



UPPSALA
UNIVERSITET

UPTEC STS 19039

Examensarbete 30 hp
Juli 2019

Ekonomisk kartläggning av teknologier som potentiellt skulle kunna leverera reserverna FCR och aFRR

Anna Lindgren



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

Economic mapping of technologies that potentially could deliver the reserves FCR and aFRR

Anna Lindgren

The ongoing change towards completely renewable power production in Sweden entails new challenges in maintaining a stable power system and puts greater demands on the frequency control. Hydropower caters for all frequency control in the Swedish grid today. However, the new challenges make it necessary to explore other technologies that potentially could provide frequency control. The aim of this master thesis is thus to map different technologies that potentially could deliver the reserves FCR and aFRR, with the main focus of investigating the economic potential of these technologies and their competitiveness during different seasons.

The technologies investigated were lithium-ion batteries, flywheels, demand response and wind power plants. Different applications for these technologies were also investigated. The different investment alternatives were evaluated by calculating the net present value and the net present value ratio.

The results show that the economic potential is greatest in cases where existing infrastructure could be used. Investments in stand-alone energy storage systems are not profitable today but might be so in the future as the prices continue to decrease. The results also show that many of the technologies and applications are competitive alternatives to hydropower during different seasons, which shows that there is potential in participating in the balancing markets with these technologies. However, it seems relevant to investigate further if, and if so how, the regulations on endurance can be adapted to actual conditions to further opening up the markets to more actors while maintaining a stable power system.

Handledare: Linda Thell & Jakob Helbrink
Ämnesgranskare: Cajsa Bartusch
Examinator: Elísabet Andrésdóttir
UPTEC STS 19039

Sammanfattning

Den pågående förändringen mot helt förnybar elproduktion medför nya utmaningar för att kunna upprätthålla ett stabilt elsystem och ställer även större krav på frekvensregleringen. Vattenkraft tillgodoser behovet av all frekvensreglering i det svenska elsystemet idag, men de nya utmaningarna gör det nödvändigt att utforska andra möjliga teknologier som kan bidra med frekvensreglering. Syftet med detta examensarbete är därmed att kartlägga olika teknologier som potentiellt kan leverera reserverna FCR och aFRR. Fokus ligger på att undersöka den ekonomiska potentialen hos dessa teknologier och deras konkurrenskraft under olika årstider.

De teknologier som undersöks i detta arbete är fristående energilager med litium-jon-batterier, fristående energilager med svänghjul, litium-jon-batterier i UPS-system i datacenter, svänghjul i UPS-system i datacenter, förbrukningsflexibilitet med värmepumpar i hushåll, förbrukningsflexibilitet med ackumulatortankar i pappersbruk samt att variera produktion i vindkraftverk. De olika investeringsalternativen utvärderades genom att beräkna nuvärden och nuvärdeskvoter. En modell i Matlab konstruerades för beräkningarna och parametervärdena valdes, till stor del baserat på information från samtal med olika aktörer med kunskap om de olika teknologierna och branscherna.

För de marknader och år som undersökts i denna studie varierar nettonuvärdet för respektive teknik inom följande intervall:

- Fristående energilager med svänghjul: -111 – -13 MSEK
- Svänghjul i UPS-system i datacenter: 10 – 59 MSEK
- Fristående energilager med litium-jon-batterier: -23 – -12 MSEK
- Litium-jon-batterier i UPS-system i datacenter: 6 – 52 MSEK
- Förbrukningsflexibilitet med värmepumpar i hushåll: -11 – 219 MSEK
- Förbrukningsflexibilitet med ackumulatortankar i pappersbruk: 11 – 40 MSEK
- Vindkraft: 8 – 46 MSEK

Resultaten visar att den ekonomiska potentialen är störst i de fall där befintlig infrastruktur kan användas, vilket resulterar i mindre investeringskostnader. Detta är fallet för svänghjul och litium-jon-batterier i UPS-system i datacenter, förbrukningsflexibilitet med värmepumpar i hushåll och ackumulatortankar i pappersbruk samt att variera produktionen i vindkraftverk. Frekvensreglering med vindkraftverk påverkar dock den huvudsakliga verksamheten, det vill säga att leverera el på Elspot. Intäktsbortfallet när kapacitet används för frekvensreglering visade sig bli så stort att en ägare av en vindkraftspark antagligen inte skulle välja att delta på balansmarknaderna istället för på Elspot. Investeringar i fristående energilager är inte lönsamma idag, men skulle kunna bli det i framtiden om priserna för svänghjul och litium-jon-batterier fortsätter att sjunka.

Resultaten visar även att många av teknologierna är konkurrenskraftiga alternativ jämfört med vattenkraften vilket visar på att det finns potential för att kunna delta på balansmarknaderna med dessa teknologier. Teknologins tillgänglighet under året, hur stora bud som kan läggas, teknologins kostnader samt hur priserna för vattenkraften varierar är avgörande faktorer för konkurrenskraften.

En analys av elsystemets frekvens visar att behovet av aktivering av de olika reserverna oftast är betydligt lägre än vad regelverken säger att aktörer som levererar de olika reserverna ska klara av när det kommer till uthållighet. Detta påverkar lönsamheten för aktörer som vill kunna delta på balansmarknaderna med andra teknologier än vattenkraft. Enligt de resultaten verkar

det vara relevant att undersöka ytterligare hur förutsättningarna faktiskt ser ut samt om och i så fall hur de tekniska kraven kan anpassas efter detta för att fler aktörer ska kunna delta och samtidigt bibehålla krav som ger ett fortsatt stabilt elsystem.

Förord

Det här examensarbetet utgör den sista delen av civilingenjörsprogrammet System i Teknik och Samhälle vid Uppsala universitet och har utförts i samarbete med affärsverket Svenska kraftnät. Examensarbetet har utförts parallellt med Sophia Appelstål som läser civilingenjörsprogrammet Energisystem, också vid Uppsala universitet. Våra examensarbeten delar samma bakgrund och problemformulering och vi har därmed kunnat utföra vissa delar i nära samarbete. Vi har dock studerat olika perspektiv där Sophia har utrett teknisk potential och vi har därför till största del utfört våra arbeten separat. Arbetenas resultat kan dock ses som komplement till varandra i vissa avseenden.

Jag vill rikta ett stort tack till mina handledare Linda Thell och Jakob Helbrink på Svenska kraftnät för stöd och vägledning under arbetets gång. Jag vill även tacka min ämnesgranskare Cajsa Bartusch vid Uppsala universitet för värdefulla råd och synpunkter. Ett stort tack riktas även till alla respondenter som har ställt upp med tid och engagemang och på så sätt gjort denna studie möjlig, samt medarbetare på Svenska kraftnät för att ni tagit er tid till att svara på frågor och även bidragit till en trevlig arbetsmiljö.

Anna Lindgren

Uppsala, juli 2019

Ordlista

aFRR: Automatisk frekvensåterställningsreserv (eng. automatic Frequency Restoration Reserve). Aktiveras automatiskt med syfte att återställa frekvensen i elsystemet till det nominella värdet 50 Hz. aFRR består av en produkt för uppreglering och en produkt för nedreglering av frekvensen.

Aggregering: elförbrukning eller elproduktion hos ett antal mindre enheter slås ihop för att tillsammans komma upp i en större volym och på så sätt kunna lägga bud på en elmarknad. Aggregering sker inom elområden.

Balansansvarig part: ska bland annat, gentemot Svenska kraftnät, åta sig det ekonomiska ansvaret för att det nationella elsystemet tillförs lika mycket el som tas ut i de uttagspunkter för vilka den balansansvarige har balansansvar. Ansvaret gäller per elområde.

Balansering: alla åtgärder och processer som gör att systemansvariga kan säkerställa att frekvensen hålls inom områden som ger ett stabilt elsystem samt att det finns tillräckliga reserver för att kunna hantera de obalanser som uppstår.

Balansmarknad: en marknadsmässig hantering av balanseringen. De olika reserverna handlas upp på separata balansmarknader.

Datacenter: rum eller byggnad där ett eller flera företag eller organisationer har sin IT-infrastruktur med exempelvis servrar och hårddiskar. Denna används för att kunna organisera, bearbeta och lagra stora mängder data.

Drifttimme: den timme som bud på el- och balansmarknaderna avser. Under denna timme produceras och förbrukas de volymer elektricitet som har avtalats om samt vidtas åtgärder i realtid för att hålla balansen i systemet.

Elområde: år 2011 delades Sverige in i fyra elområden; SE1, SE2, SE3 och SE4, se karta i Appendix A. Om överföringsbegränsningar finns mellan två eller flera elområden får dessa olika elpriser.

FCR-D: Frekvenshållningsreserv (eng. Frequency Containment Reserve – Disturbance). Aktiveras automatiskt vid större frekvensavvikelser i elsystemet inom intervallet 49,5–49,9 Hz med syfte att stoppa upp en frekvensavvikelse.

FCR-N: Frekvenshållningsreserv (eng. Frequency Containment Reserve – Normal). Aktiveras automatiskt vid frekvensavvikelser i elsystemet inom normalintervallet 49,9–50,1 Hz med syfte att stoppa upp en frekvensavvikelse.

Frekvensavvikelse: en avvikelse från frekvensens nominella värde 50 Hz.

Förbrukningsflexibilitet: att som elkonsument styra sin elförbrukning, exempelvis utifrån frekvenssignaler.

Intermittent energikälla: energikälla som inte finns kontinuerligt tillgänglig för omvandling till elektricitet och inte går att lagra. Elproduktion med dessa energislag går därmed inte att planera och sker med oregelbundna intervall. I fallet med de intermittenta energikällorna vind och sol sker produktionen utifrån rådande väderförhållanden.

Nedreglering: minskad produktion eller ökad förbrukning av el.

Reglerresurs: produktions- eller förbrukningsanläggning som vid behov kan justera sin produktion eller förbrukning i syfte att balansera elsystemet.

Reserv: en samling reglerresurser med likvärdiga och definierade prestandaegenskaper, exempelvis aktiveringstid och uthållighet. Svenska kraftnät köper in reserver från balansansvariga företag i syfte att balansera elsystemet. De reserver som behandlas i detta arbete är FCR och aFRR.

Uppreglering: minskad förbrukning eller ökad produktion av el.

UPS-system: avbrottsfri kraftförsörjning (eng. Uninterruptible Power Supply) är ett elektriskt system som tillhandahåller nödkraft till en elförbrukare vid strömavbrott eller andra störningar som gör att elektricitet inte kan fås från elnätet.

Innehållsförteckning

1.	Inledning	3
1.1	Syfte	3
1.1.1	Frågeställningar.....	3
1.2	Avgränsningar	4
1.3	Disposition.....	4
2.	Bakgrund	5
2.1	Det svenska elnätet.....	5
2.2	Balansering	6
2.3	Typer av reserver	7
2.3.1	Frekvenshållningsreserv.....	8
2.3.2	Automatisk frekvensåterställningsreserv	9
2.4	Elhandel	9
2.5	Teknologier för automatisk frekvensreglering	10
2.5.1	Vattenkraft	11
2.5.2	Litium-jon-batterier.....	11
2.5.3	Svänghjul.....	12
2.5.4	UPS-system.....	12
2.5.5	Förbrukningsflexibilitet.....	13
2.5.6	Vindkraft	13
2.6	Tidigare studier	13
3.	Metod.....	15
3.1	Urval av teknologier	15
3.2	Möten	16
3.3	Beräkningsmodell.....	17
3.3.1	Grundantaganden.....	17
3.3.2	Konstruktion av beräkningsmodell.....	18
3.3.3	Nuvärde och nettonuvärde	21
3.3.4	Nettonuvärdeskvot.....	22
3.3.5	Konkurrenskraft	22
3.3.6	Känslighetsanalys.....	23
3.4	Frekvensanalys	24
4.	Anpassning av beräkningsmodellen för de olika teknologierna	24
4.1.1	Fristående energilager med svänghjul	24
4.1.2	Svänghjul i datacenters UPS-system	25
4.1.3	Fristående energilager med litium-jon-batterier	26
4.1.4	Litium-jon-batterier i datacenters UPS-system	28

4.1.5	Förbrukningsflexibilitet med värmepumpar i hushåll	29
4.1.6	Förbrukningsflexibilitet med ackumulatortank i pappersbruk.....	30
4.1.7	Vindkraft	31
5.	Resultat	32
5.1	Behov av aktivering av FCR och aFRR	32
5.1.1	FCR-N	34
5.1.2	FCR-D	35
5.1.3	aFRR-upp	37
5.1.4	aFRR-ner.....	38
5.2	Lönsamhet	40
5.2.1	Nettonu värden – Fristående energilager med svänghjul.....	40
5.2.2	Nettonu värden – UPS-system i datacenter med svänghjul som energilager ...	40
5.2.3	Nettonu värden – Fristående energilager med litium-jon-batterier	41
5.2.4	Nettonu värden – UPS-system i datacenter med litium-jon-batterier som energilager.....	42
5.2.5	Nettonu värden – Förbrukningsflexibilitet med värmepumpar i hushåll.....	42
5.2.6	Nettonu värden – Förbrukningsflexibilitet med ackumulatortank i pappersbruk	43
5.2.7	Nettonu värden – Vindkraft.....	44
5.2.8	Nettonu värdeskvoter	45
5.3	Konkurrenskraft.....	46
5.3.1	FCR-N	46
5.3.2	FCR-D	47
5.3.3	aFRR-upp	49
5.3.4	aFRR-ner.....	50
6.	Känslighetsanalys.....	52
7.	Diskussion	54
7.1	Tillämpning av beräkningsmodellen	54
7.2	Lönsamhet	54
7.3	Konkurrenskraft.....	56
7.4	Aktivering av de olika reserverna	57
7.5	Vidare studier	58
8.	Slutsatser	59
	Litteraturförteckning	60
	Appendix A – Elområden	64
	Appendix B – Marknadspriser för FCR och aFRR.....	65
	Appendix C – Sammanställning av nettonu värden.....	67

1. Inledning

Sveriges elsystem genomgår nu en förändring mot en allt mer förnybar produktionsmix, som en följd av regeringens mål om att år 2040 ha en helt förnybar elproduktion (Regeringskansliet, 2016). Svenska kraftnät har bland annat ansvar för att Sveriges stamnät är stabilt, kostnadseffektivt och att nätfrekvensen i alla lägen är i balans (Svenska kraftnät, 2017b, p. 15). Med den pågående omställningen mot helt förnybar elförsörjning ökar andelen intermittent elproduktion samtidigt som systemets mekaniska svängmassa minskar. Minskad tröghet i elsystemet och ökad intermittent elproduktion gör att behovet av att kunna hantera större variationer i elsystemet ökar samt att systemet blir mer känsligt för olika typer av störningar. Detta ställer större krav på frekvensregleringen (Energimyndigheten, 2014, p. 20).

I dagsläget tillgodoses de svenska kraven för frekvensreglering (FCR) och sekundär reglering (aFRR) helt av vattenkraft (Svenska kraftnät, 2017b, p. 44). Vattenkraft är en effektiv resurs att tillgå, både från ett tekniskt och ett ekonomiskt perspektiv, då den kan tillhandahålla flexibilitet snabbt och billigt. När kärnkraftsreaktorer läggs ned behöver vattenkraften dock kunna agera baskraft i större utsträckning, vilket gör det önskvärt att frigöra kapacitet som nu används för reglering (Energimyndigheten, 2014, p. 20). Enligt Svenska kraftnät är det även önskvärt att bredda variationen av teknologier som tillhandahåller den automatiska balanskraften för att skapa ett mer stabilt system, öka konkurrensen på reservmarknaderna och möjliggöra tillgång till automatiska reserver i fler elområden (Svenska kraftnät, 2017b, p. 44). Denna studie utreder därmed de ekonomiska förutsättningarna i att leverera reserverna FCR och aFRR med olika typer av teknologier.

1.1 Syfte

Syftet med detta arbete är att göra en kartläggning över olika teknologier som potentiellt skulle kunna bidra med reserverna FCR och aFRR, samt att utveckla en beräkningsmodell för att på ett översiktligt sätt kunna jämföra olika investeringsalternativ och utreda konkurrenskraft för de olika teknologierna under olika säsonger. Syftet specificeras ytterligare genom följande frågeställningar.

1.1.1 Frågeställningar

- På vilka sätt kan beräkning av lönsamhet för att leverera FCR och aFRR anpassas för olika typer av teknologier och investeringsalternativ?
- Vad skulle det kosta att leverera FCR och aFRR inom elområde SE3 med de olika teknologierna under förutsättningarna att dagens tekniska krav för reserverna uppfylls?
- Hur ser konkurrenskraften ut för de olika teknologierna på marknaderna för FCR och aFRR inom elområde SE3 under olika säsonger?
- På vilka sätt påverkar dagens tekniska krav lönsamheten i att leverera FCR och aFRR med de olika teknologierna?

1.2 Avgränsningar

Arbetet är avgränsat till att undersöka reserverna för automatisk reglering av frekvensen i elnätet; FCR-N, FCR-D, aFRR-upp och aFRR-ner. Dessa reserver beskrivs mer i avsnitt 2.3.1 och 2.3.2. Denna avgränsning görs bland annat då det är önskvärt att bredda variationen av teknologier som kan tillhandahålla just den typen av reserver i och med att detta i dagsläget endast tillgodoses av vattenkraft.

Arbetet är även avgränsat till att undersöka teknologier som har nått en sådan mognadsgrad att de skulle kunna implementeras på marknaden idag eller inom en snar framtid. Detta gör att teknologier som är på ett idé- eller forskningsstadium inte kommer att utredas i denna studie.

