



UPPSALA  
UNIVERSITET

UPTEC ES 16018

Examensarbete 30 hp  
Juni 2016

# Kartläggning av frekvensreglering i det nordiska synkrona kraftsystemet

Ny strategi för balansregleringar från driftplaner?

---

Karl-Oskar Sandberg



UPPSALA  
UNIVERSITET

**Teknisk- naturvetenskaplig fakultet  
UTH-enheten**

Besöksadress:  
Ångströmlaboratoriet  
Lägerhyddsvägen 1  
Hus 4, Plan 0

Postadress:  
Box 536  
751 21 Uppsala

Telefon:  
018 – 471 30 03

Telefax:  
018 – 471 30 00

Hemsida:  
<http://www.teknat.uu.se/student>

## Abstract

### **A survey of frequency control in the Nordic synchronous power system**

*Karl-Oskar Sandberg*

The Nordic synchronous power system must continuously be in balance with respect to the electricity produced and consumed to function optimally. The system frequency is a good measure of the actual balance. The Swedish Transmission System Operator, Svenska kraftnät (Svk), is responsible for making sure such a balance is achieved.

This study was conducted with the overall aim of investigating how Svk works in practice to balance the Nordic synchronous power system. This includes describing the main aspect of the power system structure, the existing methods regarding automatic and manual frequency control, the main operating systems as well as the tools and methods used by Svk. The study also examines how operational plans and forecasts available through the Nordic Operational Information System (NOIS) can be used to predict at what operational situations the risk of unwanted frequency deviations will be higher than normal. Furthermore, the study also investigates the possibility to conduct frequency regulation in a proactive manner based on these correlations. This was accomplished mainly through a literature review and interviews.

The results shows that frequency deviations where the frequency is outside the interval 49.9–50.1 Hz often occur in correlation with the specific time at which the planned system balance quickly changes. Frequency simulations show that proactive regulation, which aims to reduce the planned imbalance, appears to also reduce frequency deviations. Further studies should however be conducted to study such frequency correlations in depth, and to investigate how proactive regulatory practices can be implemented in the most optimal manner.

Handledare: Jonas Alterbeck & Martin Nilsson  
Ämnesgranskare: Per Norrlund  
Examinator: Petra Jönsson  
ISSN: 1650-8300, UPTec ES16 018

# Sammanfattning

Denna studie har i huvudsak kartlagt hur svenska kraftnät (Svk) arbetar för att upprätthålla den momentana kraftbalansen i det nordiska synkrona kraftsystemet. Studien har också undersökt de driftplaner som finns tillgängliga i det gemensamma nordiska driftsystemet (Nordic Operational Information System, NOIS), samt de samband som finns mellan dessa driftplaner och inträffade frekvensavvikelser. Dessutom har möjligheten att genomföra regleråtgärder på ett nytt sätt utifrån driftplaner undersökts genom bland annat frekvenssimuleringar.

Den nordiska elproduktionsmixen har under de senaste åren förändrats. Detta främst genom en ökande andel intermitterant kraftproduktion, samt till följd av en pågående utbyggnad av utlandsförbindelser med ökade import- och exportmöjligheter. Tillsammans med en aviserad avveckling av kärnkraftsproduktion ställs kraftsystemet därmed inför stora utmaningar. Dessa förändringar i kraftsystemet måste bemötas för att säkerställa en god frekvenskvalitet, vilket ställer nya krav på stödsystem och strategier för att reglera den momentana kraftbalansen.

Frekvensen i kraftsystemet är under normal drift inom intervallet  $50 \pm 0,1$  Hz, i dagsläget inträffar avvikelser utanför det intervallet i högre grad än vad målsättningen anger. Driftsäkerhetskrav anger enligt N-1 kriteriet att systemet ska kunna hantera det största dimensionerade felet inom systemet. En avvikande frekvens innebär att kraftsystemet är mer ansträngt och därmed mer känsligt för uppkomna fel, vilket bör undervikas. För att hålla frekvensen inom det önskvärda intervallet används ett flertal automatiska och manuella resurser och reserver. Dessa påverkar kraftbalansen genom att reglera produktion, därigenom kan således också frekvensen regleras. Reglerresurserna kan indelas utifrån aktiveringsordning samt efter på vilket sätt de syftar till att påverka frekvensen. En vanlig indelning är primära, sekundära och tertiära reglerresurser.

Den enhet på Svk som arbetar med kraftbalansering är balanstjänsten. Balanstjänsten utgår bland annat från realtidsdata och driftplaner för kraftsystemet när regleråtgärder avgörs. Regleringar kan vara nödvändiga av flera skäl för att upprätthålla systemet i normal drift. Detta arbete genomförs både inför, under och efter driftskedet. Många olika verktyg och metoder användas för att balansera systemet. Ett viktigt verktyg balanstjänsten använder är från frekvenssynpunkt de balansregleringar som kan aktiveras under driftskedet för att upp- och nedreglera kraftbalansen och därigenom påverka frekvensen på önskvärt sätt. Inför driftskedet kan också exempelvis produktionsstarter förflyttas i syfte att minska stora momentana produktionsökningar.

Ett annat av de verktyg som balanstjänsten använder är de driftplaner som är tillgängliga genom NOIS. Driftplanerna inkluderar planerad produktion, prognosticerad konsumtion, import/export samt regleringar för hela Norden. Ur denna sammanställning, som kallas för Planning Table, kan även den planerade sammanlagda kraftbalansen utläsas. Detta ger en indikation om hur kraftbalansen enligt plan kommer förändras under den närmsta framtiden. Informationen i Planning Table kommer från en mängd aktörer inom det nordiska synkrona systemet. Då aktörerna är många och de även återfinns i olika länder är kraven och rutinerna kring inrapportering av data inte helt harmoniserat. Det råder därför till viss del en osäkerhet kring kvalitén av enskilt data ingående i Planning Table. Dessutom kan planernas förutsättningar ändras inför driftskedet på grund av bland annat felfall och stokastiska variationer, vilket kan leda till att utfallet inte blir som väntat. Planerna är därför inte helt tillförlitliga. Det finns dock samband mellan den planerade balansen som Planning Table kan ge information om och uppkomna frekvensavvikelser. Denna studie visar att frekvensavvikelser inte är primärt beroende av den faktiska storleken av den planerade obalansen. Däremot finns i hög utsträckning ett samband mellan frekvensavvikelser och tidpunkter då den planerade balansen snabbt förändras. En frekvens över 50,1 Hz inträffar ofta i samband med en ökning av den

planerade balansen. En minskning av den planerade obalansen leder ofta på liknande sätt till en frekvens underskridande 49,9 Hz.

I denna studie har det också undersökts om regleringar som bestämts inför driftskedet utifrån den planerade balansen kan användas för att minska förekomsten av frekvensavvikelser. Ett nyutvecklat verktyg för frekvenssimulering som utgår från bland annat det faktiska handelsutfallet har i det syftet används. Resultatet visar att den undersökta reglermetoden, där den planerade obalansen helt regleras bort, förefaller att i stort ha en positiv påverkan på frekvensen. Detta är ett väntat resultat då frekvensavvikelser uppstår som en följd av kraftobalanser, kan dessa obalanser minskas genom regleringar bör även frekvensavvikelseminskas. En jämnare faktisk obalans leder alltså till en jämnare frekvens med lägre risk för avvikelser.

Det finns dock vissa nackdelar med denna typ av reglering, varav den främsta härrör från osäkerheter kring driftplanernas tillförlitlighet. Oavsett planernas generella tillförlitlighet finns även alltid risken att det faktiska utfallet kommer att skilja sig från planerna. Detta problem visade sig också i frekvenssimuleringen, där en förmodad avvikelse mellan det faktiska utfallet och planerna ledde till en relativt stor och långvarig frekvensavvikelse.

Då frekvenskvaliteten bör förbättras inom det nordiska synkrona kraftsystemet är denna typ av balansreglering från driftplaner en tänkbar lösning för att angripa problemet. Att praktiskt implementera denna typ av reglering kräver dock fördjupade undersökningar kring bland annat frekvensavvikelseminskningens förekomst, Planning Tables tillförlitlighet samt kring hur detta rent tekniskt kan och bör genomföras på bästa sätt.

# Förord

Detta examensarbete genomfördes i samarbete med svenska kraftnät under våren 2016 och utgjorde den sista delen av civilingenjörsprogrammet i energisystem vid Uppsala universitet och Sveriges Lantbruksuniversitet.

Jag vill rikta ett stort tack till Jonas Alterbeck och Martin Nilsson som varit mina handledare under detta arbete. Jag är mycket tacksam för att ni alltid varit tillgängliga för frågor, vägledning och uppmuntran. Givetvis vill jag även tacka min ämnesgranskare Per Norrlund för värdefulla synpunkter kring hur rapporten kunde utvecklas. Tack också till min examinator Petra Jönsson och min opponenter Per Ekström för era avslutande kommentarer och synpunkter.

Slutligen vill jag också tacka alla medarbetare på svenska kraftnät som hjälpt mig under arbetets gång på olika sätt och bidragit till att genomförandet av detta examensarbete har varit både roligt och lärorik.

Karl-Oskar Sandberg  
Uppsala, juni 2016

# Innehållsförteckning

<b>1. Inledning</b>	<b>1</b>
1.1 Syfte	1
1.2 Frågeställning	1
1.3 Metod	1
1.4 Avgränsningar	2
<b>2. Det nordiska kraftsystemet</b>	<b>3</b>
2.1 Driftsäkerhet	3
2.2 Elnätets uppbyggnad	3
2.3 Aktörer	4
2.4 Elområden	5
2.5 Elproduktion i Norden	6
2.6 Elnätsfrekvens	7
2.7 Elmarknaden	10
2.8 Utmaningar för elnätet	12
<b>3. Kraftbalans och reglerresurser</b>	<b>16</b>
3.1 Systemets rörelseenergi	17
3.2 Primära reglerresurser	17
3.3 Sekundära och tertiära reglerresurser	18
3.4 Effektereserv	19
3.5 Störningsreserv	19
3.6 Förbrukningsfrånkoppling	19
<b>4. Balanstjänsten</b>	<b>20</b>
4.1 Balanstjänstingenjör (BTI)	20
4.2 Skäl till reglering	20
4.3 Driftsystem	22
4.4 Balanseringsverktyg	24
4.5 Aktivering av bud på reglerkraftmarknaden	27
4.6 Processer	28
<b>5. NOIS Planning Table</b>	<b>31</b>
5.1 Ingående data	31
5.2 Användandet av Planning Table	34
<b>6. Visualisering av Planning Table</b>	<b>35</b>
6.1 Metod	35
6.2 Regleringar	35
6.3 Planning Table och frekvensavvikelser	38
<b>7. Frekvenssimulering utifrån Planning Table</b>	<b>43</b>
7.1 Metod	43
7.2 Frekvenssimulering	43
<b>8. Diskussion</b>	<b>45</b>
8.1 Balanstjänstens arbete	45
8.2 NOIS Planning Table och frekvensavvikelser	46
8.3 Regleringar utifrån driftplaner	46
<b>9. Slutsats</b>	<b>48</b>
9.1 Förslag på framtida studier	48
<b>Litteraturförteckning</b>	<b>49</b>
<b>Bilaga A</b>	<b>52</b>
<b>Bilaga B</b>	<b>53</b>
<b>Bilaga C</b>	<b>58</b>

# 1. Inledning

Huvudsyftet med ett kraftsystem är att producera och överföra elektrisk energi från producenter till konsumenter på ett ekonomiskt och driftsäkert sätt. Överföring möjliggörs genom ledningar och kablar samt annan utrustning som transformatorer och brytare. Ett kraftsystem är därmed uppbyggt av en mängd olika komponenter som kan ägas och förvaltas av aktörer i flera länder, systemen är därmed stora och komplexa. Sverige ingår tillsammans med Norge, Finland och Danmark i det nordiska kraftsystemet, där länderna är sammankopplade fysiskt och även delar marknadsplats för elhandel.

Affärsverket svenska kraftnät (Svk) äger, förvaltar och utvecklar det svenska stamnätet för el samt de förbindelser som finns till omgivande länder. Svk är även systemansvarig för kraftsystemet i Sverige och tillsammans med Norge ansvarig för frekvensregleringen inom det nordiska systemet. Inom Svk ligger detta ansvar på enheten Balanstjänst. I ansvaret ingår att balansera produktion och förbrukning av el. Detta momentana förhållande speglas delvis i den frekvens som råder i kraftsystemet.

Obalanser uppstår kontinuerligt inom kraftsystemet på grund av väderförhållande, oplanerade avbrott och felaktiga prognoser. För att hålla frekvensen inom tillåtet intervall används därför ett flertal metoder, driftsystem och verktyg för balansreglering.

## 1.1 Syfte

Detta arbete utfördes på uppdrag av Svk med det övergripande syftet att undersöka och kartlägga hur balanstjänsten på Svk arbetar för att balansera det nordiska synkrona kraftsystemet. En sådan kartläggning kan delvis ligga till grund för fortsatt utvecklingsarbete. För att sätta balanstjänstens arbete i perspektiv beskrivs även kraftsystemets uppbyggnad och de reglerresurser, driftsystem och verktyg som balanstjänsten använder sig av. Arbetet syftar även till att undersöka om det finns några samband mellan driftplaner från NOIS Planning Table och frekvensavvikelse, samt om regleringar därigenom kan genomföras på andra sätt än man i dagsläget gör.

## 1.2 Frågeställning

De centrala frågeställningarna i detta arbete är:

- Hur arbetar balanstjänsten för att upprätthålla momentan kraftbalans?
- Finns det något samband mellan driftplaner och frekvensavvikelse?
- Kan frekvensreglering genomföras utifrån driftplaner med syfte att förbättra frekvenskvaliteten med ett gott resultat?

## 1.3 Metod

Utförandet av detta examensarbete bestod av tre delar. Den första delen avsåg informationsinhämtning om kraftsystemet i stort samt reglerresurser som finns tillgängliga och hur de används. Härvid analyserades även framtida utmaningar för kraftsystemet. Denna del genomfördes främst som en litteraturstudie där allmänt tillgängligt material studerades, i huvudsak från Svk:s egna rapporter, avtal, anvisningar och rutiner.

Den andra delen innefattade en fördjupad studie av balanstjänstens arbetssätt. Detta skedde genom ett flertal besök i kontrollrummet för att bilda en övergripande uppfattning om hur

arbetet genomförs. Därefter utfördes intervjuer av personer med kännedom om arbetssätt och de system som används. Under intervjuerna kunde mer specifika frågor besvaras. Den avslutande delen innebar en fördjupad studie i ett av de driftsystem som balanstjänsten använder för att studera samband mellan uppkomna frekvensavvikelser och den planerade balansen. Frekvenssimuleringar genomfördes även med ett nyutvecklat simuleringsprogram i syfte att utvärdera en ny balansstrategi utifrån driftplaner. Denna rapport har upprättats fortlöpande under arbetet.

## 1.4 Avgränsningar

Denna studie fokuserar på att kartlägga balansarbetet under vad som definieras som normal drift, hur större felfall och andra driftproblem hanteras omfattas därför inte. Inte heller ingår de ekonomiska aspekterna rörande balanstjänstens arbete, utöver beskrivningar av hur marknadsplatser principiellt fungerar.

Driftplaner som utgör underlag i denna studie är från år 2015 eftersom dessa data samt frekvensdata fanns tillgängligt vid studiens inledning. Driftförutsättningarna under den studerade perioden i juli 2015 liknar dock de som var gällande i början av år 2016.

## 2. Det nordiska kraftsystemet

Det nordiska kraftsystemet utgörs i huvudsak av ett synkronområde, där Sverige, Finland, Norge och Själland (Danmark) ingår. Jylland hör till samma synkronområde som kontinentala Europa, medan de baltiska länderna tillsammans med Ryssland, Vitryssland och Ukraina utgör ett annat. De synkrona områdena utgörs av växelströmsnät där frekvensen approximativt är densamma överallt. Då synkrona områden kan inte sammankopplas direkt (om inte syftet är att skapa ett större synkronområde) används en mellanliggande likströmsförbindelse (HVDC) för kraftöverföring. Dessa förbindelser kan också användas inom ett synkront område för kraftöverföring och för att styra effektlöden.

Sammankoppling genom högspänningsledningar och HVDC-förbindelser förekommer både inom det nordiska systemet och till omkringliggande elnät i andra länder. På så sätt kan elenergi enkelt importeras och exporteras inom norra Europa. Det nordiska synkrona kraftsystemet är därigenom i dagsläget direkt sammankopplat med Ryssland, Polen, Tyskland och Nederländerna. Den höga graden av sammankoppling kräver god kommunikation och samsyn länder emellan. Utöver samarbetet mellan de nordiska länderna (tidigare genom organisationen Nordel) sker även ett arbete på europeisk nivå. Organisationen European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) bildades år 2009 och samlar systemansvariga aktörer från över 30 europeiska länder. I huvudsak är det inom områdena drift, marknad och nätplanering som ENTSO-E verkar för utveckling av kraftsystemen i Europa [1].

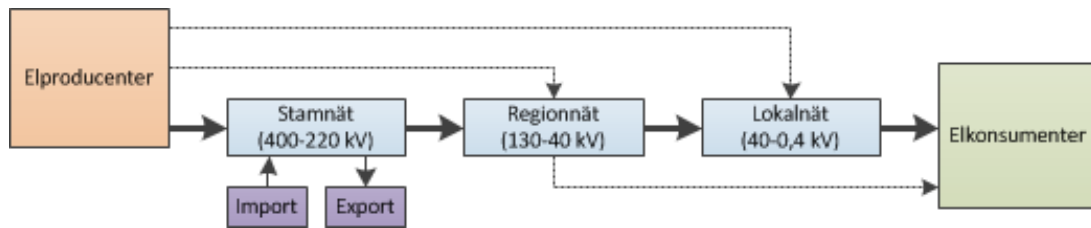
### 2.1 Driftsäkerhet

I takt med att samhället ökat sitt elberoende har även känsligheten mot störningar ökat. Avbrott och störningar på elnätet kan därför få stora konsekvenser. Svk och dess motsvarigheter i de nordiska länderna arbetar därför med att utveckla alla aspekter i elnätet, allt från investeringar i nya överföringsförbindelser till utvecklande av riktlinjer gällande exempelvis automatiska balansregleringar. Driftsäkerheten i det nordiska elnätet är av stor vikt för att säkerställa att samhällsfunktioner på alla plan fungerar, störningar ska därför förebyggas och elkvaliteten ska bevaras. Enligt mål för driftsäkerheten fastställs och används N-1 kriteriet. Det innebär att elsystemet ska vara funktionellt även vid bortfall av en viktig komponent såsom en kraftledning eller större produktionsenhet. Normal drift ska återställas inom 15 minuter och systemet ska då också vara redo att hantera ett nytt fel [1].

### 2.2 Elnätets uppbyggnad

Det svenska elnätet delas in i stamnät, regionnät och lokalnät, den tekniska skillnaden är främst spänningsnivån och därigenom överföringskapaciteten i respektive nät. Gällande funktion syftar stamnätet till att ansluta de större produktionsanläggningarna samt att överföra el genom hela landet. Region- och lokalnät har en mindre geografisk utsträckning och når de enskilda elförbrukarna.

Elnätets principiella uppbyggnad kan ses i Figur 1. Större elproduktion, däribland kärn- och vattenkraft, är i huvudsak ansluten till stamnätet där även import och export av el hanteras. Mindre elproducenter kan även vara anslutna direkt till ett region- eller lokalnät, främst rör det vind- och solkraftsanläggningar. Regionnät sammankopplar lokalnätet samt större elanvändare som exempelvis industrier med stamnätet. Hushåll och mindre elanvändare är anslutna i lokalnät [2].



Figur 1. Det svenska elnätets principiella uppbyggnad.

Näten ägs av olika aktörer där Svk är ensam ägare och förvaltare av stamnätet. Utöver cirka 1500 mil kraftledningar, transformator- och kopplingsstationer samt HVDC-förbindelser ingår även 17 utlandsförbindelser genom Svk:s deläggande. Regionnäten ägs och förvaltas i huvudsak av ett fåtal större elnätbolag medan lokalnätsägare ofta är mindre kommunala bolag [1].

## 2.3 Aktörer

De huvudsakliga aktörer som i Sverige använder elnätet är elproducenter, elanvändare, elnätstföretag, elhandelsföretag, elbörsen samt systemansvarig. Dessa aktörer har olika ansvar och förpliktelser mot varandra för att marknaden ska fungera.

Elanvändare utgörs av hushåll, industrier och företag. Användarna får elen levererad i en uttagpunkt. Elanvändaren ingår ett avtal med ett elnätstföretag som äger elnät (regional- eller lokalnät) för att få tillgång till nättjänster. Ett elprisavtal med ett elhandelsföretag krävs också för att kunna köpa el. Elhandelsföretagen köper el från elproducenter som äger produktionsanläggningar, och förmedlar den till elanvändaren via inmatningspunkter. En balansansvarig måste finnas för varje inmatnings- och uttagpunkt, som åtar sig att hålla en balans mellan den levererade och konsumerade elenergin under varje timme. Ett elhandelsföretag kan själv vara balansansvarig eller köpa den tjänsten av en annan aktör [2].

### 2.3.1 Balansansvarig

För att undvika att skillnaden mellan produktion och konsumtion blir för stor, med obalans som följd, ska enligt ellagen (8 kap 4 §) varje uttagpunkt vara kopplad till en balansansvarig. Det primära ansvaret för att balansen i kraftsystemet hålls är därmed ålagd dessa aktörer, som har förbundit sig att i varje elområde planera för och vidta de åtgärder som är möjliga för att åstadkomma balans avseende energivolym inom varje drifttimme. Påföljden om balansen inte hålls blir endast ekonomisk, den aktör som orsakat obalansen får betala kostnaden som uppstår när den systemansvarige måste kompensera för obalansen med reglerkraft. Krav och regler för hur balansering ska uppnås samt hur avräkning avseende de ekonomiska aspekterna ska hanteras anges i balansansvarsavtalet som de balansansvariga parterna och Svk tecknar [3]. I balansansvarsavtalet anges bland annat att den balansansvarige ska meddela Svk varje reglerobjekts produktionsplan.

### 2.3.2 Reglerobjekt

För att det ska vara möjligt att överblicka hur elproducerande och elförbrukande anläggningar kommer att användas ska balansansvariga meddela sina planer för detta till Svk. För att göra detta möjligt används indelning i reglerobjekt av två kategorier, produktions- samt förbrukningsreglerobjekt per elområde och balansansvarig aktör för objektet.

All elproduktion i Sverige är kopplad till ett produktionsreglerobjekt. Detsamma gäller inte för all förbrukning, utan endast den förbrukning som är avkopplingsbar. Det kan således röra sig om förbrukning kopplad till reglerkraftmarknaden eller större industrier. För

produktionsreglerobjekt gäller en mängd principer, bland annat måste ingående anläggningar höra till samma kraftslag samt vara förlagda till samma elområde. De definierade kraftslag som används är vatten-, kärn-, vind-, sol-, våg-, reserv-, värme- samt ospecificerad kraftproduktion. Denna uppdelning gör det bland annat möjligt att föra statistik över kraftslagets bidrag till den totala produktionen. Reglerobjekten kan om det gäller mindre anläggningar läggas samman i aggregerade enheter medan större anläggningar, som exempelvis är involverade i reglerkraftmarkanden, anges som ett enskilt reglerobjekt. En vindkraftspark är med fördel ett enskilt reglerobjekt, där ett antal vindkraftverk ingår [4].

Balansansvarig inkommer med en reglerobjektsplan till Svk dygnet före driftdygnet. Planen kan ändras fram till att den blir bindande 45 minuter innan drifttimmen, denna tidpunkt kallas Gate Closure. Det är mot den planen som den ekonomiska avräkningen sedan genomförs. Produktionsreglerobjekt ska planeras med 15 minuters upplösning medan förbrukningsreglerobjekten rapporteras som timvärden [4].

Planernas kvalitet beror bland annat av kraftslaget. Reglerbar vattenkraft samt värme- och kärnkraft kan normalt anses vara pålitlig eftersom driften inte påverkas av yttre omständigheter. För produktion från vindkraft och vattenkraft av flödestyp är planerna mer prognosbetonade och därmed ofta mindre tillförlitliga. Den balansansvarige prognostiserar också förbrukningen för att kunna upprätthålla balansen. Ofta utgörs detta med hjälp av underlag från elhandelsföretag som anlitat den balansansvarige [2].

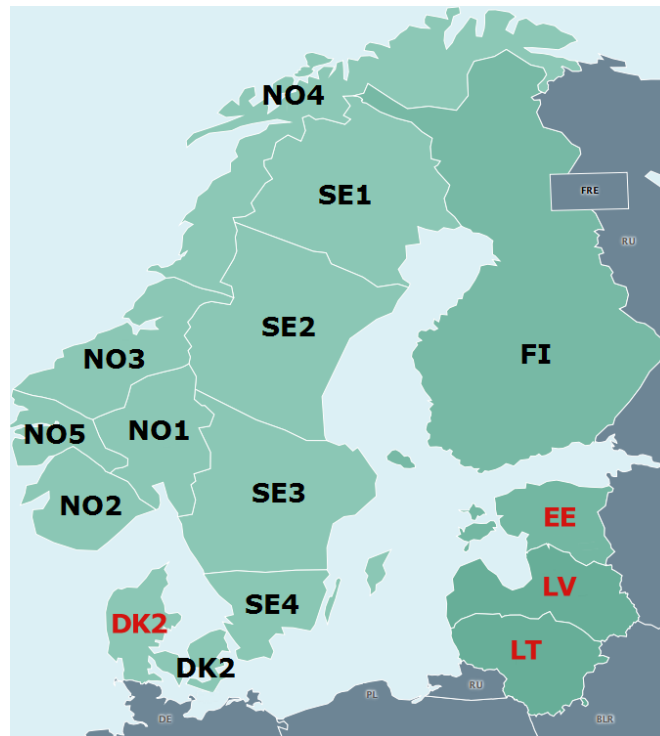
### 2.3.3 Systemansvarig

Systemoperatörerna (Transmission System Operators, TSOs) i de nordiska länderna har det övergripande systemansvaret för kraftsystemet i respektive land. Enligt ellagen (8 kap 1§) innebär det bland annat att Svk har ansvaret för momentan kraftbalans, att produktion och förbrukning av el ska balanseras kortsiktigt i Sverige. Den systemansvarige ska vidare verka för att elnätet håller en hög driftssäkerhet genom att säkerställa att överföringsmöjligheterna inom landet och till omgivande länder är möjligt i tillräcklig kapacitet, vilket även ska ske på ett kostnadseffektivt och miljömässigt sätt [1].

De balansansvariga har ett ekonomiskt ansvar att planera sig i balans, vilket ger en grov jämvikt mellan produktion och förbrukning. Reglerobjektplanerna ger även Svk en plan över hur driften förväntas se ut i den närmsta framtiden. Obalanser uppstår dock ständigt under drifttimmen, på grund av prognosfel, störningar och avbrott. Svk arbetar med att hantera detta genom att bland annat justera den fysiska elbalansen i systemet under driftskedet.

