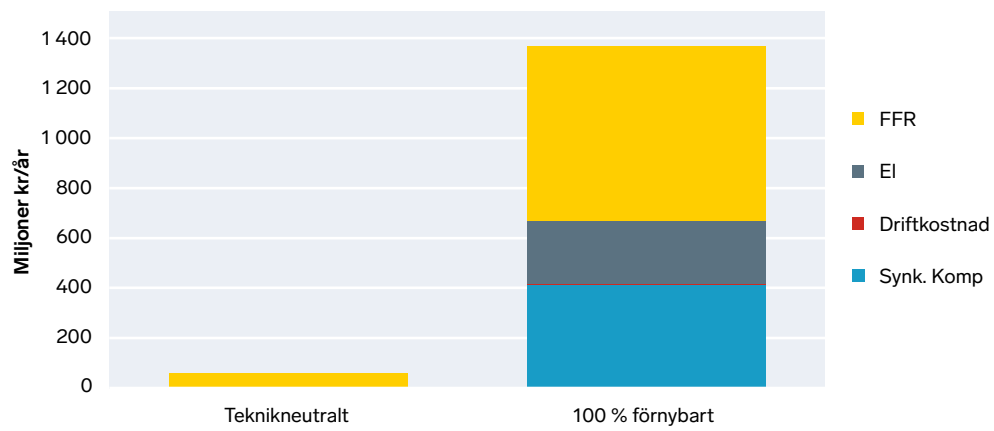
Behovet av FFR beräknas enligt ekvation (2) med grundantagandet att eventuell tillbakahållen rotationsenergi kapacitet från svänghjulen (upp till 28 GWs) aktiveras först och därför minskar ytterligare FFR-behov. De ytterligare behoven från svänghjulen i 100 % förnybara fall motsvarar ett genomsnittligt effektbehov på cirka 30 MW, vilket tillsammans med grundkravet i avsnitt 4.6 ger en medellast på cirka 60 MW. Detta är så nära maxlast (70 MW) att antagandet om konstant fulleffektsdrift i avsnitt 4.6 är rimligt. FFR-behovet modelleras därför med antagandet att svänghjulen alltid bidrar med 28 GWs energi, i de fall de är med i systemet (i 100 % förnybara fall). Med detta bidrag inkluderat blir behovet för avrop om FFR-resurser i Sverige i samtliga helt förnybara fall cirka 300–400 GW/år¹⁰, medan det i teknikneutrala fall blir cirka 30–40 GW/år. Om vi antar att en framtida FFR-marknad har priser liknande dagens nivåer (om cirka 2 000 kr/MWh¹¹), oavsett vad det tekniskt är som bidrar med FFR-resursen, så ger detta en merkostnad om cirka 700 mkr/år i 100 % förnybara fall och cirka 60 mkr/år i teknikneutrala fall.

4.8 Sammanlagda merkostnader för rotationsenergi & FFR

De sammanlagda årliga merkostnaderna (utöver vad som tillhandahålls av kraftmarknadens synkrona anläggningar gratis) för att för svensk del hantera frekvensstörningsstabilitet i det nordiska synkrona systemet uppgår till cirka 60 mkr/år i teknikneutrala fall, och 1,1–1,4 miljarder kr/år i helt förnybara fall. Skillnaden i systemets inneboende rotationsenergi i produktionsanläggningar ökar därför skillnaden i systemkostnad mellan teknikneutrala och förnybara system med ungefär 1 %. Motsvarande kostnader i dagens system (FFR och ibland nedstyrning av dimensionerande fel) uppgår till cirka 100 mkr/år.

¹⁰ Denna siffra är mycket känslig för antaganden om utvecklingen av kraftsystemen i Norge och Finland