De teknologier som undersöks i denna studie är svänghjul, litium-jon-batterier, förbrukningsflexibilitet och vindkraft. Olika applikationer för dessa teknologier kommer att utredas och jämföras. Dessa är fristående energilager med svänghjul, fristående energilager med litium-jon-batterier, datacenters UPS-system med svänghjul som energilager, datacenters UPS-system med litium-jon-batterier som energilager, förbrukningsflexibilitet med värmepumpar i hushåll, förbrukningsflexibilitet med ackumulatortankar i pappersbruk samt att variera produktion i vindkraftverk. Hur urvalet av teknologierna skedde finns närmare beskrivet i avsnitt 3.1. I rapporten kommer inte en djupgående analys av varje specifik teknologi att göras, utan fokus ligger på att göra en jämförande kartläggning. Arbetet handlar om att få en överblick över det ekonomiska läget för de olika teknologierna.

Arbetet avgränsas geografiskt till Sverige i och med att handeln med reserverna FCR och aFRR primärt sker inom Sveriges gränser. Hänsyn kommer att tas till Sveriges indelning i elområden, då elpriset och energiersättning kan skilja mellan de olika elområdena samt att aggregering av kapacitet för reglering måste ske inom elområden. Därmed kommer det eventuellt att finnas en skillnad i den ekonomiska potentialen i de olika elområdena. Beräkningarna grundas på marknadspriser och tillgänglighet i elområde SE3, i och med att lönsamhetsberäkningarna för en av teknologierna som undersöks baseras på ett företag som befinner sig i SE3. SE3 är även ett av de elområden i störst behov av balanskraft, vilket gör det till ett intressant område att undersöka närmare.

En tidsmässig avgränsning görs också på så sätt att de scenarion som undersöks utgår ifrån en investering gjord under 2019, med en simulerad lönsamhet för den ekonomiska livslängden. Variationer i marknadspriser samt teknologiernas tillgänglighet under året gör även att det är intressant att undersöka hur konkurrenskraften ser ut under olika tider på året. För att få hanterbara sammanställningar av resultatet samtidigt som variationer i konkurrenskraft kan åskådliggöras, redogörs dessa variationer på månadsbasis.

1.3 Disposition

Denna rapport är upplagd på följande sätt. I avsnitt 2 ges en bakgrund till ämnet för att som läsare bättre kunna tillgodogöra sig metod, resultat och analys. I bakgrunden beskrivs hur det svenska elnätet och balanseringen av detta fungerar, hur frekvensavvikelser hanteras, hur elhandeln fungerar samt de olika teknologierna som kommer att kartläggas i denna studie. Avsnittet avslutas med en genomgång av några av

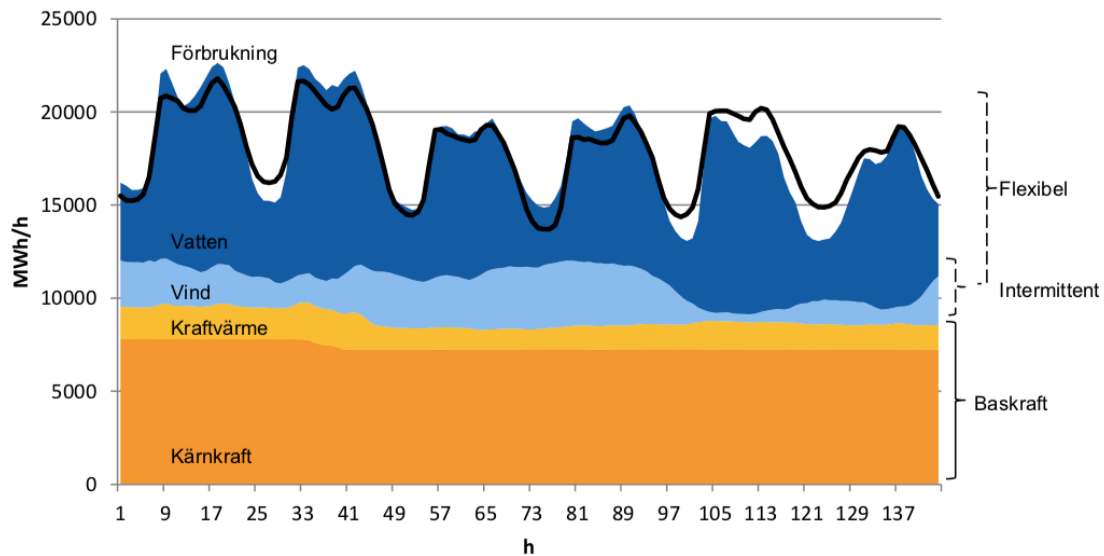
de tidigare studier som gjorts inom området. I avsnitt 3 beskrivs i mer detalj hur arbetets olika delar har utförts. Detta avsnitt innehåller bland annat en beskrivning av hur information har samlats in, hur en beräkningsmodell utvecklades, de metoder och modeller som använts för beräkningar av lönsamheten samt den känslighetsanalys som genomfördes. Avsnitt 4 beskriver hur den beräkningsmodell som utvecklades anpassades till de olika teknologierna, vilket gjordes med hjälp av information från aktörer inom relevanta arbetsområden. Arbetets resultat redovisas i avsnitt 5, vilket följs av känslighetsanalysens resultat i avsnitt 6 samt en avslutande diskussion i avsnitt 7 och rapportens slutsatser i avsnitt 8.

2. Bakgrund

2.1 Det svenska elnätet

Det svenska elnätet består av nät i tre nivåer; stamnät, regionnät och lokalnät. I stamnätet transporteras elen i högspänningsledningar som går i nord-sydlig riktning genom Sverige och förvaltas av Svenska kraftnät. I stamnätet finns även utlandsförbindelser till angränsande länder där import och export av el sker vid behov. Stamnätet förgrenas ut i olika regionnät som har anslutningspunkter till elproducenter och större förbrukningsanläggningar. Regionnäten förgrenas slutligen ut i lokalnät som har anslutningspunkter till mindre slutanvändare och produktionsanläggningar samt till hushåll (Energimyndigheten, 2015). I norra Sverige produceras mer el än vad som förbrukas och i södra Sverige förbrukas istället mer el än vad som produceras. Detta gör att elen måste transporteras långa sträckor och under vissa delar av året finns inte tillräckligt med kapacitet i ledningarna för att kunna göra det. Sådana överföringsbegränsningar mellan områden kallas flaskhalsar. Sverige delades 2011 in i fyra elområden från norr till söder (SE1, SE2, SE3 och SE4), vilket var ett sätt att försöka minska problemet med de flaskhalsar som ibland uppstår. När det finns överföringsbegränsningar mellan elområdena kommer det att bli olika prissättning på elen i de olika områdena. Dessa prisskillnader ger bland annat information om var det gör mest nytta att investera i utökad nätkapacitet och det skapar också ett ekonomiskt incitament till att bygga nya produktionsanläggningar där efterfrågan på el finns (Energimarknadsinspektionen, 2016).

I Sverige är idag kärnkraft och vattenkraft de största kraftslagen för elproduktion. Kärnkraften och kraftvärmen står för baskraften, vilket innebär att de ligger på en relativt konstant produktion. Vattenkraften bidrar till baskraften men står till största del för regleringen och justerar därmed den största delen av sin produktion efter hur förbrukningen av el ser ut. Den intermittenta produktionen, det vill säga elproduktion som är väderberoende och inte går att planera, står till största del av vindkraft som idag byggs ut allt mer. I Figur 1 syns hur elproduktionen med de olika kraftslagen varierar över tid, deras olika roller i elsystemet samt hur förbrukningen av el varierar över tid. I och med regeringens mål om att år 2040 ha en helt förnybar elproduktion och att kärnkraften fasas ut kommer vattenkraften till större del behöva agera baskraft, vilket gör behovet av andra flexibla reglerresurser större. En större mängd intermittent elproduktion kommer också att ställa allt högre krav på regleringen för att fortsättningsvis kunna ha ett stabilt elsystem (Energimyndigheten, 2014, p. 20).



Figur 1. Hur elanvändning och elproduktionen varierar över tid (Energimyndigheten, 2014, p. 20).

2.2 Balansering

Elektricitet är en energiform som är väldigt svår att lagra, vilket gör att den el som produceras vid en viss tidpunkt måste konsumeras direkt någonstans i elnätet. För att elsystemet ska vara stabilt krävs därmed att produktionen av el i alla lägen motsvaras av en lika stor konsumtion av el. I större växelströmssystem används frekvensen som ett mått på hur väl den momentana balansen i elnätet hålls, vilken måste hållas inom ett visst intervall kring ett nominellt frekvensvärde för att inte orsaka drift- och funktionsstörningar eller skador på inkopplad teknisk utrustning. I det nordiska elsystemet ska frekvensen vara nominellt 50 Hz och hållas inom intervallet 49,9–50,1 Hz vid normaldrift (Svenska kraftnät, 2017b, p. 13). För att uppnå detta sker en kontinuerlig frekvensreglering, i första hand med hjälp av automatiska reserver.

Det svenska elnätet är synkront sammankopplat med de nordiska länderna, vilket innebär att näten är i fas med varandra och delar samma frekvens. Exempelvis kommer därmed ett bortfall av en produktionsanläggning i Norge att inte bara få konsekvenser för frekvensen i Norge, utan även i Finland, Danmark och Sverige. Detta gör att det finns ett gemensamt ansvar över att säker drift och leveranssäkerhet i det nordiska sammankopplade elnätet upprätthålls (Energimarknadsinspektionen, 2016). Uppdelningen av det nordiska balansansvaret görs bland annat genom överenskommelser för hur stora volymer av de olika reserverna som varje land ska ansvara för (Svenska kraftnät, 2017b, p. 11). Det svenska huvudansvaret över elsystemets stabilitet ligger hos Svenska kraftnät i deras roll som systemansvarig myndighet (Svenska kraftnät, 2017b, p. 13). Inför driftskedet sköts balanseringen av de så kallade balansansvariga parterna, som enligt ellagen måste planera för att det kommer tillföras lika mycket producerad el till systemet som den planerade förbrukning som parten ansvarar för (Svenska kraftnät, 2017b, p. 8). Att detta balansansvar finns innebär att det enligt planen kommer råda balans mellan produktion och konsumtion inför det kommande dygnet. Den balansansvariga partens samt Svenska kraftnäts åtaganden gentemot varandra konkretiseras i ett balansansvarsavtal mellan parterna (Svenska kraftnät, 2018b). I driftskedet tar Svenska kraftnät över balansansvaret och

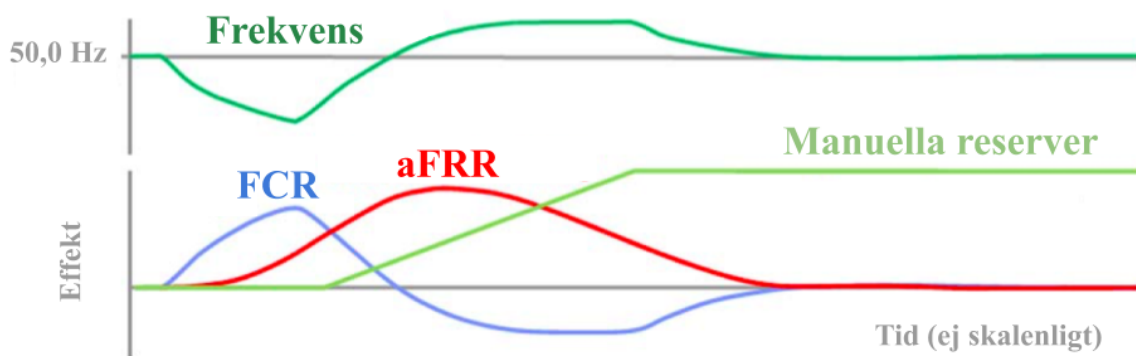
reglerar de avvikelser som uppstår mot den planerade balansen (Svenska kraftnät, 2017b, p. 13). Detta görs genom att köpa in eller sälja el under de tidpunkter som produktion och förbrukning inte är i jämvikt. Kostnaden för att återupprätta balansen betalas av den aktör som orsakat obalansen och beräknas i den så kallade balansavräkningen (Svenska kraftnät, 2016b). Balansavräkningen baseras på de mätvärden som rapporteras in av alla parterna på elmarknaden till Svenska kraftnät över hur produktion och förbrukning ser ut i alla lägen. Det finns strikta regler för hur denna rapportering ska gå till för att balansavräkningen ska bli korrekt (Svenska kraftnät, 2016a).

2.3 Typer av reserver

De olika typerna av reserver som finns att tillgå vid frekvensavvikelser har olika krav på bland annat snabbhet och uthållighet (Svenska kraftnät, 2018g, p. 2). De reserver som kommer behandlas i denna rapport är de automatiska reserverna, det vill säga frekvenshållningsreserven (FCR), eng. Frequency Containment Reserve, som beskrivs mer ingående i avsnitt 2.3.1 och den automatiska frekvensåterställningsreserven (aFRR), eng. automatic Frequency Restoration Reserve, som beskrivs mer ingående i avsnitt 2.3.2. Den manuella frekvensåterställningsreserven nämns endast kort för att få en förståelse för hela reglerförloppet vid en frekvensavvikelse. Utöver dessa reserver finns även en manuell störningsreserv som återställer de automatiska reserverna vid en större störning, samt den nationella effektreserven som upphandlas för vinterperioden och som aktiveras vid risk för effektbrist. Dessa reserver kommer inte behandlas vidare i denna rapport.

De reserver som i första hand aktiveras vid frekvensavvikelser är de automatiska reserverna då de har kortast aktiveringstid (Svenska kraftnät, 2018g, p. 2). När frekvensen sjunker ökar produktionen automatiskt i ett antal kraftstationer och när frekvensen ökar minskar istället produktionen. Om anläggningar som förbrukar el bidrar med frekvensreglering sker istället det omvända, det vill säga att förbrukningen minskar när frekvensen sjunker och ökar när frekvensen stiger (Svenska kraftnät, 2017, p. 8). I dagsläget tillgodoses de svenska kraven för FCR och aFRR helt av vattenkraft och mer än 90 procent av dessa reserver finns i SE1 och SE2 (Svenska kraftnät, 2017b, p. 44).

FCR har som syfte att snabbt fånga upp en frekvensavvikelse för att avvikelsen inte ska hinna bli allt för stor (Eng et al., 2014, p. 10). aFRR återför sedan frekvensen till 50 Hz (Eng et al., 2014, p. 10) och en manuell frekvensåterställningsreserv används till sist för att återställa de automatiska reserverna för att dessa åter ska kunna aktiveras vid nya frekvensavvikelser (Svenska kraftnät, 2018g, p. 2), se Figur 2. Den manuella frekvensåterställningsreserven aktiveras manuellt inom 15 minuter efter begäran från Svenska kraftnät (Svenska kraftnät, 2018a).



Figur 2. Figuren visar vad de olika typerna av reserverna har för syfte, i vilken fas de aktiveras vid en frekvensavvikelse samt hur de förhåller sig till varandra i tid. Figur modifierad från: (Eng et al., 2014, p. 10).

2.3.1 Frekvenshållningsreserv

Vid en frekvensavvikelse aktiveras i första hand frekvenshållningsreserven (FCR) med syfte att stabilisera frekvensen (Svenska kraftnät, 2018g, p. 2). FCR utgörs av de två reserverna FCR-N (eng. Frequency Containment Reserve – Normal) och FCR-D (eng. Frequency Containment Reserve – Disturbance). Kapaciteten som krävs för FCR-N och FCR-D handlas upp både ett och två dygn före drifttimmen (Svenska kraftnät, 2018c).

FCR-N stabiliserar frekvensen vid små förändringar i produktion eller förbrukning som leder till en frekvensavvikelse inom intervallet 49,90–50,10 Hz. FCR-N ska alltså kunna stoppa upp frekvensavvikelser både över och under 50 Hz. Detta kan inte ske genom både produktion och konsumtion från samma anläggning inom samma timme (Svenska kraftnät, 2018g, p. 2). Enligt de tekniska kraven ska denna reserv vara aktiverad till 63 procent inom 60 sekunder och till 100 procent inom 3 minuter (Svenska kraftnät, 2018b, p. 29). Reglerresursen måste även klara av maximal aktivering under hela den avtalade leveransperioden (Svenska kraftnät, 2018b, p. 31). Hur stor volym FCR-N som ska upphandlas bestäms på nordisk nivå och är för tillfället totalt 600 MW i det nordiska synkronområdet. Hur fördelningen mellan länderna ser ut beräknas en gång per år, baserat på respektive lands årliga förbrukning (ENTSO-E, 2017, p. 3). Exempelvis var det svenska kravet på volym FCR-N under varje timme 227 MW år 2018.

FCR-D stabiliserar frekvensen vid driftstörningar som gör att frekvensen hamnar i intervallet 49,50–49,90 Hz. Denna reserv ska enligt de tekniska kraven vara aktiverad till 50 procent inom 5 sekunder och till 100 procent inom 30 sekunder (Svenska kraftnät, 2018b, p. 29). Elsystemets balanshållning är dimensionerat efter det så kallade N-1-kriteriet, det vill säga att det ska finnas kapacitet tillgänglig för att elsystemet ska kunna hantera att systemets största enhet faller bort och anpassa sig till den nya situationen, samtidigt som leveranssäkerheten upprätthålls (Svenska kraftnät, 2017b, p. 9). Den maximala obalans som det svenska elsystemet idag kan utsättas för är att kärnkraftsreaktorn Oskarshamn 3, med en nettoeffekt på ungefär 1 400 MW, skulle falla bort. Hur stora volymer som handlas upp av FCR-D i Sverige bestäms av om Oskarshamn 3 är i drift eller inte. Om Oskarshamn är i drift, vilket den är under större delen av året, krävs en uppköpt volym på 427 MW för att kunna täcka upp Sveriges del av det nordiska ansvaret för balanshållningen (ENTSO-E, 2017, p. 5).