## 2.4 Elområden

Sedan år 2011 är Sverige indelat i fyra elområden. Dessa kallas också för snittområden eller elprisområden, då de inom respektive elområde alltid är ett enhetligt elpris, som kan variera mellan olika timmar. Beroende på aktuella produktions- och förbrukningsnivåer, väderförhållanden och dylikt uppstår situationer med över- respektive underskott på el i de olika områdena. Det kan i sin tur leda till olika prisnivåer på grund av överföringsbegränsningarna i snitten mellan områdena. Det är dessa överföringsbegränsningar som legat till grund för hur elområdena är indelade [1]. Systemansvarig i respektive land fastställer elområdenas utbredning geografiskt. Det nordiska och baltiska elsystemet består av 15 elområden, varav 11 är inom samma synkrona nät, Figur 2 visar områdenas utbredning.



Figur 2. Elområden i det nordiska och baltiska kraftsystemet. Svarta elområden tillhör samma synkrona område, de röda är sammankopplade vid HVDC.<sup>1</sup>

Karaktäristiskt för det svenska elnätet är att stora delar av produktionen är belägen i norra Sverige, där huvuddelen av vattenkraften finns. Förbrukningen återfinns däremot främst i södra Sverige där befolkningstätheten är högre. Vid de tillfällen när priset skiljer sig mellan elområdena i Sverige är därför det ofta dyrare i södra Sverige [1]. En av de bakomliggande anledningarna till varför elområdena infördes var för att ekonomiskt stimulera etablering av ny elproduktion i de områden som oftare drabbas negativt av det högre elpriset. Ett ekonomiskt incitament ges därigenom till marknadsaktörer att utjämna utbudsobalansen i Sverige.

## 2.5 Elproduktion i Norden

De länder som ingår i det nordiska kraftsystemet skiljer sig åt i många avseenden, bland annat gällande befolkningstäthet, klimat och geografiska förutsättningar. Dessa skillnader påverkar vilken energimängd som efterfrågas inom länderna samt hur detta behov på bästa sätt kan mötas. Tabell 1 listar ländernas årliga produktion år 2015, den procentuella andelen av elproduktionen i Norden samt export.

Tabell 1. Nordisk elproduktion och export under 2015.<sup>2</sup>

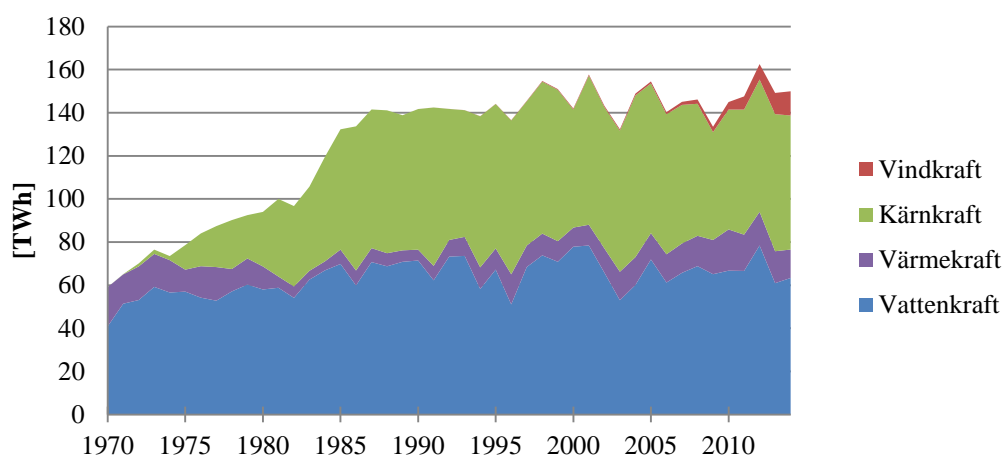
Land	TSO	Elproduktion (TWh)	Produktionsandel (%)	Export (TWh)
<b>Sverige</b>	Svenska kraftnät	157,9	40,0	22,6
<b>Norge</b>	Statnett	143,4	36,5	14,7
<b>Finland</b>	Fingrid	65,2	16,5	-16,3
<b>Danmark</b>	Energinet.dk	27,0	7,0	-6,6
<b>TOTALT</b>		393,5	100,0	14,4

<sup>1</sup> Figurunderlag från Nord Pool.

<sup>2</sup> Data från Nord Pool, <http://www.nordpoolspot.com/historical-market-data/>

Sverige är den största kraftproducenten i Norden, tätt följd av Norge. Vattenkraft är helt dominerande i Norge. I Sverige utgörs produktionsvolymen till cirka 80 % av lika delar vatten- och kärnkraft, med mindre inslag av främst vind- och kraftvärme, se Figur 3 för den historiska utvecklingen. Finlands situation är mer varierad där produktionen är fördelad över både kärn-, värme-, vatten- och kondenskraft. Danmark saknar helt vattenkraft, vind- och kondenskraft är de största kraftslagen. Totalt står vattenkraften för omkring hälften av den nordiska elproduktionen [5]. Norden är nettoexportör av el, trots att både Finland och Danmark importerade el under år 2015.

Elanvändningen i Sverige är relativt hög vilket dels kan tillskrivas klimatet, dels den elintensiva industrin (massa- och pappersindustrin samt stål- och metallverk). Elanvändningen påverkas av bland annat den ekonomiska konjunkturen och energipriser. Även temperaturen påverkar då det i Sverige är förhållandevis vanligt att el används till uppvärmning av bostäder [6].



Figur 3. Svensk elproduktion per kraftslag i TWh, åren 1970 – 2014. Data från [7].

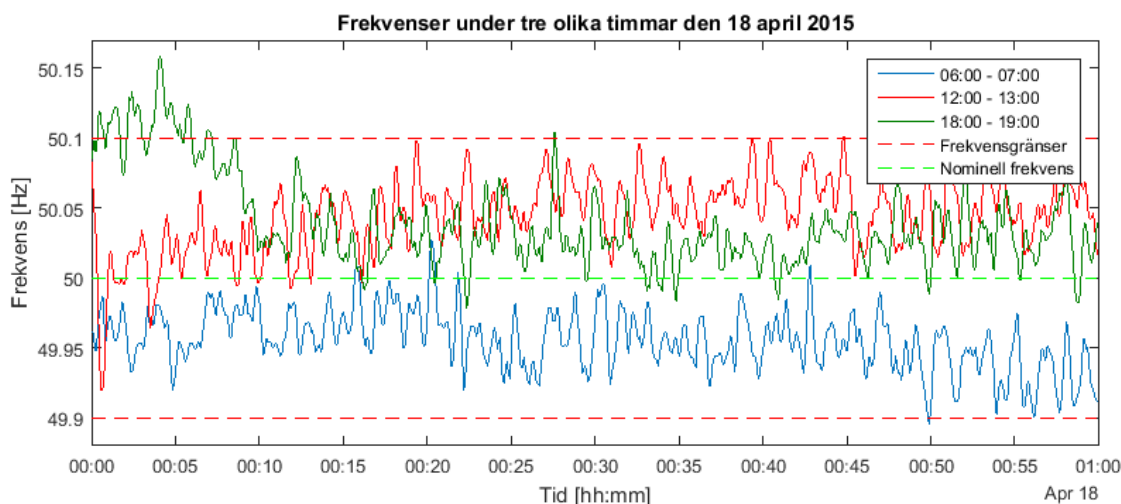
Figur 3 visar elproduktionens utveckling i Sverige under de senaste 40 åren. Från att ha varit dominerad av vattenkraft under första halvan av 1950-talet har idag andra kraftslag en given plats i den svenska energimixen. Sedan slutet av 1980-talet har fördelningen mellan olika kraftslag inte varierat nämnvärt, under senare år har däremot vindkraft tillkommit. Elproduktionen har dock legat på ungefärligt samma nivå de senaste 30 åren. Den installerade effekten i Sverige är dock idag högre än den tidigare varit. Det är främst vindkraften som stått för den ökningen [6].

## 2.6 Elnätsfrekvens

I ett synkront nät varierar de flesta parametrar över tiden, bland annat spänningsnivån och effektöverföringen. Ett värde som dock idealt alltid ska hållas konstant är elnätsfrekvensen, vars nominella värde är 50,0 Hz i Norden. I ett synkront område är frekvensen normalt densamma överallt, vissa mindre variationer och pendlingar kan dock förekomma. Den nominella frekvensens nivå kan vara olika inom olika system. I USA är frekvensen exempelvis 60 Hz medan den i Europa och stora delar av övriga världen är 50 Hz. Frekvensens nominella nivå har inte avgörande betydelse för kraftnätets funktion, däremot dimensioneras generatorer, tekniska komponenter såsom transformatorer och även laster mot en specifik frekvens. En ojämn frekvens är därför inte önskvärd eftersom det innebär att slitage och högre förluster [8].

Frekvensen påverkas av det momentana förhållandet mellan produktion och förbrukning. För att i realtid avgöra hur väl balansen hålls, kan därför frekvensen studeras. Förenklat kommer den elektriska frekvensen inom ett synkront nät att sjunka när produktionen är lägre än

förbrukningen, och stiga när situationen är den omvända. Frekvensen i kraftsystemet varierar ständigt, inte minst på grund av stokastiskt uppkomna mindre variationer i produktion och förbrukning. Under ett dygn uppkommer variationer beroende på tidpunkt, väderlek, veckodag och tid på året. Det är därför svårt att avgöra vad som kan anses vara ett normalt frekvensutfall under en timme. Figur 4 visar som exempel på det frekvensen i det nordiska kraftsystemet under tre olika timmar den 18 april år 2015. Under de aktuella timmarna, valda för att representera olika delar av dygnet, håller sig frekvensen i huvudsak inom frekvensintervallet  $50,0 \pm 0,1$  Hz.



Figur 4. Frekvens under tre olika timmar under ett dygn.<sup>3</sup>

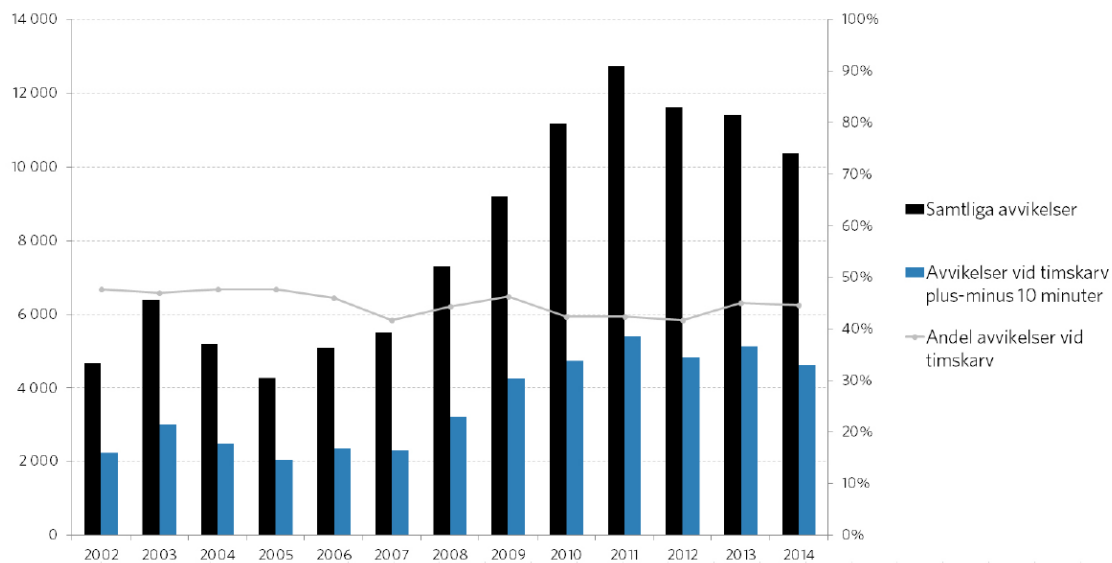
Figuren ovan visar att frekvensen under en viss timme kan ligga både högt och lågt inom det önskvärda intervallet. Vi ser också att under tiden 18:00–19:00 sker en frekvensavvikelse i början av timmen. Det är just vid tidskiftet som många av avvikelserna inträffar. Anledningen till detta är att elhandeln är baserad på timhandel, och balansansvariga endast har skyldighet att vara i energimässig genomsnittlig balans över varje drifttimme. Historiskt har osäkerheten i kraftbalansen i huvudsak legat hos de stokastiska förbrukningsvariationerna. Utvecklingen går dock mot att osäkerheterna även uppstår på produktionssidan [9].

### 2.6.1 Normal och störd drift

Normal drift gällande frekvensnivå är definierad till intervallet 49,9–50,1 Hz. När frekvensen ligger lägre eller högre än detta föreligger störd drift i systemet. Hur ofta och hur länge frekvensen ligger utanför normal drift kan ses som ett mått på systemets tillförlitlighet. Begreppet normal drift innefattar också att spänningsnivåer och överföringskapaciteter är inom fastställda gränsvärden. Det ska även finnas reserver tillgängliga för att hantera störningar [3].

Frekvensavvikelserna har under de senare åren ökat, se Figur 5, vilket indikerar att de förändringar som skett inom kraftsystemet gällande bland annat en förändrad energimix skapar svårigheter för frekvensreglering på kort sikt [10]. Frekvenskvaliteten kan mätas genom antalet minuter som frekvensen legat utanför normal drift, det nuvarande målet är 6000 minuter per år. År 2015 överskreds målet rejält då antalet minuter då frekvensen var utanför  $50,0 \pm 0,1$  Hz var omkring 10 500 minuter [11].

<sup>3</sup> Frekvensdata från Svk.



Figur 5. Antalet frekvensavvikelser år 2002–2014 samt antalet och andelen av avvikelserna som uppkommit vid tidskarvar [10].

Större avvikelser från normal drift bör undvikas eftersom teknisk utrustning kan skadas av resonansvibrationer i exempelvis turbiner. Tekniska komponenter är också dimensionerade för 50 Hz, och frekvensavvikelser kan ge upphov till ökad värmeutveckling, större förluster och förslitning i förtid. Vid frekvensavvikelser aktiveras frekvensstyrda reserver som syftar till att stabilisera och återföra frekvensen till nominell frekvens. När reserverna är aktiverade är kraftsystemets känsligare för ytterligare fel, vilket är en anledning till varför det är önskvärt att frekvensavvikelserna är så få som möjligt.

## 2.6.2 Tidsavvikelse

Frekvensnivån påverkar också synkrontiden. Synkrontid är en tidmätning baserad på nätfrekvensen, där en sekund definieras som tiden det tar för 50 svängningar. När nätfrekvensen är 50,0 Hz är därmed den synkrona och den normala tiden desamma. När frekvensen avviker från det nominella värdet påverkas dock synkrontiden. Är frekvensen högre än 50 Hz går synkrontiden snabbare än den faktiska tiden, och vice versa. Tidsavvikelsen är skillnaden mellan normaltiden och den synkrona tiden. Den beräknas enligt ekvation 1

$$t_i = \int_0^T \frac{f(t) - 50}{50} dt, [s] \quad (1)$$

där  $t_i$  är tidsavvikelsen i sekunder,  $t$  är tiden i sekunder och  $f(t)$  nätfrekvensen [12]. Storleken på tidsavvikelsen är ett mått på frekvensmedelvärdet över den aktuella mätperioden. Som exempel kommer en frekvens som avviker 0,05 Hz från nominellt värde att under en timme resultera i en tidsavvikelse på 3,6 sekunder. För att åtgärda en tidsavvikelse behöver frekvensen befinna sig över eller under nominellt värde för att utjämna avvikelserna. Den nuvarande gränsen för tidsavvikelsen är att den inte ska överskrida 30 sekunder [13]. Hur och varför hänsyn tas till tidsavvikelsen beskrivs mer i avsnitt 4.2.3 Reglering för tidsavvikelse.

## 2.6.3 Reglerstyrka

Vid en förändring av systemfrekvensen kommer produktionen inom systemet att förändras eftersom vissa produktionsenheter delvis är frekvensstyrda. Reglerstyrkan som anges i MW/Hz beskriver sambandet mellan effekt och frekvens. Begreppet är tillämpningsbart på enskilda

reglerobjekt likväl som för hela det nordiska synkronsystemet. Ekvation 2 visar det linjära förhållandet där  $R$  är reglerstyrka,  $\Delta P$  är produktionsförändring och  $\Delta f$  frekvensförändring [12].

$$R = \frac{\Delta P}{\Delta f}, \left[ \frac{MW}{Hz} \right] \quad (2)$$

Det nordiska synkronsystemet har ett gemensamt krav att reglerstyrkan ska uppgå till 6000 MW/Hz, därmed kommer en frekvensförändring om 0,1 Hz leda till en produktionsförändring på till 600 MW [13]. Denna reglerstyrka finns tillgänglig i form av den frekvensstyrda normaldriftreserven, som beskrivs i avsnitt 3.2.1.

## 2.7 Elmarknaden

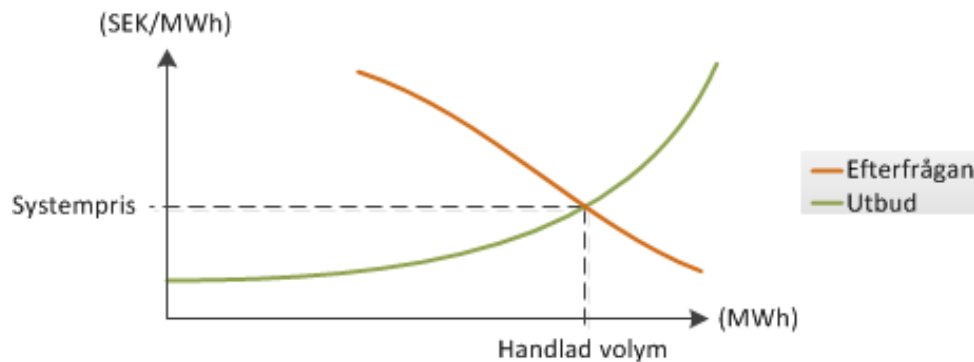
För att utbud och efterfrågan hos elproducenter, elhandelsföretag och elkonsumenter ska kunna mötas behövs en marknadsplats för el. I Norden sker elhandeln huvudsakligen via marknadsplatsen Nord Pool. Nord Pool blev den första internationella elhandelsmarknaden år 1996 när den svenska elmarknaden avreglerades och Sverige blev involverat. Idag ägs Nord Pool av de nordiska och baltiska systemansvariga. Det är även på dessa marknader som Nord Pool bedriver huvuddelen av sin verksamhet.

Den nordiska elmarknaden kan uppdelas efter på vilken tidshorisont handeln sker. Den primära marknaden benämns Elspot och rör handel för det kommande dygnet. Priset som sätts där är referenspriset för hela den nordiska elmarknaden. En justermarknad, Elbas, finns även för att utjämna obalanser närmare drifttimmen. Utöver den fysiska handeln av el sker även handel med finansiella produkter med en tidshorisont på upp till 6 år, vilket sker på andra marknadsplatser. Elproducenter kan även sälja el direkt till en konsument, vilket exempelvis kan vara fallet för större industrier [2].

### 2.7.1 Elspot

Den primära marknadsplatsen är Nord Pool Elspot, där el handlas för det kommande kalenderdygnet. Elspot är en så kallad "day-ahead"-marknad, köpare och säljare kommer där överens om elpriset för varje timme under det kommande dygnet. Cirka 360 köpare och säljare agerar på marknaden, där omkring 2 000 ordrar avslutas dagligen [14].

Prissättningen av el för en viss timme är beroende av sälj- och köpbud. Elproducenter rapporterar in sina produktionsplaner och priser på timbasis för kommande dygn. Elhandlare prognostiserar hur stor deras elförbrukning kommer att vara samt vilket pris de är villiga att betala, också fördelat på timbasis. Klockan 12:00 stängs marknaden för kommande dygn, och elpriset beräknas utifrån de inkomna köp- och säljbuden. Priset per timme sätts där utbudet (säljbud) möter efterfrågan (köpbud), detta pris gäller sedan för all el som säljs under timmen. Det är alltså det högsta säljbudet som avropats som sätter prisnivån för all handel i Norden, marginalprissättning tillämpas därmed. Detta pris benämns även som systempriset [14]. Figur 6 visar hur priset principiellt sätts.



Figur 6. Sälj- och köpbud på Elspot. Där kurvorna korsas kan systempriset samt handlad volym avläsas.

Vindkraft och vattenkraft har låg produktionskostnad, den energi som dessa kraftslag står för avropas därför vanligen först på marknaden. Vid situationer när vattenkraften producerar mindre än normalt, under exempelvis torrår, behöver andra dyrare kraftslag utnyttjas till högre grad. En konsekvens av detta blir att priskrysset, där utbud och efterfrågan möts, förskjuts och det blir högre priser på marknaden [5].

Systempriset sätts för att en jämvikt ska uppstå mellan tillgången och efterfrågan under drifttimmen, vilket är en förutsättning för att inte obalans ska uppstå i kraftsystemet. Systempriset bestäms dock utan att hänsyn tas till fysisk plats för kommande produktion och konsumtionen, priset återspeglar därför inte överföringsbegränsningar i kraftsystemet. Dessa påverkar emellertid priset i de olika elområdena, högre priser uppkommer i områden med underskott när överföringsbegränsningar omöjliggör import av billigare kraftproduktion. Ett högre pris är där tänkt att bland annat stimulera en lägre efterfrågan. Nord Pool beräknar och fastställer utöver systempriset även elområdespriserna för varje timme [14]. Som grund för detta beräknar Svk inför varje driftdygn vilka tillgängliga överföringskapaciteter som kommer att stå till marknads förfogande.

### 2.7.2 Elbas

Mellan att Elspot-marknaden stängs och att de fysiska elleveranserna ska ske kan avvikelser från planerade och prognostiserade nivåer uppstå. Exempelvis kan driftsstörningar inträffa som förhindrar en elproducent att leverera avtalad mängd energi. En annan orsak kan vara ändrade vindprognoser. På förbrukningssidan kan en lägre temperatur än väntad resultera i en högre förbrukning än vad som prognostiserats. Dessa typer av obalanser kan hanteras på ”intra-day”-marknaden Elbas. Där handlas el närmare drifttimmen än på Elspot för att justera uppkomna obalanser.

Förutsättningarna för Elbas-marknaden avseende överföringskapaciteter görs tillgängliga klockan 14:00 inför kommande dygn. Fram till timmen före aktuell drifttimme sker därefter handeln. Prissättningen sker genom kontinuerliga avrop av köp- och säljbud efter deras prissättning. Betydelsen av Elbas som handelsplats har ökat i takt med att främst vindkraften har ökat sin marknadsandel som elproducent. Svårigheter att på 12–36 timmar (tidshorisont för handel på Elspot) ställa upp prognoser för vindkraftsproduktionen gör att handel närmare drifttimmen behövs i högre utsträckning [15].

### 2.7.3 Reglerkraftmarknaden

Utöver Elspot och Elbas, där marknadsaktörer kan mötas och handla, finns även en reglerkraftmarknad (RKM) där systemoperatörerna i Norden kan handla reglerkraft för att upprätthålla balansen inom landet under drifttimmen. Buden kan avropas även för nät- och

systemskäl. I Sverige är det balansansvariga aktörer som kan lägga upp- och nedregleringsbud baserat på enskilda reglerobjekt som sedan kan avropas av balanstjänsten hos Svk.

Inkomna bud ska innehålla uppgifter om i vilket elområde reglerobjektet finns, budvolym i MW samt pris per MWh. Pristaket på bud är 5000 euro/MWh och den minsta budstorleken är 5 MW för elområde SE4 och 10 MW för övriga elområden. Längsta aktiveringstid som accepteras är 15 minuter. Buden kan lämnas in upp till två veckor innan leveransdygn, vid Gate Closure, 45 minuter innan drifttimmen blir buden bindande. Om den totala budvolymen inte kan täcka kommande reglerbehov kan extra bud begäras in av Svk. Det finns dock inget krav på hur stor volym som reglerkraftmarkanden ska innehålla [3].

Buden ordnas efter prisnivå, s.k. *merit of order*, för varje timme och balanstjänsten på Svk avropar buden i prisordning under normala driftförutsättningar. När situationen kräver kan bud hoppas över, det kan vara fallet när överföringsbegränsningar föreligger eller om buden bedöms ha för stor volym eller för lång aktiveringstid. Priset för upp- och nedreglering avgörs enligt marginalprissättning efter varje drifttimme. Det dyraste uppregeringsbudet som avropats under timmen bestämmer priset för all uppregering, på motsvarande sätt blir det lägsta (billigaste) nedregleringsbudet prissättande för nedreglering. Det är de balansansvariga som orsakat obalans under drifttimmen och därmed skapat behovet av reglering, som får betala vad regleringen kostar. Detta hanteras genom balansavräkningen [3]. Utöver reglerkraftmarknaden upphandlar även balanstjänsten de primära reglerresurserna, hur det går till beskrivs i avsnitt 3.2 Primära reglerresurser.

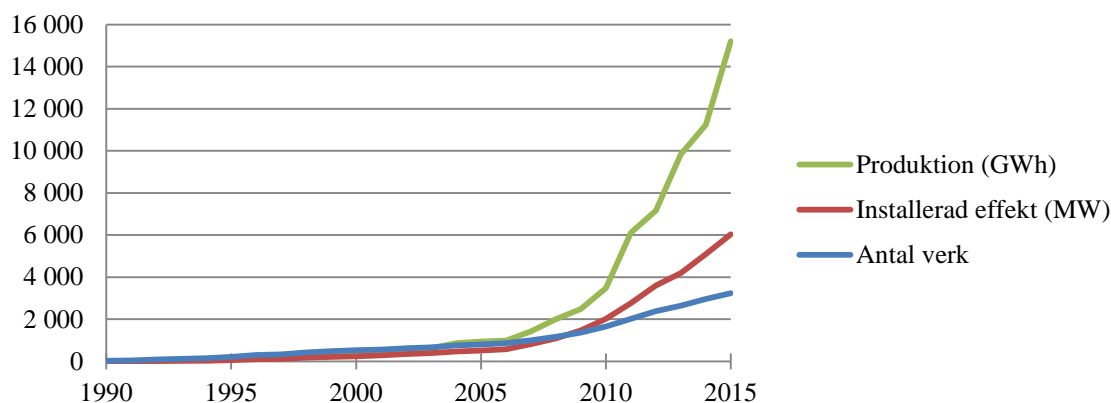
## 2.8 Utmaningar för elnätet

Ur ett globalt perspektiv står många kraftsystem inför stora utmaningar inom momentan kraftbalansering. Bland annat har utbyggnaden av intermittent produktion och av HVDC-överföringar, samt avreglering av elmarknader ökat risken för momentana kraftobalanser. Utmaningar går att bemöta på olika sätt men för att finna de bästa lösningarna krävs en helhetsbild av problemet och möjligheterna [16]. Olika kraftsystem har kommit olika långt i detta arbete, svårigheterna är även olika beroende på hur de enskilda kraftsystemen är uppbyggda.

Ett ytterligare bekymmer i Sverige är även att den befintliga infrastrukturen, ledningar, transformator- och kopplingsstationer är i behov av upprustning. Dessutom fordrar energi- och klimatpolitiska mål nya stamnätsanslutningar så att stamnätet kan hantera ny produktion av intermittent och distribuerad karaktär. Även överföringskapaciteten i befintliga ledningar behöver av den anledningen utökas. Detta utan att påverka den befintliga driftsäkerheten och robustheten i systemet [1].