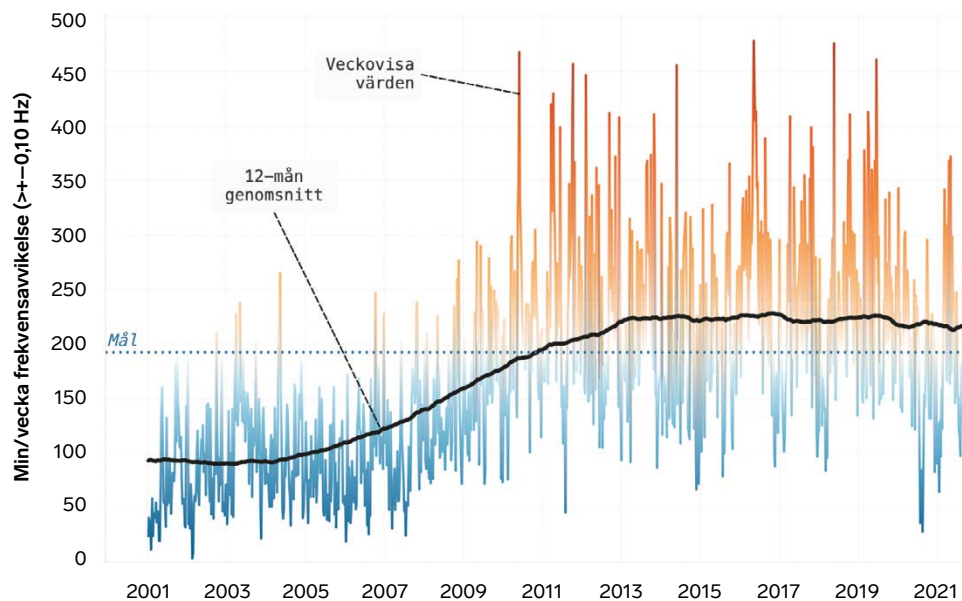
¹¹ Genomsnittligt pris per MW år 2021 är 2 240 kr

Figur 11. Merkostnader relaterade till rotationsenergi och störningsstabilitet

5 Frekvensreglering

Stödtjänster i kraftsystemet som svarar mot förändringar i frekvens har som gemensam huvudsaklig uppgift att se till att frekvensen hålls inom spannet 49,9–50,1 Hz, med målsättningen att frekvensen ligger utanför detta spann mindre än 192 minuter per vecka (~2 % av tiden).¹² De olika stödtjänsterna beskrivs i avsnitt 3.2. Frekvenskvaliteten i det nordiska nätet har genomgått en markant försämring under 2000-talet och tiden utanför normalt driftläge har sedan 2013 legat på en nivå betydligt över den nuvarande målnivån (Figur 12).

Figur 12. Minuter/vecka med frekvens utanför normalt driftspann (49,9–50,1 Hz)¹³



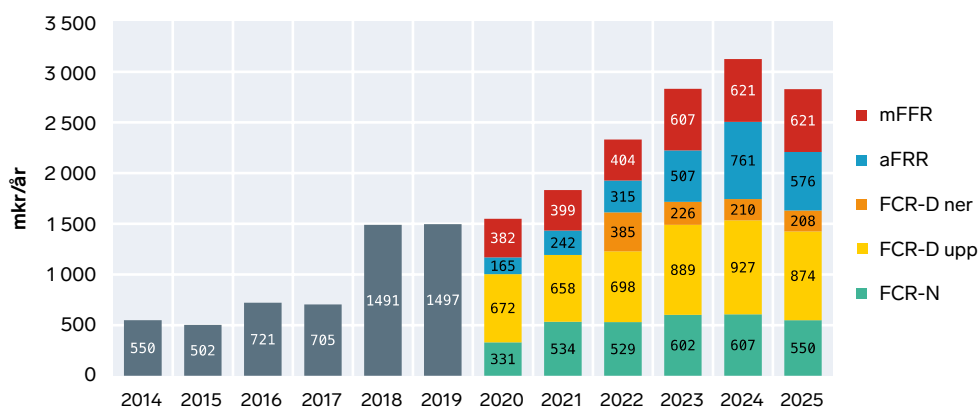
Frekvenskvaliteten har legat ganska stabilt sedan 2013/2014, men kostnaderna i balanseringsmarknaderna för att bibehålla denna nivå har ökat mycket markant. De totala kostnaderna enbart för Sveriges del låg på runt 500 mkr/år 2014–2015 och kommer landa på cirka 2 miljarder kr under 2021. SvK:s prognos är att kostnaderna når nivåer på över 3 miljarder kr per år i Sverige redan år 2024 (se Figur 13). Med en konsumtionsnivå likt dagens (cirka 130 TWh/år) och med kostnader runt 3 miljarder kr/år så utgör stödtjänster (ej inräknat rotationsenergi & FFR) ett kostnadspåslag på 5–12 %¹⁴ utöver det handlade elpriset på dagen-före spotmarknaden och som tillkommer som betalningar till SvK.¹⁵

¹² I takt med att frekvenskvaliteten försämrats har man också gjort målet betydligt mer avslappnat. 2007–2008 var målet <math>< 5\ 000</math> timmar/år, vilket höjdes till <math>< 6\ 000</math> timmar per/år 2009–2014, för att sedan höjas ytterligare <math>< 10\ 000</math> per år, vilket är målnivån sedan 2015.