2.3.2 Automatisk frekvensåterställningsreserv

Den automatiska frekvensåterställningsreserven (aFRR) är en reserv som används för att avlasta FCR och är indelad i två reserver; en som reglerar upp frekvensen och en som reglerar ner frekvensen. aFRR introducerades som produkt i det nordiska systemet år 2013 för att förbättra frekvenskvaliteten. Från och med år 2018 har en gemensam nordisk marknad för aFRR börjat utvecklas (Alvehag et al., 2016, p. 77). aFRR aktiveras genom en kontrollsignal vid en frekvensavvikelse och återställer frekvensen till 50 Hz efter att FCR har stabiliserat frekvensen (Svenska kraftnät, 2018g, p. 2), se Figur 2. Reservens hela kapacitet ska enligt de tekniska kraven nås inom 2 minuter (Svenska kraftnät, 2018b, p. 29). Upphandlingen av aFRR sker i dagsläget en gång i veckan för drift under vardagarna under kommande vecka (Svenska kraftnät, 2018c). I dagsläget köps aFRR endast upp ett antal timmar varje dygn, men enligt Svenska kraftnäts plan kommer reserven att köpas upp för dygnets alla timmar i slutet av år 2020 (Helbrink, 2019). Under de timmar som aFRR köptes upp under 2018 handlade det oftast om en volym på 115 MW, med vissa undantag.

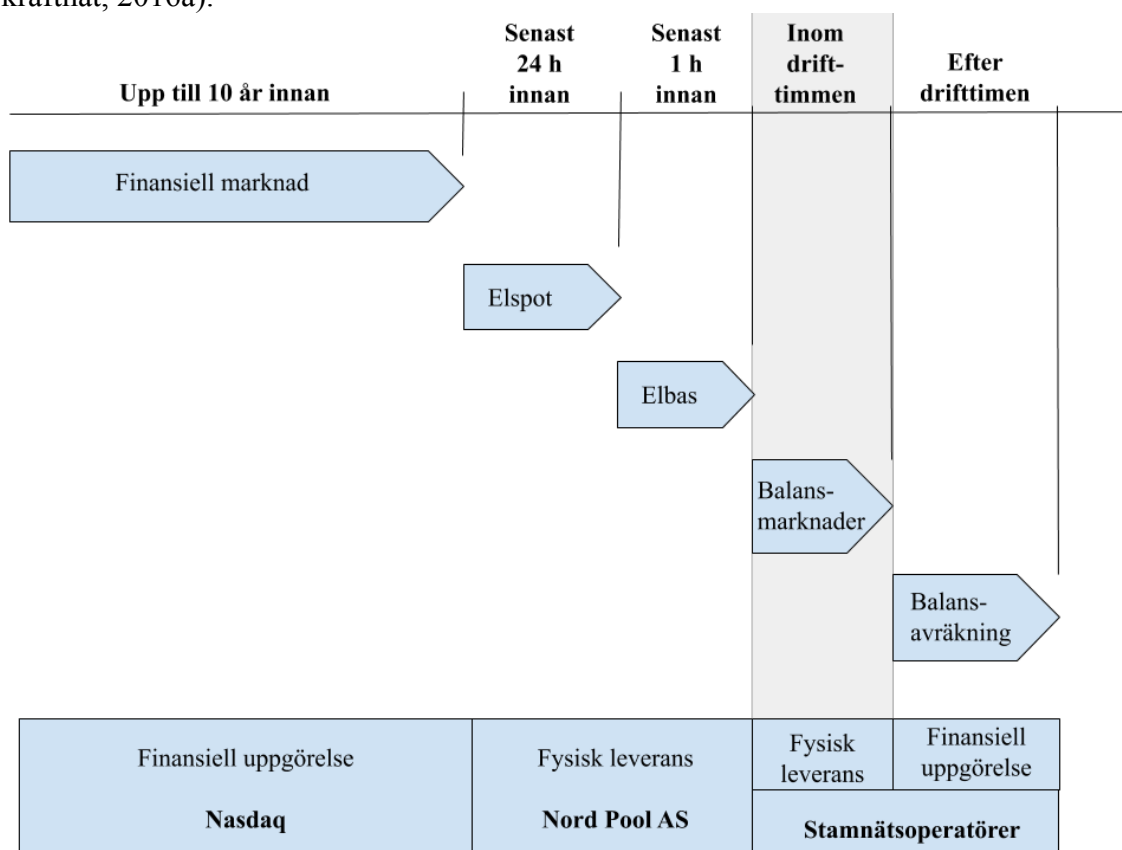
2.4 Elhandel

Den nordiska elhandeln sker dels på en finansiell marknad och dels på en fysisk, se Figur 3. Den finansiella handeln med el sker huvudsakligen på Nasdaq Commodities där aktörerna ingår långsiktiga kontrakt, exempelvis för att spekulera på elpriser eller säkra sitt elpris för upp till flera år framåt i tiden. Den fysiska handeln med el organiseras i Norden på Nord Pool som är en marknadsplats för elproducenter, större elanvändare och elhandlare. I och med att det är en fysisk handel krävs, till skillnad från den finansiella marknaden, att aktörerna är inkopplade till elnätet och kan producera eller förbruka den el som köps eller säljs (Energimarknadsinspektionen, 2016).

Den fysiska handeln med el är i sin tur indelad i marknaderna Elspot och Elbas. På Elspot lägger aktörerna bud ett dygn i förväg på vilka volymer el de kan tänkas köpa eller sälja vid olika elpriser för varje enskild timme det kommande dygnet. Dessa bud läggs per elområde fram till kl.12. Nord Pool sammanställer alla bud, matchar utbud och efterfrågan och i punkten där dessa kurvor möts bestäms kommande dags elpris, som publiceras kl.13. Elbas är en marknad där aktörerna har möjlighet att justera de kontrakt som de ingått på Elspot efter eventuella förändringar i produktion eller användning av el under driftdagen. Dessa justeringar kan göras senast en timme innan drifttimmen (Energimarknadsinspektionen, 2016).

Utöver dessa marknader finns även balansmarknader där stamnätsoperatörerna har möjlighet att upprätthålla balansen i elnätet under drifttimmen. Detta görs genom att Svenska kraftnät, som i Sverige har rollen som stamnätsoperatör, ingår avtal med de balansansvariga aktörerna (Åhman, 2018, p. 37). FCR-N, FCR-D, aFRR-upp och aFRR-ner handlas upp på separata balansmarknader där de olika reglerresurserna lägger sina bud med den kapacitet de kan bidra med samt det pris de är villiga att avsätta den kapaciteten för. För att kunna lämna bud på marknaderna för FCR krävs en kapacitet på minst 0,1 MW och på marknaderna för aFRR minst 5 MW. Det görs även en uppdelning i om frekvensregleringen kommer från produktion eller konsumtion. Samma bud kan alltså inte avse både produktion och konsumtion under samma driftimme. De priser man lägger ut buden för ska vara kostnadsbaserade, det vill säga att de ska grundas i vad det faktiskt kostar för anläggningen att avsätta kapaciteten. Ett visst

utrymme för påslag för vinst och risk finns även (Svenska kraftnät, 2018e). De inkomna buden rangordnas i kostnadsordning och Svenska kraftnät köper sedan upp den kapacitet som behövs för de olika reserverna i prisordning från lägst till högst. De aktörer som får sina bud avropade får betalt den summa de specificerade i budet för att avsätta kapacitet för frekvensreglering. Denna ersättning kallas kapacitetsersättning. Om en frekvensavvikelse som motsvarar de tekniska kraven för den avsedda reserven inträffar måste anläggningen som fått sitt bud avropat kunna bidra med den kapacitet de har avsatt för frekvensregleringen. När detta inträffar får de anläggningarna även en ersättning för den energi som de levererar under de tidsperioder under drifttimmen som anläggningen faktiskt behöver aktiveras. Denna ersättning kallas energiersättning. Energiersättningen ges endast anläggningar som reglerar med FCR-N och aFRR. Energiersättningen är uppdelad i ett upp- och nedregleringspris. I och med att FCR-N och aFRR kan bidra med både upp- och nedreglering under en timme sätts energiersättningen efter om den dominerande reglerriktningen är upp eller ned en viss timme (Svenska kraftnät, 2018b, p. 41). Efter drifttimmen görs en balansavräkning för att bestämma hur mycket den aktör som orsakat obalansen ska betala för detta. (Svenska kraftnät, 2016a).



Figur 3. De olika marknadsplatserna för handel med el i Norden. Figur modifierad från: (Åhman, 2018, p. 37)

2.5 Teknologier för automatisk frekvensreglering

I detta avsnitt beskrivs ett urval av teknologier som har egenskaper som gör att de kan användas för att leverera FCR och aFRR. Urvalet av teknologierna, se avsnitt 3.1, skedde enligt arbetets avgränsningar, se avsnitt 1.2. Detta avsnitt syftar till att ge en

översiktlig förståelse för hur teknologierna fungerar och några av de egenskaper som gör att de kan användas för frekvensreglering.

2.5.1 Vattenkraft

Vattenkraft utnyttjar strömmande vatten i vattendrag för att utvinna energi. Vattnet strömmar genom kraftverkets turbin som driver en generator, vilket gör att el kan produceras. Hur mycket el som produceras beror på vattenkraftverkets fallhöjd och hur mycket vatten som passerar turbinen. För att kunna lagra energi byggs dammar, vilket gör det möjligt att anpassa produktionen, både efter hur användningen ser ut i realtid, men också på vecko-, månads- eller säsongsbasis, vilket gör att vattenkraften både används som baskraft och reglerkraft i Sverige idag (Jämtkraft, u.å.).

Vattenkraft är den teknologi som idag används för den automatiska frekvensregleringen i Sverige. Vattenkraftverken identifierar frekvensavvikelser genom automatiska signaler, vilket sänder nya signaler till att öka eller minska mängden vatten till turbinerna för att kunna stabilisera frekvensen. Regleringen sker alltså genom en justering i driften och är något som ger utslag på frekvensen tillräckligt snabbt för att kunna fungera för både FCR och aFRR. Både stora och små vattenkraftverk bidrar till denna reglering (Energimyndigheten, 2014a, s.21).

2.5.2 Litium-jon-batterier

Batterier är en typ av elektrokemiskt energilager som består av ett antal elektrokemiska celler vilka är serie- eller parallellkopplade för att kunna producera önskade spänningsnivåer. Varje cell består av en anod och en katod, som i ett litium-jon-batteri är gjorda av grafit respektive en metalloxid innehållande litium. Mellan dessa poler finns en elektrolyt som gör jonöverföring mellan katoden och anoden möjlig. Vid urladdning av ett batteri går elektroner via en ledare från ena polen till den andra; elektricitet (Battery university, 2018). Li-jon-batterier har generellt snabb svarstid på endast några millisekunder och hög verkningsgrad, vilket gör teknologin till en lämplig kandidat för frekvensreglering (Luo et al., 2015, p. 517). Beroende på vilken kemisk sammansättning cellen har får batteriet olika egenskaper, bland annat gällande ur- och uppladdningstakt, antal cykler under livstiden, spänning och energidensitet. Det finns olika litium-jon-batterier med olika kombinationer av aktiva material där varianterna NCA (eng. lithium nickel cobalt aluminum oxide battery), LTO (eng. lithium titane oxide battery) och främst NMC (eng. lithium nickel manganese cobalt oxide) är några av de mer vanligt förekommande när det kommer till applikationer för frekvensreglering. NMC kan skräddarsys till att fungera som effekt- eller energicell, det vill säga om batteriet ska klara högre effektuttag under kortare tidsintervall eller lägre effektnivå under längre tidsintervall. Batteritypen blir allt vanligare då den kan byggas på ett ekonomiskt sätt med hög prestanda och batterikemin lätt kan blandas för att passa flera olika applikationer för energilagersystem som är i behov av frekvent cykling, det vill säga upp- och urladdning, av batteriet (Battery university, 2019). Bloomberg har i *New Energy Outlook 2018*, vilket är deras årliga ekonomiska analys över världens elsektor, dels visat på pristrenden hittills när det kommer till litium-jon-batterier men också gjort en prisprognos över kostnadsutvecklingen fram till år 2030. Sedan 2010 har priserna för litium-jon-batterier sjunkit med ungefär 80 procent och enligt prisprognoserna kommer priserna fortsätta sjunka under kommande år. Elbilsindustrin

har varit och förutspås vara drivande för den kommande teknik- och prisutvecklingen av litium-jon-batterier. (BloombergNEF, 2018)

2.5.3 Svänghjul

Svänghjul är ett mekaniskt energilager som består av en rotor, ett magnetiskt kullager, en reversibel generator/elektrisk motor och en vakuumkammare. Svänghjulssystemet använder elektricitet för att accelerera rotorn och på så sätt lagra rörelseenergi. När energi behövs saktas istället rotorn in och energi frigörs. Hur mycket energi som kan lagras eller frigöras beror på rotorns rotationshastighet och tröghet. Det finns två grupper av svänghjul; svänghjul med låg hastighet och svänghjul med hög hastighet. Dessa två grupper av svänghjul har olika tillämpningar där svänghjulen med hög hastighet snabbt kan komma upp i större effektuttag, vilket gör att den typen av svänghjul lämpar sig väl för frekvensreglering. Svänghjul har under senare år introducerats på marknaden för applikationer som exempelvis UPS-system, i transporter och för frekvensreglering i elnät. År 2011 byggdes exempelvis en svänghjulsanläggning med 200 höghastighets-svänghjul med en sammanlagd effekt på 20 MW i den amerikanska delstaten New York (Luo et al., 2015, pp. 515-516). Denna svänghjulsanläggning täcker ungefär 10 procent av statens snabba frekvensreglering (Beacon Power, 2018).

2.5.4 UPS-system

Detta avsnitt baseras på information från en respondent på Piller Power Systems, vilket är ett företag som tillverkar UPS-system.

Huvudsyftet med ett UPS-system är att kontinuerligt kunna förse en elförbrukare, exempelvis ett datacenter eller ett sjukhus, med el om elförsörjningen från elnätet av någon anledning inte skulle kunna upprätthållas. Under ett sådant avbrott förser istället UPS-systemet elförbrukaren med elektricitet. Detta sker genom att ett uppladdat energilager i ett första skede tar över tillförseln av elektricitet, vilket sker momentant för att elförbrukaren inte ska påverkas av den yttre störningen. Energilagret förser elförbrukaren med el tills det att UPS-systemets dieselgenerator har hunnit starta och kan ta över driften, vilket sker inom 15 sekunder. Energilagret utgörs i Sverige oftast av blybatterier och svänghjul har också en betydande del på marknaden. Litium-jon-batterier är inte vanligt förekommande i Sverige idag. Hur stort energilagret behöver vara för att kunna förse elförbrukaren på ett tillfredställande sätt bestäms av vilken typ av energilager som används. Används UPS-system med svänghjul är detta alltid dimensionerat för att klara av att brygga tiden mellan nätbortfall och dieselgeneratorns start. Används batterier behövs en kapacitet motsvarande åtminstone fem minuter. Detta beror på att spänningen sjunker initialt när man plockar energi ur en batteribank. Om ett för litet energilager används kan spänningen gå ner till noll, vilket UPS-systemet ser som en kortslutning och stänger ner. Detta gör att batterilager motsvarande 5–15 minuters drift ofta används. UPS-system designas med redundans, det vill säga att systemet ska klara av att förse elförbrukaren med el även om komponenter fallerar. Hur många komponenter som systemet kan klara av att tappa bestäms av den så kallade topologi som systemet designas efter, exempelvis N+1, N+2 eller 2N. Den vanligaste topologin i datacenter i Sverige är N+1, vilket innebär att det finns en UPS, dvs ett energilager och en dieselgenerator, per del av elförbrukningen som ska skyddas (N) med en extra UPS (+1). Potentialen för frekvensreglering avser i detta arbete den extra

UPS-enheten som vid behov skulle kunna minska konsumtionen av el. I vissa fall kan även el matas ut i nätet och alltså bidra med frekvensreglering genom produktion. För att säkerställa att användandet av den extra UPS-enheten inte äventyrar elförbrukarens säkerhet krävs viss överdimensionering av energilagret i det fall där batterier används. Används svänghjul behövs ingen överdimensionering, utan då räcker det med att ställa om UPS-systemet till att koppla in dieselgeneratoren när en viss urladdningsnivå nås.

2.5.5 Förbrukningsflexibilitet

Historiskt sett har balanseringen av nätet utförts av produktionsanläggningar, där produktionen alltså har justerats efter hur kundernas förbrukning ser ut. Förbrukningsflexibilitet innebär istället att slutkunden, antingen automatiskt eller manuellt, justerar sin förbrukning vid behov för att balansera nätet. Hur mycket en slutkund kan justera sin förbrukning beror på vilken process samt tidpunkt på dygnet och under året som avses. En del pilotprojekt har genomförts för att undersöka potentialen som detta område besitter (Svenska kraftnät, 2017b, p. 44). Ett pilotprojekt som Svenska kraftnät genomförde tillsammans med Fortum år 2017 inom detta område beskrivs kort i avsnitt 2.6.

2.5.6 Vindkraft

Detta avsnitt baseras på information från en respondent på Enercon. Enercon är ett tyskt företag som utvecklar och tillverkar vindkraftverk samt deltar i en del pilotprojekt kring hur vindkraftverk kan användas för frekvensreglering.