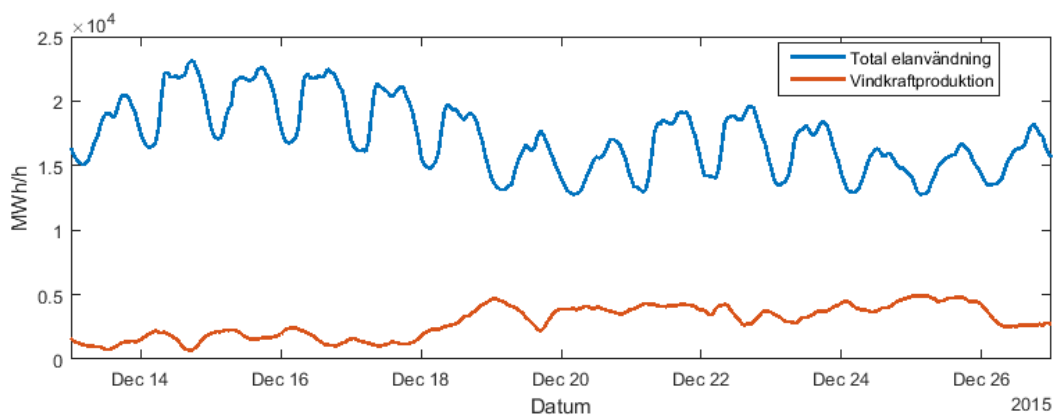
### 2.8.1 Intermittent kraft

En av de största yttre förändringarna som kraftsystemet måste anpassas för är utbyggnaden av intermittent elproduktion, också kallad icke-planerbar produktion. Idag är vindkraft det största kraftslaget inom denna kategori i Sverige, medan solkraft är marginell i sammanhanget. I nuläget byggs den intermittenta kraften ut på ett sådant sätt att fördelningen mellan kraftslagen förändras snabbare än vad den gjort sedan kärnkraften introducerades. Utvecklingen av vindkraft i Sverige sedan år 1990 visas i Figur 7.



Figur 7. Vindkraftsutvecklingen i Sverige. Produktion, installerad effekt och antal verk mellan åren 1990–2015. Data från [7] och [17].

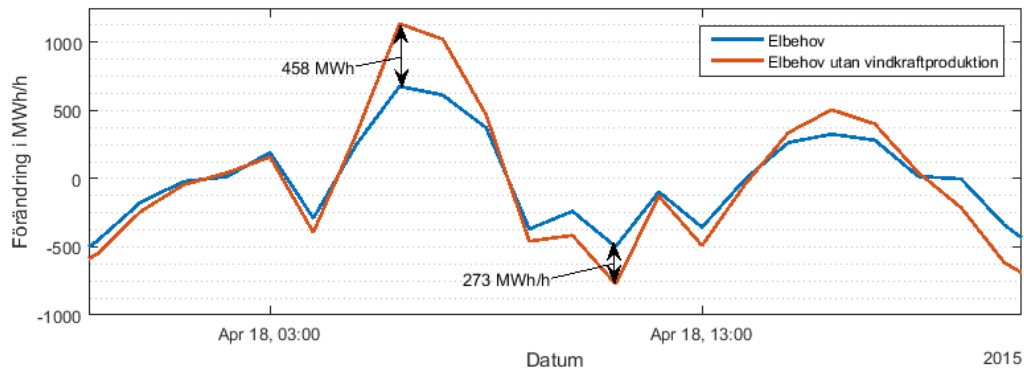
Vindkraftproduktionen har de senaste åren utvecklats exponentiellt, och väntas fortsätta att växa. Vid 2015 års utgång var den installerade effekten över 6000 MW med en årlig elproduktion omkring 15 TWh [17]. En svårighet som måste hanteras härrör från det faktum att vindkraftproduktionen inte kan planeras, det är därför inte möjligt att på samma villkor ersätta eller jämföra vindkraft med baskraft från exempelvis kärn- eller vattenkraft. Det finns heller ingen tydlig korrelation mellan vindkraftproduktionen och elanvändningen, vilket visas i Figur 8. Vi ser där hur vindkraftproduktionen under två veckor i december år 2015 är större under de dagar som har låg förbrukning, och omvänt när förbrukningen är högre. Detta behöver dock inte vara ett problem då vindkraftproduktionen idag kan hanteras inom det befintliga kraftsystemet eftersom den nuvarande flexibiliteten är tillräcklig [10].



Figur 8. Total elanvändning respektive vindkraftproduktion i Sverige 13-27 december 2015.<sup>4</sup>

Flexibilitet i detta fall handlar om möjligheten att hantera situationen som uppstår när elanvändningen ökar samtidigt som vindkraftproduktionen minskar och vice versa. Den uppkomna skillnaden i elbehovet mellan olika timmar blir då större än när ingen vindkraft skulle funnits i systemet [10]. I Figur 9 visas förändringen i elbehovet per timme den 18 april 2015, både med och utan vindkraftsproduktion. Vi ser att förändringen klockan 06:00 är 458 MWh/h högre och vid klockan 11:00 är den 273 MWh/h lägre när vindkraftproduktionen inkluderas. Skillnaden är alltså högre när förbrukningen ökar samtidigt som vindkraftproduktionen minskar och vice versa. Denna relativt sett kraftigare förändring innebär att kraftsystemet måste regleras hårdare för att undvika obalanser [9].

<sup>4</sup> Data från Nord Pool, <http://www.nordpoolspot.com/historical-market-data/>



Figur 9. Skillnader i förändringar mellan timmar, för totalt elbehov samt elbehov när vindkraftsproduktion exkluderats.<sup>5</sup>

Den nuvarande utvecklingen av vindkraft kräver ett flexibelt system med hög överföringskapacitet, dessutom bör handelsmöjligheterna vara goda så att import och export kan användas för att hantera regionala obalanser. Under senare år har Svk:s utvecklingsarbete och investeringsnivå markant ökat bland annat för att möta denna utveckling kring förnybar energiproduktion. Processen att bygga vindkraft är komplicerad med många aspekter att ta hänsyn till. Ansökningar kan därför ha långa ledtider, vilket innebär att det är svårt att få en överblick över hur utbyggnationen kommer att bli, samt vilka åtgärder som därför bör vidtas av Svk [1].

## 2.8.2 Överföringskapacitet

För att inte den tillkommande förnybara produktionen ska bli instängd i Sverige och Norden är det viktigt att tillräcklig överföringskapacitet finns till kontinentala Europa och Baltikum. Då även vind- och solkraft ökar sina marknadsandelar i Europa kommer efterfrågan av reglerkraft troligen att öka även där, något som den svenska och norska vattenkraften kan tänkas bidra med. Överföringskapaciteten kan av den anledningen också behöva byggas ut [1]. Tillräcklig överföringskapacitet inom samt mellan de nordiska länderna är därför en förutsättning för att göra det möjligt att utjämna variationerna i den framtida produktionen.

## 2.8.3 Elmarknadsutmaningar

Den nordiska elmarknaden kommer att likt det fysiska kraftsystemet bli mer sammanbyggd med övriga Europa i framtiden. Att samma regler och förutsättningar då gäller för samtliga aktörer är en förutsättning för att integrering ska kunna ske [18]. På mer detaljnivå förutsågs att avräkning på högre tidsupplösning än en timme är önskvärt. Det skulle underlätta balanshållningen för systemansvarig under drifttimmen. Det är också viktigt att balansaktörer, som idag eftersträvar att hålla balansen av affärsmässiga (ekonomiska) skäl, beläggs med den faktiska systemkostnaden som obalanser genererar [1].

Dagens elmarknad är utformad som en *energy-only*-marknad där energi prissätts och handlas, vilket innebär att man bara får betalt för den energi som produceras. Detta möter inte kraftsystemets behov till fullo där även effekt efterfrågas samt i allt högre grad även flexibilitet är önskvärd. Konsekvenser av detta är bland annat att planerbar produktion blir ekonomiskt missgynnad i situationer när det råder goda förhållanden för förnybar produktionen. Exempelvis har vindkraften väldigt låga produktionskostnader. Situationer kan därför uppstå när det råder ett energiöverskott med låga elpriser, som får till följd att den dyrare produktionen med

<sup>5</sup> Data från Nord Pool, <http://www.nordpoolspot.com/historical-market-data/>

“garanterad” effekt inte är lönsam. Om den planerbara produktionen konkurreras ut från marknaden kan det på längre sikt leda till effektbrist [10].

#### **2.8.4 Planerbar produktion**

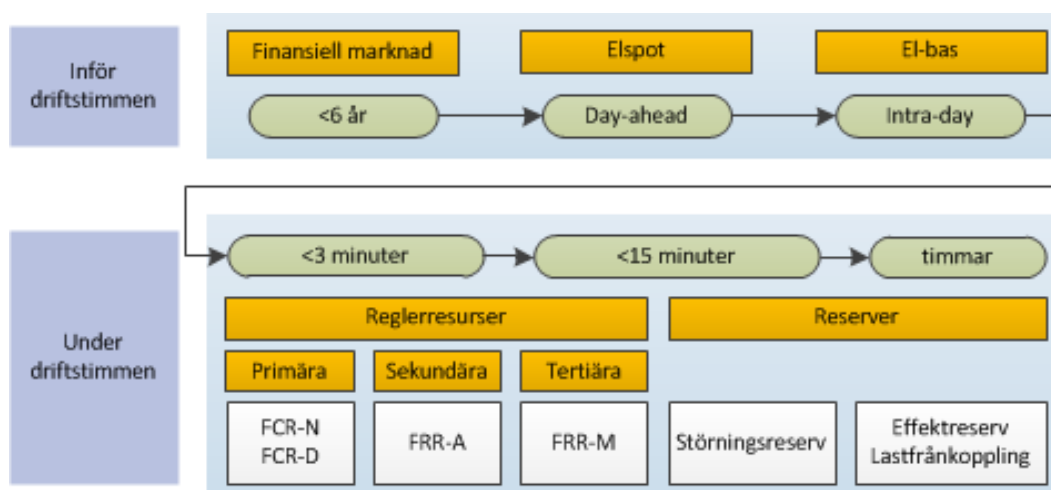
För svensk del kommer även förändringar troligen att ske gällande den planerbara produktionen. Kärnkraften har levererat baskraft under en lång tid i Sverige, dess framtid är dock osäker. Det är beslutat att fyra svenska kärnkraftsreaktorer kommer att avvecklas i förtid av affärsmässiga skäl. Kärnkraften, som är lokaliserad till elområde SE3, kommer därför att påverka produktionen i detta område med en minskning om nästan 3000 MW. Svk bedömer att denna produktionsförlust kommer att kunna hanteras ur både energi- samt effektperspektiv, men samtidigt minskar elsystemets marginaler [1].

### 3. Kraftbalans och reglerresurser

Kraftbalansen i det nordiska kraftsystemet är förenklat skillnaden mellan den momentana elektriska produktionen och förbrukningen. Det innebär att det ska råda balans mellan samtliga generatorers uteffekt och den sammanlagda förbrukningen. Den grundläggande delen av balansproblematiken är att elektrisk energi, i den volym som är nödvändig i kraftsystemet, inte kan lagras. När en obalans uppstår skapas även en frekvensförändring som inte är önskvärd, för att undvika detta används därför automatiska och manuella system för att justera produktions- och förbrukningsnivåer. I kraftsystemet finns även en rörelseenergi i turbiner och generatorer som motverkar plötsliga frekvensvariationer. Förluster inom systemet och lasters frekvensberoende är aspekter som också påverkar förutsättningarna för kraftbalanseringen.

Ett exempel på hur frekvensen påverkas är att när ett större fel inträffar, där en stor produktionsenhet kopplas bort från nätet, kommer frekvensen att sjunka. Hur denna frekvensförändring ser ut beror främst på hur stort bortfallet är, systemets rörelseenergi (svängmassa), samt volymen av och hur snabbt reglerresurser och reserver kan kopplas in för att kompensera för bortfallet [9]. För att balansera systemet genomförs främst upp- och nedregleringar. En uppreglering är en åtgärd för att höja frekvensen, praktiskt innebär det att kraftbalansen förskjuts genom att produktionen ökar eller att förbrukningen minskar. Detta sker genom att Svk köper energin genom aktivering av en balansansvarigs reglerbud. Nedregleringar genomförs på liknande sätt i syfte att sänka frekvensen främst genom minskning av produktion [3].

För balansregleringen finns ett flertal resurser och reserver tillhanda för att möta de frekvensförändringar som uppstår till följd av obalanser. Först aktiveras de primära och sekundära reglerresurserna, därefter de tertiära resurserna. Vid behov kan även effektreservens förbrukningsdel aktiveras, därefter produktionsdelen. Störningsreserven och lastfrånkoppling är de sista åtgärderna som finns tillgängliga. Inom vilka tidsintervall dessa steg aktiveras visas i Figur 10 tillsammans med elhandelns uppdelning rörande tidsperspektiv.



Figur 10. Elhandelns uppdelning inför drifttimmen samt de reglerresurser och reserver som finns tillgängliga under drifttimmen.

Denna uppdelning ser ut på liknande sätt i hela världen. I alla kraftsystem finns en automatisk primär frekvensreglering, den återställs i vissa system av en automatisk sekundär frekvensreglering. Utreglerade automatisk frekvensreglering återställs därefter av en manuell tertiär frekvensreglering [16].

## 3.1 Systemets rörelseenergi

Det nordiska kraftsystemets rörelseenergi utgörs i huvudsak av den roterande massan i stora turbiner och generatorer hos kärn- och vattenkraftverk. Dessa kraftverk använder synkrongeneratorer vilket innebär att deras varvtal är kopplat till elnätets frekvens. En ändring av varvtalet ger därför även upphov till en ändring av frekvensen, och vice versa. Den energi som finns i den roterande massan gör att förändringar i varvtal motverkas, rotationsenergin hos dessa tunga komponenter utgör därför en initial bromsande effekt även på frekvensförändringar. Rörelseenergin bidrar därmed med en mekanisk tröghet till kraftsystemet [19].

I en situation där nätfrekvensen minskar kommer energi tillföras systemet från rotationsenergin, motvarande gäller även vid en ökning av frekvensen där rotationsenergin bromsar frekvensökningen. Denna egenskap hos kraftsystemet utjämnar frekvensvariationer i elnätet vilket ökar robustheten och ger en jämnare frekvens. Svängmassan kan dock bara dämpa mindre frekvensvariationer, då den totala upplagrade rotationsenergin är en bråkdel av den energi som kraftnätet hanterar [19]. Svängmassan i systemet är inte en reglerresurs, den har dock betydelse för hur snabbt en frekvensförändring kan ske. Det finns i dagsläget inga krav på hur stor den mekaniska svängmassan ska vara i det nordiska kraftsystemet [9].

## 3.2 Primära reglerresurser

De primära reglerresurserna utgörs av de frekvensstyrda automatiska reserverna som syftar till att begränsa frekvensförändringar och stabilisera frekvensen. De syftar alltså inte primärt till att återföra frekvensen till 50,00 Hz, utan att istället kontrollera och begränsa frekvensavvikelsen. Återförande av frekvensen till nominellt värde utförs istället av de sekundära och tertiära reglerresurserna, som även återställer de primära för att vara redo att agera mot kommande frekvensvariationer. Vid aktivering av de primära reglerresurserna förändras energibalansen i systemet genom att produktionen ökar eller minskar. Aktivering sker utifrån den aktuella nätfrekvensen som enskilda reglerobjekt som ingår som reglerresurser läser av momentant. Det kraftslag som används för primära reglerresurser är vattenkraft, eftersom vattenkraftverk snabbt kan ändra sin uteffekt genom reglering av turbinen [20].

Endast balansansvariga kan lämna bud till Svk på de frekvensstyrda reserverna. Upphandlingen sker på en särskild marknadsplats där balanstjänsten sköter avrop, vid en samt två dagar (D-1 och D-2) innan driftdygnet. Fördelningen mellan andelen som upphandlas vid de olika tillfällena varierar, utgångsläget är dock att 70 % upphandlas på D-2. Beroende på prisnivån kan även större andel handlas under D-2 [21]. Budstorleken är minst 0,1 MW per bud, balansansvariga meddelar sedan Svk sina planer efter att buden avropats, i detta ska även i vilket elområde produktionen finns ingå. I driftskedet ska sedan mätvärden rapporteras minst var tredje minut, där bland annat uppmätt produktion i MW ingår. Dessa värden används för att beräkna den aktiverade energivolymen, och därigenom ersättningen. Den levererade energin bekostas sedan av de balansansvariga som orsakat obalans under drifttimmen då reglerresurserna användes. Den nuvarande uppdelningen i frekvensstyrd normaldriftsreserv och frekvensstyrd störningsreserv trädde i kraft den 1 april 2011 [20].

### 3.2.1 FCR-N, frekvensstyrd normaldriftsreserv

Den frekvensstyrda normaldriftsreserven FCR-N (Frequency Containment Reserve - Normal) syftar till att automatiskt och snabbt möta frekvensförändringar genom att minska eller öka produktion. På så sätt hanteras de mindre stokastiska obalanser som kontinuerligt uppstår. FCR-N är aktiv när frekvensen ligger mellan 49,90 - 50,10 Hz. Vid en momentan frekvensminskning från 50,00 till 49,90 Hz ska reserven vara aktiverad till 63 % inom 1 minut och till 100 % inom 3 minuter [20]. När frekvensen är stadigvarande 49,90 Hz är således hela reserven aktiverad och uppreglerad, på samma sätt är hela reserven nedreglerad då frekvensen är 50,10 Hz. I det

nordiska kraftsystemet utgörs FCR-N av 600 MW upphandlad upp- och nedreglerbar produktion, varav cirka 245 MW är förlagt i Sverige. Fördelningen mellan de nordiska länderna görs på årsbasis beroende på elförbrukning i respektive land [1].

### 3.2.2 FCR-D, frekvensstyrd störningsreserv

FCR-D (Frequency Containment Reserve - Disturbance), aktiveras när frekvensen understiger 49,90 Hz. Reserven ska vara aktiverad till 50 % inom 5 sekunder och aktiv till 100 % inom 30 sekunder vid en momentan frekvensförändring från 49,90 till 49,50 Hz [20]. Syftet är att hantera större störningar i systemet där frekvensminskningen ska bromsas upp och stabiliseras. Storleken på reserven utgår från N-1 kriteriet där det dimensionerande felet i Norden minus 200 MW ska kunna hanteras. Anledningen till att reserven inte uppgår till samma storlek som det dimensionerande felet är frekvensberoendet hos laster, när frekvensen sjunker kommer förbrukningen att minska [18]. Fördelningen mellan länderna sker proportionerligt efter den största produktionsanläggning som är i drift i respektive land, vilket innebär att Sveriges står för omkring 440 MW [1]. Vid aktivering bör sekundära och tertiära reglerresurser aktiveras för att återställa FCR-D inom 15 minuter för att systemet ska tåla nya fel.

## 3.3 Sekundära och tertiära reglerresurser

För att återställa de primära reglerresurserna och återföra frekvensen till 50,00 Hz används de sekundära och tertiära reglerresurserna. Dessa benämns Frequency Restoration Reserves, FRR. Den sekundära resursen är automatisk (FRR-A) medan den tertiära är manuellt aktiverad (FRR-M). I dagsläget (sedan årsskiftet 2015/16) används inte den automatiskt aktiverade FRR-A inom det nordiska systemet. De manuellt aktiverade reserverna används däremot i stor utsträckning genom reglerkraftmarknaden.

### 3.3.1 FRR-A, automatisk sekundärreglering

FRR-A (också benämnt Load Frequency Control, LFC) började användas under år 2013 och var i drift fram till början av år 2016. Under den perioden var upplägget olika, initialt utgjordes den av 100 MW fördelat på de nordiska länderna som var tillgängligt under hela dygnet. Andra upplägg där systemet bara var aktivt vissa timmar (inte alls under sommaren) och volymer om 200 och 350 MW prövades också [22]. Med en volym kring 300 MW var användandet av FRR-A positivt ur driftsäkerhetsperspektiv, däremot uppstod frågor kring finansieringen av reserven. I samband med utvecklingen av marknaden för FRR-A i Norden har det kontinuerligt förts diskussioner kring hur kostnadsfördelningen mellan nordiska systemansvariga ska ske samt vilka IT-lösningar som är mest lämpliga [23]. I dagsläget finns inget svar på detta och användandet är därför stoppat. De tekniska kraven på FRR-A var att den skulle vara aktiverad till 100 % inom två minuter. Upphandlingen av resursen skedde veckovis per drifttimme, där upp och nedregleringsbud var i steg om 5 MW. I kraven ingick även realtidmätning, vilket innebar att det var möjligt att momentant se hur stor del av resursen som var aktiverad [3]. FRR-A kunde också ställas in mot en annan frekvens än 50,00 Hz, på så sätt kunde reserven enkelt användas för att reglera för tidsavvikelse.

### 3.3.2 FRR-M, manuell tertiärreglering

Den tertiära reglerresursen syftar till att manuellt återställa de tidigare aktiverade reserverna. Resursen handlas på reglerkraftmarknaden som beskrivs i avsnitt 2.7.3 *Reglerkraftmarknaden*. Aktivering sker efter att balanstjänsten identifierat vilka åtgärder som behöver genomföras för att upprätthålla kraftbalansen. FRR-M används därmed för upp- och nedregleringar av både frekvens- och nätskäl [3]. Aktivering och avaktivering sker kontinuerligt under drifttimmen, detta kan ibland även ske snabbare än de 15 minuter som är den maximala aktiveringstiden på

buden. Avropning av bud genomförs genom att balanstjänsten via telefon meddelar den balansansvarige vilka bud som ska aktiveras. Marknadsbudet inom FRR-M är grunden för balansreglering i kraftsystemet, effektreserv och störningsreserv kan anses vara en förlängning av marknaden när tillgängliga bud inte är tillräckliga.

### 3.4 Effektreserv

Enligt lag (2003:436) om effektreserv<sup>6</sup> ska en effektreserv upphandlas på årsbasis och finnas tillgänglig mellan den 16 november och den 15 mars. Storleken bestäms av förordning (2010:2004) om effektreserv<sup>7</sup>, som bland annat anger att den ska utgöras av högst 1000 MW under vinterperioden 2015/2016 samt 2016/2017. Effektreserven, som består av både förbrukningsreduktion (utgörande minst 25 %) och produktionsökning, fasas succesivt ut och vinterperioden 2019/2020 ska den minska och vara högst 750 MW. På sikt är ambitionen att effektreserven inte ska behövas då marknadskrafter ska ersätta dess funktion. Den nuvarande situationen där svensk kärnkraft avvecklas i förtid har dock föranlett en förlängning av effektreserven fram till år 2025. Under de senaste åren har effektreserven endast vid ett fåtal tillfällen försatts i höjd beredskap eller aktiverats av nät- eller frekvensskäl [1].

Reserven syftar till att vara tillgänglig främst när effektbrist förligger, vilket kan vara fallet under kalla vinterdagar då elproduktionen inte täcker elförbrukningen. Aktivering kan även göras av nätskäl. Reserven är förlagd till SE3 och SE4 då dessa elområden är de som har lägst egen produktion i förhållande till förbrukningen samt kan drabbas negativt av nätets överföringskapacitetsgränser. Effektreserven har en aktiveringstid på 16 timmar, men kan sättas i högre beredskap (2 timmar) om balanstjänsten så beordrar. Aktivering sker normalt först efter att alla tillgängliga bud avropats på reglerkraftmarknaden [24]. Balansansvariga finansierar reserven genom en avgift på balansansvarigas förbrukning under samma period som reserven ska vara tillgänglig [3]. Förbrukningsdelen av effektreserven är inkluderad i budstegen i reglerkraftmarknaden, det görs där dock tydligt att det inte är vanliga nedregleringsbud. Produktionsdelen kan dock inte ses och ingår inte i reglerkraftmarknaden på samma sätt [21].

### 3.5 Störningsreserv

Den snabba aktiva störningsreserven aktiveras i en situation där en snabb uppreglering krävs för att hantera en störning som inte kan hanteras av marknadsbud, import eller effektreserv. Saknas andra alternativ kan även störningsreserven användas av balansskäl [25]. Reserven används därmed inte ofta. Den snabba störningsreserven utgörs av gasturbiner i SE3 och SE4 med kort starttid, aktiveringstiden är 15 minuter. Storleken på störningsreserven baseras på det dimensionerande felet enligt N-1 kriteriet. I Sverige uppgår reserven därför som mest till 1450 MW, vilket är maxeffekten för kärnkraftsreaktorn Oskarshamn 3 [1].

### 3.6 Förbrukningsfrånkoppling

Förbrukningsfrånkoppling är den sista manuella åtgärden som kan vidtas för att upprätthålla kraftsystemet i drift vid en störning. Frånkoppling är en uppregleringsåtgärd som kan genomföras automatiskt eller manuellt. Vilka elanvändare som frånkopplas prioriteras genom Styrel, som är en metod som identifierat de prioriterade elanvändarna i samhället [19]. Styrel har arbetats fram av kommuner, länsstyrelser och regionnäsägare, för att fastställa prioriteringsordning vid frånkoppling. I en akut elbristsituation kan sedan frånkoppling ske utan att drabba de känsliga kunderna i nätet, exempelvis sjukhus. Förbrukningsfrånkoppling har inte behövt användas i skarpt läge.

---

<sup>6</sup> Lag (2003:436) om effektreserv. <https://lagen.nu/2003:436>

<sup>7</sup> Förordning (2010:2004) om effektreserv. <https://lagen.nu/2010:2004>

## 4. Balanstjänsten

Systemoperatörerna i de nordiska länderna har grundansvaret för att respektive nationellt elnät är balanserat, samt för sina interna och externa förbindelser. Balanstjänsten är den funktion hos Svk som har till uppgift att säkerställa att kraftsystemet i Sverige är momentant balanserat. Tillsammans med den norska systemansvariga myndigheten Statnett delas även ansvaret för det nordiska synkrona kraftsystemets momentana balans [3].

Balanshållning av det nordiska kraftsystemet är en komplex verksamhet, främst på grund av att kraftsystemet är stort och flera delsystem är integrerade med varandra. Det är av den anledningen svårt att se hur de olika systemen påverkar varandra. Det är även av stor vikt att kraftsystemet ständigt fungerar ändamålsmässigt, eftersom det är många aktörer inblandade ställs därför högra krav på att reglerverk och avtal ska vara tydliga och långsiktiga. Förändringen inom det nordiska kraftsystemet avseende antalet HVDC-överföringar, ökningen av intermittent kraft i Norden och i Europa, samt den ökade handeln länder emellan har lett till att förutsättningarna för balanstjänstens arbete har förändrats de senaste åren. Arbetssättet har däremot inte förändrats nämnvärt under samma period. Utmaningen är större idag, men verktygen i grunden är desamma [23].

Balansregleringen syftar till att nätets överföringskapaciteter inte ska överskridas, samt att frekvens- och tidsavvikelse ska ligga inom tillåtet intervall [13]. Vad som kontinuerligt behöver hanteras på olika sätt är variationer på års-, vecko-, dags-, tim- och sekundbasis. Flexibilitet och robusthet är därför viktigt för att kunna möta de olika krav som tidsperspektiven ställer gällande reglervolymer och aktiveringstider. För att uppfylla ansvaret används de automatiska och manuella reglerresurser som presenterats i avsnitt 3. *Kraftbalans och reglerresurser*. Balanstjänsten använder också ett flertal driftsystem och balansverktyg för ändamålet, vilket presenteras i detta avsnitt.