¹³ Värden från Statnett (2001–2015) och Fingrid (2015–2021)

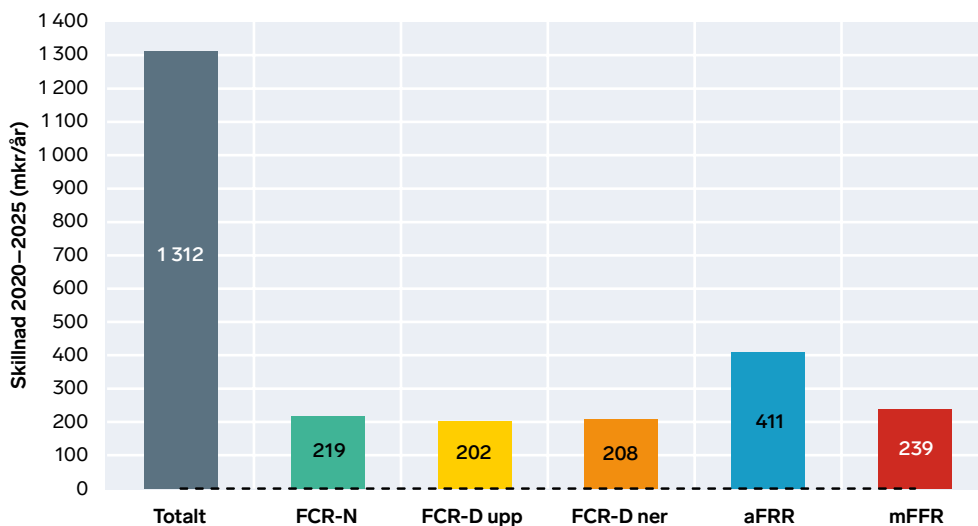
¹⁴ Med ett spann på årsgenomsnittliga spotpriser på 200–500 kr/MWh

¹⁵ Majoriteten av all el i Norden köps och säljs genom bud till marknaden Nordpool Elspot.

Figur 13. Kostnad för frekvensbalansering 2014–2024 (Svenska Kraftnät)¹⁶

Uppdatering Mars 2022: Dessa siffror och prognoser baserades på en helt annan elprinsnivå än den som varit gällande sedan sensommar/höst 2021, och har därför sedan dess reviderats uppåt markant.

Det är svårt att härleda exakt vad som driver på försämringen i frekvenskvalité och SvKs förändrade kostnader för balansering, men det är uppenbart kopplat till de huvudsakliga nuvarande trenderna i kraftsystemet. I SvKs prognos för Sverige så ökar kostnaderna först dramatiskt, för att sedan sjunka något 2024–2025. Den förväntade kostnadsminskningen härrör från en övergång till en 15-min avräkningsperiod¹⁷, en gemensam nordisk kapacitetsmarknad, och införandet av de europeiska plattformarna för aFRR och mFRR (PICASSO respektive MARI). Figur 14 visar den prognosticerade skillnaden i kostnad över hela perioden 2020–2025.

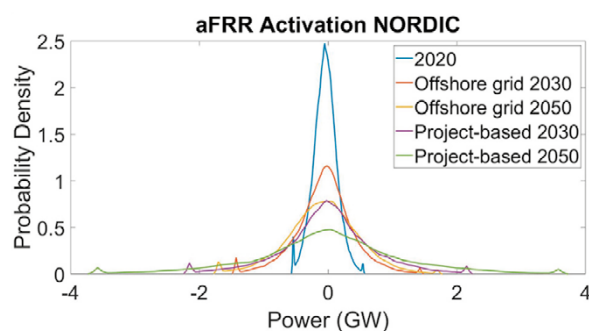
Figur 14. Ökad kostnad för frekvensmarknader (FCR, FFR) mellan 2020 och 2025

¹⁶ <https://www.svk.se/press-och-nyheter/press/marknaden-for-stodtjanster-till-kraftsystemet-vaxer-kraftigt---3292104/>

¹⁷ I Sverige handlas och avräknas el per timme men i linje med EU:s bestämmelser för elmarknaden. Tidsenheten för avräkning av obalanser ska ändras till 15 minuter för att bättre hantera mer väderberoende produktion. Med en kortare avräkningsperiod hinner inte lika stora obalanser uppstå.