Vindkraftverk producerar el genom att utnyttja vinden för att få en rotor att börja rotera, vilket i sin tur driver en generator som producerar el. Vindkraft är ett ej planerbart energislag som är starkt beroende av väderprognoser för att kunna förutspå hur mycket el som kommer att kunna produceras och därmed hur stora bud som kan läggas på olika marknader. För att justera för osäkerheten i väderprognoserna läggs ofta lägre bud än vad de enligt prognoserna kommer kunna producera. Detta ger en viss nackdel på elmarknaderna jämfört med de energislag där planering av produktion är möjlig. För att använda vindkraftverk för frekvensreglering varierar produktionen efter signaler om frekvensförändringar. Hur detta görs beror till stor del på vilken reserv som avses. Om nedreglering av frekvensen ska göras kan produktionen av el ligga på max tills det att en frekvensavvikelse sker, vilket gör att produktionen regleras ned. Om istället uppreglering ska göras behöver kapacitet avsättas under drifttimmen för att vid behov kunna gå upp i produktion. Hur stor andel av produktionen som anses rimlig att avsätta för frekvensreglering beror mycket på marknadspriserna, men kan i de flesta fall tänkas ligga kring 10–20 procent av produktionen.

2.6 Tidigare studier

I den litteratur som finns tillgänglig om de olika teknologierna och dess användningsområden finns lite beskrivet om hur teknologierna kan användas för automatisk frekvensreglering. I de fall där det finns något dokumenterat om detta ligger fokus primärt på de tekniska aspekterna med endast få kommentarer om ekonomisk potential och information om parametrar som påverkar detta. Det finns därmed en viss kunskapslucka med avseende på studier som i mer detalj utreder ekonomisk potential för teknologier som kan användas för automatisk frekvensreglering. Nedan beskrivs i

korthet några av de studier som har bidragit med en viss förståelse för området samt för hur olika teknologier kan användas för frekvensreglering.

I den brittiska studien *Dynamic frequency response from controlled domestic heat pumps* undersöks potentialen för att kunna tillhandahålla frekvensreglering med värmepumpar i hushåll. De utformade en decentraliserad styrningsalgoritm som gjorde att pumparna kunde ändra konsumtionen vid frekvensavvikelser och visade att styrningen av värmepumpar hade stor inverkan på systemfrekvensens balans. Denna studie nämnde endast kort aspekter kopplade till ekonomi men bidrog med viss kunskap om hur värmepumpar kan användas för frekvensreglering (Mazin T. Muhssin et. al. , 2018).

I en annan brittisk studie; *Benefits of using virtual energy storage system for power system frequency response*, koordineras förbrukningsflexibilitet från kylskåp med svänghjulssystem för att lagra och avge energi vid reglersignaler. I studien undersöktes uppreglering, nedreglering och kontinuerlig reglering. Studien visade på en del fördelar med att kombinera systemen på detta sätt. Exempelvis minskade effekterna av den osäkerhet som förbrukningsflexibilitet kan ge. Utöver detta minskade även volymen som svänghjulen behövde tillhandahålla samt antalet ur- och uppladdningar som svänghjulen behövde genomgå vilket minskade investeringskostnaderna respektive förlängde livslängden. Detta visade på en klar fördel ekonomiskt sett för de kombinerade systemen jämfört med att använda teknologierna separat. Däremot hade styrningen av kylskåpen som användes i den studien mycket lägre investeringskostnader än vad som skulle vara aktuellt här i Sverige. I studien utgick de ifrån att relativt billiga chip installerades vid nyttillverkning av apparater, vilket inte görs i Sverige idag utan här skulle kostnader för att åka ut till hushållen och installera styrenheterna tillkomma, vilket gjorde att resultat och parametervärden inte direkt kunde användas i denna studie. Däremot bidrog studien med intressanta resonemang kring de kombinerade lösningarna och även mer förståelse kring styrningen av de olika teknologierna och kostnadsläget för detta (Meng Cheng et. al. , 2016).

Strategic assessment of the role and value of energy storage systems in the UK low carbon energy future är en brittisk studie där en omfattande systemanalys görs för att kunna undersöka värdet av elektriska lager i en omställning mot ett mer förnybart samhälle. De utvecklar en modell med syfte att minimera den totala systemkostnaden, vilken de använde för att göra undersökningar för idag, 2030 och 2050. De tar även hänsyn till platsens betydelse och värdet av att placera teknologierna på vissa platser (Goran Strbac et. al. , 2012). De undersökte ett ekonomiskt värde i studien, men i ett mycket bredare perspektiv än det som avses i detta arbete. Att jämföra de brittiska och nordiska elsystemen är även svårt då förutsättningarna för dessa är relativt olika. Studien gav ändå en insikt i hur värdet av olika teknologier förändras i olika situationer och scenarion.

En studie som mer direkt bidrog till detta arbete var *Dual-purposing UPS batteries for energy storage functions: A business case analysis*. Den studien undersöker den ekonomiska potentialen mer i detalj och jämför lönsamheten för fristående energilager med litium-jon-batterier och litium-jon-batterier i UPS-system i datacenter (Ilari Alaperä et. al. , 2018). Enligt författarna var studien den första av sitt slag som mer i detalj undersöker hur datacenters UPS-system med litium-jon-batterier kan användas för frekvensreglering samt lönsamheten för detta. För att få mer förståelse kring hur

beräkningarna hade gått till i den studien kontaktades en av författarna Ilari Alaperä som menade att den studien främst gjordes för att åskådliggöra skillnaderna mellan fristående energilager och energilager i UPS-system med litium-jon-batterier och att beräkningarna var anpassade efter detta. Studien gav en del insikter till detta arbete och de val av parametrar som gjordes i detta arbete baseras i vissa fall på de antaganden som görs i den studien.

Utöver detta har två pilotprojekt genomförts av Svenska kraftnät som rör området på olika sätt. Ett pilotprojekt inom förbrukningsflexibilitet och energilager genomfördes under 2018 tillsammans med Fortum och hade som syfte att testa nya flexibilitetsresurser för FCR-D med fokus på UPS-system i datacenter. Resultatet visade att UPS-system skulle kunna bidra till att balansera elsystemet. I projektet prissatte Fortum buden på en nivå som gjorde att de blev avropade alla timmar som de budade in, i syfte att maximera datainsamling. Projektet var därmed inte ekonomiskt lönsamt för Fortum och utifrån de förutsättningarna som låg till grund för studien var det svårt att dra några slutsatser kring ekonomiska incitament (Svenska kraftnät, 2018f). Ett pilotprojekt om flexibla hushåll genomfördes under 2017, även det tillsammans med Fortum, och hade som syfte att undersöka på vilka sätt förbrukningsflexibilitet med varmvattenberedare i hushåll kan användas för att leverera FCR-N. Resultatet visade att varmvattenberedarna kunde bidra till att balansera elsystemet. Resultatet från en kundundersökning i det projektet visade även att ekonomiska incitament är den största drivkraften för att kunder ska vilja bidra med liknande tjänster framöver (Svenska kraftnät, 2017a).

3. Metod

Tillvägagångssättet för detta arbete kan delas in i olika överlappande faser. I en första fas lades fokus på att läsa på om området för att få en större förståelse för problematiken och de utmaningar som ligger till grund för arbetet. Syfte och projektplan formulerades iterativt i nära samarbete med handledare på Svenska kraftnät och ämnesgranskare på Uppsala universitet. Ett urval av vilka teknologier som skulle undersökas gjordes parallellt med detta, se avsnitt 3.1. När arbetet hade fått en tydligare riktning skedde ytterligare inläsning och fokus låg här på att hitta relevanta tidigare studier för arbetet för att få en förståelse för vad som redan är gjort inom området. En sammanfattning av de studier som legat till grund för detta arbete hittas i avsnitt 2.6. Parallellt med detta påbörjades en lista över personer som vore intressanta att kontakta för att bättre förstå området. Möten hölls med dessa personer i takt med att kontakt hade etablerats, se avsnitt 3.2. Nästa fas bestod i att börja konstruera en beräkningsmodell för hur den ekonomiska potentialen ser ut för de olika teknologierna när det kommer till att leverera flexibilitet. En genomgång av denna modell hittas i avsnitt 3.3.

3.1 Urval av teknologier

Enligt Svenska kraftnäts systemutvecklingsplan, som beskriver den långsiktiga utvecklingen av det svenska stamnätet, kommer energilager och förbrukningsflexibilitet att få en allt större roll för balanseringen av elnätet (Svenska kraftnät, 2017b, p. 37). Detta utgjorde grunden för urvalet av teknologier för denna studie. När det kommer till energilager skedde ett urval baserat på tekniska egenskaper där främst aktiveringstiden

var en avgörande faktor för urvalet i ett första skede. De teknologier som inte hade egenskaper passande för frekvensreglering valdes bort. Ytterligare urval skedde baserat på teknologiernas mognadsgrad och teknologier som idag är kommersiella eller har börjat introduceras på marknaden valdes ut. Detta resulterade i att undersöka svänghjul och litium-jon-batterier. Båda dessa teknologier kan användas i olika sammanhang. Storskaliga fristående energilagersystem, energilager som en del i UPS-system samt energilager i fordon är några exempel på applikationer som både litium-jon-batterier och svänghjul kan användas till. Beroende på vilken typ av applikation energilagret används till finns olika stor teknisk och ekonomisk potential för att kunna använda energilagret för frekvensreglering. Det gör det intressant att undersöka några av dessa applikationer för att på så sätt få en mer heltäckande kartläggning av teknologiernas potential. Fokus kommer i denna rapport att ligga på storskaliga fristående energilagersystem samt energilager som en del i UPS-system.

När det kommer till förbrukningsflexibilitet finns en del olika sätt för elförbrukare att tillhandahålla flexibilitet. Hur stor möjlighet industrier har till detta beror bland annat på vilken typ av industri som avses och vilka volymer som kan avsättas. När detta arbete påbörjades var det två pappersbruk som hade lämnat in ansökningar om att få leverera reserver till Svenska kraftnät, varpå denna typ av industri valdes ut för att studeras vidare. Hushåll och elförbrukare som exempelvis kontorsbyggnader, gallerior, värmelager och liknande kan också bidra med förbrukningsflexibilitet på olika sätt. För att göra arbetet mer hanterbart valdes endast hushåll ut som studieobjekt. I hushåll utgör värmebehovet en stor del av elanvändningen (Fortum, 2019), varpå styrning av värmepumpar valdes ut för att undersökas vidare.

Vindkraft är en teknologi som byggs ut i Sverige idag och som bidrar till att uppfylla regeringens mål om att år 2040 ha helt förnybar elproduktion. Då detta är en del av orsaken till att större krav börjar ställas på frekvensregleringen ansågs det intressant att undersöka till vilken grad vindkraften skulle kunna bidra med reserverna FCR och aFRR.

3.2 Möten

För att få en bättre förståelse för hur potentialen ser ut för de olika teknologierna när det kommer till att kunna leverera reserver, kontaktades personer som på olika sätt arbetar med de olika teknologierna. Möten med dessa personer hölls tillsammans med Sophia Appelstål, som detta arbete utfördes parallellt med, då de personer som kontaktades kunde bidra med information som var intressant för båda våra arbeten. Inför mötena skrevs frågor som skickades till respondenten eller respondenterna via mail för att de skulle ha möjlighet att förbereda sig och veta vilka ämnen vi var mest intresserade av. Dessa frågor användes för att styra in samtalet i rätt riktning och kan inte ses som en formell intervjuguide. Vi inledde mötena med öppna diskussioner som gav respondenten möjlighet att berätta om sin verksamhet och hur de såg på möjligheten att leverera flexibilitet, vilket lämnade utrymme för att kunna prata om andra intressanta aspekter som dök upp under mötena. Vid tillfälle ställdes mer specifika frågor om tekniska och ekonomiska aspekter som sedan kunde användas som en grund för våra respektive beräkningar och analyser. I vissa fall följde vi upp med fler frågor via mail och ibland blev vi även hänvisade vidare till andra personer med mer specifik kunskap om frågor som inte kunde besvaras under mötena. Samtalen spelades inte in utan vi tog istället anteckningar under mötena. Direkt efter ett möte sammanfattade vi även

tillsammans vad som sagts under samtalet och jämförde anteckningar för att få med så mycket som möjligt på ett korrekt sätt.

Utöver de möten som hölls bidrog även ett deltagande i konferensen *DCD>Energy Smart* till ytterligare information om hur datacenter kan bidra med den kapacitet de har i sina UPS-system för frekvensreglering. Denna konferens ägde rum i Stockholm 2 april.

3.3 Beräkningsmodell

3.3.1 Grundantaganden

Den ekonomiska livslängden, det vill säga den tidsperiod som en investering avser, sätts i detta arbete till samma värde för alla teknologier för att få jämförbara resultat när investeringarnas lönsamhet beräknas. Den ekonomiska livslängden sätts i detta arbete till 20 år i och med att detta är den längsta tekniska livslängden bland de olika teknologierna. Teknologiernas tekniska livslängder beskrivs närmare i avsnitt 4. Att samma ekonomiska livslängd antas för alla teknologier innebär att återinvesteringar antas för de teknologier som har kortare teknisk livslängd än 20 år.

För att simulera att teknologierna används för frekvensreglering under sin livstid användes faktisk pris- och frekvensstatistik från 2017 och 2018 samt tillgänglighet baserat på 2017 och 2018 års förutsättningar. År 2017 och 2018 skilde sig åt, bland annat när det kommer till marknadspriser för de olika balansmarknaderna, temperatur under åren, tillgänglighet för de olika teknologierna och liknande. Marknadspriserna på de olika balansmarknaderna var exempelvis höga år 2018 och relativt låga år 2017. För att kunna undersöka lönsamheten under hela den ekonomiska livslängden antogs att prisläge på de olika reglermarknaderna och andra förutsättningar som påverkar lönsamheten håller sig på 2017 respektive 2018 års nivå under hela livslängden, i och med att prognoser kring marknadspriser eller andra aspekter relevanta för dessa beräkningar inte finns tillgängliga. Att basera beräkningar på ett års förutsättningar och använda detta 20 år framåt i tiden kan bli missvisande på ett flertal sätt, men ansågs vara det bästa alternativet för detta arbete samt ge en tillräckligt god noggrannhet för de översiktliga beräkningar som avsågs i detta arbete. Simuleringar baserade på år 2017 och år 2018 gjordes separat och jämfördes sedan för att ge en mer dimensionerad bild av lönsamheten under livslängden.

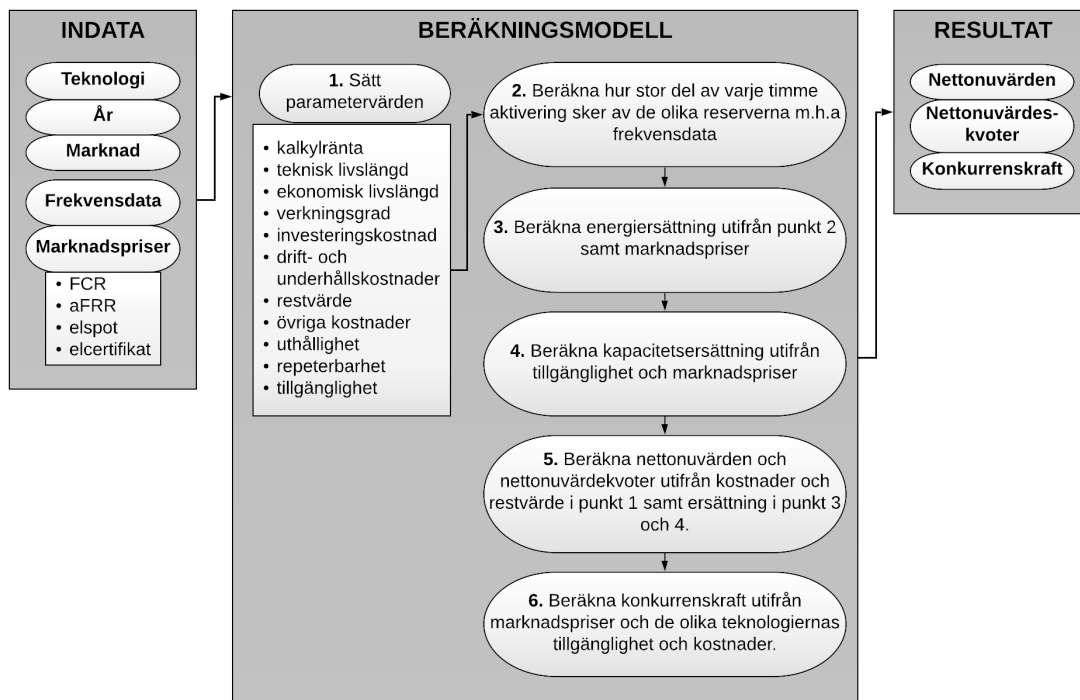
Simuleringarna gjordes även under antagandet att en aktör väljer att leverera reserver på endast en av balansmarknaderna under hela teknologins livslängd. I verkligheten sker hela tiden en optimering av på vilken marknad bäst ersättning kommer ges för den effekt som en aktör kan använda för frekvensreglering. Att få med den marknadspåverkan som i verkligheten sker när aktörerna deltar på och optimerar bud mot olika marknader är en väldigt komplex mekanism att simulera och var därmed något som föll utanför ramarna för detta arbete. De simuleringar som görs i arbetet ger ändå en överblick över lönsamheten i att delta på de olika marknaderna, vilket ansågs vara tillräckligt för detta arbetes syfte.