### 4.1 Balanstjänstingenjör (BTI)

Den dagliga driften och övervakningen av kraftsystemet utgår från Svk:s kontrollrum i Sundbyberg. I kontrollrummet finns över dygnet ett antal personer med olika funktioner för att säkerställa kraftnätets drift. Balanstjänstingenjören (BTI) har ansvaret för balansen i kraftsystemet och övervakar nät och frekvens samt genomför åtgärder för att balansen ska hållas. Den vakthavande ingenjören (VHI) har det övergripande driftsansvaret för stamnätet och utlandsförbindelserna, denne genomför också beräkningar för att fastställa överföringskapaciteter. Kontroll av kopplingar och spänningsregleringar inom stamnätet sköts av en driftcentraloperatör (DC). Dessa tre funktioner är bemannade dygnet runt. Utöver dessa finns även andra funktioner i kontrollrummet under dagtid, bland annat för hantering av driftsystem och kommunikation.

Balansreglering utförs praktiskt under årets alla timmar av BTI, som utöver att övervaka den momentana balansen bland annat även sköter upphandlingen av primära reglerresurser, beräknar priser för reglerkraft och har kontakt med de andra nordiska systemansvariga rörande reglerkraftmarkanden.

### 4.2 Skäl till reglering

Regleringar utförs av tre anledningar. Primärt utförs alltid regleringar för att upprätthålla stamnätets funktion avseende nätskäl. Regleringar av frekvensskäl utförs därefter om sådana behövs, slutligen kan regleringar för att hantera tidsavvikelsen och återställa synkrontiden utföras.

## 4.2.1 Reglering av nätskäl

Överföringskapaciteten mellan olika elområden är inte obegränsad utan överföringsbegränsningar (flaskhalsar) kan uppstå där kapaciteten utnyttjas maximalt. Det är just flaskhalsarna som definierar gränserna mellan olika elområden. Den för marknaden användbara kapaciteten hos en överföring benämns *Net Transfer Capacity* (NTC), eller handelskapacitet, vilket beräknas för varje timme av Svk inför varje driftdygn och meddelas till Nord Pool. NTC är en viktig parameter för elmarknaden som vill veta vilka överföringskapaciteter som kommer att finnas tillgängliga då detta styr vilka volymer som kan handlas. Överföringarnas totala kapacitet (*Total Transfer Capacity*, TTC) utnyttjas alltså inte, utan handelskapaciteten fastställts genom simuleringar och drifterfarenheter. Kapacitet reserveras alltid för att kraftsystemet ska ha förutsättningar för att också hantera det dimensionerande felet [26].

Snitten som övervakas är främst de tre mellan de svenska elområdena samt HVDC-förbindelser till andra länder. Svk garanterar handelskapacitet till marknaden, i situationer när dessa kapaciteter förändras på grund av exempelvis fel i nätet måste Svk åtgärda detta utan att marknaden påverkas. Detsamma gäller i situationer när NTC riskerar att överskridas, vilket exempelvis är relativt vanligt förekommande mellan elområde SE3 och SE4 (snitt 4). I dessa fall kan en reglering av nätskäl vara nödvändig att genomföra. De regleringarna kan även utföras om nätet inom ett elområde så kräver, det är dock inte vanligt förekommande. Regleringar av nätskäl benämns mothandel eller specialregleringar, för att undvika att behöva genomföra dessa kan så kallad transitering (loopar) användas. Specialregleringar och loopar beskriv i större detalj under avsnitt 4.4 Balanseringsverktyg.

## 4.2.2 Reglering av frekvensskäl

Frekvensen i det nordiska kraftsystemet ska idealt alltid vara 50,00 Hz. Vid avvikelser från detta nominella värde under normal drift aktiveras automatiska reglerresurser som stabiliserar och återställer frekvensen. Manuella åtgärder kan sedan genomföras för att ersätta de automatiska reserver som aktiveras, samt för att återföra frekvensen. I Figur 11 visas hur dessa steg aktiveras. För närvarande används ej den återställande reglerresursen FRR-A i Norden, frekvensen återställs istället genom aktivering av manuella reglerresurser.

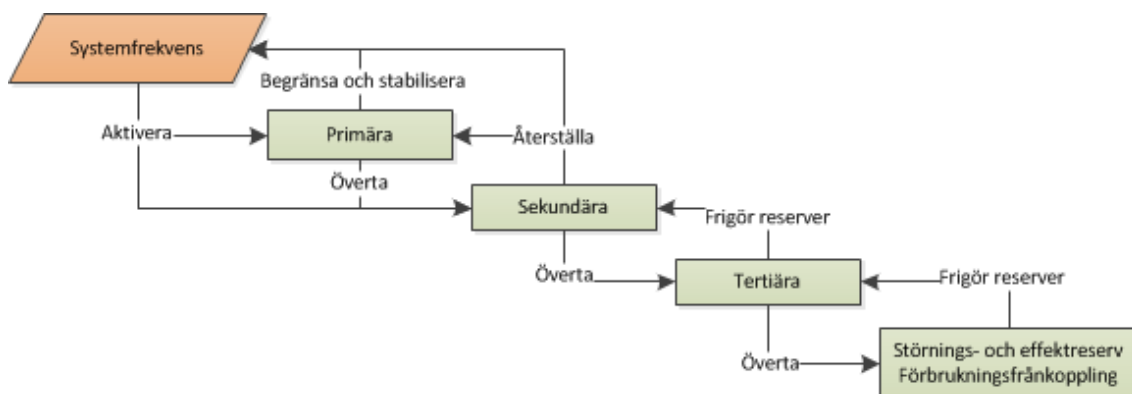


Figur 11. Reglering/åtgärder vid frekvensavvikelse [26].

De frekvensstabiliserande åtgärderna utgörs av de primära reglerresurserna (FCR-N och FCR-D). Frekvensregleringar som utförs inom ramen för dessa sker automatiskt och hanteras därför inte utöver att den upphandlas i förväg av balanstjänsten. En aktivering av dessa står i teorin alltid proportion till frekvensförändringen. De automatiska reserverna är därför i princip alltid till någon del aktiverade, även när frekvensen håller 50 Hz.

Återställandet av frekvensen kan vara nödvändigt efter att frekvensnivån stabiliserats. FRR-A, den automatiska sekundärregleringen, syftar till att göra detta. Återställande kan även genomföras genom reglerkraftmarknaden, vilket då benämns FRR-M. Det är även genom reglerkraftmarknaden som ersättningen och därigenom frigörande av de aktiverade resurserna genomförs så att dessa åter blir tillgängliga att agera mot nya obalanser [26].

Reglerresurserna samt reserverna inbördes samband samt deras förhållande till den aktuella systemfrekvensen kan ses i Figur 12.



Figur 12. Aktivitetsordning för reglerresurser samt deras inbördes samband.

### 4.2.3 Reglering för tidsavvikelse

När ingen reglering krävs för att hantera nätet eller frekvensen kan tidsavvikelsen ges uppmärksamhet. Avvikelsen ska inte vara större än 30 sekunder, vid en avvikelse överstigande 15 sekunder bör BTI överväga att genomföra regleringar för att återställa synkrontiden. Denna regleråtgärd är en balansreglering som beslutas i samråd med Statnett [13]. Det finns exempel på reglersystem som automatiskt justerar tidsavvikelsen genom en integrerande del. I det nordiska kraftsystemet används dock manuell tertiärreglering för denna justering [12].

När tidsavvikelsen ökat har oftast fokus varit på det överliggande problemet att hantera frekvensen. Åtgärder för att justera tidsavvikelsen sker därför med fördel under lugna driftsperioder, exempelvis nattetid mellan 01:00 – 04:00. Under den perioden väntas normalt inga större lastförändringar och frekvensen kan genom manuella åtgärder styras till en nivå avvikande från den nominella en längre period. Frekvensen bör dock inte ligga för långt från 50,00 Hz, detta för att FCR-N alltid aktiveras för att motverka frekvensförändringen och det är alltid önskvärt att så många reglerresurser som möjligt är frigjorda [27].

Med en frekvens som ligger inom intervallet för normal drift, men där tidsavvikelsen ändå ökar, kommer de automatiska frekvensstyrda reserverna vara aktiverade. Dessa utgörs uteslutande av vattenkraft. Det teoretiska syftet med att återställa tidsavvikelsen är att därigenom även återställa nivån i vattenreserverna [27]. Påverkas vattennivåerna för stort kan de få till följd av vattenkraftverk riskerar att bryta mot lagar och avtal rörande vattenföring.

## 4.3 Driftsystem

Ett flertal IT-system används för att möjliggöra det arbete som balanstjänsten utför. Dessa hanterar olika aspekter av den information som behöver göras tillgängligt för BTI. Här ingår realtidsövervakning av produktion, tillgängliga bud på reglerkraftmarknaden, överföringsnivåer och tillgänglig kapacitet med mera. Via ett dussintal datorskärmar i kontrollrummet kan BTI ta del av den information som driftsystemen bidrar med.

### 4.3.1 TRANS

Balanstjänsten använder sedan år 1996 planeringssystemet TRANS för att sammanställa och hantera information om kraftsystemet i Sverige. Då systemet är föråldrat pågår processen med att byta ut det [28]. Utvecklingsprojektet Hugin syftar till att implementera ett nytt system som

beräknas tas i drift under år 2017. Det nya systemet är ursprungligen norskt och hade tidigare benämningen LARM. Det nuvarande namnet är dock Fifty vilket syftar kraftsystemets nominella frekvens [29].

Genom TRANS meddelar balansansvariga sina bud till reglerkraftmarknaden, vilka för den innevarande och kommande drifttimmen även enkelt kan åskådliggöras. När svenska reglerkraftbud avropas förs start- och stopptider in i TRANS vilket sedan används vid avräkningen. I systemet kan även bland annat planer för samtliga reglerobjekt avläsas som stöd för driftplaneringen [27].

### **4.3.2 NOIS**

De nordiska länderna använder ett gemensamt system som benämns Nordic Operational Information System (NOIS), där information om hela det nordiska systemet ingår. NOIS har under åren utvecklats och fler funktioner har tillkommit sedan systemet implementerades. Från att tidigare främst använts för att sammanställa de nordiska reglerbuden ingår idag även bland annat verktyg för prisberäkningar och driftplaner [21].

I NOIS sammanställs samtliga nordiska reglerkraftbud där de presenteras i prisordning, även storlek på bud, elområde, reglerobjekt och aktiveringstid ingår. De svenska reglerkraftbuden överförs från TRANS var femte minut. Prisberäkningar, för att efter drifttimmen ta fram det gällande reglerpriset, genomförs också genom NOIS, där flaskhalsar enkelt kan anges om sådan förekommit under drifttimmen. Planer för kommande drift för hela det nordiska systemet ingår i NOIS Planning Table, där produktionsplaner och konsumtionsprognoser tillsammans med planer för HVDC-överföringar och planerade regleringar ingår. Den planerade obalansen kan ur dessa planer tas fram. BTI kan därmed använda sig av NOIS för underlag till beslut som kan behövas ta inför kommande driftimme [27]. NOIS Planning Table presenteras i mer detalj i avsnitt 5. *NOIS Planning Table*.

### **4.3.3 Hansa**

Det drift- och övervakningssystem som Svk använder är ett SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) system med systemnamnet Hansa. Systemet visar realtidsvärden för snittöverföringar, produktionsanläggningar och HVDC-överföringar i det nordiska systemet. Även kapaciteter och produktion i andra länder som har handel med Norden ingår [27]. Systemet är liksom TRANS föråldrat och ett projekt Fenix för att uppgradera pågår för närvarande [21]. De snitt som är av störst vikt att övervaka är de tre interna mellan elområdena, samt förbindelserna till de andra nordiska länderna.

Produktionsanläggningars momentana produktion övervakas genom att balansansvariga meddelar realtidsvärden genom Hansa för de reglerobjekt som används på reglerkraftmarkanden [4]. Produktion från vattenkraft, kärnkraft och även gasturbiner kan också rapporteras om möjlighet till realtidsmätning finns. Systemet hanterar dock inte realtidsdata för vindkraft [27].

### **4.3.4 AIOLOS**

För att kunna förutse driftssituationen kommande dygn behöver prognoser för förbrukningen tas fram. Förbrukningsprognoser är viktiga för att ge indikationer kring hur driftssituationen kan antas bli under ett kommande dygn med exempelvis kall väderlek. De påverkar även bland annat hur stora förlusterna kommer att bli i stamnätet. Svk använder lastprognossystemet AIOLOS för att ta fram förbrukningsprognoser. Programmet utgår från ett flertal väderprognoser där bland annat temperatur och vind utgör beräkningsunderlag. Även referensdygn används vid beräkningen, en viktad prognos per elområde kan därefter tas fram. Balansansvariga använder liknande verktyg för att planera sin drift, Svk:s förbrukningsprognos

som görs publik inför driftdygnet kan därför även ingå i de balansansvarigas egna beräkningar [27].

### 4.3.5 SPICA

För att beräkna överföringskapaciteter för kommande dygn används programmet SPICA. De överföringsnivåer som inte får överträdas tas därigenom fram. Det är ett flertal nivåer som beräknas, bland annat för att hantera N-1 kriteriet samt för vid vilken överföringsnivå som spänningskollaps inträffar. Nivåerna beräknas inför varje dygn men kan ändras under driftdygnet [27]. Gränserna som beräknas överförs till Hansa för att göra det möjligt att se hur realtidsvärdena förhåller sig till de aktuella överföringskapaciteterna [21].

## 4.4 Balanseringsverktyg

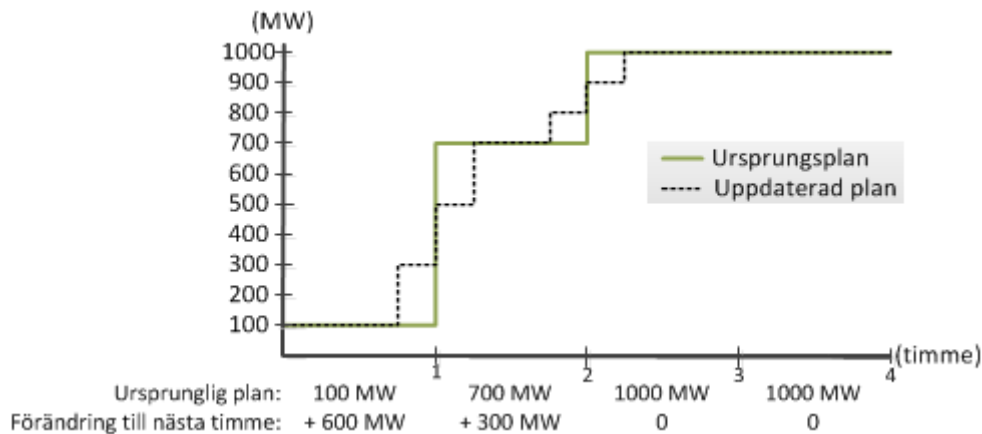
För att uppnå momentan balans krävs arbete på flera tidshorisonter. Inför driftskedet kan produktionsförflyttningar och kvartsaaffärer genomföras för att minska obalanser som ofta uppstår kring tidskiftet när stora produktions- och HVDC-överföringsförändringar inträffar. Under drifttimmen kan specialregleringar och transitering används för att reglera för nåtskäl, det främsta verktyget är dock de regleringar som genomförs genom reglerkraftmarkanden, där upp- och nedregleringsbud aktiveras kontinuerligt för att balansera kraftsystemet.

### 4.4.1 Produktionsförflyttningar

I Sverige kan produktionsförflyttningar göras av balansansvariga fram till 90 minuter innan drifttimmen, för att utjämna produktionsvariationer kring tidskarven. Syftet är att minska de obalanser som kan uppstå just vid timmen då stora produktionsförändringar kan föreligga. Anledningen till att detta problem kan uppstå är att det är över timmen som de balansansvariga ska planera sig i balans, mellan timmar kan därför produktionskillnaden vara stor. Produktionsförflyttningar är en möjlighet som balansansvariga har för att utjämna denna skillnad.

När skillnaden i produktion mellan två timmar är större än 200 MW i ett elområde ska balansansvarige om det är möjligt göra en produktionsförflyttning. Det kraftslag som är lämpligt att nyttja för produktionsförflyttningar är främst vattenkraft, som ofta är flexibel gällande start- och stopptider. Produktionen ska fördelas jämnt till både före och efter tidskiftet, med 15 minuter i båda riktningarna. En sådan produktionsförflyttning kan dock ge upphov till att balansansvarige inte håller sin bindande produktionsplan för timmarna. För att inte straffa balansansvariga ekonomiskt för att försöka utjämna sin produktionsförändring räknas därför inte produktionsförflyttningar med vid fastställande av de bindande produktionsplanerna [26]. Den totala energivolymer måste dock vara lika stor på bägge sidor om tidskarven för att ingen extra kostnad ska uppstå. Beroende på storleken på den ursprungliga produktionsförändringen kan produktionskillnader överskridande 200 MW accepteras [30]. Ibland kan det även finnas skäl som inte gör det möjligt att genomföra en produktionsförflyttning, för vattenkraft måste exempelvis driftläget vara förenligt med regler för vattennivåer och flöden i vattendrag.

I Norge hanteras stora produktionsförändringar vid tidskiftet genom så kallad *glatting*. Producenter skickar in sina driftplaner till Statnett som planerar produktionsstarter under de kvartar som de finner mest lämpligt. I Danmark och Finland, som har lite eller ingen vattenkraftproduktion, är det inte vanligt med produktionsförflyttningar [27].



Figur 13. Exempel på produktionsförflyttningar under fyra drifttimmar.

Figur 13 visar ett exempel på hur produktionsförflyttningar i praktiken kan genomföras. I exemplet väntas en produktionsökning på 600 MW vid ett tidskifte. Denna produktionsökning uppdelas och flyttas för att istället ske stegvis med 200 MW förlagt till en kvart innan, under, och efter tidskiftet. Produktionsökningens nya utseende blir därmed jämnare samtidigt som den levererade energin enligt den ursprungliga timplanen är lika stor som den levererade energin efter att produktionsförflyttningarna genomförts.

#### 4.4.2 Kvartsaffärer

Även när produktionsförflyttningar genomförts kan den sammanlagda produktionsförändringen mellan två drifttimmar vara betydande. Hur HVDC-förbindelser kommer att utnyttjas före och efter tidskiftet kan även påverka storleken på produktionsförändringen positivt eller negativt. För att åtgärda detta kan BTI begära av en balansansvarig att förflytta sin produktion på liknande sätt som en produktionsförflyttning, vilket då kallas för en kvartsaffär [26]. En förutsättning för att en kvartsaffär ska kunna genomföras är, på samma sätt som för produktionsförflyttningar, att den ska vara tekniskt möjlig att genomföra. Saknas möjlighet att justera produktionen i Sverige kan även andra länder användas för att genomföra önskvärd justering. Kvartsaffärer kan även göras mot andra tidsintervall än 15 minuter, namnet till trots [27].

Skillnaden mellan en produktionsförflyttning och en kvartsaffär är i huvudsak vilket aktör som initierar åtgärden, samt hur den hanteras ekonomiskt. En kvartsaffär prissätts enligt vad som blir mest fördelaktigt för den balansansvarige, antingen erhålls det aktuella upp- eller nedregleringspriset, eller spotpris plus 10 %. Priset för en kvartsaffär påverkar därför inte priset för normal reglering genom reglerkraftmarkanden, då dessa istället prissätts fördelaktigare för den balansansvarige [3]. Kvartsaffärer används för att undvika att reglerbud behöver aktiveras, vilket i teorin leder till ett bättre utnyttjande av tillgängliga resurser.

#### 4.4.3 Specialregleringar

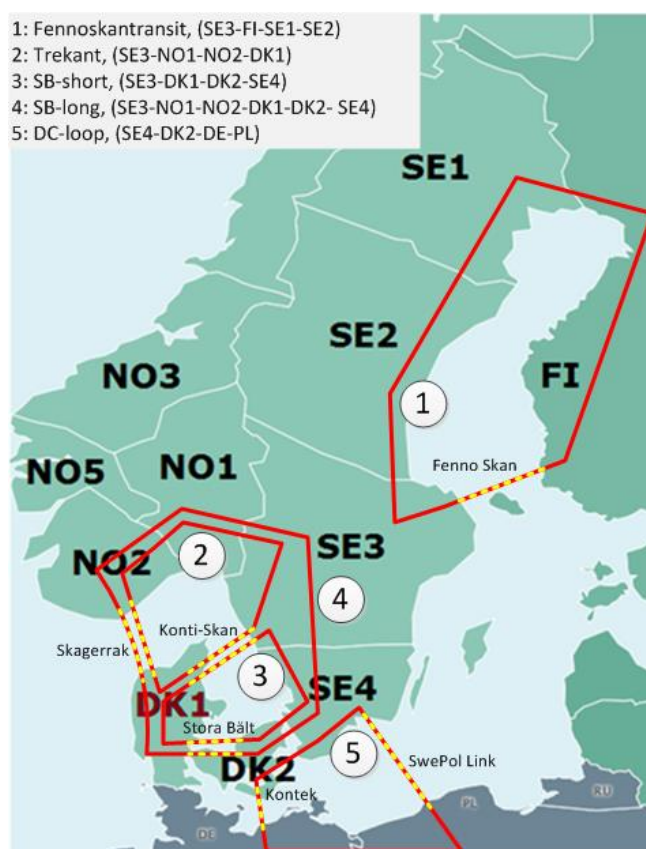
En specialreglering är en upp- eller nedreglering som genomförs av nätskäl, vilket kan vara nödvändigt på grund av överföringsbegränsningar i nätet. Dessa regleringar innebär att bud från reglerkraftmarkanden avropas, men prioriteringsordningen är då gällande främst elområde där upp- eller nedregleringen genomförs, inte prisnivån. För att inte påverka prissättningen på den vanliga reglerkraften prissätts specialregleringar enligt pay-as-bid, priset blir alltså detsamma som budpriset och prissättningen på reglerkraftmarknaden påverkas därmed inte [3]. Specialreglering kan också krävas i situationer när särskild aktiveringstid krävs.

Specialregleringar är relativt vanliga i Norge som har ett svagt stamnät. För svensk del används specialregleringar mer sällan. Användandet är dock ofta större under sommarhalvåret när arbeten på stamnätet genomförs. Anledningen är att vid dessa arbeten är överföringskapaciteten i nätet lägre och risken för att överlast inträffar högre. I de situationerna är det också vanligare att specialregleringar används [21].

#### 4.4.4 Transitering (loopar)

Överföringsbegränsningar kan utöver genom specialregleringar också hanteras genom transitering, vilket också kallas för loopar. Metoden syftar till att överföra kraft från överskottsområden till underskottsområden när snittet mellan områdena är maximalt belastat genom att använda HVDC-överföringar. Kraft kan då överföras mellan två elområden via andra närliggande elområden eller länder. Metoden utnyttjar HVDC-kablar där kraftöverföringens volym och riktning kan styras. En förutsättning för att använda transitering är därför att kapacitet för detta finns på kablarna [26].

Åtgärden initieras genom att den systemoperatör som vill genomföra en loop via telefon tar reda på om berörda länder har möjlighet att genomföra detta. Start- och stopptid samt volym och om loopen ska köras med- eller moturs bestäms sedan innan loopen kan initieras. Ingen ekonomisk affär genomförs i samband med att loopar används, ingen direkt kostnad uppstår därför. Däremot måste alltid användandet av HVDC-överföringar registreras [21]. Det finns flera möjliga loopar inom Norden och nästan dagligen används metoden. Inblandade länder kan utöver Sverige vara Norge, Danmark, Finland, Tyskland och Polen [26]. I Figur 14 kan de förekommande looparna ses.



Figur 14. Loopar i det nordiska kraftsystemet.<sup>8</sup>

<sup>8</sup> Figurunderlag från Nord Pool.

Ett exempel hur en loop kan används är när överföringskapaciteten är begränsande från SE3 till SE4 i Sverige. För att kringgå snittet kan då en kraftöverföring styras moturs från SE3 till DK1 via Konti-Skan och från DK1 till DK2 via Stora Bält. Från DK2 till SE4 kan därefter kraften överföras utan begränsningsproblem och inga specialregleringar behöver vidtas. Denna loop kallas SB-short då överföring via Stora Bält ingår.

En annan vanligt förekommande loop benämns DC-loop och går mellan SE4, DK2, Tyskland (DE) och Polen (PL). Ett scenario som kan föranleda att Sverige vill aktivera den loopen är när HVDC-förbindelsen till Polen, SwePol-Link, går på minimilast. Detta leder till spänningsproblem i SE4 vilket kan avhjälpas med en loop genom Polen, Tyskland och Danmark. Tyskland och Polen har också interna skäl till att vilja använda sig av loopen vilket leder till att den ofta används. Aktivering kräver utöver muntlig kontakt över telefon även fysiska underskrifter vilket löses genom att ett dokument faxas mellan systemoperatörerna [21].

## 4.5 Aktivering av bud på reglerkraftmarknaden

Då SvK och Statnett har ett gemensamt ansvar för frekvensregleringen i Norden sker kontakt via telefon mellan BTI och motsvarande funktion hos Statnett minst en gång varje drifttimme. Bud från reglerkraftmarknaden aktiveras efter gemensamt beslut som tas efter att aktuell driftsituation diskuteras med hänsyn främst till driftplaner i NOIS och aktuell frekvens. Efter att upp- eller nedregleringsbehovet fastställts, beslutas om vilket reglerpris (euro/MWh) som ska gälla i Norden. SvK meddelar sedan det aktuella priset till systemoperatörerna i Danmark och Finland om reglerbud finns i deras elområden som kommer aktiveras med det beslutade reglerpriset. Energinet.dk respektive Finngrid meddelar i sin tur aktörerna i respektive land med bud som ska aktiveras.

Från reglerkraftmarknadens budstege i NOIS kan BTI avläsa de nordiska buden i prisordning. En viss upp- eller nedregleringsvolym (i MW) för varje drifttimme är därför kopplat till ett visst reglerpris. Vad reglerpriset är satt till är i sig inte relevant för driften, däremot används det för att meddela aktörer om vilka av deras bud som ska aktiveras. När en viss prisnivå för uppregling sätts innebär det att alla bud som är på samma prisnivå eller lägre ska aktiveras [26].

Antagna bud gäller drifttimmen ut. Därefter kan andra förutsättningar råda på reglerkraftmarknaden med andra bud och andra prissättningar. BTI ser dock buden för innevarande samt kommande timme och kan därför genom NOIS bedöma situationen. Inför kommande drifttimme kan BTI meddela en balansansvarig att ett bud för ett visst reglerobjekt ska fortsätta att vara aktiverat om reglerbehovet inte bedöms behöva ändras. Vid lugnare driftsituation sker avropen på reglermarknaden ungefär 30 minuter innan nästa drifttimme då inga större förändringar förväntas vid timskarven. När driftsituationen är mer ansträngd sker avropen närmare drifttimmen, för att vara mer följsamt mot driftsituationen [27].

För aktivering av svenska bud kontakter BTI:n de aktuella balansansvariga som har bud på reglerkraftmarknaden via telefon. I dagsläget gäller det främst fem större aktörer vilka är Fortum, Vattenfall, Eon, Skellefteå Kraft och Statkraft. Samtliga bud på reglerkraftmarknaden ska kunna aktiveras inom 15 minuter. I Sverige avropas bud manuellt och den faktiska tiden för aktivering kan ofta muntligt beslutas på kortare tid än så, tidsupplösningen som används är på 5 minuter. 5, 10 eller 15 minuter kan alltså en aktivering eller avaktivering av ett bud ta. De snabbare aktiveringar på 5 och 10 minuter kommer från vattenkraft som redan är infasad och därmed är snabbt reglerbar. Detta är vanligt i Sverige och Norge. Finland och Danmark har ofta bud som behöver uppemot 15 minuter att aktiveras. Statnett har delvis automatiska system för avropning av reglerbud och behöver således inte ringa aktörerna och manuellt meddela aktuell prisnivåer [27].