Den marknad som ser den största kostnadsökningen över hela perioden (~42 % av total) är sekundärreglering (FRR). Kostnadsökningen för dessa marknader kan härledas till ökande prognosfel, som drivs på av en ökande andel väderberoende kraftproduktion (vind & sol) som är svår att prognosticera. Även om prognosen för produktion i sol & vindkraft kontinuerligt förbättras när man närmar sig leveranstimmen (och fel från tidigare prognoser därför till stor del hanteras av Elbas-marknaden, som stänger en timme innan leverans) så kvarstår prognosfel även under sista timmen innan leverans. Dessa kvarstående prognosfel måste därför hanteras av balansmarknaderna. Vid 7 000 MW installerad kapacitet av vindkraft i Sverige beräknas vindkraftens bidrag till reglerbehovet uppgå till cirka 25 % av det totala reglerbehovet.¹⁸ Om trenden från tidigare analyser i spannet 3 000–7 000 MW vindkraft översätts till dagens cirka 10 000 MW vindkraft och totala FFR-kostnader om cirka 550 mkr/år, så är FFR-kostnaden för dagens vindkraft cirka 215 mkr/år. Enligt denna enkla beräkningsmodell stiger dessa kostnader till 720 mkr år 2025 (med cirka 16 GW vindkraft). Av den totala prognosticerade kostnadsökningen för FRR står därför vindkraftens expansion, vilket utan jämförelse är den största förändringen kraftsystemet genomgår under perioden, bakom cirka 70 %. Med en vidare extrapolering för ett större system med högre balansbehov för konsumtionsprognosfel än dagens (med 240 TWh/år istället för 130 TWh/år konsumtion) kan siffrorna grovt extrapoleras till en merkostnad för vind & solkraft jämfört med situationen 2025 i teknikneutrala fall om cirka 1,5 miljarder kr/år och i 100 % förnybara fall om cirka 4 miljarder kr/år. Dessa siffror är enbart mycket grovt indikativa och behäftade med mycket stor osäkerhet. Figur 15 visar en beräkning av aFRR-behov (i hela Norden) i dagens system och i fyra framtida system med högre andel väderberoende produktion.

Figur 15. Behov av aFRR-aktivering i Norden idag och i fyra simulerade framtidsscenarioer med högre andel väderberoende produktion¹⁹



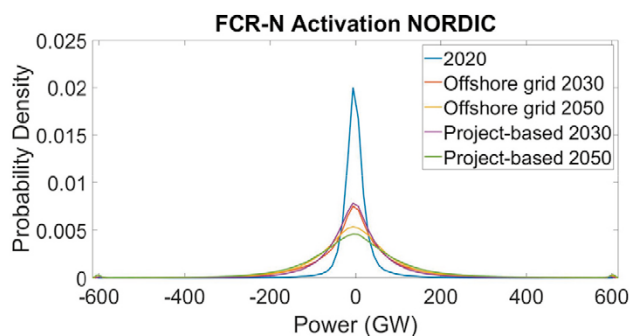
Ungefär en femtedel av den prognosticerade kostnadsökningen uppstår i marknaden FCR-N. När upphandlingen av FRR ökar tas resurser i anspråk som skulle kunna användas till både FCR-N och FCR-D, eftersom det huvudsakligen är samma resurser som budar på alla dessa marknader (vattenkraften i SE1 och SE2). Den ökade konkurrensen för dessa resurser driver upp prisnivåerna på flera marknader och ökar de

¹⁸ <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2015-och-aldre/20130313-integrering-av-vindkraft.pdf>

¹⁹ Kanellas, P., Das, K., Gea-Bermudez, J., & Sørensen, P. (2020). Balancing Tool Chain: Balancing and automatic control in North Sea Countries in 2020, 2030 and 2050. DTU Wind Energy. DTU Wind Energy E Vol. 0199

totala kostnaderna. Utöver detta så drivs enligt SvK kostnaderna på FCR-N-marknaden uppåt genom en ökande andel icke-planerbar produktion som ger en större mängd oplanerade mindre händelser som måste kompenseras för²⁰, detta bidrag har dock tidigare bedömts som relativt litet.²¹ Dimensionering av FCR-N sker på nordisk nivå och volymkravet i synkronområdet är idag totalt 600 MW. Volymen fördelas ut per land efter en fördelningsnyckel som beräknas utifrån summan av total förbrukning och produktion relativt hela Norden. Det svenska kravet under 2021 är 242 MW. En tidigare uppskattning är att FCR-N behoven ökar med ungefär 60 MW vid 7 000 MW vindkraft i Sverige, vilket skulle innebära att ungefär 35 % av dagens behov och kostnader härstammar från vindkraft. En grov extrapolering från detta skulle innebära att den icke-planerbara utbyggnaden i teknikneutrala och 100 % förnybara fall ökar FCR-N-kostnader med ungefär 500 mkr/år respektive 1 300 mkr/år.