Dimensioneringen alternativt aggregeringen gjordes utifrån den minsta budgränsen för balansmarknaderna för aFRR, det vill säga 5 MW. För att lämna bud på marknaderna för FCR krävs endast 0,1 MW (Svenska kraftnät, 2018a), vilket gör att dimensionering för att delta på aFRR-marknaderna ger en överdimensionering som kan anses vara

onödig om syftet är att endast delta på FCR-marknaderna. För att få resultat som kan jämföras mellan teknologierna på ett rättvist sätt ansågs det däremot vara nödvändigt att jämföra teknologierna på liknande grunder och därmed dimensionerades teknologierna på liknande sätt.

3.3.2 Konstruktion av beräkningsmodell

En schematisk bild över den beräkningsmodell som utvecklades för att kunna beräkna och undersöka lönsamheten i att använda olika teknologier för att leverera FCR och aFRR, kan ses i Figur 4.



Figur 4. Schematisk bild över en beräkningsmodell för beräkning av lönsamhet i att leverera FCR och aFRR med olika teknologier.

Beräkningsmodellen konstruerades i Matlab. Som indata används den teknologi, marknad och år som avses, samt frekvensdata och marknadspriser. I detta fall undersöktes sju olika teknologier/applikationer, fyra olika balansmarknader och två år, vilket gjorde att beräkningsmodellen kördes igenom en gång för varje kombination av dessa indata-värden. En kort beskrivning av den data som användes i modellen kan ses nedan:

- Den frekvensdata som användes i modellen innehöll mätpunkter över frekvensen [Hz] med fem sekunders tidsupplösning. Frekvensen varierar även inom dessa femsekundersintervall, men denna tidsupplösning ansågs ändå ge tillräcklig noggrannhet för detta arbete. Den frekvensdata som användes i arbetet tillhandahölls av Svenska kraftnät.
- Marknadspriserna för kapacitetsersättning [SEK/MW] på marknaderna för FCR hämtades från Svenska kraftnäts databas Mimer (Svenska kraftnät, u.å.). Kapacitetsersättningen visas som ett volymviktat medelpris varje timme, vilket innebär att hänsyn även tas till hur stora volymer buden som läggs innefattar vid

beräkning av medelpriset. Egentligen hade en ekonomisk utvärdering baserat på det så kallade marginalpriset gett ännu bättre resultat men i och med att detta inte fanns att tillgå antogs det volymviktade medelpriset representera marknadspriserna, vilket ger en tillräckligt bra uppskattning om marknadsvärdet för detta arbete. Marknadspriser från år 2017 och 2018 användes i detta arbete.

- Marknadspriserna för kapacitetsersättning [SEK/MW] på marknaderna för aFRR tillhandahölls av Svenska kraftnät. I och med att aFRR endast köps upp ett antal timmar per dygn i dagsläget och inom kort kommer att köpas upp under dygnets alla timmar, gjordes en modifiering av marknadspriserna för att bättre spegla hur aFRR kommer att köpas upp och på så sätt få mer representativa simuleringar. Idag köps aFRR upp i block om ett fåtal timmar under morgonen och kvällen. Modifieringen av marknadspriserna skedde på så sätt att de timmar där ingen upphandling sker idag fylldes ut med medelpriset av det närmsta tidigare blocket. Uppenbara brister finns i att modifiera marknadspriserna på detta sätt och alternativet att skala ner antalet timmar som FCR köps upp för att matcha aFRR övervägdes, för att på så sätt kunna basera beräkningarna på så korrekta siffror som möjligt. I dessa beräkningar ansågs det dock mer värdefullt att få så representativa resultat som möjligt, vilket gjorde att basen för beräkningarna är hur marknaderna för FCR ser ut idag och hur aFRR kommer att se ut inom kort.
- Marknadspriser för energiersättning [SEK/MWh] på marknaderna för FCR-N och aFRR samt marknadspriser på Elspot [SEK/MW] hämtades från Nord Pools databas som får sin svenska data över reglerpriser från Svenska kraftnät (Nord Pool, 2019). Energiersättningen visas som ett upp- respektive nedregleringspris varje timme för de fyra elområdena. Marknadspriser från år 2017 och 2018 användes i detta arbete.
- Marknadspriser för ersättning för elcertifikat [SEK/MWh] hämtades från Svensk Kraftmäkling (Svensk Kraftmäkling, u.å.). Veckovisa medelpriser från 2017 och 2018 användes i detta arbete.
- Timvis statistik över vindkraftsproduktion [MW] i varje elområde år 2017 och 2018 tillhandahölls av Svenska kraftnät.

Själva beräkningsmodellen innefattar först och främst att välja passande parametervärden för den teknologi som ska undersökas. En kort beskrivning av de parametervärden som användes i denna modell kan ses nedan:

- **Kalkylränta [%]:** Kalkylräntan motsvarar den tillväxt ett företag eller aktör förväntar sig att få genom att bedriva verksamheten som vanligt. Kalkylräntan bestäms av företaget och sätter det krav på avkastning som en nyinvestering måste generera för att anses vara ett skäligt alternativ till att fortsätta bedriva verksamheten som vanligt. Exempelvis innebär en kalkylränta på 10 procent att man inte kommer genomföra en nyinvestering som genererar mindre än 10 procent i avkastning. Ofta vägs även inflation, risk och bankräntor in i kalkylräntan. Om en investering exempelvis är mer riskfylld sätts ofta en något högre kalkylränta än den förväntade tillväxten i och med att utkomsten av investeringen är osäker. Investeringen måste då kunna generera en högre avkastning, och alltså ge en viss marginal för den involverade risken, för att investeringen ska kunna övervägas (Företagsekonomi, 2017).
- **Teknisk livslängd [år]:** Den tidsperiod som teknologin bedöms vara funktionell. Denna tidsperiod antas i detta fall påverkas av teknologins teoretiska

livslängd samt vilken av reserverna som avses, i och med att de aktiveras olika ofta och olika mycket, vilket kan ge olika stor förslitning på teknologierna.

- **Ekonomisk livslängd [år]:** Den tidsperiod som investeringen avser och bedöms vara lönsam.
- **Verkningsgrad [%]:** En kvot som anger förhållandet mellan nyttig och tillförd energi i ett system. Alla system har i verkligheten energiförluster, vilket gör att verkningsgraden alltid är mindre än 1. Multipliceras kvoten med 100 fås förhållandet som en procentsats.
- **Investeringskostnad [SEK]:** Kostnader för själva teknologin, eventuell tillhörande infrastruktur samt kostnad för kommunikation och rapportering av mätvärden till Svenska kraftnät. Den sistnämnda kostnaden avser typen av kommunikationslänk som krävs mellan större fristående enheter eller mellan ny aggregator och Svenska kraftnät, vilket antogs vara den typ som krävs i alla scenarion som undersöks i detta arbete.
- **Drift- och underhållskostnader [SEK]:** Kostnader för drift och underhåll under teknologins livslängd.
- **Restvärde [SEK]:** Andrahandsvärde, ett värde som teknologin eventuellt har vid livslängdens slut.
- **Övriga kostnader [SEK]:** Kostnader som inte föll inom någon av ovanstående kostnadsposter, exempelvis laddning för att bibehålla önskad laddningsgrad vid standby-förluster.
- **Uthållighet [h]:** Hur länge en teknologi kan vara i drift för frekvensreglering.
- **Repeterbarhet [h]:** Hur lång återhämtning som krävs innan reserver kan levereras igen.
- **Tillgänglighet [MW/h]:** Hur mycket effekt som de olika teknologierna kan leverera varje timme. Hänsyn togs till uthållighet, repeterbarhet samt hur teknologin dimensioneras, alternativt hur mycket kapacitet som kunde avsättas för frekvensreglering. Tillgängligheten utformades så att den motsvarar de timmar och den kapacitet som blir uppköpt av varje teknologi på de olika marknaderna.

Att välja passande parametervärden ansågs vara en viktig del av arbetet och stort fokus lades därför på detta. Parametervärdena valdes till stor del utifrån samtal med aktörer med olika kunskap och koppling till de olika teknologierna och applikationerna. Genom ökad förståelse för de olika teknologierna och hur eventuell befintlig verksamhet kan komma att påverkas av olika typer av frekvensreglering, kunde antaganden om parametervärden göras. Hur modellen anpassades för varje teknologi beskrivs i avsnitt 4. Kalkylräntan och investeringskostnaden för kommunikationslänken mellan större fristående enheter eller mellan ny aggregator och Svenska kraftnät är parametervärden som är desamma för alla teknologier. Kalkylräntan valdes till 7 procent, vilket grundas i International Energy Agency och Nuclear Energy Agency's resultat från en enkätundersökning kring i vilka scenarion kalkylräntor av olika storlek används (International Energy Agency & Nuclear Energy Agency, 2015, p. 143). När det kommer till kommunikationslösningar för rapportering av mätvärden till Svenska kraftnät används idag robusta fiberanslutningar som i första hand används för att driftcentraler ska kunna styra och övervaka transformator- och kopplingsstationer, likströmsförbindelser, produktionsanläggningar och liknande. Dessa befintliga anslutningar kan också genom enklare konfigurering användas för att rapportera mätvärden för systemtjänster. En sådan avancerad teknisk lösning behövs dock inte för nya leverantörer av reserver där huvudsyftet inte är att styra och övervaka

utan endast rapportering av mätvärden. Dessa lösningar kan vara betydligt enklare. Kostnaden för en sådan enklare kommunikationslösning är enligt uppskattningar från en anställd på Svenska kraftnät i storleksordningen 30 000 – 100 000 kronor, beroende på hur mycket utrustning som redan finns etablerat (Holst, 2019). I och med antagandet om helt nya produktionsenheter och aggregatorer samt ny kommunikationslösning till pappersbruket valdes den högre kostnaden för kommunikationslänken på 100 000 kronor. Osäkerheten för kostnaden för kommunikationslösningen är dock hög då det är osäkert hur kommunikationen för rapportering av mätvärden kommer ske och finansieras framöver. Övriga investeringskostnader beskrivs i avsnitt 4.

För att kunna beräkna hur stor energiersättning de anläggningar som bidrar med FCR-N och aFRR ska få analyserades först hur frekvensen varierade under 2017 och 2018. Utifrån detta beräknades hur stor grad av aktivering av de olika reserverna som krävdes vid varje mätvärde av frekvensen. Detta kunde sedan användas för att beräkna hur stor energi som anläggningarna ska få energiersättning för under de timmar de är med och reglerar frekvensen. Ett antagande som ligger till grund för dessa beräkningar är att reglerresurserna svarar momentant på frekvensavvikelse, vilket inte är fallet i verkligheten. I och med att mätvärdena uppmättes var femte sekund, beräknades varje energisegment som aktiveringsgraden en viss tidpunkt multiplicerat med en tidsperiod på fem sekunder. Detta antagande utgår ifrån att frekvensen stannar på samma nivå under de fem sekunderna, vilket inte är fallet i verkligheten. Det ansågs däremot vara en tillräckligt bra noggrannhet för det här arbetet i och med att endast översiktliga beräkningar av lönsamhet avses. För ännu noggrannare beräkningar krävs frekvensdata med större tidsupplösning. Energisegmenten inom varje timme adderades för att få den totala energin under den timme som budet avsågs. Denna energimängd multiplicerades med marknadspriset för energiersättning den timme som budet avsåg för att få fram hur stor energiersättning som ska ges de olika aktörerna. Kapacitetsersättningen beräknades genom att multiplicera marknadspris för den marknad som avses varje timme med den tillgänglighet som den avsedda teknologin har.

Utifrån de olika kostnaderna, restvärdet och marknadsintäkterna som genereras under de olika investeringarnas livslängd beräknades nettonuvärden, se avsnitt 3.3.3, och nettonuvärdeskvoter, se avsnitt 3.3.4, för varje kombination av teknologi, balansmarknad och år. Detta användes för att kunna jämföra teknologiernas ekonomiska potential. Utifrån marknadspriserna för de olika balansmarknaderna samt de olika teknologiernas tillgänglighet och kostnader undersöktes även hur teknologernas konkurrenskraft skulle ha varierat under 2017 och 2018, se avsnitt 3.3.5. En känslighetsanalys genomfördes för att validera beräkningsmodellen och undersöka ytterligare scenarion. Hur denna utfördes beskrivs närmare i avsnitt 3.3.6.

3.3.3 Nuvärde och nettonuvärde

Det finns ett antal metoder och mått för att bedöma om en investering är lönsam eller inte. Ett av dessa är nuvärde som ger ett mått på hur mycket alla de kostnader och intäkter som genereras under en investerings ekonomiska livslängd är värda idag. Nuvärdet beräknas genom att diskontera varje betalningsström under den ekonomiska livslängden. Diskontering innebär att beräkna om ett värde bakåt i tiden med hänsyn till en given räntesats, vilket i detta fall är kalkylräntan. Nuvärdet ges av Ekvation 1. Har investeringen ett restvärde kan detta tas med som en intäkt under den sista perioden av den ekonomiska livslängden (Upphandlingsmyndigheten, 2018). Nettonuvärdet tar även

med kostnaden vid investeringstillfället och fås som skillnaden mellan nuvärdet och investeringskostnaden (Investopedia, 2019), se Ekvation 2. Om nettonuvärdet är positivt är det i teorin en bra investering som kommer generera en vinst. Om nettonuvärdet istället är negativt bör inte investeringen genomföras då den kommer generera en förlust (Investopedia, 2019). Detta är enligt UC en av de vanligaste metoderna hos svenska större företag och myndigheter för att beräkna om en investering är lönsam eller ej (UC, u.å.).

$$nuvärde = \sum_{t=1}^N \frac{intäkter_t - kostnader_t}{(1 + kalkylränta_{per\ t})^t} \quad (1)$$

$$nettonuvärde = nuvärde - investeringskostnad \quad (2)$$

Eftersom buden på balansmarknaderna för FCR och aFRR läggs timvis kommer intäktströmmarna ske timvis. Detta gör att tidsperioden t i Ekvation 1 är en timme lång, vilket gör att det totala antalet tidsperioder, N i Ekvation 1, fås som antal timmar på ett år multiplicerat med den ekonomiska livslängden. För att kalkylräntan, som vanligtvis sätts som en årlig ränta, ska kunna användas i beräkningarna görs den om enligt Ekvation 3.

$$kalkylränta_{per\ t} = (1 + kalkylränta_{per\ år})^{\frac{1}{8760}} - 1 \quad (3)$$

3.3.4 Nettonuvärdeskvot

Nettonuvärdeskvoten beräknas om flera investeringsalternativ ska jämföras och ger en relation mellan storleken på nettonuvärdet och den initiala investeringen, se Ekvation 4. Nettonuvärdeskvoten säger hur mycket en investering ger tillbaka per satsad krona och ska vara större än noll för att investeringen ska generera en vinst. Exempelvis säger en nettonuvärdeskvot på 0,2 att en investering ger tillbaka 1,2 kronor per satsad krona. Investeringen med högst positiv nettonuvärdeskvot är den mest fördelaktiga (Andersson, 2013).

$$nettonuvärdeskvot = \frac{nettonuvärde}{investeringskostnad} \quad (4)$$

3.3.5 Konkurrenskraft

För att beräkna hur mycket det kostar för en aktör att bidra med frekvensreglering med en viss teknologi på en viss balansmarknad, dividerades de kostnader som aktören har varje timme under år 2017 och år 2018 med den effekt som kan användas för frekvensreglering dessa timmar. Investeringskostnaden fördelas på de timmar som de olika teknologierna kan användas för frekvensreglering, se Ekvation 5. Dessa beräkningar ger en reglerkostnad i SEK/MW för de timmar som aktörerna teoretiskt sett kan lägga bud på de olika balansmarknaderna. Detta ger en översiktlig bild av reglerkostnaderna och tar inte med alla mekanismer som egentligen påverkar hur reglerkostnaderna sätts. Exempelvis kommer reglerpriset egentligen att påverkas av hur

många timmar en aktör faktiskt har fått sina bud accepterade hittills under året. Om ett visst antal bud inte har blivit accepterade får resterande timmar en högre reglerkostnad för att få en kostnadstäckning som motsvarar investeringskostnaderna. Högre bud gör samtidigt att sannolikheten för att få buden accepterade minskar i och med att balanskraft köps upp från billigast till dyrast. Dessa mekanismer är relativt svåra att få till korrekt och den enklare beräkningen ovan användes därmed i detta arbete, vilket ansågs ge en tillräckligt bra bild av reglerkostnadernas storlek.

$$reglerkostnad_t = \frac{\frac{kostnader_t}{(1 + kalkylränta_t)^t} + \frac{investeringskostnad}{antal\ reglertimmar}}{\frac{reglereffekt_t}{(1 + kalkylränta_t)^t}} \quad (5)$$

I och med att vattenkraften står för all frekvensreglering idag antogs marknadspriserna för de olika balansmarknaderna motsvara vattenkraftens reglerkostnad. Konkurrenskraft innebär i detta fall hur ofta och när de olika teknologierna kan ses som ett alternativ för frekvensreglering rent ekonomiskt jämfört med vattenkraften. För att få fram detta jämfördes de olika reglerkostnaderna med varandra och de timmar när vattenkraften hade högre reglerkostnader än de olika teknologierna noterades. För att få hanterbara resultat summerades hur många timmar varje teknologi har en lägre reglerkostnad än vattenkraften varje månad under år 2017 och år 2018. Detta ger en översiktlig bild av hur konkurrenskraften för de olika teknologierna skulle ha varierat under de åren.