Efter kontakt med balansansvarig, för BTI:n in tidpunkt för avtalad aktivering för de aktuella buden i TRANS. Där anges även vilken typ av bud det är, special- eller balansreglering. Denna

information är viktig när reglerpriset sedan ska beräknas efter drifttimmen, information överförs automatiskt till NOIS.

#### 4.5.1 Prissättning av reglerkraft

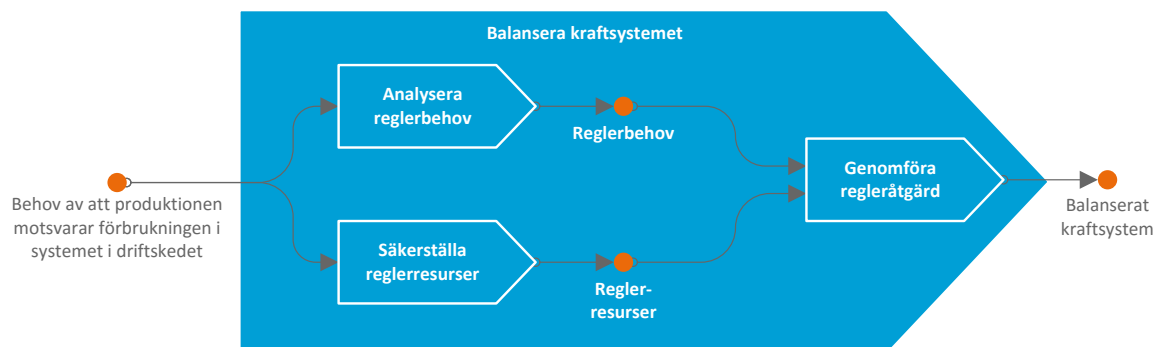
När bud aktiveras från reglerkraftmarknaden sätts ett upp- eller nedregleringspris (RK-pris) för den aktuella timmen. Har både upp- och nedreglering skett under drifttimmen bestäms RK-priset av den största handlade volymen. Detta pris blir sedan nettoregleringspriset för aktuell timme och är vad den balansansvarige med avropade bud under timmen får betalt. Om inga reglerbud aktiverats under drifttimmen sätts nettoregleringspriset till elområdespriset [26]. På grund av överföringsbegränsningar i nätet kan därför olika reglerkraftpriser uppstå i de olika elområdena.

Nettoregleringspriset tas fram av BTI efter varje driftimme. För att beräkna detta används NOIS där alla avropade bud finns inlagda, även specialregleringar och bud som hoppats över av andra anledningar (exempelvis beroende av aktiveringstid eller storlek) är inkluderade. Flaskhalsar kan markeras manuellt för att prisberäkningen för samtliga elområden ska ske korrekt. Beräknade priser ska sedan godkännas av alla systemoperatörer innan de fastställs och publiceras på Nord Pool. Eftersom marginalpris tillämpas på reglerkraftmarknaden vet inte de aktörer som fått reglerbud avropade vad deras faktiska intäkt för timmen är innan priserna görs tillgängliga. Detta sker vanligen inom 45 minuter [27].

Budgivare får betalt för sin aktiverade reglering efter medelreglerkraften per timme. Har exempelvis ett 10 MW uppregleringsbud varit aktivt i 30 minuter (0,5 timmar), med ett pris på 400 kr/MW, blir priset  $0,5 \cdot 10 [MW] \cdot 400 [kr/MW] = 2000 \text{ kr}$ .

### 4.6 Processer

För att skapa en bild över hur balanstjänsten arbetar med frekvensreglering i syfte att balansera kraftsystemet kan en processkarta användas. För att skapa en sådan måste först de ingående processerna vara identifierade. Svk har arbetat med att kartlägga processerna kring balanstjänsten i detta syfte, ett arbete som genomfördes i huvudsak under år 2015 men ej blev helt slutfört [23]. Huvudprocesserna som identifierades visas i den förenklade processkarta i Figur 15, fullständig processkarta där samtliga identifierade delprocesser är inkluderade återfinns i bilaga A.



Figur 15. Förenklad processkarta för balansering av kraftsystemet.<sup>9</sup>

De tre huvudprocesserna är *analys av reglerbehovet*, *säkerställande av reglerresurser* samt *genomförande av regleråtgärd*. Processerna utgår från att systemet har eller kommer att drabbas av ett förändrat tillstånd. Det kan röra sig om allt från en planerad produktionsminskning till ett

<sup>9</sup> Svenska kraftnät, internt material.

större haveri. Huvudmålet med processerna är att åstadkomma ett balanserat kraftsystem. Tabell 2 visar huvud- och delprocesser samt de mål som processerna syftar till att uppnå. Delprocesserna kan i sin tur även delas upp i mindre processteg, vilket skapar komplexa samband som kan prioriteras på olika sätt av BTI:n.

Tabell 2. Huvud- och delprocesser för balanstjänsten.

Huvudprocesser	Delprocesser		Mål
<b>Analysera reglerbehov</b>	<b>Bestäm reglerbehov för:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Överföringar på kort sikt</li> <li>▪ Frekvensen på kort sikt</li> <li>▪ Överföringar och frekvensen på längre sikt</li> <li>▪ Tidsavvikelsen</li> </ul>		<b>Identifierat reglerbehov</b>
<b>Säkerställa reglerresurser</b>	<b>Säkerställ:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ FCR-N/D</li> <li>▪ FRR-A</li> <li>▪ Störningsreserv</li> <li>▪ Effektreserv</li> </ul>	<b>Inventera:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ RKM-bud</li> <li>▪ Transitering (loopar)</li> <li>▪ Snittöverföringar</li> <li>▪ Reglerkraftaffärer (RKA)</li> </ul>	<b>Säkerställda reglerresurser</b>
<b>Genomföra regleråtgärd</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Genomföra kvartsaffär</li> <li>▪ Initiera transitering (loop)</li> <li>▪ Avropa RKM-bud</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Initiera effektreserv</li> <li>▪ Aktivera störningsreserv</li> <li>▪ Genomför effektkraftaffär (EKA)</li> </ul>	<b>Balanserat kraftsystem</b>

#### 4.6.1 Huvud- och delprocesser

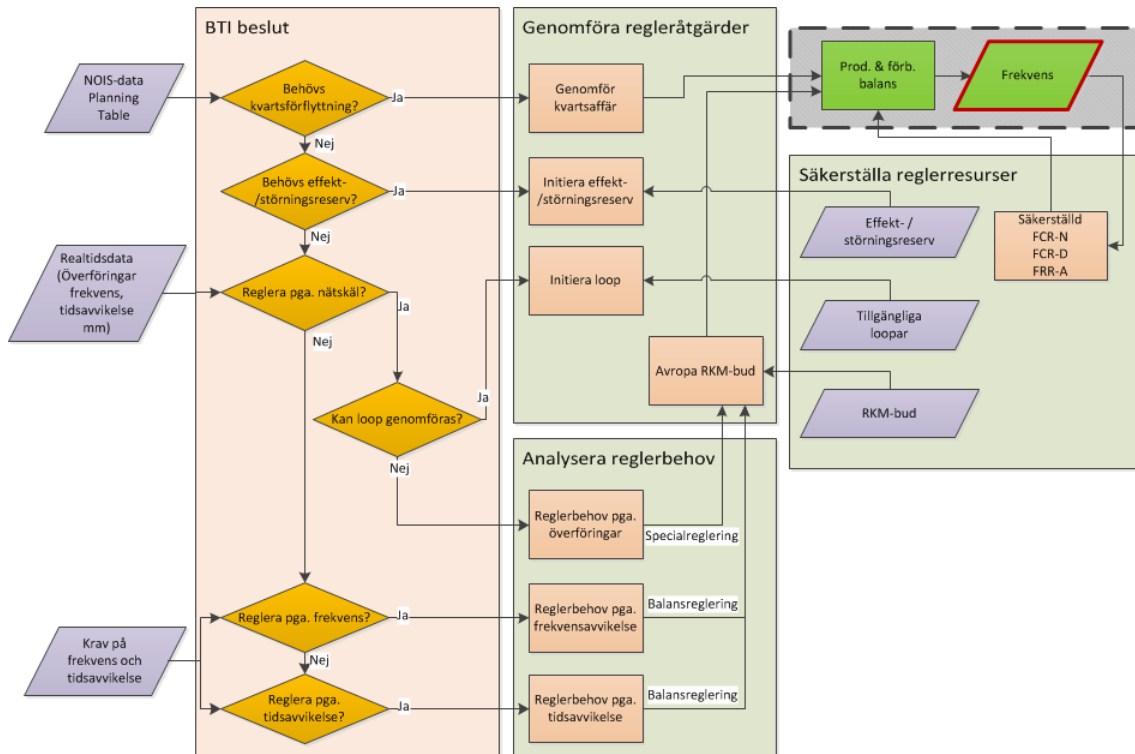
När ett nytt tillstånd inträffar ska behovet av reglering identifieras och analyseras, det totala reglerbehovet ska därefter vara känt med avseende på storlek, tidpunkt och plats för önskad regleråtgärd. Under normal drift görs detta kontinuerligt genom övervakning av kommande driftssituation samt aktuell frekvens. Regleringar görs främst av nätskäl, för vilka behovet kan bestämmas utifrån övervakning av realtidsvärden. Avläsning av frekvens och tidsavvikelsen ger underlag för behovet av andra åtgärder. Reglerbehovet på kort sikt rör den momentana driften medan det längre perspektivet kan röra reglerbehovet kommande drifttimme eller längre fram om driftssituationen i något perspektiv är känd.

För att det ska vara möjligt att genomföra en regleråtgärd måste tillgängliga alternativ vara kända. Häri ingår säkerställande av reglerresurser, samt inventering av möjligheter till transitering och överföring mellan elområden. BTI vet därefter bland annat vilka reglerresurser som är tillgängliga samt dess placering, starttid och kapacitet. Detta arbete genomförs inte enbart i närhet till drifttimmen utan även nationella och internationella avtal, upphandlingar och liknande ingår. Säkerställandet är ett viktigt steg för att känna till vilka alternativ som finns till hands vid reglering av kraftbalansen.

När reglerbehovet samt vilka reglerresurser som är tillgängliga är känt återstår att fatta beslut om vilken eller vilka åtgärder som bör genomföras. Beroende på driftssituation prioriteras åtgärderna olika och det kan föreligga en mängd olika specialfall som påverkar hur beslutsunderlaget bedöms. Även tidsperspektiven som åtgärder genomförs inom påverkas av en mängd parametrar, inte minst i samband med en störd driftssituation.

## 4.6.2 Processkarta

Processerna kan även sättas i relation till de beslut som BTI tar inför och under driften. Processkartan i Figur 16 utgår från de huvud- och delprocesser som identifierats. För att sätta processerna i ett större sammanhang har även de indata från hjälpsystemen inkluderats, samt hur vidtagna åtgärder påverkar balansen och frekvensen.



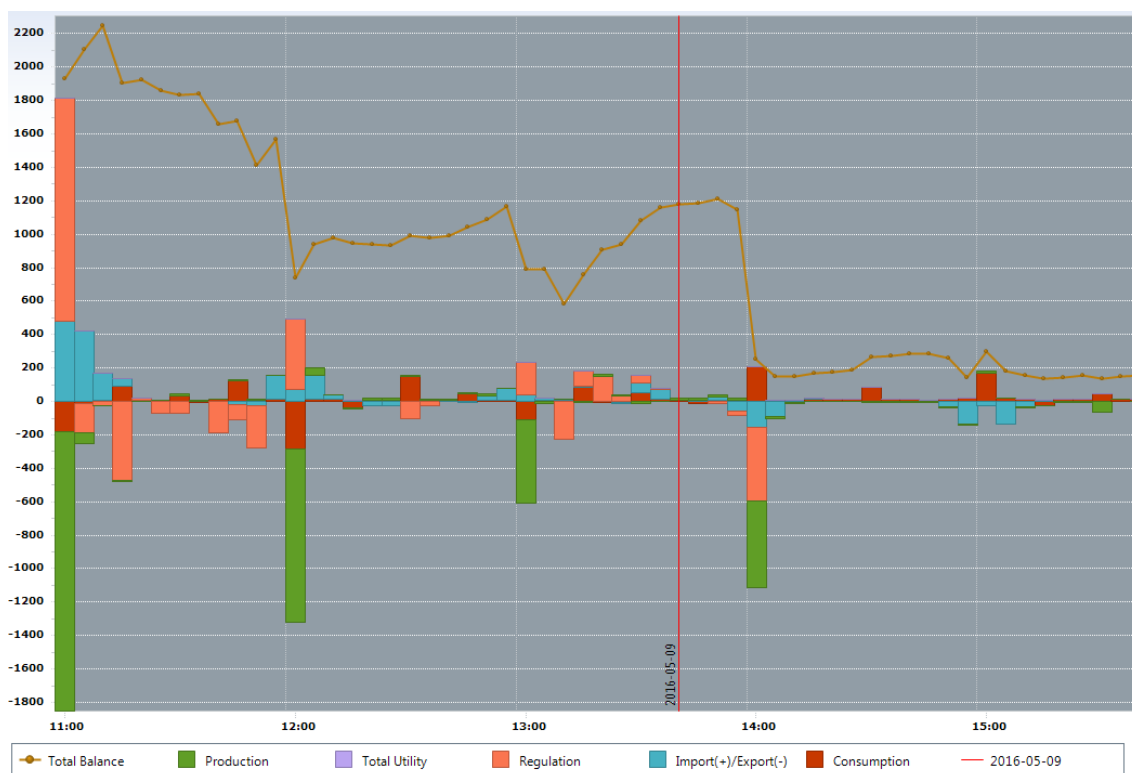
Figur 16. Processkarta för balanstjänsten.

Utifrån NOIS Planning Table kan BTI:n identifiera behovet av kvartsassåfer samt av effekt- och störningsreserv. Beslut kring behov av regleringar tas också av BTI utgående från realtidsdata och de driftskrav som finns. Åtgärder som sedan vidtas är därefter kopplade till de tre huvudprocesserna, där reglerbehovet analyseras innan en reglering genomförs. Åtgärder som manuellt genomförs samt de automatiska primära och sekundära reglerresurserna påverkar därefter den fysiska kraftbalansen genom att produktions- och förbrukningsnivåer förändras, och därmed även systemfrekvensen.

## 5. NOIS Planning Table

Planning Table (PT) i NOIS innehåller uppgifter om hur det nordiska kraftsystemets produktion, konsumtion, import och export samt regleringar är planerade. Även den balans som nämnda planer ger upphov till ingår, vilket är ett viktigt hjälpmedel för balanstjänsten. Data uppdateras löpande med varierande intervall, det uppstår därmed inga glapp vid exempelvis dygnskiftet som behöver hanteras.

Hela det nordiska kraftsystemets planer ingår i PT, uppdelat så att enskilda länder eller elområden kan filtreras ut. Tidsupplösningen är fem minuter, vilket innebär att varje timme är indelad i 12 delar. Det är möjligt att välja att presentera innehållet per kvart eller per timme. Innehållet kan väljas att visas i tabellform, eller för att öka överblicken som en graf. I det senare visningsläget kan en snabb bild över kommande förändringar erhållas vilket kan ses i Figur 17.



Figur 17. Del av Planning Table. Staplarna representerar förändringar i produktion, konsumtion, import/export samt kända regleringar i MW. Det röda vertikala strecket markerar aktuell tid. I figuren kan planerad total obalans också utläsas.

### 5.1 Ingående data

Indata till NOIS kommer från fyra olika länder som inte har helt harmoniserade krav och avtal på aktörerna. Tillförlitligheten kan därför uppfattas på olika sätt beroende på vilken del av planerna som avses, samt av vilken BTI som gör bedömningen.

Upplösningen i PT är 5 minuter för alla ingående värden, ingående data kan dock anses skilja sig åt i tillförlitlighet. Bland annat ställer Danmark krav på att produktionsplaner ska vara på 5 minuter. I Sverige avräknas produktionsplanerna mot timvärden, det är därmed inte relevant att hantera de 5-minutersvärden som man där får på samma sätt som de danska värdena. De svenska 5-minuters värden kan mer ses som medelvärden [29]. För närvarande sker arbete på både nordisk och europeisk nivå som syftar till att skapa gemensamma regler för bland annat

avräkningar, vilket troligtvis kommer att resultera i en samsyn kring hur detta hanteras i framtiden. De indelningar som görs i PT presenteras nedan.

### **5.1.1 Produktion**

Produktionen är uppdelad i elområden, vilket även innebär att produktionen per land samt den totala produktionen enkelt kan tas fram. Indelningen i elområden ger också möjlighet att studera och hantera kommande överföringsbegränsningar.

Då länderna har olika krav på producenterna kommer planerna som finns för produktion vara mer eller mindre tillförlitliga. Svenska balansansvariga aktörer ska inför driftdygnet meddela produktionsplaner till Svk. Planerna ska uppdateras löpande men blir bindande 45 minuter innan drifttimmen. Även efter detta ska planerna enligt regelverket uppdateras och meddelas Svk vid kända förändringar, avräkning sker dock mot den bindande planen. Produktionsplanerna i Sverige ska ha 15 minuters upplösning för enskilda reglerobjekt, för aggregerade produktionsenheter får upplösningen vara 60 minuter [4]. Även om planerna ska vara på 15 minuter finns inga ytterligare krav på att dessa planer ska hållas då avräkningen sker per timme. Eftersom PT har en upplösning på fem minuter kommer därför data med den tidsupplösningen endast vara ett medelvärde. I Danmark ska planerna vara på fem minuters upplösning, vilket innebär att danska produktionsplaner kan antas vara mer tillförlitliga då producenternas incitament att hålla dessa är starkare än för exempelvis de svenska [29].

### **5.1.2 Konsumtion**

Likt produktionen är konsumtionen angiven per elområde, där även total konsumtion per land samt total konsumtion i det nordiska kraftnätet ingår. Konsumtionen beräknas inför driftdygnet och tar hänsyn till bland annat kommande väderlek. Konsumtionsplanerna kan även för svensk del beräknas på nytt under driftdygnet om behov föreligger.

Planerad konsumtion kan inte helt förutspå den faktiska konsumtionen, bland annat kan temperatur och hur soligt det är under en dag påverka hur konsumtionen ser ut. Under en ljus och solig dag kan exempelvis kvällslasten (förbrukningsförändring under eftermiddag/kväll) vara mer koncentrerad än om dagen är grå och mulen. Detta kan antas bero på att under en solig dag tänds belysning upp först vid mörkrets inbrott och inte som under en mulen dag mer jämnt fördelat under kvällen. På liknande sätt kan den planerade konsumtionen avvika från den faktiska i situationer när utemperaturen avviker från den prognosticerade [29].

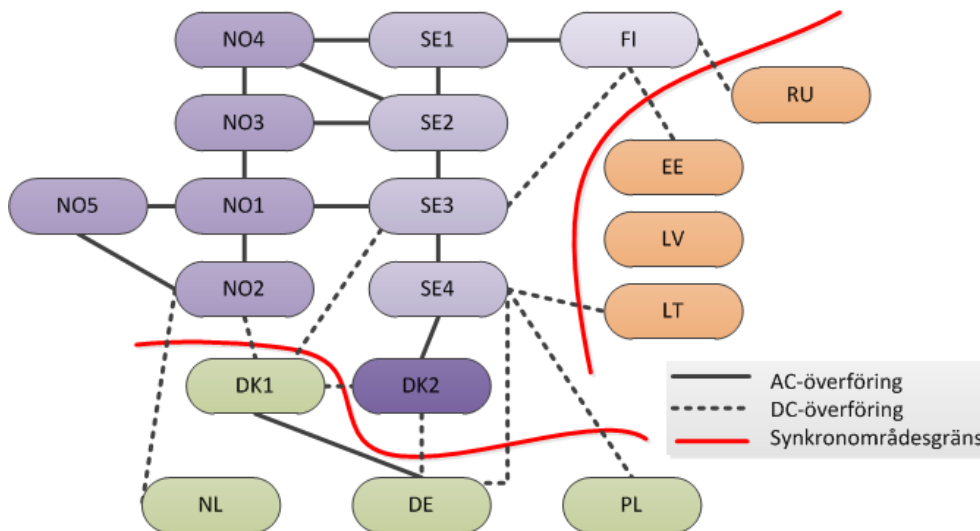
### **5.1.3 Beräkningsverktyg (Utility)**

För att undersöka och testa vilket utfall en förändring av ingående data i PT skulle få kan omflyttningar göras med hjälp av Utility-kolumnen. Test av förflyttning av produktion kan exempelvis göras för att se hur balansen påverkas. Detta verktyg används sparsamt då inga större beräkningar normalt behöver genomföras. Enklare beräkningar kan dessutom genomföras med penna och papper [21].

### **5.1.4 Import/Export**

Utöver produktion och konsumtion är även det rådande läget för import och export av stor vikt för kraftsystemets balans. Viktigt är därför att en god överblick finns över planerna för HVDC-överföringar till andra synkrona områden. Utöver likströmsöverföringar ingår i denna datamängd även överföringar mellan elområden, vilka anges två gånger per överföring (exempelvis ingår SE1→SE2 samt SE2→SE1) för att inte påverka den totala importen eller exporten till andra synkrona områden.

Tillförlitligheten är ofta hög för import och exportplanerna, som sätts ett dygn före driftdygnet. Det beror främst på att detta är handelsplaner som anger volym, riktning och tider för handel, ingen hänsyn tas till specifik produktion eller konsumtion som mer vanligen kan fluktuera [29]. Problem kan dock uppstå främst vid snabba förändringar av driftsläget. Då det i dagsläget är många likströmsöverföringar inom systemet kan den ackumulerade påverkan även bli stor främst kring tidskiftet av den anledningen. BTI kan i det fallet begära att ändra planerna för en överföring genom en effektkraftaffär. I praktiken har detta samma effekt som en kvartsreglering, som syftar att minska balansförändringen vid en viss tidpunkt [27]. HVDC-överföringarna är även belagda med restriktioner rörande hur snabbt en överföring får öka eller minska, så kallade ramping-restriktioner. Figur 18 visar hur elområdena är sammankopplande samt HVDC-förbindelserna till andra länder.



Figur 18. Överföringar ingående i Planning Table under Import/Export.

De elva synkrona elområdena som utgör det nordiska kraftsystemet är med ett flertal HVDC-förbindelser sammankopplande med de två omgivande synkrona kraftsystem.

### 5.1.5 Regleringar

De regleringar som genomförs inför samt under drifttimmen i form av kvartsregleringar (kvartsaffärer och produktionsförflyttningar) samt special- och balansregleringar återfinns också i PT. Även här är uppdelningen gjord mot elområden samt summerade på länder. Kvartsaffärer genomförs normalt inom en timme från driftskedet och ingår därmed när balansen bedöms under driften.

Balansregleringar och specialregleringar kan genomföras nära och under driftskedet, dessa värden är därmed att betrakta som det faktiska utfallet av regleringarna. För att se hur balansen såg ut inför driftskedet ska därmed inte dessa inkluderas. Värden för balans- och specialregleringar överförs till PT efter att de genomförts. Eftersom regleringar kan genomföras nära in på driftskedet är det inte alltid som PT hinner uppdateras med korrekta värden, något som BTI måste vara medveten om [21].

### 5.1.6 Balans

Den planerade balansen i kraftsystemet kan utifrån planerna för produktion, konsumtion, import/export och regleringar enkelt beräknas enligt ekvation 3.

$$\text{Balans} = \sum \text{Produktion} - \sum \text{Konsumtion} + \sum \text{Import} - \sum \text{Export} + \sum \text{Regleringar} \quad (3)$$

Obalansen ska idealt vara noll, vilket skulle innebära att kraftsystemet på fem-minuters intervall normalt endast behöver hantera de variationerna som uppstår inom det intervallet. I verkligheten är dock systemet ofta i obalans, det är inte ovanligt att denna kan uppgå till flera hundra MW. Eftersom att planerna som används för att beräkna den planerade balansen alla är förknippade med en osäkerhet, är även den planerade balansen osäker. Skillnaden mellan planerna och utfallet är också en ytterligare omständighet som måste hanteras.

Då obalansen hanteras av automatiska resurser är det inte heller endast den faktiska obalansen som är av intresse. Även balansförändringen måste beaktas både rörande storlek samt hastighet. Att se den aktuella obalansen är inte alltid heller relevant, viktigare är ofta hur balansen kommer att förändras. Balansförändringen på 15-minuters intervall är därför ofta en mer relevant indikator på i vilken utsträckning regleråtgärder behöver vidtas av balanstjänsten.

## 5.2 Användandet av Planning Table

Normalt kan PT användas som beslutsunderlag för den kommande drifttimmen. På längre tidsperspektiv än så är planerna mindre tillförlitliga, bland annat då de inte kommer att utgöra underlag för avräkning. Normalt bör BTI cirka 20 minuter in i drifttimmen börja planera för kommande timmes drift. I detta planerande kan exempelvis ingå att kontakta Danmark och undersöka hur den danska vindkraftproduktionen väntas bli. En ökning av vindkraftsproduktionen i Danmark inträffar även ofta tillsammans med vindkraftökningar i Tyskland och även Sverige, dock med viss tidsförskjutning. En ökad vindkraftproduktion kan påverka driftsläget genom att produktionen blir högre än förväntat och systemet kan behöva regleras ner [29].

Produktionsförändringar och HVDC-planer är också viktiga att studera. Föreligger ingen förändring för överföringar på likströmskablar kommande timme, samtidigt som inga större förändringar väntas ske för produktion och konsumtion, behövs oftast inga förändringar göras för balanseringen om inte den aktuella frekvensen så kräver. Är däremot ökning av export planerad kan detta behöva tas hänsyn till genom att exempelvis planera in uppreglering [27].

En företeelse som gör att det ibland kan uppfattas som att PT inte stämmer överrens med det verkliga driftutfallet är att planerad produktion som startar vid ett tidskifte kan ha varit aktiverat genom reglerkraftmarknaden under den föregående timmen [21]. Detta leder till att den väntade produktionsökningen redan är aktiverad vid tidskiftet, vilket kan vara svårt för BTI att avläsa.

En viktig aspekt vid användande är därför att PT inte visar helhetsbilden. Data har beroende på typ och ursprung olika relevans och exakthet. Därmed inte sagt att PT inte ger en god indikation på det balansläge som väntas råda. Sammantaget utgör PT en god grund för att tolka den kommande drifttimmens förutsättningar, dock tillsammans med andra kunskaper och erfarenheter om kraftsystemets drift.

## 6. Visualisering av Planning Table

Planning Table innehåller för ett dygn 5-minutersdata för omkring 130 enskilda värden. Det är därmed möjligt att välja ut exempelvis data för en HVDC-överföring, ett enskilt elområde eller land. För att visa hur regleringar kan användas i det nordiska kraftsystemet samt hur frekvensen varierar har en arbetsvecka under 2015 valts ut för att ge en grundförståelse för volymen och tidpunkterna för regleringarna. Figur 19 till Figur 22 nedan visar hur regleringar genomförts under vecka 28, 6-10 juli 2015. Under denna period har FRR-A inte använts, temperaturen var i huvudsak inom 2 grader från normal dygnsmedeltemperatur [31].