Figur 16. Behov av FRC-N-aktivering i Norden idag och i fyra simulerade framtidsscenarioer med högre andel väderberoende produktion²²



Stödtjänsten FCR-D är uppdelad i en uppreglering och en nedregleringsdel, där nedregleringsdelen kommer att införas vid årsskiftet 2021/2022. FCR-D ned införas för att stabilisera frekvensen vid överfrekvensstörningar. Dessa störningar kan exempelvis uppstå då mycket förbrukning plötsligt försvinner i kraftsystemet. Det finns inga betydande skillnader i volymbehovet för FCR-D mellan systemen i denna studie. Däremot är det sannolikt att det ökade trycket på övriga balansmarknader gör att prisnivåerna på FCR stiger i båda typer av fall, med en högre prisstegring i helt förnybara fall. Vi antar därför här som en grov indikativ uppskattning, främst för att ge en uppfattning om storleksordning, en kostnadsökning från utgångspunkten av prognosen för 2025 med +20 % i teknikneutrala system och +50 % i 100 % förnybara fall.

²⁰ J. Nyberg, Svenska kraftnät, "Kraftbalans" – presentation till Gasturbinseminarium (2019)

²¹ H. Holttinen, M. Milligan, B. Kirby, T. Acker, V. Neimane och T. Molinski, "Using Standard Deviation as a Measure of Increased Operational Reserve Requirement for Wind Power," Wind Engineering, vol. 32, nr 4, pp. 355–378, 2008.

²² Kanellas, P., Das, K., Gea-Bermudez, J., & Sørensen, P. (2020). Balancing Tool Chain: Balancing and automatic control in North Sea Countries in 2020, 2030 and 2050. DTU Wind Energy. DTU Wind Energy E Vol. 0199

6 Icke-frekvensrelaterade stödtjänster

Icke-frekvensrelaterade stödtjänster innefattar spänningsreglering i stationärt tillstånd, snabba inmatningar av reaktiv effekt, kortslutningsström, förmåga till dödnätsstart och till ö-drift. Fokus i detta kapitel blir övergripande på möjligheten för reaktiv kompensering, alltså konsumtion och produktion av reaktiv effekt. Spänningen i transmissionssystemet måste hållas inom vissa gränser i samtliga driftsituationer, vilket förutsätter möjlighet till tillförsel eller bortförsl av reaktiv effekt. Spänningen i stamnätets 400 kV-system tillåts normalt variera mellan 395 och 420 kV men man vill med hänsyn till förluster hålla spänningen så hög som möjligt. Det reaktiva effektutbytet är medlet för att upprätthålla säkra och stabila spänningsnivåer. En för hög spänning ökar förluster från urladdningar från ledaren till den omgivande luften hos luftledningarna (så kallade koronaförluster) och kan orsaka anläggningskador. En för låg spänning leder till högre överföringsförluster, sänker överföringskapaciteten och höjer risken för stabilitetsproblem. Spänningen, i motsats till frekvensen, är en storhet som varierar i olika delar av överföringssystemet, och stödtjänster måste därför finnas både på rätt geografisk plats och ansluten vid rätt spänningsnivå för att bidra.

De anslutna synkrogeneratorerna i vattenkraften, kärnkraft och kraftvärmeverken har en stor betydelse för spänningsregleringen både i normal drift och vid störningar eftersom det är synkrogeneratorerna som spänningssätter nätet. Det svenska överföringssystemet är uppbyggt för att överföra stora effekter från vattenkraften i norr till konsumtionscentra i södra Sverige. När det gäller reaktiv produktion så är kravet på ett värmekraftblock att man skall kunna producera och konsumera upp till en 1/3 respektive 1/6 av aktiv produktion.²³ Ett block på 1 000 MW bidrar därför med en systemtjänst om +333/–167 Mvar.²⁴ I takt med att kärnkraft avvecklats (till nuvarande effektnivå på 6,9 GW) så har även betydande förmåga till spänningsstöd förlorats, och överföringskapaciteten i transmissionsnätet har minskat trots betydande investeringar i nya ledningar och kompenserande komponenter såsom nya STATCOMs.²⁵