3.3.6 Känslighetsanalys

En känslighetsanalys genomfördes för att validera modellen och undersöka hur resultatet påverkas när olika parametrar varieras. Först varierades kalkylräntan för en simulering baserat på marknaden för FCR-N och förutsättningarna för år 2017, för att se att modellen producerade resultat som motsvarade hur nettonuvärdet bör ändras vid olika kalkylräntor. Marknaden och året valdes godtyckligt. Denna analys gjordes främst för att validera modellen och se att beräkningarna hade gjorts på ett korrekt sätt. Kalkylräntan varierades från 1–20 procent. En kalkylränta på 1 procent är väldigt låg, men togs med för att få jämna intervall. Analysen kan även användas för att läsa av nettonuvärdet vid en kalkylränta som passar en aktörs avkastningskrav. I den andra analysen som gjordes valdes fristående energilager med litium-jon-batterier ut som teknologi. I och med att priserna för batterier kommer fortsätta sjunka ett antal år fram i tiden, enligt prognoser från Bloomberg (BloombergNEF, 2018), ansågs det intressant att undersöka vad en investering gjord ett antal år fram i tiden skulle generera för nettonu värden. Den parameter som varierades i denna analys var därmed det år då investeringen görs, vilket skedde i ett intervall om 10 år, det vill säga år 2019–2029. De år som sträckte sig utanför prisprognosen antogs ligga på samma prisnivå som det sista året i prisprognosen. Slutligen gjordes en analys kring hur mycket lägre marknadspriserna behöver vara för att de nettonu värden som blev positiva med de ursprungliga parameter värdena skulle bli negativa. För att undersöka detta varierades marknadspriserna från 10–100 procent av de faktiska marknadspriserna. Detta gjordes för marknadspriserna för kapacitetsersättning på marknaden för FCR-N, år 2017.

3.4 Frekvensanalys

En analys av hur frekvensen varierade under år 2017 och år 2018 genomfördes för att kunna se hur ofta, länge och till hur stor grad aktivering av de olika reserverna krävdes för att bibehålla god balans i elsystemet. Detta gav information om hur stor energiersättning aktörer som bidrar med frekvensreglering på de olika marknaderna ska få, vilket behövdes för att kunna beräkna lönsamheten för de olika teknologierna. FCR-N aktiveras vid frekvensavvikelser från 50,0 Hz och ska enligt de tekniska kraven vara utreglerad till 100 procent vid och utanför normalintervallets, 49,9–50,1 Hz, gränser. Noll procents aktivering sker alltså endast när frekvensen är exakt 50,0 Hz. FCR-D aktiveras när frekvensen sjunker under 49,9 Hz och ska enligt de tekniska kraven vara helt utreglerad när frekvensen är mindre än eller lika med 49,5 Hz. aFRR aktiveras vid frekvensavvikelser från 50 Hz och är idag helt utreglerad inom normalintervallets gränser. Det beräknade behovet av aktivering av de olika reserverna tar inte hänsyn till att reglerresurser redan har justerat frekvensen utifrån frekvensavvikelser i den data som används som grund till beräkningarna. Att analysera inverkan av hur reglerresurserna modifierade frekvensen efter en frekvensavvikelse ansågs ligga utanför ramarna för detta arbete. I och med att den reglering som sker som svar på en frekvensavvikelse är något fördröjd antogs ändå mätvärdena över frekvensavvikelserna kunna användas. Denna frekvensanalys syftar endast till att ge en översiktlig bild av behovet av de olika reserverna och hur stor energiersättning som ges de olika aktörerna som bidrar på marknaden.

De tekniska kraven för de olika reserverna säger bland annat att aktörer som bidrar med frekvensreglering ska kunna bidra med maximal reglering under hela drifttimmen. För att få en bild av hur stor grad av aktivering som egentligen krävdes under år 2017 och år 2018, baserat på hur frekvensen faktisk varierade, beräknades en snittaktivering varje timme. Detta beräknades som grad av aktivering vid varje mätpunkt under en timme dividerat med antal mätpunkter under den timmen. Detta visar inte hur mycket frekvensen varierar inom varje timme, utan kan istället tolkas som den energimängd som krävs under en timme för att uppnå önskad reglering med de olika reserverna.

4. Anpassning av beräkningsmodellen för de olika teknologierna

Beräkningsmodellen som beskrivs i föregående avsnitt kan användas för att översiktligt beräkna lönsamhet för olika teknologier som används för att leverera FCR eller aFRR. För att kunna göra så representativa beräkningar som möjligt krävs att parametrarna beskrivna i föregående avsnitt anpassas efter den teknologi som avses. Nedan beskrivs förutsättningar, antaganden och de valda parametervärdena som ligger till grund för investeringskalkylerna för de olika teknologierna.

4.1.1 Fristående energilager med svänghjul

Idag finns inga fristående energilager med svänghjul i Sverige. Därmed användes ett hypotetiskt exempel där svänghjulssystemet dimensionerades för att komma upp i tillräckligt stor effekt för att kunna lägga bud på marknaderna för aFRR. Enligt en forskare på Uppsala universitet som arbetar med svänghjul är det i dagsläget främst

svänghjulstillverkaren Beacon Power som har byggt svänghjulslager i stor skala för detta syfte. Därför användes deras svänghjul som grund för beräkningarna i detta arbete. De projekt Beacon Power har genomfört inom detta område är dels byggnationen av ett energilager på 20 MW/ 5 MWh med 200 svänghjul i Pennsylvania, USA, år 2014 (U.S. Department of Energy, 2012) samt ett liknande i New York år 2011 (Beacon Power, 2018). Beacon Power själva menar att deras kapitalkostnader sjunker snabbt med varje projekt, att de hela tiden lär sig från tidigare projekt och diskussioner på marknaden och att det sker förbättringar i distributionskedjan och i tillverkning hela tiden. Priserna hade mer än halverats år 2014 jämfört med år 2011 och de förutspådde då ytterligare prissänkningar i framtiden (Beacon Power, 2014a, p. 18). Dessa prisprognoser, samt prisuppgifter från projektet år 2011, som landade på ca 350 miljoner kronor i investeringskostnader och uppskattade drift- och underhållskostnader på ungefär 1,5 miljoner kronor per år (Sweco, 2014, p. 16), användes som grund för beräkningarna i detta arbete.

Svänghjulen från Beacon Power har ett användbart energiinnehåll på 30 kWh med effekt-inställningar från 50 kW i 35 minuter till 190 kW i 30 sekunder, vilka kan väljas och ställas om vid behov under drift. Beräkningarna i detta fall utgick från inställningen 100 kW i strax under 15 minuter (Beacon Power, 2014b). Detta innebär att ett svänghjulslager som ska klara uthållighetskrav och komma upp i minsta budgränsen för aFRR behöver innefatta 200 svänghjul av denna sort där fyra grupper om 50 svänghjul avlöser varandra varje kvart under drift. Detta är lika många svänghjul som svänghjulsdraget som byggdes i New York, vilket innebär att kostnaderna ovan kunde användas rakt av, efter anpassning utifrån den förutspådda prisutvecklingen. Restvärde inkluderades inte i beräkningarna men däremot tillkom en kostnad för att ladda upp svänghjulen till följd av de standby-förluster på 3 kW per timme som dessa svänghjul har för att kunna bibehålla önskad laddningsgrad. Svänghjulen från Beacon Power har en livslängd på 20 år, vilket valdes till beräkningarna (Beacon Power, 2014b).

Tillgängligheten för ett svänghjulslager som är byggt för frekvensreglering är konstant över året. Inga yttre aspekter påverkar tillgängligheten utan det som påverkar är uppladdningstiden, det vill säga hur lång tid svänghjulen behöver återhämta sig. Svänghjulen från Beacon Power laddas upp lika snabbt som de laddas ur (Beacon Power, 2014b). I och med att en grupp med 50 svänghjul laddas ur under 15 minuter med de inställningar som valdes för dessa beräkningar, har de en uppladdningstid på 15 minuter. Uppladdningen av en grupp av svänghjul antas ske medan en annan grupp av svänghjul är i drift. Att svänghjulen avlöser varandra gör att ett sådant energilager kan lämna bud varje timme. Om lagret används för aFRR eller FCR-D kan bud om 5 MW läggas men om lagret istället används för FCR-N kan bud om 2,5 MW läggas, i och med att utrymme måste finnas för att kunna reglera både upp och ned.

4.1.2 Svänghjul i datacenters UPS-system

Lösamheten beräknades i detta fall för ett kluster av datacenter. Hur stort kluster som avses beräknades genom att se hur många datacenter som behövde aggregeras för att tillsammans kunna komma upp i tillräcklig kapacitet för att kunna lägga bud på marknaderna för aFRR. Att dimensionera datacenters UPS-system med en redundans med N+1 är, enligt respondenten på Piller Power Systems, den vanligaste typen av dimensionering. I detta arbete antogs därför att de hypotetiska datacenter som aggregerades hade UPS-system som dimensionerades på detta sätt. Det innebär att varje

datacenter kan bidra med ett svänghjul för frekvensreglering. I detta exempel användes svänghjul från Piller Power Systems på 60 MJ, vilket motsvarar ungefär 67 MW i 15 minuter per svänghjul. Dessa svänghjul har en verkningsgrad på upp till 97 procent, en livslängd på minst 20 år och en 4–10 gånger så lång uppladdningstid som urladdningstid. Medelvärde på 7 gånger så lång uppladdningstid som urladdningstid användes. Detta gav en återhämtning på en timme efter en timmes drift i och med att datacentren antas kunna avlösa varandra genom samma princip som för de fristående svänghjulen.

I detta arbetet har inte kostnader för kommunikation mellan datacenter och aggregator samt uppgradering av mjukvara för att kunna styra UPS-systemen efter frekvenssignaler tagits med då detta, enligt en respondent på ett annat företag som tillverkar UPS-system, är en försumbar kostnad. I och med att flera datacenter behöver aggregeras för att kunna delta på balansmarknaderna kan dock den totala kostnaden för detta eventuellt börja bli av en storlek som skulle få viss betydelse för beräkningarna och eventuellt visa på en lägre lönsamhet. Installationskostnad för kommunikationslösning mellan aggregator och Svenska kraftnät räknas däremot med, då det i detta exempel antas att en ny aggregator utan befintlig kommunikationslösning etableras. I och med att svänghjulen i ett UPS-system, enligt respondenten på Piller Power Systems, inte behöver överdimensioneras för att användas för frekvensreglering har inga sådana investeringskostnader räknats med. Kostnader för drift och underhåll antogs vara på samma kostnadsnivå som om svänghjulen använts för UPS-systemets huvudsyfte. Detta antogs då svänghjulen kommer användas oftare, vilket kan öka slitaget på vissa komponenter och medföra mer frekventa byten av dessa komponenter. Samtidigt bör färre tester av utrustningen göras i och med att svänghjulen oftare är i drift. Dessa kostnader antogs ta ut varandra och samma kostnad för drift och underhåll som om svänghjulen användes för UPS-systemets huvudsyfte antogs. Inget restvärde räknades med. Däremot tillkom en kostnad för att ladda upp svänghjulen till följd av standby-förluster för att kunna bibehålla önskad laddningsgrad.

4.1.3 Fristående energilager med litium-jon-batterier

Idag finns inga fristående energilager med litium-jon-batterier i Sverige. Därmed användes ett hypotetiskt exempel där batterilagret dimensionerades för att komma upp i tillräckligt stor effekt för att kunna lägga bud på marknaderna för aFRR. Beräkningarna utgick därmed ifrån ett batterilager med användbar effekt/energi på 5 MW/5 MWh. Enligt Bloombergs prisprognos har priserna för litium-jon-batterier redan gått ner med 79 procent från år 2010 (ungefär \$1000/kWh) till år 2017 (ungefär \$200/kWh) och förväntas fortsätta sjunka till ungefär \$70/kWh år 2030 (BloombergNEF, 2018). Denna prisutveckling ligger till grund för beräkningarna i detta arbete med en antagen investering under år 2019, vilket resulterade i en investeringskostnad på \$160/kWh för själva batteripaketet. För ett fristående energilager krävs en del annan infrastruktur kring själva batteripaketet, vilket behöver räknas med i investeringskostnaderna. I rapporten *Dual-purposing UPS batteries for energy storage functions: A business case analysis*, som beskrevs i avsnitt 2.6, användes en kostnadsstruktur som baserades på kostnader från olika projekt inom detta område som genomförts. Den kostnadsstrukturen kan sammanfattas som att 35 procent av investeringskostnaderna utgjordes av kostnaden för batteripaketet och 65 procent av den övriga infrastrukturen och byggnation och integration av denna (Ilari Alaperä et. al. , 2018, p. 3). Dessa uppskattningar användes även i detta arbete. De hade även använt en livslängd på 12 år och uppskattade drift-

och underhållskostnader på €20 000 för ett 1 MW/1 MWh stort batterilager (Ilari Alaperä et. al. , 2018, p. 4), vilket också användes i detta arbete.

Batteriets livslängd beror på hur det används. Batteriet har ett antal cykler, det vill säga ett antal hela ur- och uppladdningar, som det kan genomgå innan det måste kasseras. Om batteriet används för FCR-N kommer batteriet att användas oftare än om det används för FCR-D, i och med att de olika reserverna aktiveras olika ofta och olika mycket. aFRR kommer följa samma mönster som FCR-N när denna reserv köps upp under dygnets alla timmar. Används batteriet för FCR-N eller aFRR antas därför att livslängden halveras, medan livslängden inte antas påverkas av användning för FCR-D. Dessa antaganden baseras på grova uppskattningar från respondenten på Piller Power Systems. Det finns idag en andrahandsmarknad för litium-jon-batterier. Batteriets livslängd anses, enligt en respondent hos en ny svensk batteritillverkare av litium-jon-batterier, vara över när batteriet har 80 procent kvar av ursprungskapaciteten och kasseras då från det primära användningsområdet. Ett sådant batteri kan dock användas till andra applikationer och har en hel del cykler kvar innan det bör kasseras för gott. Batteriets ”State of Health”, vilket är ett mått på hur batteriets nuvarande tillstånd är jämfört med dess ideala förhållanden, sjunker ganska linjärt ner till 80 procent av kapaciteten och kan fortsätta så till ungefär 60–65 procent av kapaciteten. Efter det kan tillståndet försämrans relativt fort och då anses batteriet vara helt slut. Enligt samma respondent verkar det bli vanligare att designa batterierna mot att batteriet ska ta helt slut när 80 procent av kapaciteten är kvar för att spara pengar i tillverkningsstadiet, vilket skulle minska andrahandsmarknaden för batterier. Än så länge finns dock en andrahandsmarknad, vilket ger ett restvärde för batterierna. Detta restvärde baseras i detta arbete på hur prisbilden för nya batterier ser ut enligt Bloombergs prisprognoser det året när batteriets första livslängd är över, att batteriet endast har 80 procent av kapaciteten kvar och ett antagande om hur stor värdeminskningen för ett begagnat batteri är, vilket antogs vara en halvering från nypris. En kostnad för att ladda upp batterierna till följd av standby-förluster för att kunna bibehålla önskad laddningsgrad tillkommer i beräkningarna. Litium-jon-batterier har dock en väldigt hög verkningsgrad; nära 100 procent. Enligt Luo et al. ligger verkningsgraden för ett litium-jon-batteri på ungefär 97 procent, vilket är den siffra som använts i dessa beräkningar (Luo et al., 2015, p. 517).

Tillgängligheten för ett batterilager som är byggt för frekvensreglering är konstant över året. Inga yttre aspekter påverkar tillgängligheten utan det som påverkar är uppladdningstiden, det vill säga hur lång tid svänghjulen behöver återhämta sig. För att beräkna hur lång uppladdningstid som behövs användes Teslas större batterisystem Powerpack som utgångspunkt i och med att detta batteri kan användas för storskaliga batterilösningar. Det batteriet klarar av strömstyrkor på 104–1 302 A vid 480 V (Tesla, 2019). För att beräkna hur lång uppladdningstid som behövs dividerades den urladdade effekten med den effekt som används för att ladda batteriet. För att få en rimligare uppladdningstid användes den högre strömstyrkan. Om batterilagret används för aFRR kan bud om 5 MW läggas under en timme för att sedan behöva laddas upp för att kunna lägga nya bud igen. Med den högsta strömstyrkan behövs då en uppladdningstid på 8 timmar. Om lagret används för FCR-N kan bud om 2,5 MW istället läggas under en timme i och med att utrymme måste finnas för att både kunna reglera frekvensen upp och ned lika mycket under samma drifttimme. Detta ger 4 timmars repeterbarhet efter en timmes drift. I fallet där batteriet används för FCR-D antas att bud om 2,5 MW läggs under dubbelt så lång tid som för FCR-N. Uthålligheten blir då 2 timmar och

repetierbarheten 3 timmar. Uppladdningstiden är 4 timmar även i detta fall, men repetierbarheten blir endast 3 timmar i och med att den första hälften av batterimodulerna som laddas ur under den första av de två drifttimmarna hinner ladda upp en timme medan den andra hälften är i drift.