### 6.1 Metod

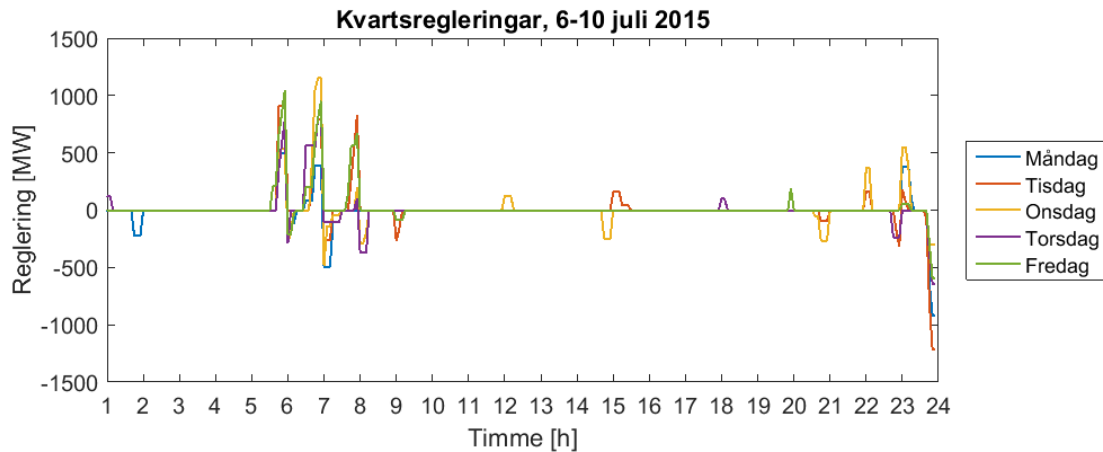
Från NOIS kan PT exporteras i tabellformat som Excel-filer. Från de filer som erhålls kan aktuella dagar läsas in i MATLAB. Hänsyn tas här till att viss data förskjuts i tabellen när NordBalt-förbindelsen togs i drift den 5 mars 2015. Frekvensdata som använts har upplösning på 5 sekunder. Det är nödvändigt att filtrera frekvensen för att kunna presentera den på ett överskådligt sätt då mätpunkterna annars är för många. Frekvensen är angiven på koordinerad universell tid (UTC) vilket innebär att justering behöver göras för att frekvensen tidsmässigt ska stämma med övriga data. Hänsyn tas här till om det är sommartid (UTC + 2 timmar) eller vintertid (UTC + 1 timme). I Bilaga B bifogas den använda MATLAB-koden som använts för att läsa in data samt för att generera figurer.

### 6.2 Regleringar

De regleringar som visas är de faktiska regleringar som genomförts. Inför driftskedet är det dock endast kvartsregleringar som är kända. För att få samma bild som BTI har under drifttidpunkten ska därför inte special- och balansregleringar ingå. Det kan däremot vara intressant att se hur regleringarna brukar användas under en vecka, samt hur dessa korrelerar mot uppkomna frekvensavvikelser.

#### 6.2.1 Kvartsregleringar

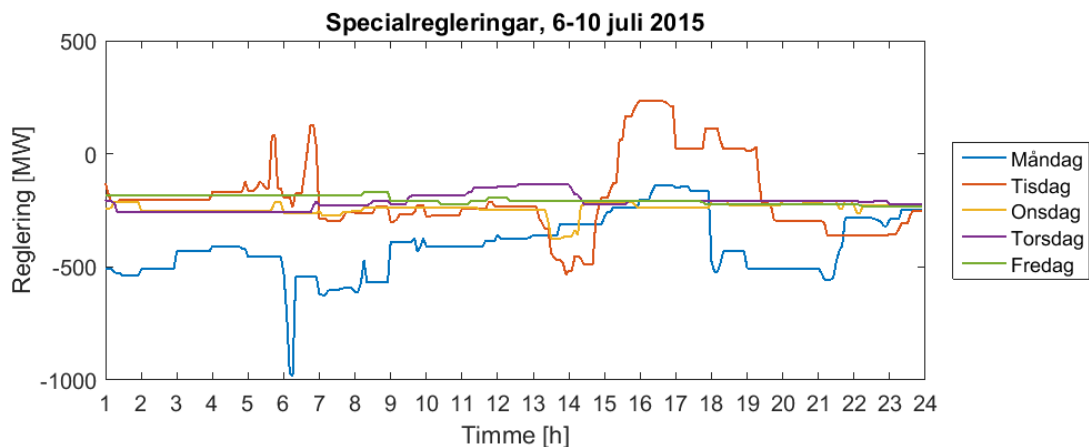
Kvartsregleringar innefattar i detta avseende både de produktionsförflyttningar som elproducenter genomfört samt de av balanstjänsten initierade kvartsaffärerna. Kvartsregleringar genomförs normalt kring de tidskiften där den totala balansförändringen inom 15 minuter är stor, oftast överskridande 300 MW. Ur Figur 19 kan utläsas att förflyttningarna är koncentrerade till de tidiga morgontimmarna när förbrukningen stiger. Under sen kväll när lasten minskar påverkas också balansen och förflyttningar genomförs även då för att hantera detta.



Figur 19. Kvartsregleringar, 6–10 juli 2015. Genomförda produktionsflyttningar samt kvartsaffärer ingår.

### 6.2.2 Specialregleringar

Specialregleringar används för att reglera systemet av nätskäl, exempelvis för att hantera överföringsbegränsningar mellan elområden. Användandet av specialregleringar varierar stort efter driftläge. Under normala driftförhållanden ska normalt inte specialregleringar behövas, men som framgår av Figur 20 är det inte ovanligt att specialregleringar fodras för att förebygga överbelastningar av överföringssnitt inom Norden. För den aktuella veckan krävdes nedreglering, vilket tydligt syns då regleringen ofta ligger kring -200 MW. Ur PT kan även utläsas att regleringarna genomfördes i NO5, medan övriga elområden inte berördes av specialregleringar. Normalt bör en specialnedreglering i ett elområde ske i samband med en specialuppregering som är lika stor i volym i ett annat elområde, så har alltså dock inte skett under den undersökta veckan.



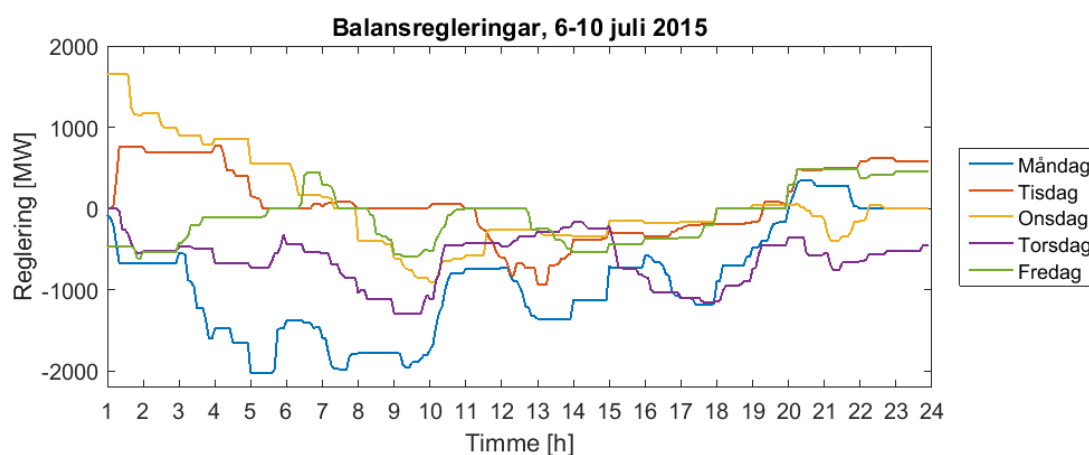
Figur 20. Specialregleringar, 6–10 juli 2015.

Kapaciteten mellan de svenska elområdena var under veckan reducerade på grund av ledningsarbeten. Överföringskapaciteten var därför delvis reducerad, dels mellan SE2 och SE3 samt SE1 och SE2. Detta begränsade dock inte handeln eller de genomförda överföringarna inom Sverige [32].

### 6.2.3 Balansregleringar

Obalanser i kraftsystemet föreligger i driftskedet när den faktiska produktionen, konsumtionen och import eller export summeras tillsammans med de genomförda kvartsregleringarna. Den planerade obalansen kan observeras genom PT, medan den faktiska obalansen kan avläsas genom systemfrekvensen. Detta eftersom förändringar i balansen direkt påverkar systemfrekvensen. Frekvensen utgör också ett mått på obalansen efter att primära och sekundära reglerresurserna aktiverats, vilket gör det lämpligt att utgå från denna när balansreglering utförs.

Som Figur 21 visar kan storleken på dessa regleringar variera stort över ett dygn, under denna vecka uppgick den största skillnaden mellan upp- och nedreglering till omkring 2 500 MW. Under hela veckan var den största uppregleringen cirka 1600 MW och den största nedregleringen var cirka -2 000 MW. För denna vecka var systemet i huvudsak nedreglerat, tänkbara anledningar kan i en sådan situation varit att vindkraftproduktionen varit högre än planerat. Den faktiska konsumtionen kan också ha varit lägre än den prognosticerade konsumtionen. I båda fallen skulle nedreglering kunna krävas. Variationen i regleringarna kan även förklaras av att balansregleringar används även för att reglera tidsavvikelsen, vilket innebär att balansregleringar kan användas över hela dygnet av olika anledningar. Möjligen kan balansen påverkats av vindkraftsproduktion, brist på sammanställda vindkraftsprognoser samt vindkraftsproduktion gör det dock svårt att avgöra detta ur ett nordiskt perspektiv.

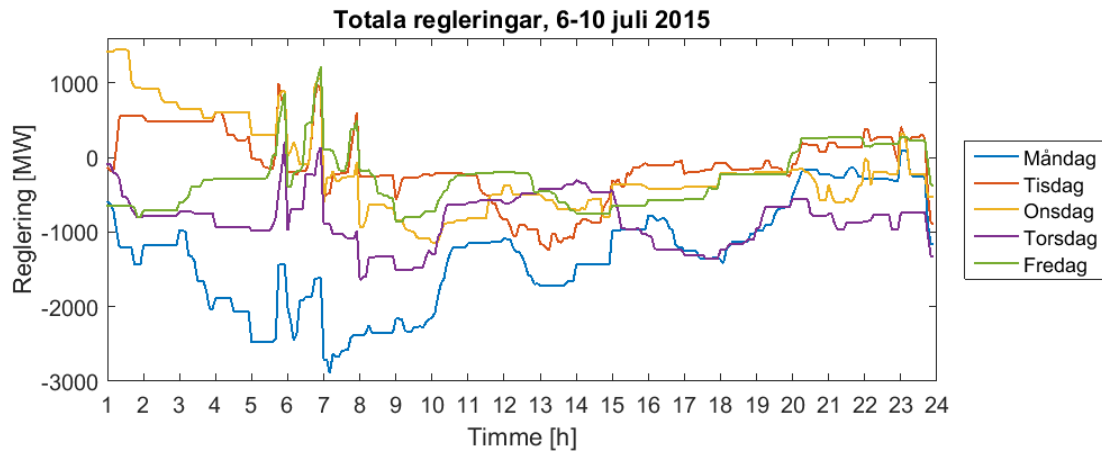


Figur 21. Balansregleringar 6–10 juli 2015.

Balansregleringarna kan under denna vecka visa ett svagt mönster, där regleringen varit relativt jämn under dygnet, men något lägre värde under eftermiddagen i förhållande till kvällen samt morgon och förmiddag. Detta samband verkar dock vara slumpmässigt denna vecka eftersom det inte återkommer under andra veckor.

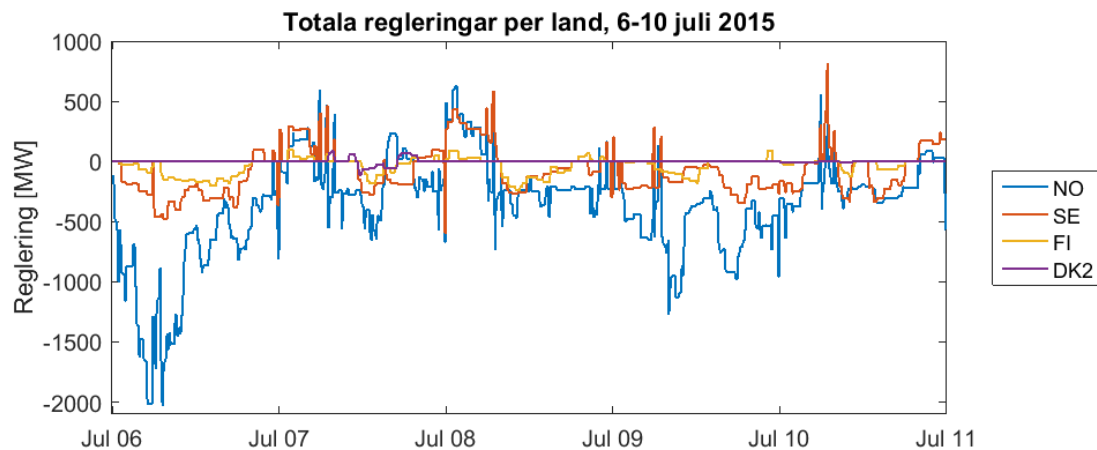
### 6.2.4 Totala regleringar

De totala regleringarna som utförts består i huvudsak av balansregleringar, kvartsregleringarna påverkar dock utseendet under de tidpunkter då dessa används. Specialregleringarna har normalt en mindre betydelse för kraftbalansen, men påverkar för den studerade veckan bland annat utfallet för måndagens totala regleringar, då både balans- och specialregleringar var nedreglerade. Figur 22 visar de totala regleringarna och tydliggör att de största förändringar i regleringar oftast inträffar under morgontimmarna i samband med att kvartsregleringar förekommer.



Figur 22. Totala regleringar 6–10 juli 2015

Regleringarna kan även fördelas per land, för att tydliggöra var regleringarna genomförs. Figur 23 visar de totala regleringarna per land (från Danmark inkluderas DK2 som är i samma synkrona område som Sverige, Norge och Finland).



Figur 23. Totala regleringar per land.

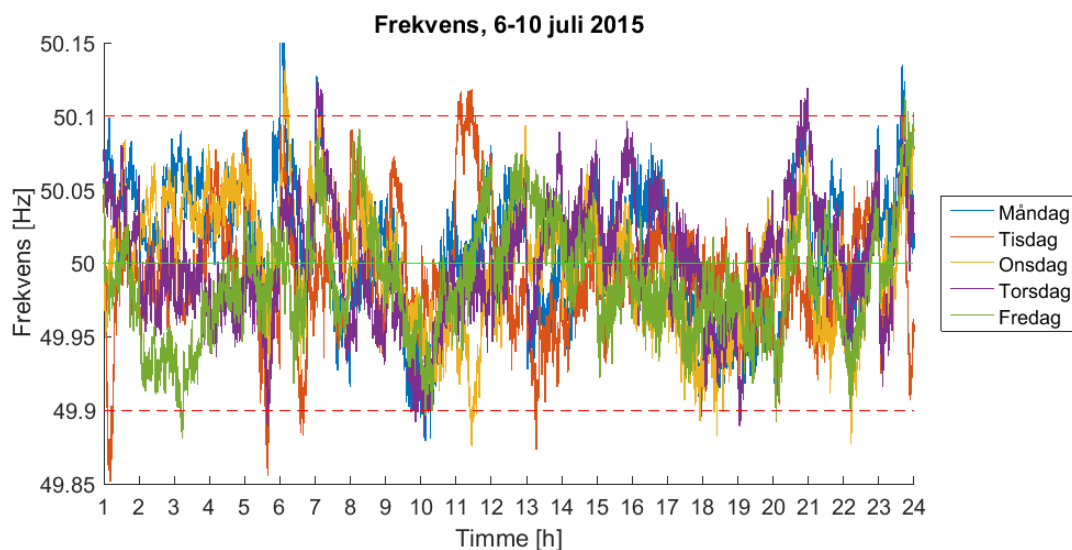
Under den tidsperiod som Figur 23 visar är det tydligt att Norge står för den största andelen regleringar, Sverige och Finland står för en mindre andel medan nästan inga regleringar genomförs i det danska elområdet DK2. Denna fördelning är inte förvånande eftersom regleringarna till största del kommer från vattenkraft som i huvudsak är förlagd i Norge och Sverige.

### 6.3 Planning Table och frekvensavvikelser

För att undersöka om frekvensavvikelser inträffar under några särskilda driftförhållanden kan information ur Planning Table tillsammans med information om när frekvensavvikelser inträffat studeras för att utläsa om något samband förekommer mellan dessa. Om så är fallet kan det eventuellt vara möjligt att därefter dra slutsatser om hur regleringar kan genomföras för att reducera frekvensavvikelserna i framtiden.

I Figur 24 visas frekvensen under den studerade perioden. Avvikelser inträffar vid flera tillfällen där frekvensen överskrider 50,1 Hz samt underskrider 49,9 Hz. Observera att frekvensen i figuren är ett filterat medelvärde över en minut. Underliggande frekvensdata har en upplösning

om 5 sekunder vilket innebär att inte alla frekvensavvikelser som inträffat nödvändigtvis kan uttydas ur figuren.

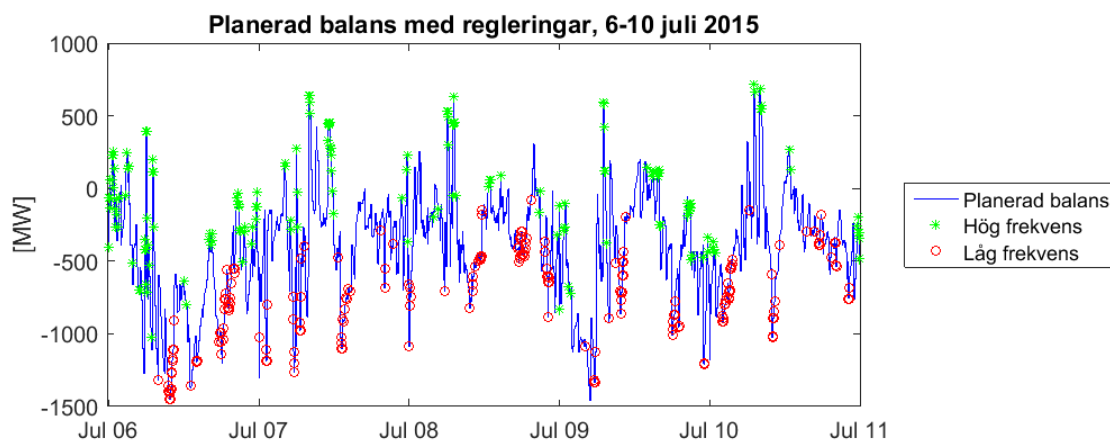


Figur 24. Frekvensen, filtrerad med glidande medelvärde på 1 minut, 6–10 juli 2015.

Ur frekvensens utseende under veckan kan utläsas att frekvensen varit i huvudsak under 50,0 Hz mellan klockan 10:00 – 11:00 samt klockan 18:00 – 20:00 under samtliga dygn. En anledning till detta kan ha varit att lastökningar normalt inträffar under dessa perioder, som kan få till följd att frekvensen ligger lågt. Generellt inträffar dock inte dessa låga frekvenser under samma tidpunkter på dygnet som Figur 24 indikerar, frekvensvariationen är normalt mer spridd.

### 6.3.1 Balans med regleringar

Den obalans som råder i kraftsystemet påverkar alltid frekvensen. Utöver det faktiska värdet på obalansen påverkar även obalansens förändringshastighet frekvensen. I Figur 25 visas de frekvensavvikelser som inträffat under den studerade veckan samt vad systemets totala planerade obalans var under samma tidsperiod. Markeringar för hög frekvens innebär att frekvensen under minst en period om 5 sekunder överskridit 50,1 Hz. Låg frekvens innebär på liknande sätt att frekvens underskridit 49,9 Hz.



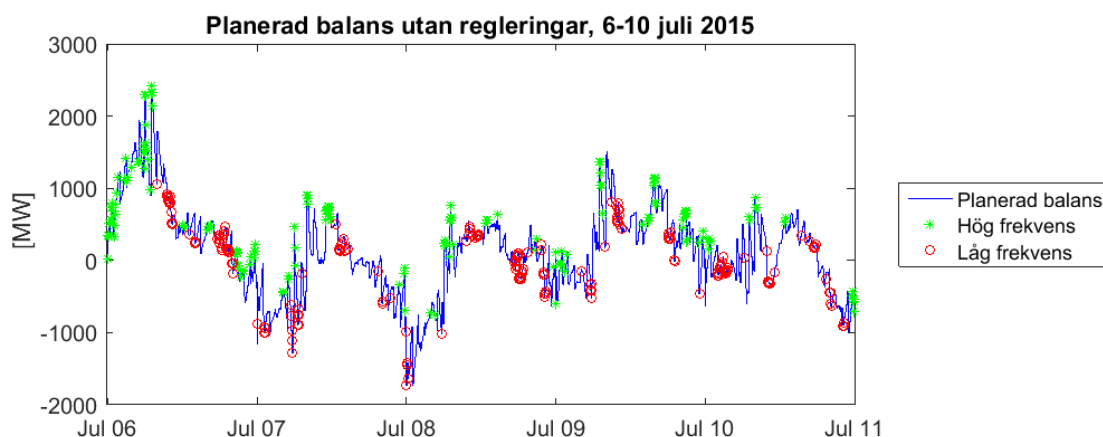
Figur 25. Frekvensavvikelser och planerad balans med regleringar, 6–10 juli 2015.

Balansen i Figur 25 inkluderar kvartsförflyttningar (produktionsförflyttningar och kvartsaaffärer) samt special- och balansregleringar som genomförts. Sambandet mellan frekvensavvikelser och balansen kan tydligt ses, där en frekvens som överskrider dagens krav ofta skett under en positiv balanstopp. På samma sätt kommer en negativ balanstopp ofta sammanfalla med en frekvensavvikelse med låg frekvens. Ur figuren kan också utläsas att hög frekvens inträffat när balansen varit mellan cirka -1 000 till +700 MW, medan låg frekvens inträffat när balansen var mellan -1 500 till 0 MW.

Avvikelser verkar därmed inte endast vara beroende av den faktiska balansens momentana värde, utan desto mer vara beroende av balansförändringen. Detta kan bero på att systemet inte har kapacitet att hantera snabba förändringar lika bra som långsam, oberoende på hur stor balansförändring det rör sig om. Då de faktiska balansregleringarna inkluderas kan en möjlig förklaring till detta utseende också vara att systemet har reglerats upp respektive ner i samband med att frekvensavvikelse inträffar.

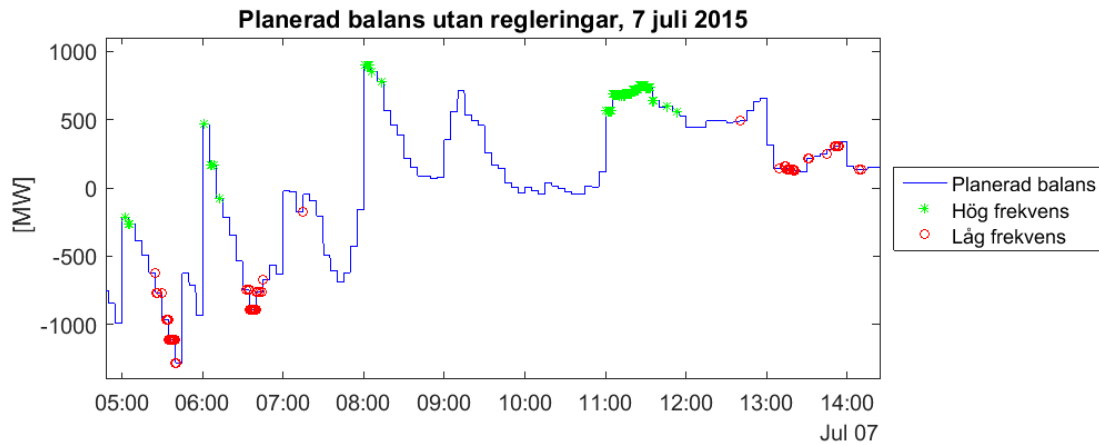
### 6.3.2 Balans utan regleringar

För att se den balans som är tillgänglig för BTI inför driftskedet ska inte special- samt balansregleringar inkluderas i balansen. Dock ingår de produktionsförflyttningar och kvartsaaffärer som genomförts inför driftskedet. Figur 26 nedan visar hur denna balans ser ut för den studerade veckan samt de frekvensavvikelser som inträffade.



Figur 26. Frekvensavvikelser och planerad balans utan special- och balansregleringar, 6–10 juli 2015.

Sambandet mellan frekvensavvikelser och balansen förfaller här att inte vara lika tydliga som när samtliga regleringar inkluderats, samma samband verkar dock råda där hög frekvens inträffat vid positiva balanstoppar och vice versa. Hög och låg frekvens inträffar också vid vitt skilda faktiska värden för obalansen. Vi ska dock komma ihåg att de absoluta värden för balansen som här ses är betydligt större då de regleringar som genomförs i driftskedet inte inkluderats. För att närmare studera frekvensavvikelseerna kan därför en mindre tidsrymd studeras.

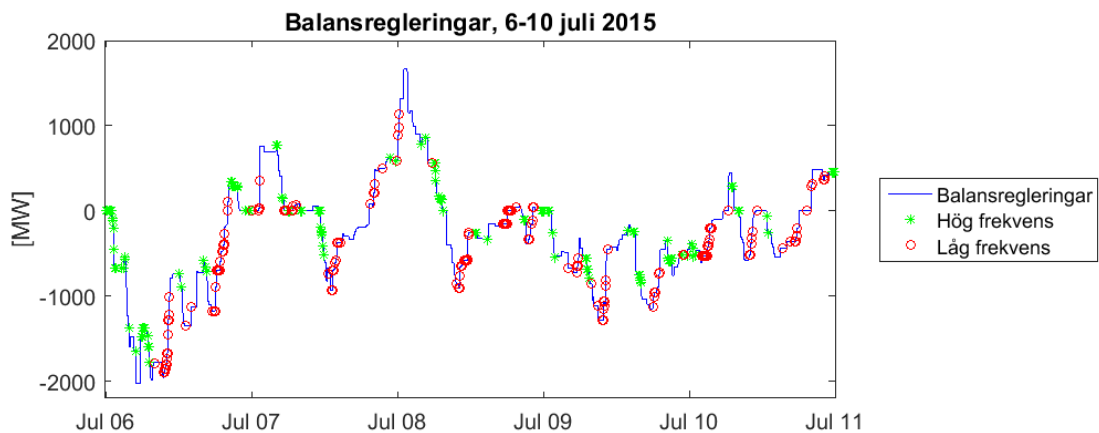


Figur 27. Frekvensavvikelser och planerad balans utan special- och balansregleringar, klockan 04:00–14:00 den 7 juli 2015.

Figur 27 visar hur balansen utan regleringar såg ut under tio timmar den 7 juli 2015. Under denna period är det tydligt att när den planerade obalansen ökat snabbt inträffar även situationer med hög frekvens. På liknande sätt inträffar en låg frekvens när balansen snabbt minskat. Avvikelseerna inträffar i större utsträckning vid tidskiften, vilket har känd förklaring [10].