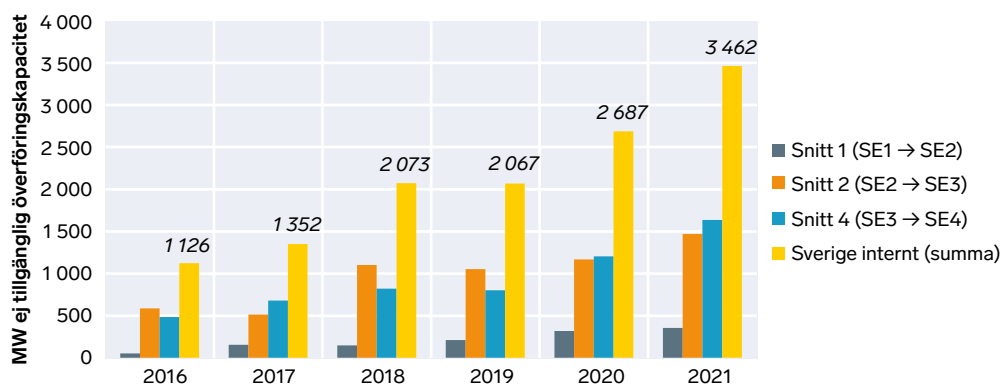
²³ Enligt EIFS 2018:2 4 kap §8 o §9

²⁴ Kravbilderna här gäller för nya verk eller befintliga anläggningar om de byggs om i sådan utsträckning att ändringen påverkar produktionsanläggningens anslutningsavtal med nätägaren, vilket i sin tur aktiverar tillämpning av nätkoden RfG och EIFS 2018:2.

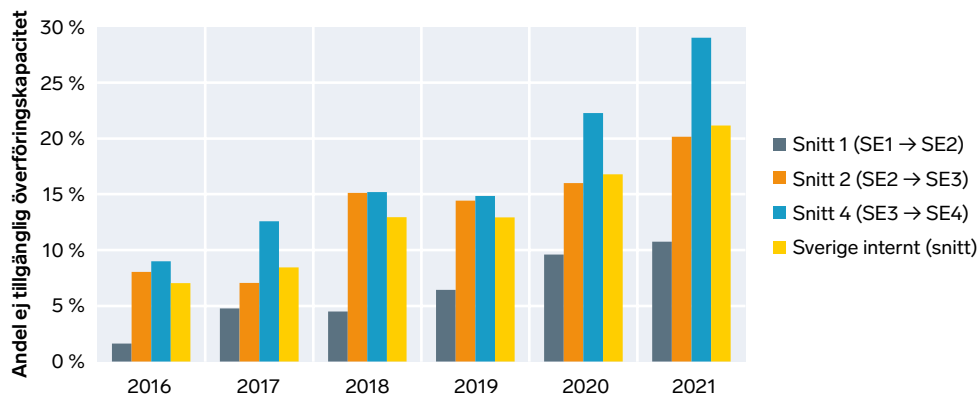
²⁵ <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/allmanna-nyheter/2021/statcom-anlaggningen-i-stenkullen-ar-i-drift-och-bidrar-med-reaktiv-effekt-till-sydvastra-sverige/>

Figur 17 visar den genomsnittliga mängden ej tillgänglig (marknadstilldelad) överföringskapacitet (i MW) över de tre svenska snitten i södergående riktning de senaste 5 åren, och Figur 18 visar den relativa andelen kapacitet som inte var tillgänglig i snitt över samma period. För snitt 4²⁶, här från elområde SE3 till SE4, har tillgängligheten på årsbasis minskat från över 90 % för 5 år sedan ned till cirka 70 % år 2021. De dramatiskt minskade tillgänglighetssiffrorna för snitt 4 under 2020 och 2021 kan till stor del härledas till förlusten av reaktorerna Ringhals-2 (nyår 2019/2020) och Ringhals-1 (nyår 2020/2021).

Figur 17. Genomsnittligt ej tillgänglig överföringskapacitet i MW för Sveriges interna snitt



Figur 18. Andel ej tillgänglig överföringskapacitet för Sveriges interna snitt



De reaktiva behoven är lokala och ökade behov och merkostnader kan grovt summeras per elområde, givet de resurser som redan finns tillgängliga genom produktionssystemet. I samtliga teknikneutrala fall så finns tillräckligt med planerbar synkront ansluten produktionskapacitet i samtliga elområden på rätt spänningsnivå att bedömningen är att ingen ny kapacitet för spänningshållning behövs.

²⁶ Snittet mellan SE3 och SE4 kallas snitt 4 på grund av det tidigare föreslogs ett „snitt 3“ som sedan aldrig användes.