4.1.4 Litium-jon-batterier i datacenters UPS-system

Lösamheten beräknades i detta fall för ett kluster av datacenter. Hur stort kluster som avses beräknades genom att se hur många datacenter som behövde aggregeras för att tillsammans kunna komma upp i tillräcklig kapacitet för att kunna lägga bud på marknaden för aFRR. Även i detta fall antogs att datacentren är dimensionerade med topologi N+1, det vill säga att ett batteri per datacenter kan användas för frekvensreglering. I detta fall antogs att batterier på 1 MW/0,25 MWh användes, vilket motsvarar att kunna förse datacentret med max 1 MW under 15 minuter. Att använda en del av de extra batteriernas kapacitet för frekvensreglering skulle göra att en del av batteriet skulle vara urladdat under vissa tidpunkter, vilket leder till att UPS-systemets pålitlighet minskar. För att inte detta ska ske krävs att det extra batteriet i varje datacenter som används för frekvensreglering överdimensioneras motsvarande den urladdade delen av batteriet, vilket resulterade i att extra batterimoduler på 1 MW/0,1 MWh behövdes. Detta motsvarar att kunna förse datacentret med en maximal effekt på 1 MW under 6 minuter, vilket också klarar den lägsta gränsen för hur mycket kapacitet som måste finnas tillgängligt som reservkraft i datacentret. Varje batteri antas leverera 0,25 MW under en timme, vilket innebär att datacenter behöver aggregeras för att kunna lägga bud på marknaden för aFRR. För att beräkna hur lång uppladdningstid som behövs dividerades, på samma sätt som för fristående batterilager, den urladdade effekten med den effekt som används för att ladda batteriet. För att få en rimligare uppladdningstid användes den högre strömstyrkan 1 302 A även i detta exempel. Om batterilagret används för aFRR kan bud om 5 MW läggas under en timme för att sedan behöva laddas upp för att kunna lägga nya bud igen. Med den högsta strömstyrkan behövs en uppladdningstid på en timme efter en timmes drift för varje UPS-system som bidrar med frekvensreglering. Om lagret används för FCR-N kan bud om 2,5 MW istället läggas under en timme i och med att utrymme måste finnas för att både reglera frekvensen upp och ned. Både uthållighet och repetierbarhet blir då en timme även där. I fallet där batteriet används för FCR-D antas att bud om 2,5 MW läggs under dubbelt så lång tid som för FCR-N. Bud kan därmed läggas varje timme eftersom den första hälften av batteriet som laddas ur under den första av de två drifttimmarna hinner ladda upp en timme under den andra drifttimmen.

Kostnader för drift och underhåll avser denna överdimensionerade del av batteriet. Enligt Ilari et. al är den största delen av drift- och underhållskostnaderna effektrelaterade, där de räknar med att 75 procent av drift- och underhållskostnaderna är effektrelaterade och 25 procent energirelaterade (Ilari Alaperä et. al. , 2018). Deras antaganden om drift- och underhållskostnader för ett batteri på 1 MW/ 1 MWh samt den tidigare nämnda fördelningen mellan effekt- och energirelaterade kostnader användes som grund för drift- och underhållskostnaderna i detta exempel.

En livslängd på 12 år, samma antaganden kring batteriets degradering vid användning på olika marknader och en verkningsgrad på 97 procent användes även i detta fall. Även restvärde baserat på Bloombergs prognoser användes i dessa beräkningar (BloombergNEF, 2018). Dock räknades inte investeringskostnaderna ut på samma sätt

som för det fristående batterilagret. I och med att befintlig infrastruktur används, räknas endast investeringskostnader för den överdimensionerade batterikapaciteten med, vilket baseras på Bloombergs prisprognoser (BloombergNEF, 2018). På samma sätt som för svänghjul som används i UPS-system har inte kostnader för kommunikation mellan datacenter och aggregator samt uppgradering av mjukvara för att kunna styra UPS-systemen efter frekvenssignaler tagits med då detta ansågs vara en försumbar kostnad. I och med att flera datacenter behöver aggregeras för att kunna delta på balansmarknaderna kan dock den totala kostnaden för detta eventuellt börja bli av en storlek som skulle få viss betydelse för beräkningarna även här och eventuellt visa på en lägre lönsamhet. Installationskostnad för kommunikationslösning mellan aggregator och Svenska kraftnät räknats däremot med, då det även i detta exempel antas att en ny aggregator utan befintlig kommunikationslösning etableras. En kostnad för att ladda upp batterierna till följd av standby-förluster för att kunna bibehålla önskad laddningsgrad tillkom i beräkningarna.

4.1.5 Förbrukningsflexibilitet med värmepumpar i hushåll

Lönsamheten beräknades i detta fall för ett kluster av värmepumpar. Egentligen delar aggregatorn och de privatpersoner som ingår i det klustret på eventuella intäkter, men hur detta fördelas inom klustret kommer inte att tas hänsyn till i detta arbete. Hur stort kluster som behövs beräknades genom att se hur många värmepumpar som behövde aggregeras för att komma upp i åtminstone den minsta budgränsen för marknaderna för aFRR, det vill säga 5 MW. Tillgängligheten ges av hur stor del av värmepumparnas kapacitet som kan användas för frekvensreglering under alla timmar under ett år, vilket bland annat beror av utetemperaturen och byggnadernas värmetröghet. Sophia Appelstål, som detta arbete utfördes parallellt med, beräknade den potentiella kapacitet som alla värmepumpar i Sverige skulle kunna bidra med på de olika balansmarknaderna, beräknat för de fyra elområden och för år 2017 och 2018 separat. Dessa uppgifter användes i detta arbete som grund för värmepumparnas tillgänglighet. Egentligen bör värmepumparna genomgå hela sin cykel innan de stängs av för att minimera slitage. Ska detta tas hänsyn till har egentligen en värmepump för långsam aktiveringstid vid avstängning, idag ungefär 5–15 minuter, för att kunna leverera reserver. I och med att värmepumpar i detta fall aggregeras antas värmepumparna dock kunna lösa av varandra på ett sådant sätt att detta ej blir ett problem. I datasetet beräknas tillgängligheten baserat på att värmepumparna kan stängas av när som helst under cykeln, vilket inte ger helt representativa resultat. Detta antagande påverkar dock inte värmepumparna som redan är avslagna, vilket gör att resultatet ändå kan användas i detta arbete. Dock kan resultatet bli något positivt viktat i och med att eventuellt ökat slitage av värmepumparna inte tas hänsyn till. I den data som Sophia Appelstål tog fram kan generellt ses att det finns större tillgänglighet under de kallare månaderna. När värmepumparna ligger på maximal drift (när det är kallt ute) eller är avstängda (när det är varmt ute) finns ingen möjlighet att öka konsumtionen respektive minska, vilket ger begränsningar för vilka marknader värmepumparna kan delta på.

En värmepump som används för frekvensreglering och antingen stängs av eller ökar konsumtionen av el under en viss tid måste köras eller vara avstängd lika lång tid vid ett senare tillfälle för att bibehålla komfort i hushållet som värmepumpen värmer. Detta gör att en värmepump behöver återhämta sig lika länge som den använts för frekvensreglering. Därmed användes en uthållighet och repeterbarhet på en timme i beräkningarna för att få en jämn spridning av timmar med deltagande under året, det vill

säga att bud kan läggas varannan timme. För att kunna balansera elnätet så stor del av de timmar där det finns tillgänglig kapacitet hos värmepumparna som möjligt, beräknades klusterstorleken utifrån de timmar när värmepumparna kan avsätta minst nollskild kapacitet för frekvensreglering. Detta inträffar vanligtvis under varmare utomhustemperaturer och för FCR-N även när värmepumparna måste ligga nära maxeffekt, och därmed endast kan öka effektuttaget litegrann. En klusterstorlek på 6 044 värmepumpar valdes för beräkningarna som grundas på 2017 års förutsättningar och en klusterstorlek på 9 625 värmepumpar valdes för 2018. Detta motsvarar att kunna leverera åtminstone 5 MW på alla marknader under 75 procent av de timmarna som värmepumparna har en nollskild tillgänglighet. För att ett kluster ska kunna maximera antalet timmar som det kan bidra med frekvensreglering skulle antalet värmepumpar i klustret kunna dubblas och därmed kunna lösa av varandra vid drift och återhämtning. I och med att detta endast skalar upp eventuell lönsamhet var inte detta ett fall som undersöktes vidare i arbetet. I fallet där värmepumparna används för aFRR-ner krävs egentligen endast 2 809 respektive 3 047 värmepumpar i de beräkningar som baseras på 2017 respektive 2018 förutsättningar för att komma upp i åtminstone 5 MW under 75 procent av tiden. Detta gör att det finns tillräckligt många värmepumpar tillgängliga i det klustret som antas för att kunna lägga bud varje timme på marknaden för aFRR-ner.

Investeringskostnaden grundas i Ngenic teknologi Ngenic Tune som används för att styra värmesystem i hushåll, däribland värmepumpar, efter ett flertal olika signaler. Enligt en respondent på Ngenic styrs idag inte värmepumparna efter frekvensförändringar, men att göra den ändringen handlar endast om en uppdatering i mjukvara varpå den tekniken ansågs lämplig att utgå ifrån i dessa beräkningar. Denna teknik kostar 4 995 kronor per enhet om den köps med ett engångsbelopp. I dessa beräkningar blev alltså investeringskostnaderna de totala aggregerade kostnaderna för Ngenic Tune samt kostnaderna för kommunikationslänken mellan aggregator och Svenska kraftnät. Inga drift- och underhållskostnader eller restvärde togs med i beräkningarna i det här fallet. En livslängd på 20 år antogs, vilket baseras på Vattenfalls uppgifter om att en äldre bergvärmepump har en livslängd på 15–20 år medan modernare varianter har en livslängd på över 20 år (Vattenfall, u.å.).

4.1.6 Förbrukningsflexibilitet med ackumulatortank i pappersbruk

Lönsamheten i detta fall utgår ifrån beräkningar som baseras på uppgifter från en skogskoncern med ett av sina pappersbruk beläget i SE3. Dessa beräkningar ger alltså en uppskattning på om det skulle vara lönsamt eller inte för dem att avsätta kapacitet i pappersbruket för att bidra med frekvensreglering. I och med att olika pappersbruk har liknande förutsättningar för att kunna bidra med frekvensreglering anses detta exempel vara representativt för den branschen, lokala avvikelser eller företagsspecifika avvikelser kan dock förekomma. En respondent på skogskoncernen uppger att de skulle kunna leverera FCR och aFRR på olika sätt, bland annat genom att utnyttja att ånga produceras och lagras i ackumulatortankar, att pappersmassa kan lagras i torn och även att fläktar i torkrum i deras sågverk som även ingår i koncernen skulle kunna stängas av och på vid behov. De olika processerna kan bidra med frekvensreglering på olika sätt, med olika mycket kapacitet och utsätts även för olika stor påfrestning vid användning på detta sätt. Enligt respondenten handlar det generellt om att utnyttja kontinuerliga processer eller där det finns en buffert i produktionskedjan som kan utnyttjas. Tanken är att frekvensregleringen sker utöver deras ordinarie verksamhet utan att störa denna. Enligt respondenten är deras huvudsyfte med att bidra med frekvensreglering

ekonomiska, det vill säga att de vill kunna tjäna pengar på att utnyttja den flexibilitet de redan har i systemet.

I dessa beräkningar utreds den ekonomiska potentialen för att använda en ackumulatortank på 10 MW för frekvensreglering, vilket enligt respondenten på skogskoncernen har en verkningsgrad nära 100 procent och inga direkta förluster. Enligt uppgifter från skogskoncernen skulle de kunna avvara 0,5–2 MW för frekvensreglering till en början och om detta skulle visa sig fungera bra skulle de kunna tänka sig att avvara upp till hela ackumulatortankens kapacitet. Denna tillgänglighet är konstant under året i och med att processerna alltid är igång. Eftersom utgångspunkten i dessa beräkningar är den minsta budgränsen för aFRR används 5 MW som tillgänglig effekt. Om kapaciteten används för aFRR eller FCR-D kan bud om 5 MW läggas men om kapaciteten istället används för FCR-N kan bud om 2,5 MW läggas, i och med att utrymme måste finnas för att kunna reglera frekvensen både upp och ned. Uthålligheten och repeterbarheten antogs vara en timme, utifrån grova uppskattningar från respondenten på skogskoncernen. Livslängden för ackumulatortanken antogs vara 20 år, vilket baseras på uppgifter från en ackumulatortank för hemmabruk och ett antagande om att en ackumulatortank för användning i industrier är av ett mer robust slag med något längre livslängd. Detta är alltså inte helt representativt för ändamålet, men ansågs ändå ge en tillräckligt god uppskattning om livslängden.

I och med att befintlig utrustning används i detta exempel räknades inga investeringskostnader med för detta. Däremot behövs någon form av styrning av ackumulatortanken efter frekvensförändringar. Några prisuppgifter på vad detta skulle kunna kosta fanns inte att tillgå, så den dubbla kostnaden för Ngenic Tune antogs, det vill säga 10 000 kr. Enligt respondenten på skogskoncernen bidrar inte användning av ackumulatortanken för frekvensreglering till extra slitage, vilket medförde att inga drift- och underhållskostnader räknades med. Det antogs även att det inte kommer att finnas ett betydande restvärde vid livslängdens slut.

4.1.7 Vindkraft

Lönsamheten beräknades i detta fall för en hypotetisk vindkraftpark i SE3. Storleken på vindkraftverken i denna park baserades på Energimyndighetens statistik över vindkraft i Sverige (Energimyndigheten, u.å.). Den installerade effekten per elområde dividerades med antal verk per elområde för att få en medelstorlek på vindkraftverken i varje elområde. Vindkraftparken antogs innefatta 40 vindkraftverk av denna medelstorlek. Olika mycket kapacitet behöver avsättas för att kunna delta på de olika balansmarknaderna. Ett vindkraftverk som ligger på maxeffekt kan minska sin produktion och på så sätt bidra med aFRR-er. Om ett vindkraftverk däremot ska bidra med kapacitet på marknaderna för FCR-D eller aFRR-upp behöver kapacitet på förhand avsättas för att kunna öka produktionen vid behov. Enligt Li & Bao är en rimlig andel att avsätta för frekvensreglering 10–20 procent av produktionen (Yu-Qing Bao & Yang Li, 2015, p. 623). Medelvärde 15 procent av produktionsstatistiken användes i beräkningarna i detta arbete. Om ett vindkraftverk ska bidra med kapacitet på marknaden för FCR-N behöver 15 procent avsättas även där, men endast hälften av denna kapacitet kan läggas som bud på marknaden i och med att utrymme måste finnas för att kunna reglera både upp och ned under den tiden vindkraftverket bidrar med FCR-N. Lönsamheten beräknades endast för de timmar där kapaciteten översteg de minsta budgränserna för aFRR, det vill säga 5 MW. Vindkraftverkens huvudsakliga intäkt

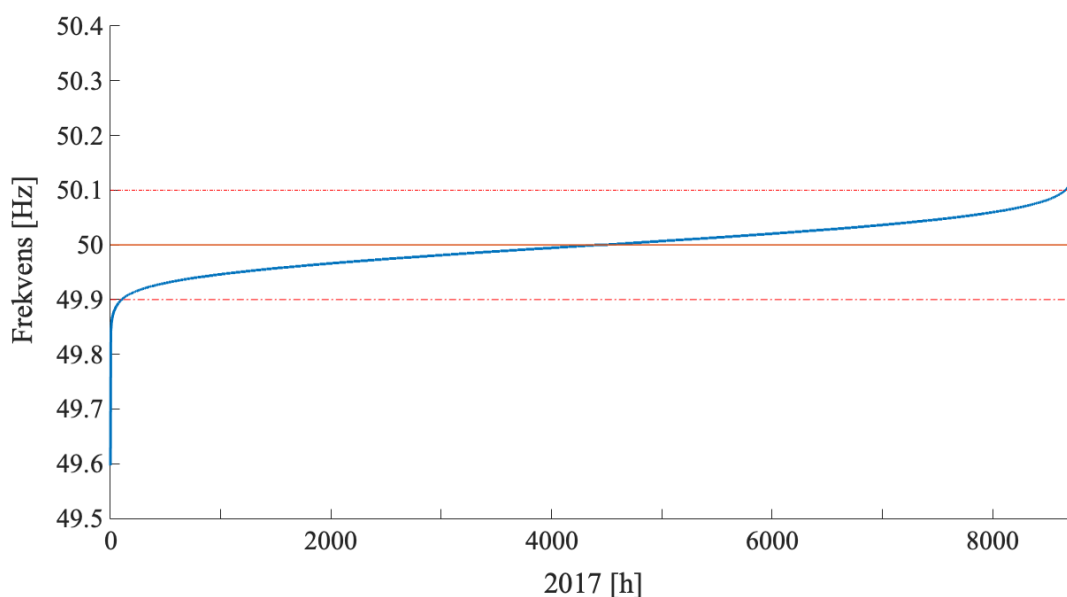
kommer idag från att producera el för försäljning på Elspot samt de intäkter för elcertifikat som fås för varje MWh producerad el. I och med att extra eller lagrad kapacitet inte avses i detta fall, utan att produktionen måste minska för att kunna delta på balansmarknaderna beräknades även hur stort intäktsbortfall detta motsvarar.

I beräkningarna antogs att vindkraftsparken redan var byggd och därmed räknades inga investeringskostnader med. För att kunna styra vindkraftsparken efter frekvensförändringar krävs en FCU (eng. Farm Control Unit). Detta utgör enligt en respondent på Enercon, tillverkare av vindkraftverk, en kostnad som är mycket mindre än 1 procent av investeringskostnaderna, vilket ansågs vara försumbart i sammanhanget. Enligt samma respondent på Enercon medför inte användning av vindkraftverken för frekvensreglering något extra slitage och därmed räknades inga drift- och underhållskostnader med. I Energimyndighetens rapport *Återbruk och återvinning av vindkraftverk* står det att huvudkomponenter i vindkraftverk designas för en livslängd på 20–25 år. I Sverige har dock aktörer av ekonomiska skäl ofta bytt ut vindkraftverken tidigare än så, vilket enligt Energimyndigheten kan ha att göra med att teknikutvecklingen har varit så stor de senaste åren att vindkraftverk som byggdes för 15 år sedan anses vara ineffektiva idag (Energimyndigheten, 2016, pp. 8-9). Detta gjorde att en livslängd på 20 år användes i beräkningarna. Efter vindkraftverkets tekniska alternativt ekonomiska livslängd har nåtts kan vindkraftverket i helhet eller dess olika delar därefter, beroende på skick, återanvändas och säljas vidare eller återvinnas. Enligt Energimyndigheten har dock de svenska vindkraftverksbolagen brist på erfarenhet inom detta område. En marknad för detta börjar ta form men i och med att detta ännu verkar vara i startgroparna, speciellt i Sverige, samt att uppgifter saknades om hur stor en sådan andrahandsmarknad kan tänkas vara rent ekonomiskt (Energimyndigheten, 2016, pp. 11-12), räknades inte ett restvärde med i dessa beräkningar.