### 6.3.3 Balansregleringar

Det kan också vara av intresse att studera hur balansreglering faktiskt utförts under tidsperioden tillsammans med när frekvensavvikelse inträffade. Detta åskådliggörs i Figur 28 nedan.



Figur 28. Frekvensavvikelser och balansregleringar, 6–10 juli 2015.

Av Figur 28 framgår att när en hög frekvens inträffat har balansregleringen minskat i volym, en nedreglering har alltså genomförts av BTI och balansen i systemet påverkats. Den utförda balansregleringen verkar därför öka eller minska när en frekvensavvikelse inträffar. Eftersom balansregleringar genomförs för att förebygga och åtgärda frekvensavvikelser, är det därför rimligt att det vid låg frekvens genomförs uppregering, och vice versa.

### 6.3.4 Andra samband

För sammanlagd produktion, konsumtion, import och export kan inget tydligt samband ses med förekomsten av frekvensavvikelser när hela det nordiska kraftsystemet studeras. Se Bilaga C för tydliggörande figurer. Ett sådant samband vore också oväntat då planerna för dessa sätts inför

drifttimmen, idealt ska även dessa planer tillsammans vara i relativt god balans (import och export kan dock påverka denna balans negativt). Planerade obalanser uppstår därefter först när planerna summeras, vilket kan ge en både positiv och negativ obalans. Inget samband verkar heller föreligga för specialregleringar och kvartsregleringar, vilket inte heller är att vänta då de åtgärderna genomförs utan hänsyn till frekvensen.

## 7. Frekvenssimulering utifrån Planning Table

Som nämnts förefaller många frekvensavvikelser inträffa i samband med att den planerade obalansen förändras relativt snabbt. I detta sammanhang innebär det att planerna, som har en tidsupplösning på fem minuter, uppvisar en plötslig förändring mellan datapunkterna som är större än vid andra tidpunkter under den studerade tidsperioden.

Om obalansen innan special- och balansregleringar genomförts utläses från PT, kan möjligen dessa snabba balansförändringar förutses och motverkas, vilket också kan få till följd att antalet frekvensavvikelser minskar. Detta kan genomföras genom att den planerade obalansen inför driftskedet helt regleras bort så att systemet, enligt plan, kommer att vara balans hela tiden. Om planerna skulle stämma överrens med utfallet skulle frekvensen i teorin jämt vara 50 Hz.

I nuläget är kvartsassåffärer den enda regleråtgärd som genomförs inför driftskedet av balanstjänsten med PT som grund. Den typ av åtgärder som här undersöks, kallad Strategi A, syftar till skillnad från kvartsassåffärer inte endast till att utjämna balansförändringar utan istället att helt eliminera obalansen. Strategi A innebär alltså att den planerade obalansen utläses från PT, sedan genomförs vid driftskedet en regleråtgärd som lämnar systemet helt balanserat. För att undersöka frekvensutfallet om regleringar genomförs på detta sätt har frekvenssimulering genomförts.

### 7.1 Metod

Den frekvenssimulering som här genomförts är gjord i MATLAB med ett nyutvecklat program för simulering av frekvens och områdesobalanser kallat *FABE* (Frequency and Area Balancing Estimator). Programmet är skapat inom ramen för industridoktoranden Martin Nilssons (Svk, KTH) arbete [33].

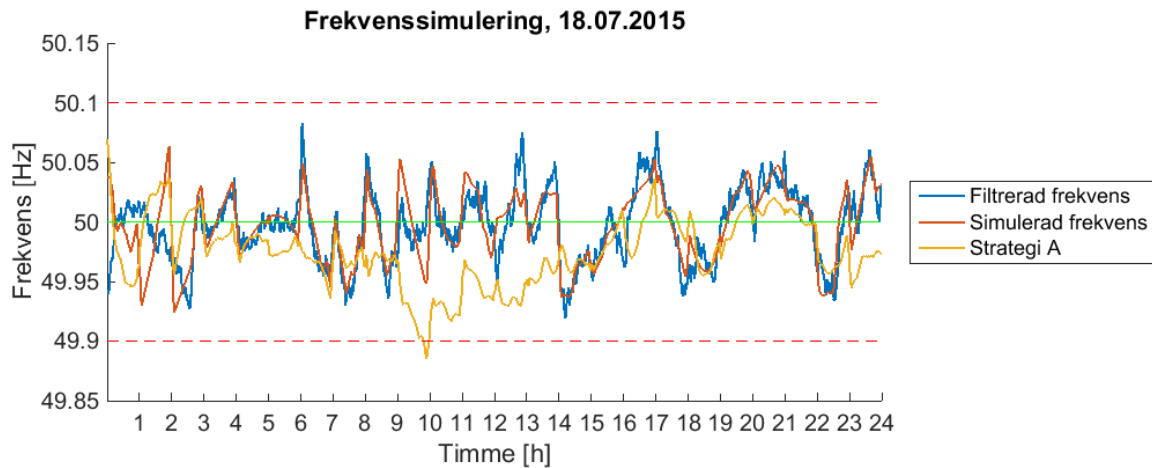
Nilssons metod för frekvenssimulering baseras på att uppmätta och planerade lågupplösta värden (för handelsutfall och regleringar) används för att estimerar högupplösta obalanser i elområden. Detta för att göra det möjligt att genomföra frekvenssimuleringar utifrån den totala systemobalansen, som kräver hög upplösning för att ge relevant resultat.

De högupplösta data som därigenom erhålls kan därefter med uppmätt frekvensdata användas tillsammans med en förenklad kraftsystemmodell för att simulera frekvensutfall. I modellen kan ett flertal parametrar justeras för att undersöka olika driftförutsättningar, i grundfallet är den ingående primära reglerresursen angiven till 660 MW per 0,1 Hz. Modellen tar även hänsyn till elområden, dock inkluderas inte problem som uppstår på grund av överföringsbegränsningar i dessa simuleringar.

Syftet med modellen är att jämföra och utvärdera olika balansstrategier med avseende på frekvenskvaliteten under normal drift. Enskilda dagar upp till hela år kan simuleras, de senare innebär att bättre underlag för att dra slutsatser utifrån resultatet genereras. Trots att modellen är utvecklad för att jämföra flera strategier under en längre tidsperiod, kan även en enskild strategi studeras under en kortare period, vilket här har gjorts.

### 7.2 Frekvenssimulering

Frekvenssimulering under ett slumpvist valt dygn har här genomförts. Strategi A som undersökts innebär som nämnts att systemet efter regleråtgärder är planerat helt i balans. I Figur 29 presenteras det valda dygnets faktiska filtrerade frekvens, den simulerade frekvensen när faktiska regleråtgärder använts (för modellvalidering) samt simulerad frekvens då Strategi A använts.



Figur 29. Filtrerad och simulerad frekvens. Strategi A innebär att reglering utförts så att den planerade obalansen är noll under hela dygnet.

Vi kan se att den frekvens som simulerats utifrån Strategi A i huvudsak följer utseendet för den faktiska frekvensen, vilket är ett rimligt resultat då ett system som är planerat i balans inte borde generera några större frekvensavvikelser. Frekvensresultatet indikerar därmed att balansutfallet följer den planerade obalansen relativt bra under stora delar av dygnet.

En större avvikelse inträffar dock ungefär klockan 09:00 under det studerade dygnet. Detta är troligtvis en följd av att det faktiska utfallet inte alls stämde överrens med den planerade obalansen vid den tidpunkten. Den reglering som planerna gav upphov till kan därför ha förvärrat frekvenssituationen vid den tidpunkten. Detta illustrerar tydligt en av riskerna med att reglera utifrån driftplaner. Vi ser också att konsekvenserna av den förmodade störningen klockan 09:00 får påverkan på cirka sex efterföljande timmar. I ett verkligt scenario skulle förmodligen driftplanerna uppdateras och ta hänsyn till denna störning, vilket skulle innebära att frekvensavvikelsen skulle kunna åtgärdas betydligt snabbare än vad simuleringen visar.

Den simulering som här genomförts är av flera skäl väldigt begränsad. Bland annat eftersom driftläget kan variera på en mängd olika sätt, att då endast studera ett dygn kan därmed ge en bristfällig helhetsbild. Trots begränsningar visar dock resultatet att det kan vara möjligt att utgå utifrån driftplaner för att genomföra regleringar proaktivt i syfte att minska kraftsystemets obalans och därigenom också undvika frekvensavvikelser.

## 8. Diskussion

Denna studie har kartlagt hur Svk arbetar för att upprätthålla balans inom det nordiska synkrona kraftsystemet. Vidare har möjligheten undersökts att utifrån driftplaner reglera systemet i syfte att minska balansförändringar och därigenom även undvika att frekvensavvikelse inträffar.

### 8.1 Balanstjänstens arbete

Balansering av kraftsystemet utförs med det övergripande målet att upprätthålla en hög driftsäkerhet. Frekvensavvikelse, som uppstår som en följd av obalanser, är inte önskvärda och bör begränsas. I nuläget föreligger frekvensavvikelse i högre grad än vad den nordiska målsättningen anger, vilket balanstjänsten kan och bör arbeta för att åtgärda. Kartläggningen av balanstjänstens arbete visar att BTI har ett flertal olika driftsystem till sin hjälp för att tolka och värdera den rådande och kommande driftsituationen. Här ingår bland annat realtidsmätning av överföringar, tillgängliga reglerkraftbud samt driftplaner. Vidare har BTI möjlighet att genomföra ett flertal åtgärder, både inför och under driftskedet, i syfte att upprätthålla balansen.

Flera av de driftsystem som idag används står inför att uppgraderas eller bytas ut mot modernare varianter. En av de drivande krafterna bakom detta är de förändrade driftförutsättningarna som kraftsystemet står inför. Ökad andel vindkraftsproduktion, fler HVDC-förbindelser samt behov av att göra data tillgänglig mellan systemoperatörer är några exempel på dessa förändringar. Att byta driftsystem är ofta en lång process, driftsäkerheten ska vara hög och det kan ta lång tid att implementera alla funktioner till fullo. Vidare är flera av systemen gemensamma eller kompatibla inom Norden, vilket leder till ytterligare svårigheter kring utvecklandet i och med att flera parter ska vara överrens om funktioner och utformning. En funktion som i dagsläget efterfrågas härrör från att det idag saknas realtidsmätning för vindkraft, vilket tillsammans med vindkraftsprognoser i respektive elområde skulle vara ett bra hjälpmedel för balanstjänsten genom att vindkraftsobalansen då enklare kan studeras och hanteras. Driftsystemet NOIS är i sammanhanget ett relativt nytt system, som troligen kommer att fortsätta utvecklas och användas under överskådlig framtid inom Norden.

De vanligaste förekommande åtgärderna som balanstjänsten vidtar är kvartsaffärer, loopar samt användandet av reglerkraftmarkanden för balansregleringar. Dessa kommer sannolikt att fortsätta användas på liknande vis, eftersom de åtgärderna kan användas på flexibla sätt för att på olika tidshorisonter möta problem kring balansering. De frekvensstyrda automatiska reglerresurserna har också en väldigt stor roll att spela i den framtida frekvensregleringen. Vilka tekniska krav som ska ställas på dessa samt vilka volymer som ska användas kan möjligen komma att förändras. Exempelvis skulle större volymer och snabbare aktiveringstider av naturliga skäl kunna höja frekvenskvaliteten, dock innebär en sådan åtgärd samtidigt förhöjda kostnader och möjligen även tekniska och juridiska problem för den vattenkraft som skulle stå för den. Rörande de volymer som används för frekvensreglering har användandet av FRR-A visat sig haft en mycket positiv påverkan på antalet frekvensavvikelse under den period den använts. Troligen kommer FRR-A återinföras som en permanent reglerresurs, vilket enligt tidigare erfarenheter kommer få en förbättrad frekvenskvalitet som följd.

En utveckling som sannolikt behöver ske i framtiden är automatisering av bland annat avrop från reglerkraftmarknaden. Idag är balanstjänstens arbete beroende av telefonkontakt, dels med övriga nordiska systemoperatörerna och dels för att manuellt avropa bud från reglerkraftmarknaden. Med dagens krav på reglerbudvolym (5 respektive 10 MW), är en handfull aktörer vanligen aktiva på den svenska reglerkraftmarkanden. Accepteras lägre volymer på marknaden (vilket diskuteras) kommer troligen fler aktörer att tillkomma i framtiden. Manuella avrop blir då än mer tidskrävande och övergång till automatiska avrop kan därmed vara helt nödvändigt. På liknande sätt skulle den manuella kontakten med producenter kunna

minskas om produktionsförflyttningar och även kvartsaffärer i Sverige skulle vara möjliga att genomföra genom driftsystemen, likt den norska lösningen som benämns *glatting*.

Frekvenskvalitén kommer troligen även att påverkas vid en förändring av avräkningstiden för balansansvariga. Den nuvarande avräkningstiden är 60 minuter i Sverige, vilket innebär att den totala produktionsförändringen vid tidskiften kan vara betydande. En förändring till 15 minuters avräkning skulle få positiva konsekvenser ur balansperspektiv, då de balansansvariga av ekonomiska skäl då kommer sträva efter att planera sig i balans på ett kortare tidsperspektiv än idag. Införandet av detta i Norden har föreslagits, även en förändring av elmarknaden (Elsport) från handel på timmar till istället på 15-minutersintervaller skulle i sammanhanget öka tidsupplösningen på tillförlitliga produktionsplaner, därigenom också troligen bidra till att minska tidskiftsproblematiken för balanshållningen.

## 8.2 NOIS Planning Table och frekvensavvikelser

Utöver kartläggning av balanstjänstens arbete har studien även närmare undersökt de driftplaner som återfinns i NOIS Planning Table. Driftplanerna är planerade och prognosticerade värden för samtlig produktion, konsumtion och HVDC-överföringar. Även alla kvarts-, special- och balansregleringar ingår. Syftet var härvid att identifiera möjliga samband mellan driftplanerna och frekvensavvikelser, kännedom om sådana samband kan möjligen användas för att ta fram nya reglerstrategier.

Studien visar att frekvensavvikelser ofta inträffar i samband med att den planerade balansen snabbt förändras (här avses den planerade balansen efter att produktionsförflyttningar och kvartsaffärer inkluderats). Efter en balansökning överskrider ofta frekvensen 50,1 Hz. I samband med en balansminskning inträffar på liknande sätt ofta en frekvensavvikelse under 49,9 Hz. Det faktiska värdet på balansen i MW har i sammanhanget mindre betydelse, det är istället själva balansförändringar som ger upphov till avvikelserna. En tänkbar anledning till detta är att de automatiska reserverna som idag används inte är snabba nog att hantera exempelvis de stora och hastiga balansförändringar som vid tidskiften kan uppgå till hundratals MW.

Två tänkbbara sätt att minska dessa frekvensavvikelser har tidigare nämnts. En kortare avräkningstid skulle troligen minska storleken på balansförändringarna, och därigenom skapa bättre förutsättningar för de automatiska reglerresurserna att hantera frekvensen. Användandet av FRR-A skulle bidra med en snabb reglerresurs som bättre kan hantera när frekvensen avviker från den nominella, snabba frekvensförändringar kan därigenom bromsas. En annan tänkbar lösning, som studien har undersökt, är att genomföra regleringar utifrån Planning Table i syfte att minska eller helt ta bort den planerade obalansen.

## 8.3 Regleringar utifrån driftplaner

Det finns flera fördelar med att reglera balansen inför driftsskedet. Dels minskar en av de underliggande anledningarna till att frekvensen varierar, eftersom en stabilare planerad balans normalt även leder till att frekvensen blir mer stabil. Detta innebär att mindre volymer av automatiska reserver behöver aktiveras och därigenom har systemet en god beredskap för eventuella fel som kan uppkomma. En annan anledning är att denna typ av reglering, beroende på hur den genomförs praktiskt, troligen kan utföras på ett mer kostnadseffektivt sätt än vanliga balansregleringar. Detta främst om regleringen kan utföras på liknande sätt som produktionsförflyttningar.

Tänkbara nackdelar med att använda den planerade obalansen som underlag för regleringar är att det faktiska utfallet kan skilja sig stort från planerna, det hindrar dock inte att en rimlig ambition är att minska den planerade obalansen. En av anledningarna till att planerna inte överensstämmer med utfallet är för att det är olika förutsättningar som gäller för aktörerna som

levererad data till PT. Exempelvis är inte de svenska produktionsplanerna som PT visar på 5-minutersupplösning särskilt tillförlitliga eftersom de levererats av aktörer som bara har skyldighet att hålla sina timplaner. Detta kan leda till att all data uppfattas som otillförlitlig beroende på vilken kännedom bedömaren har. En gemensam syn samt gemensamma avtal och styrdokument skulle troligtvis innebära att osäkerheten kring tillförlitligheten skulle minska, även planerna skulle då bli bättre. En annan anledning är naturligtvis att driftförutsättningarna kan ha förändras mellan tidpunkten då planerna sätts och driftskedet. Av den anledningen kan också nämnas att planerade regleråtgärder på kort sikt inte kan väntas ersätta några av de befintliga reglerresurserna, utan endast leda till att de behöver användas mindre.

För att utvärdera hur regleringar som utförs utifrån den planerade obalansen kan påverka frekvensen har frekvenssimuleringar genomfört. Resultatet visar på att under den studerade tidsperioden skulle denna typ av reglering haft en positiv påverkan på frekvensen. Detta resultat är i sig inte förvånande då en minskning av den planerade obalansen rimligtvis normalt alltid har en god påverkan på frekvensen.

### **8.3.1 Praktisk implementation**

En slutlig frågeställning som lämnas delvis obesvarad rör hur regleringar utifrån planerade driftsplaner praktiskt kan och bör implementeras på bästa sätt. Svårigheten utgörs här främst av att de balansändringarna som man vill eliminera ofta är både stora och snabba. Det är inte i alla situationer möjligt att bemöta dessa med förflyttningar av starter och stopp av produktion, eftersom det inte endast är en mjukare ökning eller minskning av balansen som efterfrågas. För att möta de snabba obalanserna behövs istället ofta en upp- eller nedreglering, vilket en förflyttning av produktion inte kan ersätta.

En upp- eller nedreglering som utförs i driftskedet men är baserad på planerade värden är dessutom till viss del vanskelig då det faktiska balansutfallet kan bli ett annat än vad planerna indikerar. En reglering som syftar till att endast minska påverkan av den planerade obalansen (ej ta bort den helt) kan däremot troligen vara till stor hjälp ur frekvenssynpunkt. Den typen av reglering, som dämpar balansförändringar, är troligen den tänkbara åtgärden som bäst skulle minska risken för frekvensavvikelse, samtidigt som den förmodligen skulle vara enklast att genomföra.

## 9. Slutsats

Balans tjänstens arbete är komplext, en mängd scenarion ska kunna bemötas då de möjliga kombinationer av fel och störningar som kan inträffa är väldigt många. God överblick och förståelse för sambanden är därför av mycket stor vikt för att systemet ska kunna hanteras på ett driftsäkert sätt över tid. En av de grundläggande svårigheterna kring att upprätthålla momentan kraftbalans är de variationer som ständigt föreligger för produktion och konsumtion inom systemet. Även de avvikelser som uppstår till följd av fel och störningar påverkar systemet. Skulle den obalans som föreligger i driftskedet vara möjlig att förutspå med god noggrannhet skulle frekvensavvikelser också vara möjliga att bemöta på andra sätt än i nuläget.

Denna studie visar att det finns samband som troligen kan användas för att göra vissa antaganden om framtiden gällande när frekvensavvikelser är sannolika att inträffa. Sambanden kan summeras till att en snabbt stigande planerad obalans leder till ökad risk för att frekvensen överskrider 50,1 Hz. När den planerade obalans sjunker snabbt ökar på motsvarande sätt risken för att frekvensen ska underskrida 49,9 Hz. Studien har dock inte definierat vad som i sammanhanget bör betraktas som snabbt, inte heller har den ökade risken kvantifierats. Dessa samband kan likväl ge balans tjänsten en möjlighet att inför driftskedet förutse och även förbygga kommande frekvensavvikelser genom användandet av regleringar i någon form.

Att genomföra regleringar inför driftskedet innebär flera fördelar. Dels kan man därigenom minska den planerade obalansens snabba variationer som ofta också innebär att frekvensen avviker. Denna typ av reglering kan, om den kan utformas på rätt sätt, också troligen vara kostnadseffektiv. Nackdelar är att en risk uppstår när regleringar genomförs mot en plan och inte mot ett faktiskt balansutfall. Detta eftersom det alltid kan inträffa händelser som påverkar utfallet oavsett hur tillförlitlig planen normalt är. I dagsläget är en annan nackdel att kvalitén på data som utgör innehållet i Planning Table kan vara osäker då bland annat krav på dess upplösning varierar.

Frekvenskvalitén i Norden når idag inte upp till de krav som är satta kring hur många minuter som frekvensen får vara utanför det tillåtna intervallet. Det är därför av vikt att åtgärder vidtas för att minska frekvensavvikelseerna. Resultatet i denna studie visar att Planning Table skulle kunna användas för att förutse frekvensavvikelser och därigenom användas för att även genomföra åtgärder för att minska den planerade obalansen med positiv frekvenspåverkan.

### 9.1 Förslag på framtida studier

Denna studie har endast undersökt de tydligaste sambanden som kan utläsas mellan NOIS Planning Table och frekvensavvikelser. Det finns flera tänkbara aspekter kring detta som kan vara intressant att undersöka närmre. Nedan följer några tänkbara frågeställningar som lämnas som förslag på vidare studier:

- Hur fungerar uppdatering av data i NOIS Planning Table praktiskt, med avseende främst på vid vilka tidpunkter och intervall data från olika länder uppdateras?
- Hur väl stämmer driftplanerna överrens med det faktiska driftutfallet? Främst är detta intressant gällande för produktion och HVDC-överföringar. Denna studie kan med fördel göras för olika tidpunkter inför driftskedet.
- Vilka ytterligare samband finns mellan driftplaner och frekvensavvikelser? Tänkbara aspekter som kan undersökas är hur obalansens derivata förändras samt beroendet av tidpunkt på dygnet.
- Hur kan driftsplaner på bästa sätt praktiskt användas för att förbättra frekvenskvalitén?

## Litteraturförteckning

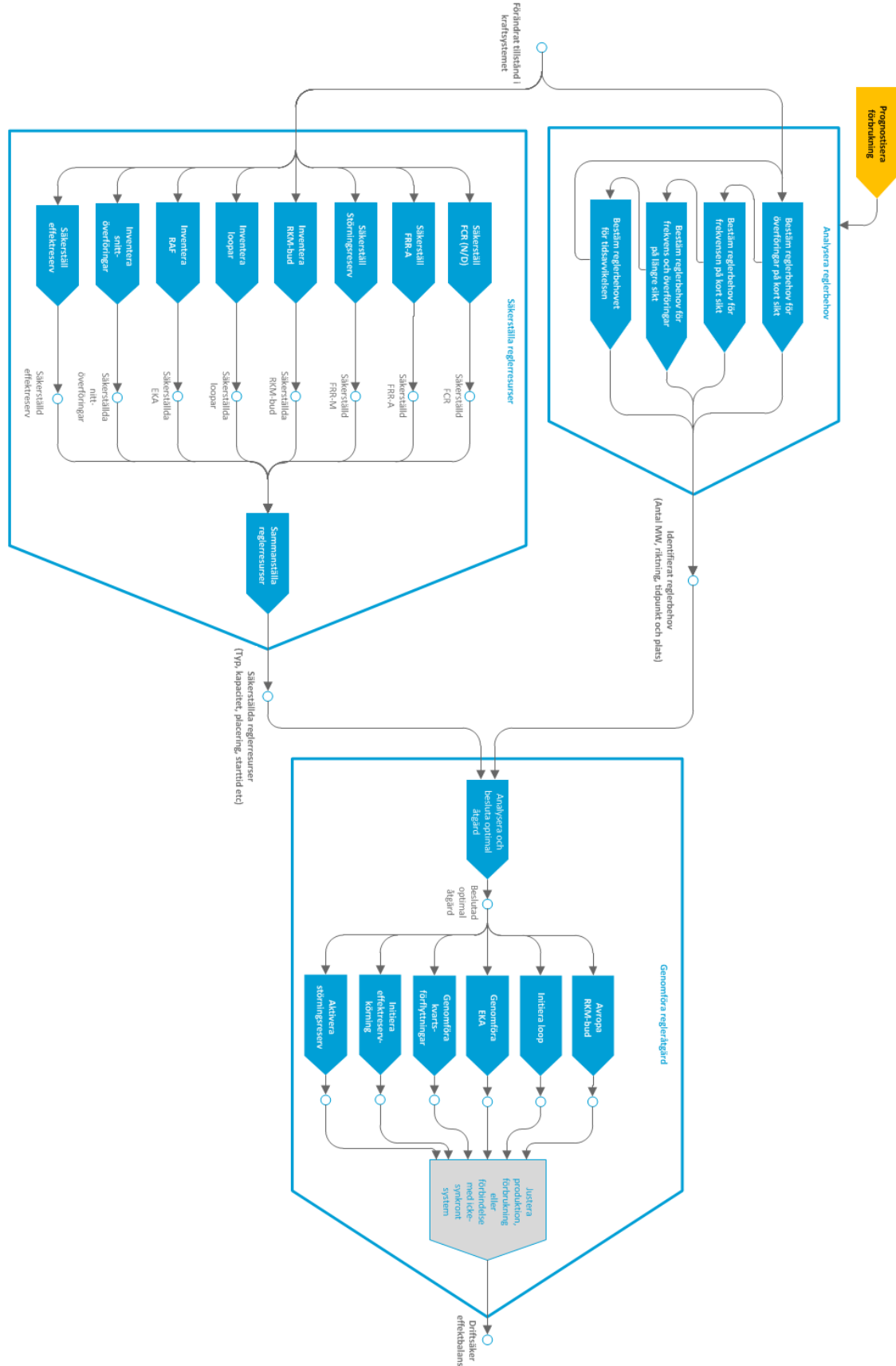
- [1] Svenska kraftnät. "Nätutvecklingsplan 2016 – 2025. En tioårsplan för det svenska stamnätet". Sundbyberg: Svenska kraftnät; 2015. [Internet]. <http://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/natutvecklingsplan-2016-2025.pdf> [Hämtad 2016-02-09]
- [2] Svensk Energi. "Svensk Elmarknadshandbok". 2015. Utgåva nr 15B. [Internet]. <http://www.elmarknadshandboken.se/Dokumentation/Texter/NEMHB.pdf> [Hämtad 2016-02-09].
- [3] Svenska kraftnät. "Balansansvarsavtal". Sundbyberg: Svenska kraftnät; 2016. [Internet]. <http://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/elmarknad/balansansvar/dokument/balansansvarsavtal/balansansvarsavtal-2016.pdf> [Hämtad 2016-02-09]
- [4] Svenska kraftnät. "Regler för Reglerobjekt". Sundbyberg: Svenska kraftnät; 2015. Regeldokument. [Internet]. <http://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/elmarknad/balansansvar/dokument/balansansvarsavtal/6-regler-for-reglerobjekt.pdf> [Hämtad 2016-02-09]
- [5] Nord Pool Spot. "Producers". Lysaker, Norge: Nord Pool Spot AS; 2016. [Internet]. <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/The-market-members/Producers/> [Hämtad 2016-03-02]
- [6] Energimyndigheten. "Energiläget 2015". Eskilstuna: Statens energimyndighet; 2015. [Internet]. <https://energimyndigheten.a-w2m.se/FolderContents.mvc/Download?ResourceId=5521> [Hämtad 2016-02-20]
- [7] Energimyndigheten. "Energiläget i siffror 2015". Eskilstuna: Statens energimyndighet; 2015. [Internet]. <http://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2016/nu-finns-energilaget-i-siffror-2016/> [Hämtad 2016-02-20]
- [8] Glover J.D, Sarma M.S, Overbye T.J. "Power System Analysis and Design". 5 uppl. Stamford, USA: Cengage Learning; 2012.
- [9] Broström E, Jakobsson M, Sämfors O. "Integrering av vindkraft". Sundbyberg: Svenska kraftnät; 2013. [Internet]. <http://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/20130313-integrering-av-vindkraft.pdf> [Hämtad 2016-03-10]
- [10] Svenska kraftnät. "Anpassning av elsystemet med en stor mängd förnybar elproduktion". Sundbyberg: Svenska kraftnät; 2015. [Internet]. <http://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/anpassning-av-elsystemet-med-en-stor-mangd-fornybar-elproduktion.pdf> [Hämtad 2016-04-28]
- [11] Svenska kraftnät. "Årsredovisning 2015". Sundbyberg: Svenska kraftnät; 2016. [Internet]. [http://arsredovisning2015.svk.se/wp-content/uploads/2016/04/svk\\_arsredovisning\\_2015\\_webb.pdf](http://arsredovisning2015.svk.se/wp-content/uploads/2016/04/svk_arsredovisning_2015_webb.pdf) [Hämtad 2016-05-12]
- [12] Söder L, Amelin M. "Effektiv drift och planering av kraftsystem". 11 uppl. Stockholm: Kungliga tekniska högskolan; 2011. [Internet]. [https://www.kth.se/social/files/54b38a05f2765439b73adeb7/EG2050+Kompendium+2011+\(sve\).pdf](https://www.kth.se/social/files/54b38a05f2765439b73adeb7/EG2050+Kompendium+2011+(sve).pdf) [Hämtad 2016-03-07]
- [13] ENTSO-E. "Systemdriftavtal 2014". Bryssel, Belgien: ENTSO-E; 2014. [Internet]. [https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/Nordic/Systemdriftavtal\\_2014.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/Nordic/Systemdriftavtal_2014.pdf) [Hämtad 2016-03-24]
- [14] Nord Pool Spot. "Day-ahead market". Lysaker, Norge: Nord Pool Spot AS; 2016. [Internet]. <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Day-ahead-market-Elspot/> [Hämtad 2016-03-02]