För de 100 % förnybara system som arbetats fram inom scenarieanalysen finns stödresurser tillgängliga i form av den existerande vattenkraften, kraftvärme, batterier samt biogas och biokondenskraft med geografisk spridning över landet. Utöver detta så tillkommer resurserna för att uppfylla rotationsenergikraven i avsnitt 4.5, som även tillför reaktiv förmåga. I dessa fall görs följande bedömning av ytterligare behov och merkostnader:

Tabell 8. Åtgärder för spänningsstöd i 100 % förnybara fall

Elområde	Åtgärd	Merkostnad investering
SE1	Inga behov	0 mkr
SE2		
SE3	Tre stycken STATCOM på ± 250 Mvar	1 000 mkr
SE4	En STATCOM på ± 250 Mvar	350 mkr

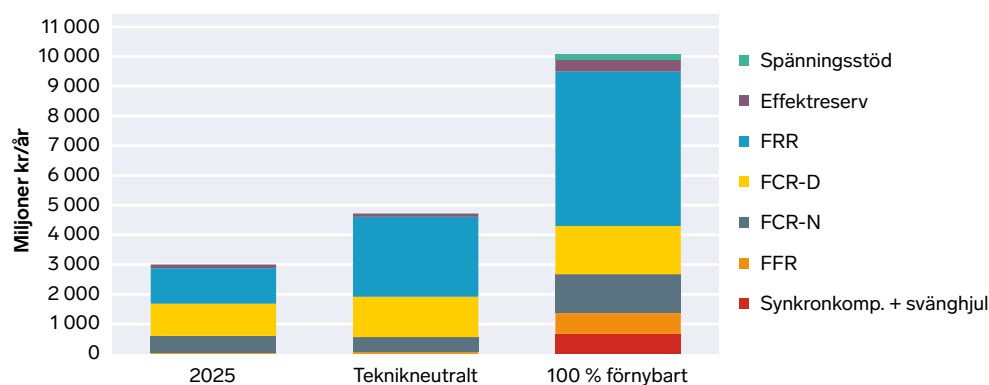
Dessa investeringar och dess årliga driftkostnader utgör en årlig merkostnad för systemet på cirka 150 mkr.

7 Sammanfattade merkostnader för stödtjänster

För teknikneutrala system med en stor andel synkront ansluten och planerbar (icke-väderberoende) kraftproduktion tillgänglig i samtliga elområden så väntas stödtjänstkostnaden uppgå till ungefär 4–5 miljarder kr per år i ett system med 240 TWh/år konsumtion. För motsvarande helt förnybara system med mycket hög andel väderberoende produktion så uppgår motsvarande kostnad till cirka 10 miljarder kr/år. Dessa siffror är behäftade med mycket stora osäkerheter, men ger åtminstone en fingervisning om storleksordningen för dessa kostnader. Den enda tillgängliga andra studien som gjort motsvarande uppskattningar är Energiföretagen/NEPP (2019) i projektet ”Färdplan fossilfri el”²⁷ där kostnaden för stödtjänster uppgår till 10 miljarder kr/år i teknikneutrala system och 20–25 miljarder kr/år i helt förnybara system. Dessa kostnader är för ett system med en konsumtion om 190 TWh/år och ligger alltså ungefär dubbelt så högt som denna studie i båda fall, och indikerar svårigheten och komplexiteten i att göra dessa bedömningar. Båda studier finner samma relativa skillnad för stödtjänstkostnad mellan teknikneutrala och förnybara fall (cirka +100 %).

Den totala skillnaden i merkostnader för stödtjänster, som inte var inräknat i de ursprungliga studierna i något fall, är cirka 5–6 miljarder kr/år mellan teknikneutrala och 100 % förnybara fall. Utslaget över 240 TWh/år slutgiltig elkonsumention är detta ett kostnadspåslag på cirka 45 kr/MWh i förnybara system och 23 kr/MWh i teknikneutrala system, eller ungefär 5–8 % av totalkostnaden för systemen. Den totala systemkostnaden beräknades vara cirka 40–42 % högre i 100 % förnybara fall än i teknikneutrala fall i tidigare studier, kostnaden för stödtjänster ökar denna skillnad med ungefär 5 %, alltså till ungefär 45–47 % högre total kostnad i helt förnybara fall.