- [15] Nord Pool Spot. "Intraday market". Lysaker, Norge: Nord Pool Spot AS; 2016. [Internet]. <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Intraday-market/> [Hämtad 2016-03-02]
- [16] Nilsson, Martin. Sundbyberg: Svenska kraftnät; 2016. Intervju av Karl-Oskar Sandberg 2016-03-09.
- [17] Svensk Vindenergi. "Vindkraftstatistik och prognos. Kvartal 3 2015". Stockholm: Svensk Vindenergi; 2015. [Internet]. <http://www.vindkraftsbranschen.se/wp-content/uploads/2015/11/Statistik-och-prognos-vindkraft-20151104.pdf> [Hämtad 2016-02-16]
- [18] Energimyndigheten. "Utmaningar för den nordiska elmarknaden". Eskilstuna: Statens energimyndighet; 2013. [Internet]. <https://energimyndigheten.a-w2m.se/FolderContents.mvc/Download?ResourceId=2719> [Hämtad 2016-03-21]
- [19] Söder L, Larsson S, Dahlbäck N, Linnarsson J. "Reglering av ett framtida svenskt kraftsystem". NEPP - North European Power Perspectives; 2014. [Internet]. [http://www.nepp.se/pdf/Reglering\\_av\\_vindkraft\\_20141118\\_ren.pdf](http://www.nepp.se/pdf/Reglering_av_vindkraft_20141118_ren.pdf) [Hämtad 2016-03-24]
- [20] Svenska kraftnät. "Regler för upphandling och rapportering av FCR-N och FCR-D". Sundbyberg: Svenska kraftnät; 2015. Regeldokument. [Internet]. <http://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/elmarknad/balansansvar/dokument/balansansvarsavtal/regler-for-upphandling-och-rapportering-av-fcr.pdf> [Hämtad 2016-02-09]
- [21] Larson, Bo. Sundbyberg: Svenska kraftnät; 2016. Intervju av Karl-Oskar Sandberg 2016-05-09.
- [22] Svenska kraftnät. "Automatisk sekundärreglering (FRR-A)". Sundbyberg: Svenska kraftnät; 2013. Presentation. [Internet]. [http://www.svk.se/siteassets/om-oss/organisation/vara-rad/driftradet/1drad\\_1\\_13\\_bilaga4\\_frra.pdf](http://www.svk.se/siteassets/om-oss/organisation/vara-rad/driftradet/1drad_1_13_bilaga4_frra.pdf) [Hämtad 2016-04-20]
- [23] Näsholm, Karolina. Sundbyberg: Svenska kraftnät; 2016. Intervju av Karl-Oskar Sandberg 2016-03-09.
- [24] Svenska kraftnät. "Kraftbalansen på den svenska elmarknaden vintrarna 2014/2015 och 2015/2016". Sundbyberg: Svenska kraftnät; 2015. [Internet]. <http://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/kraftbalansrapport--rapport-20150624.pdf> [Hämtad 2016-03-23]
- [25] Svenska kraftnät. "Information om användandet av reserver". Sundbyberg: Svenska kraftnät; 2015. [Internet]. <http://www.svk.se/siteassets/om-oss/organisation/vara-rad/elmarknadsradet/2015-protokoll-4-bilaga-4.pdf> [Hämtad 2016-03-22]
- [26] Svenska kraftnät. "Introduktion till balanstjänsten". Sundbyberg: Svenska kraftnät; Internt arbetsmaterial. 2013.
- [27] Trajcevski, Toni. Sundbyberg: Svenska kraftnät; 2016. Intervju av Karl-Oskar Sandberg 2016-03-17.
- [28] Svenska kraftnät. "Investerings- och finansieringsplan för åren 2017 – 2020". Sundbyberg: Svenska kraftnät; 2016. Investeringsplan. [Internet]. <http://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/investerings--och-finansieringsplan-2017-2020.pdf> [Hämtad 2016-04-07]
- [29] Salad, Bashir. Sundbyberg: Svenska kraftnät; 2016. Intervju av Karl-Oskar Sandberg 2016-04-20
- [30] Svenska kraftnät. "Regelverk för produktionsförflyttningar vid timskiften". Sundbyberg: Svenska kraftnät; 2013. Information. [Internet]. [http://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/elmarknad/balansansvar/krav\\_pa\\_produktnsplanering\\_vid\\_timskiften\\_reviderad.pdf](http://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/elmarknad/balansansvar/krav_pa_produktnsplanering_vid_timskiften_reviderad.pdf) [Hämtad 2016-04-07]

- [31] SMHI. "Dygnsmedeltemperatures avvikelse från den normala, juli 2015". Norrköping: Sveriges meteorologiska och hydrologiska institut; 2015. Hemsida. [Internet]. <http://www.smhi.se/klimatdata/meteorologi/kartor/dailyTable.php?par=tmpAvvDay&yr=2015&mon=7> [Hämtad 2016-05-02]
- [32] Svenska kraftnät. "Veckorapport för vecka 28, 2015". Sundbyberg: Svenska kraftnät; 2013. Information. [Internet]. <http://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/rapport-om-handelskapacitet/2015/kapacitetsrapport-150714.pdf> [Hämtad 2016-05-07]
- [33] Nilsson M, Söder L, Ericsson G.N. "Method to Evaluate Different Balancing Strategies Using Real Available Multi-Area Data". IEEE Manuskript; 2016.

# Bilaga A

Balansjämnens huvudprocesskarta, framtagen av svenska kraftnät år 2015.



# Bilaga B

MATLAB-kod för inläsning av frekvensdata (från mappen *Frequency\_DATA*) samt NOIS Planning Table (från mappen *NOIS\_data*). Genererar Figur 19 – Figur 28.

## Huvudprogram

```
%% Läser in data för angivna datum.
Genererar figurer.
clear all; close all; home;
global Y M D
%% NEDSTÅENDE DAGAR ANVÄNDS:
Y_v = ['15';'15';'15';'15';'15'];
M_v = ['07';'07';'07';'07';'07'];
D_v = ['06';'07';'08';'09';'10'];
Y_v_n = str2num(Y_v);
M_v_n = str2num(M_v);
D_v_n = str2num(D_v);
%% Skapar tidsvektorer
t1 =
datetime((2000+Y_v_n),M_v_n,(D_v_n),0,
0,0);
t2 =
datetime((2000+Y_v_n),M_v_n,(D_v_n),23
,59,55);
for i = 1:length(Y_v_n)
    D_5s(:,i) =
t1(i):seconds(5):t2(i);
% Tidsvektor med 5-
sekundersupplösning
    D_5m(:,i) =
t1(i):minutes(5):t2(i);
% Tidsvektor med 5-minutersupplösning
end
%% Läser in frekvens och PT
for j = 1:length(Y_v_n)
    Y = Y_v(j,:); M = M_v(j,:);
D = D_v(j,:);
% FREKVENNS
[ F_5s F_float_5s ] = FREKVENNS();
FREK_5s(:,j) = F_5s;
% PLANNING TABLE
[ Bal Cons Prod Imp_Exp Reg_tot
Reg_bal Reg_spec Reg_kvart Bal_NO
Bal_SE Bal_FI Bal_DK2 Reg_q_NO
Reg_q_SE Reg_q_FI Reg_q_DK2
Reg_spec_NO Reg_spec_SE Reg_spec_FI
Reg_spec_DK2 Reg_bal_NO Reg_bal_SE
Reg_bal_FI Reg_bal_DK2 ] = NOIS_PT();
PT_Bal(:,j) = Bal;
PT_Reg_tot(:,j) = Reg_tot;
PT_Reg_bal(:,j) = Reg_bal;
PT_Reg_spec(:,j) = Reg_spec;
PT_Reg_kvart(:,j) = Reg_kvart;
PT_Reg_spec_NO(:,j) = Reg_spec_NO;
PT_Reg_spec_SE(:,j) = Reg_spec_SE;
PT_Reg_spec_FI(:,j) = Reg_spec_FI;
PT_Reg_spec_DK2(:,j) = Reg_spec_DK2;
PT_Reg_bal_NO(:,j) = Reg_bal_NO;
PT_Reg_bal_SE(:,j) = Reg_bal_SE;
PT_Reg_bal_FI(:,j) = Reg_bal_FI;
PT_Reg_bal_DK2(:,j) = Reg_bal_DK2;
PT_Reg_q_NO(:,j) = Reg_q_NO;
PT_Reg_q_SE(:,j) = Reg_q_SE;
PT_Reg_q_FI(:,j) = Reg_q_FI;
PT_Reg_q_DK2(:,j) = Reg_q_DK2;
end
%% Summerar relgeringer per land
Reg_tot_NO = PT_Reg_spec_NO +
PT_Reg_bal_NO + PT_Reg_q_NO;
Reg_tot_SE = PT_Reg_spec_SE +
PT_Reg_bal_SE + PT_Reg_q_SE;
Reg_tot_FI = PT_Reg_spec_FI +
PT_Reg_bal_FI + PT_Reg_q_FI;
Reg_tot_DK2 = PT_Reg_spec_DK2 +
PT_Reg_bal_DK2 + PT_Reg_q_DK2;
%% Balans utan balans- och
specialregleringar.
Bal_utan_reg = PT_Bal-PT_Reg_bal-
PT_Reg_spec;
%% Ta fram endast avvikande frekvenser
[m,n] = size(FREK_5s); % M=17280
typ, n = 7
frek_high=zeros(m,n);
frek_low=zeros(m,n);
for d = 1:n % antal dagar
    for i = 1:m % 5-min värden
        if FREK_5s(i,d) >= 50.1
            frek_high(i,d) = 1;
        elseif FREK_5s(i,d) <= 49.9
            frek_low(i,d) = -1;
        end
    end
end
frek_high_ind = find(frek_high);
frek_low_ind = find(frek_low);
d_h_i = D_5s(frek_high_ind); %
Positioner i datumvektor
d_l_i = D_5s(frek_low_ind);
%% Gör 5-sek vektorer från PT
Bal_5s = nan(size(FREK_5s));
Reg_bal_5s = nan(size(FREK_5s));
Reg_spec_5s = nan(size(FREK_5s));
Reg_kvart_5s = nan(size(FREK_5s));
for a = 1 : length(Y_v_n)
    for b = 0:287
        Bal_utan_reg_5s( (1 +
b*60):(b+1)*60,a) = Bal_utan_reg
((b+1),a);
        Reg_bal_5s( (1 +
b*60):(b+1)*60,a) = PT_Reg_bal
((b+1),a);
        Bal_5s( (1 +
b*60):(b+1)*60,a) = PT_Bal
((b+1),a);
    end
end
%% Frekvensfilter
windowSize_1 = 12;
% 1 min floating
b =
(1/windowSize_1)*ones(1,windowSize_1);
a = 1;
```

```

f_filter_1 = filter(b,a, FREK_5s);
f_filter_1(1:windowSize_1,1:5) = 50;
%% FIGURER
h1=[0: 24/288 : 24-24/288]; %För x-
axel i plottarna
%% Kvartsregleringar
fig1 = figure;
plot(h1,PT_Reg_kvart,'LineWidth',1.5)
xlabel('Timme [h]')
ylabel('Reglering [MW]')
title('Kvartsregleringar, 6-10 juli
2015')
legend('Måndag','Tisdag','Onsdag','Tor
sdag','Fredag','Location','eastoutside
')
set(gca,'FontSize',15)
set(gca,'xtick',[1:1:24])
xlim([1 24])
set(fig1,'Position',[100 100 1100
400])
%% Specialregleringar
fig2 = figure;
plot(h1,PT_Reg_spec,'LineWidth',1.5)
xlabel('Timme [h]')
ylabel('Reglering [MW]')
title('Specialregleringar, 6-10 juli
2015')
legend('Måndag','Tisdag','Onsdag','Tor
sdag','Fredag','Location','eastoutside
')
set(gca,'FontSize',15)
set(gca,'xtick',[1:1:24])
xlim([1 24])
set(fig2,'Position',[100 100 1100
400])
%% Balansregleringar
fig3 = figure;
plot(h1,PT_Reg_bal,'LineWidth',1.5)
xlabel('Timme [h]')
ylabel('Reglering [MW]')
title('Balansregleringar, 6-10 juli
2015')
legend('Måndag','Tisdag','Onsdag','Tor
sdag','Fredag','Location','eastoutside
')
set(gca,'FontSize',15)
set(gca,'xtick',[1:1:24])
xlim([1 24]); ylim([-2200 2000])
set(fig3,'Position',[100 100 1100
400])
%% Totala regleringar
fig4 = figure;
plot(h1,PT_Reg_tot,'LineWidth',1.5)
xlabel('Timme [h]')
ylabel('Reglering [MW]')
title('Totala regleringar, 6-10 juli
2015')
legend('Måndag','Tisdag','Onsdag','Tor
sdag','Fredag','Location','eastoutside
')
set(gca,'FontSize',15)
set(gca,'xtick',[1:1:24])
xlim([1 24]); ylim([-3000 1600])
set(fig4,'Position',[100 100 1100
400])
%% Totala regleringar per land
fig5 = figure;
plot(D_5m(:), [Reg_tot_NO(:)
Reg_tot_SE(:) Reg_tot_FI(:)
Reg_tot_DK2(:)], 'LineWidth',1.5)
legend('NO','SE','FI','DK2','Location'
,'eastoutside')
title('Totala regleringar per land, 6-
10 juli 2015')
ylabel('Reglering [MW]')
set(gca,'FontSize',15)
xlim([736150.99 736156]); ylim([-2100
1000])
set(fig5,'Position',[100 100 1100
400])
%% Frekvensplot
h2=[0: 24/length(FREK_5s) : 24-
24/length(F_5s)];
fig6 = figure;
hold on
plot(h2,f_filter_1,'LineWidth',1)
plot([h2(1),h2(end)], [50,50], '-g')
plot([h2(1),h2(end)], [50.1,50.1], '--
r')
plot([h2(1),h2(end)], [49.9,49.9], '--
r')
hold off
xlabel('Timme [h]'); ylabel('Frekvens
[Hz]')
title('Frekvens, 6-10 juli 2015')
legend('Måndag','Tisdag','Onsdag','Tor
sdag','Fredag','Location','eastoutside
')
set(gca,'FontSize',15)
set(gca,'xtick',[1:1:24])
xlim([1 24])
ylim([49.85 50.15])
set(fig6,'Position',[100 100 1100
500])
%% Planerad balans med regleringar
fig7 = figure;
plot(D_5s(:), Bal_5s(:),'b-', d_h_i,
Bal_5s(frek_high_ind),'g*',d_l_i,
Bal_5s(frek_low_ind),'ro')
legend('Planerad balans','Hög
frekvens','Låg
frekvens','Location','eastoutside')
title('Planerad balans med
regleringar, 6-10 juli 2015')
ylabel(' [MW]')
set(gca,'FontSize',15)
xlim([736150.99 736156])
set(fig7,'Position',[100 100 1100
400])
%% Planerad balans utan regleringar
fig8 = figure;
plot(D_5s(:), Bal_utan_reg_5s(:),'b-',
d_h_i,
Bal_utan_reg_5s(frek_high_ind),'g*',d_
l_i,
Bal_utan_reg_5s(frek_low_ind),'ro')
legend('Planerad balans','Hög
frekvens','Låg
frekvens','Location','eastoutside')
title('Planerad balans utan
regleringar, 6-10 juli 2015')
ylabel(' [MW]')
set(gca,'FontSize',15)
xlim([736150.99 736156])

```

```

set(fig8,'Position',[100 100 1100
400])
%% Planerad balans utan regleringar,
zoom
fig9 = figure;
plot(D_5s(:), Bal_utan_reg_5s(:),'b-',
d_h_i,
Bal_utan_reg_5s(frek_high_ind),'g*',d_
l_i,
Bal_utan_reg_5s(frek_low_ind),'ro')
legend('Planerad balans','Hög
frekvens','Låg
frekvens','Location','eastoutside')
title('Planerad balans utan
regleringar, 7 juli 2015')
ylabel(' [MW]')
set(gca,'FontSize',15)
xlim([736152.2 736152.6]); ylim([-1400
1100])
set(fig9,'Position',[100 100 1100
400])

```

```

%% Balansregleringar
fig10 = figure;
plot(D_5s(:), Reg_bal_5s(:),'b-',
d_h_i,
Reg_bal_5s(frek_high_ind),'g*',d_l_i,
Reg_bal_5s(frek_low_ind),'ro')
legend('Balansregleringar','Hög
frekvens','Låg
frekvens','Location','eastoutside')
title('Balansregleringar, 6-10 juli
2015')
ylabel(' [MW]')
set(gca,'FontSize',15)
xlim([736150.99 736156])
ylim([-2200 2000])
set(fig10,'Position',[100 100 1100
400])

```

## Inläsning av frekvensdata

```

function [Frek_5s Frek_5s_lmfloat] =
FREKVENSS ()
% FREKVENSS
% Läser in frekvensen för angivet samt
föregående dygn för att ta hänsyn
% till frekvensdatats tidsstämpel (CET)
samt sommar/vintertid.
% Inläsning sker från globala
parametrar angivna i MAIN.
% Frekvens returneras med 5-sekunders
upplösning för angivet dygn.
% Sommartid, 29 mars - 25 oktober :
+2h
% Vintertid, 26 oktober - 28 mars :
+1h

%% Input, Globala datumvärden
global Y M D
Y_n = str2num(Y);
M_n = str2num(M);
D_n = str2num(D);
%% Läser in aktuellt samt föregående
dygn
% Läser in aktuellt dygns frekvens
(från intern funktion)
f_dygn =
importfile(['Frequency_DATA/Frequency_
' [Y M D] ] );
% Anger föregående dygn
date_prev =
datetime((2000+Y_n),M_n,D_n) -
caldays(1); % Föregående datum
day_prev = day(date_prev);
% Föregående dag (num)
month_prev = month(date_prev);
% Föregående månad (num)
% Sätter rätt format på dag, (string,
2 tecken)
if day_prev < 10
    day_prev = ['0'
num2str(day_prev)];
else
    day_prev = num2str(day_prev);
end

```

```

% Sätter rätt format på månad,
(string, 2 tecken)
if month_prev < 10
    month_prev = ['0'
num2str(month_prev)];
else
    month_prev = num2str(month_prev);
end
% Läser in föregående dygns frekvens
f_dygn_prev =
importfile(['Frequency_DATA/Frequency_
' [Y month_prev day_prev] ] );
% De två dygnen sammanslagna
f_2dygn = [f_dygn_prev; f_dygn];

%% Avläser datum och anger sommartid
(t_just=2) eller vintertid (t_just=1).
if M_n == 3 && D_n > 28 %
29 - 31 Mars. Sommartid
    t_just = 2;
elseif 3 < M_n && M_n < 10 %
April - September. Sommartid
    t_just = 2;
elseif M_n == 10 && D_n < 26 %
1 - 25 Oktober. Sommartid
    t_just = 2;
else
    t_just = 1 ; %
Övriga datum. Vintertid
end
% Tar fram positioner för första och
sista frekvensvärdet som ska
% inkluderas från f_2dygn. Förskjuter
intervallet 1 eller 2 timmar.
Startv = (length(f_dygn_prev)+1) -
t_just*(length(f_dygn_prev)/24);
Stopv = length(f_2dygn)-
t_just*(length(f_dygn_prev)/24);
%% Output, frekvens på 5s
Frek_5s = f_2dygn(Startv:Stopv);
%% Filter, 1 minut floating average
windowSize = 12;
% 1 min floating

```

```

b = (1/windowSize)*ones(1,windowSize);
a = 1;
Frek_5s_1mfloat = filter(b,a,
Frek_5s);
Frek_5s_1mfloat(1:windowSize) = 50;
% "fixar" problem med första värden
end

function y = importfile(filename,
startRow, endRow)
%IMPORTFILE Import numeric data from a
text file as column vectors.
% (...)
% Auto-generated by MATLAB on
2016/04/15 14:48:45
%% Initialize variables.
if nargin<=2
    startRow = 2;
    endRow = inf;
end
% Format string for each line of
text:
% column2: double (%f)
% For more information, see the
TEXTSCAN documentation.
formatSpec = '%*8s%f%[\n\r]';
%% Open the text file.
fileID = fopen(filename,'r');

%% Read columns of data according to
format string.
textscan(fileID, '%[\n\r]',
startRow(1)-1, 'WhiteSpace', '',
'ReturnOnError', false);
dataArray = textscan(fileID,
formatSpec, endRow(1)-startRow(1)+1,
'Delimiter', '', 'WhiteSpace', '',
'EmptyValue', NaN, 'ReturnOnError',
false);
for block=2:length(startRow)
    frewind(fileID);
    textscan(fileID, '%[\n\r]',
startRow(block)-1, 'WhiteSpace', '',
'ReturnOnError', false);
dataArrayBlock = textscan(fileID,
formatSpec, endRow(block)-
startRow(block)+1, 'Delimiter', '',
'WhiteSpace', '', 'EmptyValue'
,NaN,'ReturnOnError', false);
    dataArray{1} =
[dataArray{1};dataArrayBlock{1}];
end
%% Close the text file.
fclose(fileID);
%% Allocate imported array to column
variable names
y = dataArray{:, 1};
end

```

## Inläsning av NOIS Planning Table

```

function [ Bal Cons Prod Imp_Exp
Reg_tot Reg_bal Reg_spec Reg_kvart
Bal_NO Bal_SE Bal_FI Bal_DK2 Reg_q_NO
Reg_q_SE Reg_q_FI Reg_q_DK2
Reg_spec_NO Reg_spec_SE Reg_spec_FI
Reg_spec_DK2 Reg_bal_NO Reg_bal_SE
Reg_bal_FI Reg_bal_DK2 ] = NOIS_PT()
%% PLANNINGTABLE, Läser in data från
Planningtable
global Y M D
Y_n = str2num(Y);
M_n = str2num(M);
D_n = str2num(D);
%% Läs in data från NOIS / Planning
Table
PT = xlsread(['NOIS_data/Planning
Table_20' Y '_' M '_' D]);
% Den 5 mars 2015 tillkommer Nordbalt
i Planning Table vilket förskjuter
% tabellen. Hänsyn måste tas till
detta.
if Y_n <= 15
    if M_n < 3 || M_n == 3 && D_n < 5
% Innan 5 mars 2015
        just = 2;
    else
        just = 0;
    end
end
%% Tar ut vektorer ur Planning Table
(5-minuters upplösning)
Bal = PT(1:288,1);
% Balans
Cons = PT(1:288,49);
% Konsumtion
Prod = PT(1:288,85);
% Produktion
Imp_Exp = PT(1:288,121);
% Import och export
Reg_tot = PT(1:288,219-just);
% Total reglering
Reg_bal = PT(1:288,221-just);
% Balansreg.
Reg_spec = PT(1:288,257-just);
% Specialreg.
Reg_kvart = PT(1:288,293-just);
% Kvartsförflyttningar

% Balans per land
Bal_NO = PT(1:288,17);
Bal_SE = PT(1:288,29);
Bal_FI = PT(1:288,13);
Bal_DK2 = PT(1:288,9);
% Q_reg
Reg_q_NO = PT(1:288,307-just);
Reg_q_SE = PT(1:288,319-just);
Reg_q_FI = PT(1:288,303-just);
Reg_q_DK2 = PT(1:288,299-just);
% Bal_reg
Reg_bal_NO = PT(1:288,235-just);
Reg_bal_SE = PT(1:288,251-just);
Reg_bal_FI = PT(1:288,231-just);
Reg_bal_DK2 = PT(1:288,227-just);
% Spec_reg
Reg_spec_NO = PT(1:288,271-just); %
Reg_spec_SE = PT(1:288,283-just); %
Reg_spec_FI = PT(1:288,267-just); %
Reg_spec_DK2 = PT(1:288,263-just); %
% Byter ut NaN till 0.
Reg_spec_NO(isnan(Reg_spec_NO))=0;
Reg_spec_SE(isnan(Reg_spec_SE))=0;

```

```
Reg_spec_FI(isnan(Reg_spec_FI))=0;
Reg_spec_DK2(isnan(Reg_spec_DK2))=0;
Reg_bal_NO(isnan(Reg_bal_NO))=0;
Reg_bal_SE(isnan(Reg_bal_SE))=0;
Reg_bal_FI(isnan(Reg_bal_FI))=0;
Reg_bal_DK2(isnan(Reg_bal_DK2))=0;
Reg_q_NO(isnan(Reg_q_NO))=0;

Reg_q_SE(isnan(Reg_q_SE))=0;
Reg_q_FI(isnan(Reg_q_FI))=0;
Reg_q_DK2(isnan(Reg_q_DK2))=0;
Reg_bal(isnan(Reg_bal))=0;
Reg_spec(isnan(Reg_spec))=0;
Reg_kvart(isnan(Reg_kvart))=0;
end
```

# Bilaga C

Frekvensavvikelser och planerad produktion, konsumtion, import/export samt de regleringar som genomförs under torsdagen den 9 juli 2015.