Figur 19. Sammanfattande kostnadsjämförelse för stödtjänster



²⁷ http://www.nepp.se/pdf/energiforetagens_fardplan_fossilfri_el_analysunderlag.pdf

Appendix – Beräkningar

A. Beräkning av ROCOF-krav på rotationsenergi

Värdet på ROCOF bestäms av:

$$\text{ROCOF [Hz/s]} = \frac{\Delta P \text{ [MW]}}{P_{\text{last}} \text{ [MW]}} \times \frac{f_0}{2 \times H \text{ [s]}} \quad (3)$$

Där ΔP är storleken på störningen, P_{last} är lasten innan störningen, f_0 är den nominella frekvensen (50 Hz) och H är systemets tröghetskonstant. Eq. (4) kan skrivas om för att beräkna den minimala rotationsenergin (tröghetskonstant * last) som krävs för att klara ROCOF-kravet:

$$H_{\text{min}} \text{ [MWs]} = \frac{50 \times \Delta P \text{ [MW]}}{2 \times \text{ROCOF [Hz/s]}} = 25 \times \frac{1\,450 \text{ [MW]}}{1 \text{ [Hz/s]}} = 36\,250 \text{ MWs} \quad (4)$$

B. Beräkning av frekvensnadir-krav på rotationsenergi

Kravet på rotationsenergi vad gäller frekvensnadir kan grovt beräknas som:

$$H_{\text{min}} \text{ [MWs]} = - \frac{T_D \times D}{2 \left[\ln \left(\frac{\frac{\Delta f}{f_0} \times D}{\Delta P} + 1 \right) \right]} \quad (5)$$

Där D är kopplingen mellan last och frekvens givet av synkront anslutna konsumtion (cirka 300–400 MW/Hz, så ungefär 0,4 p.u.), T_D är en effektiv genomsnittlig fördröjning för respons från konventionella återställande resurser som vi antar är 2,2 sekunder och Δf_{max} är den maximala tillåtna avvikelser i frekvens (–0,5 Hz eller –1,0 Hz):

$$H_{\text{min}} \text{ [MWs]} = - \frac{2,2 \text{ [s]} \times 400 \text{ [Hz]}}{2 \left[\ln \left(\frac{\frac{-0,5 \text{ [Hz]} \times 400 \text{ [MW/Hz]}}{1\,450 \text{ [MW]}} + 1 \right) \right]} = 159\,200 \text{ [MWs]} \quad (6)$$

C. Uttag av rotationsenergi under en transient

Den energi som systemets tröghet ger till systemet under ett begränsat transientförlopp beräknas som:

$$\Delta H \text{ [GWs]} = H \text{ [GWs]} \times \left(1 - \frac{f_{nadir}}{f_0}\right)^2 \quad (7)$$

Vid en frekvensdipp från 50 Hz till 49 Hz så förs därför cirka 4 % av rotationsenergi till nätet som ökad elproduktion. Ett system med en ursprunglig rotationsenergi på 160 GWs som tappar 1 Hz frekvens från nominellt tillstånd (50 Hz) tillför därför cirka 6,34 GWs (~1,7 MWh).

D. Storlek på avrop till FFR-marknaden

FFR-marknadens storlek relaterar till dimensionerande fel (ΔP) och rotationsenergi (H) enligt följande (utvecklat från information från SvK och marknadsdata):

$$\text{FFR}_{\min} \text{ [MW]} = \Delta P \text{ [MW]} \times (1,09726 - 0,000626 \times H \text{ [GWs]}) - 7,0761 \times H \text{ [GWs]} - 338,729 \quad (8)$$

Från ovanstående ekvation går det att räkna ut vid vilket rotationsenergi i systemet som avropen på FFR-marknaden försvinner. Detta ges enligt:

$$H_{\min} \text{ [GWs]} = \frac{10 \times (54863 \times \Delta P \text{ [MW]} - 16936450)}{313 \times \Delta P \text{ [MW]} + 3538050} \quad (9)$$

Denna rapport utgör ett underlag i det större projektet Kraftsamling Elförsörjning, som Svenskt Näringsliv driver sedan drygt två år. Inom projektet har ett flertal underlagsrapporter publicerats inom en rad olika områden, till exempel scenarioanalys till 2045, energieffektivisering, flexibilitetslösningar, transportsektorns elektrifiering och ny elmarknadsdesign. Mer finns att läsa på Projekt Kraftsamling elförsörjning (svensktnaringsliv.se)

Målet är att Sverige ska ha ett elsystem som varje timme, året runt, levererar fossilfri el till användarna till internationellt konkurrenskraftiga elkostnader.

www.svensktnaringsliv.se

Storgatan 19, 114 82 Stockholm

Telefon 08-553 430 00

Tryck: Arkitektkopia AB, Bromma, 2022