5. Resultat

5.1 Behov av aktivering av FCR och aFRR

Ett varaktighetsdiagram över frekvensen år 2017 kan ses i Figur 5. Ett varaktighetsdiagram visar mätvärden sorterade i storleksordning, vilket innebär att x-axeln inte visar tid i kronologisk ordning utan visar istället kumulativt hur lång tid mätvärdena befinner sig på olika nivåer. Detta ger en överblick över hur ofta de olika reserverna behöver aktiveras. Figur 5 utgår från ett dataset med frekvensen uppmätt var femte sekund, vilket innebär att 5 sekunder motsvarar ett mätvärde i figuren. Figuren visar att frekvensen befinner sig inom frekvensens normalintervall, 49,9–50,1 Hz, under majoriteten av året. Variationerna i frekvensen år 2017 och 2018 var snarlika och gav näst intill oskiljaktiga grafer. Därmed kommer endast grafer för år 2017 att visas i detta avsnitt. I Tabell 1 visas i procent hur stor andel av mätvärdena som befinner sig inom normalintervallet, över normalintervallet, under normalintervallet samt är lika med det nominella värdet 50 Hz för både år 2017 och år 2018.



Figur 5. Varaktighetsdiagram över frekvensen år 2017. 50 Hz är det nominella värdet och normalintervallet för frekvensen ligger inom 49,9–50,1 Hz.

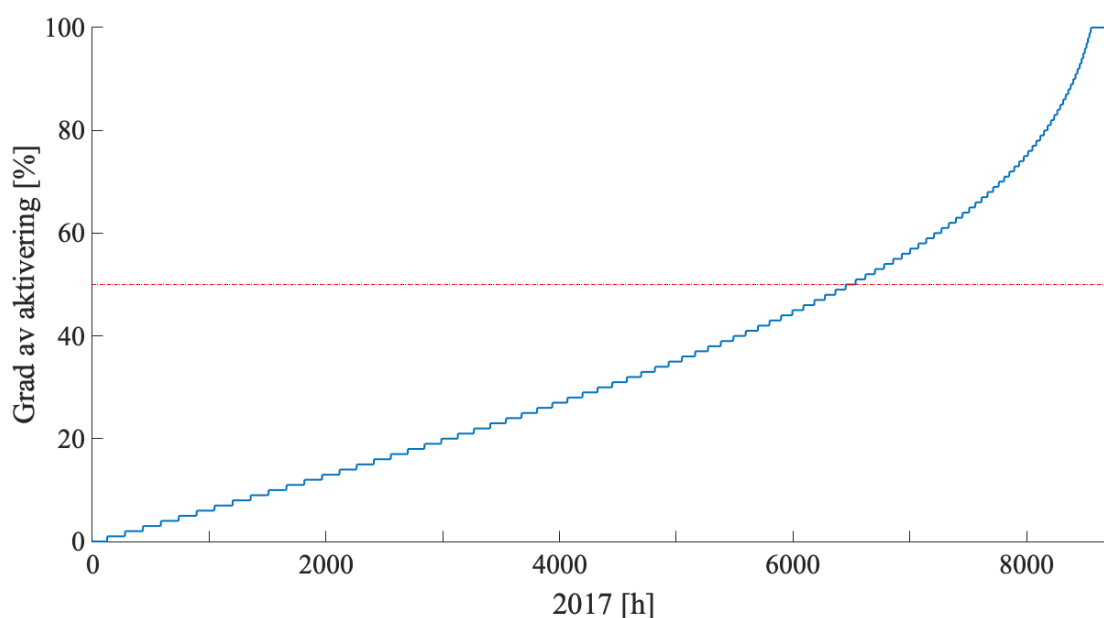
Tabell 1. Hur stor andel av mätvärdena av frekvensen som befinner sig inom olika intervall under år 2017 och 2018.

Frekvensintervall	2017	2018
$f = 50 \text{ Hz}$	1,45 %	3,11 %
$49,9 \leq f \leq 50,1$	97,74 %	97,80 %
$f < 49,9$	1,15 %	1,10 %
$f > 50,1$	1,11 %	1,09 %

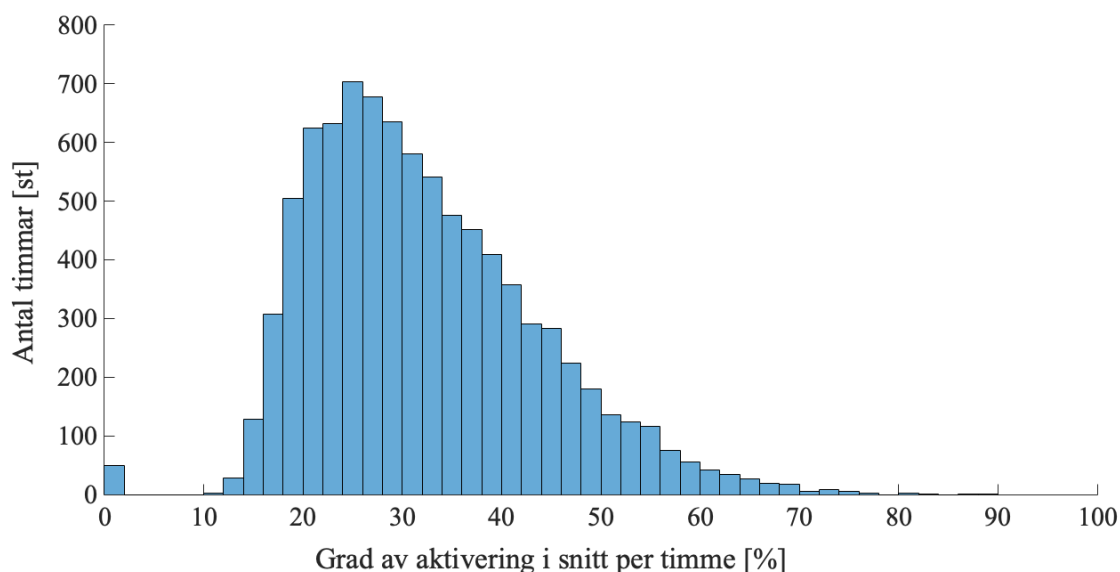
Beroende på hur stora frekvensavvikelserna är leder det till ett behov av aktivering av olika reserver för att stabilisera frekvensen och återföra den till det nominella värdet 50 Hz. Nedan följer en sammanställning av hur behovet av aktivering av de olika reserverna såg ut under 2017, med vissa kommentarer om hur det såg ut under 2018 vid eventuella avvikelser mellan åren. Sammanställningen inleds med varaktighetsdiagram över hur stor grad av aktivering av de olika reserverna som behövs vid varje mätpunkt av frekvensen under år 2017 för att bibehålla balansen i systemet. Dessa figurer utgår från samma dataset över frekvensen med mätvärden var femte sekund som ovan. Den röda markeringen vid 50 procents aktivering finns med för att tydliggöra var tyngdpunkten i graferna ligger. Detta följs av histogram över hur stor grad av aktivering som i snitt behövs varje timme under 2017 för att bibehålla balansen i systemet. Notera att detta inte visar hur stora variationerna inom varje timme är utan kan istället tolkas som den energimängd som krävs under en timme för att uppnå önskad reglering med de olika reserverna.

5.1.1 FCR-N

FCR-N aktiveras vid en frekvensavvikelse i frekvensens normalintervall 49,9–50,1 Hz. Ett varaktighetsdiagram över hur stor grad av aktivering av FCR-N som behövs vid varje mätpunkt av frekvensen under år 2017 kan ses i Figur 6. Notera att noll procents aktivering endast antas när frekvensen är precis 50 Hz. 100 procents aktivering sker när frekvensen går utanför frekvensens normalintervall. Figuren visar att behovet av aktivering av FCR-N utifrån 2017 års frekvensstatistik ligger under 50 procents aktivering under majoriteten av året. I Figur 7 visas ett histogram över hur stor grad av aktivering som i snitt behövs varje timme under 2017. En maximal snittaktivering på 88,8 procent under en timme noteras samt 29 timmar med en snittaktivering över 70 procent. Medelvärdet är 32,2 procents aktivering i snitt under en timme. År 2018 noteras en något högre maximal snittaktivering på 90,9 procent under en timme. 17 timmar med en snittaktivering över 70 procent samt ett medelvärde på 31,0 procent noterades under år 2018.



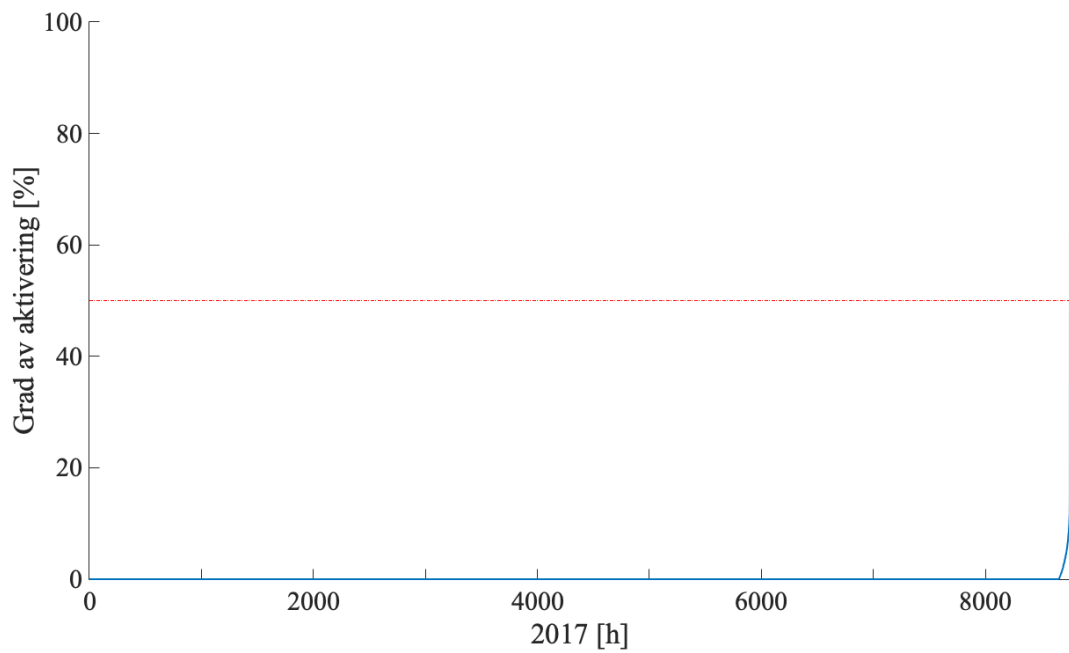
Figur 6. Varaktighetsdiagram över behovet av aktivering av FCR-N vid varje mätpunkt av frekvensen under 2017. Mätvärdenas tidsupplösning är fem sekunder. Observera att en timme på x-axeln inte motsvarar en sammanhängande timme under 2017, utan ett antal sorterade mätpunkter som uppnår en total tidslängd motsvarande en timme.



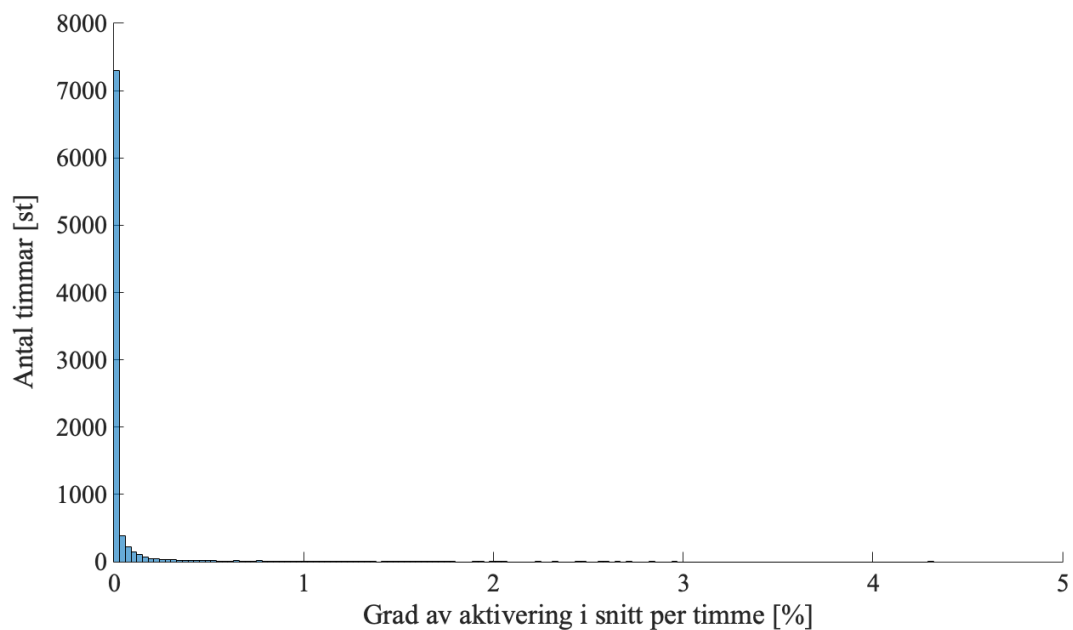
Figur 7. Histogram över graden av aktivering av FCR-N som i snitt krävs under varje timme under år 2017 för att bibehålla balans i systemet.

5.1.2 FCR-D

FCR-D aktiveras vid en frekvensavvikelse i intervallet 49,5–49,9 Hz. Ett varaktighetsdiagram över hur stor grad av aktivering av FCR-D som behövs vid varje mätpunkt av frekvensen under år 2017 kan ses i Figur 8. Notera att noll procents aktivering antas när frekvensen är större än 49,9 Hz, vilket är fallet under större delen av året. I Figur 9 visas ett histogram över hur stor grad av aktivering som i snitt behövs varje timme under 2017. Det fanns ett behov av aktivering av FCR-D någon gång under 2 851 timmar under 2017, varav 91 av dessa timmar hade ett behov av en aktiveringsgrad över 1 procent. En maximal snittaktivering på 4,3 procent under en timme under 2017 noteras. Medelvärde är 0,05 procents aktivering i snitt under en timme. Under 2018 fanns ett behov av aktivering av FCR-D någon gång under 2 841 timmar, varav 88 av dessa timmar hade ett behov av en aktiveringsgrad över 1 procent. En maximal snittaktivering på 5,2 procent noteras. Medelvärde är 0,05 procents aktivering i snitt under en timme även under 2018.



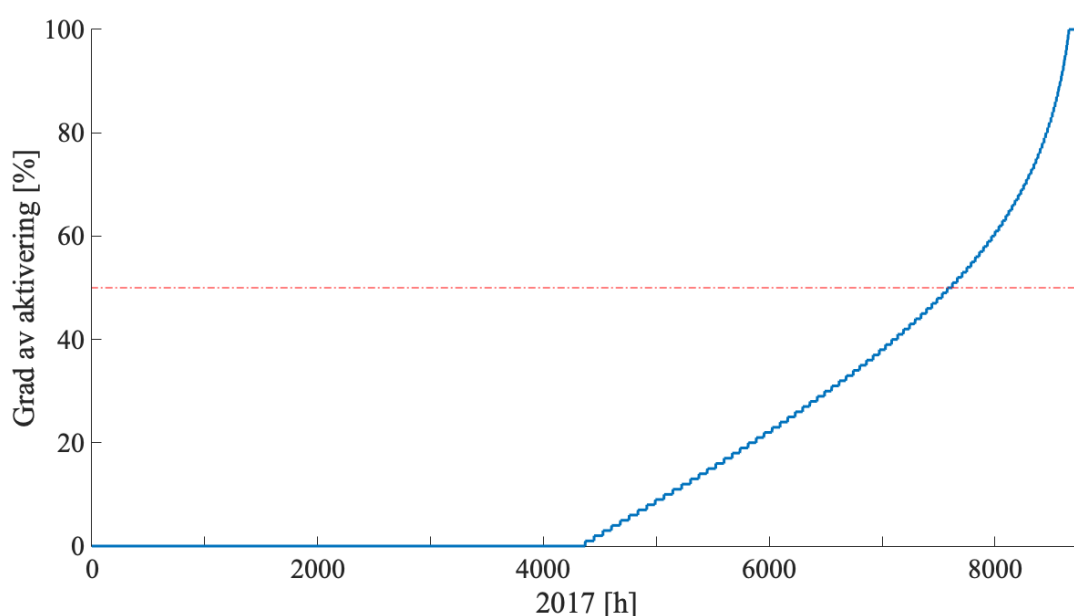
Figur 8. Varaktighetsdiagram över behovet av aktivering av FCR-D vid varje mätpunkt av frekvensen under 2017. Mätvärdenas tidsupplösning är fem sekunder. Observera att en timme på x-axeln inte motsvarar en sammanhängande timme under 2017, utan ett antal sorterade mätpunkter som uppnår en total tidslängd motsvarande en timme.



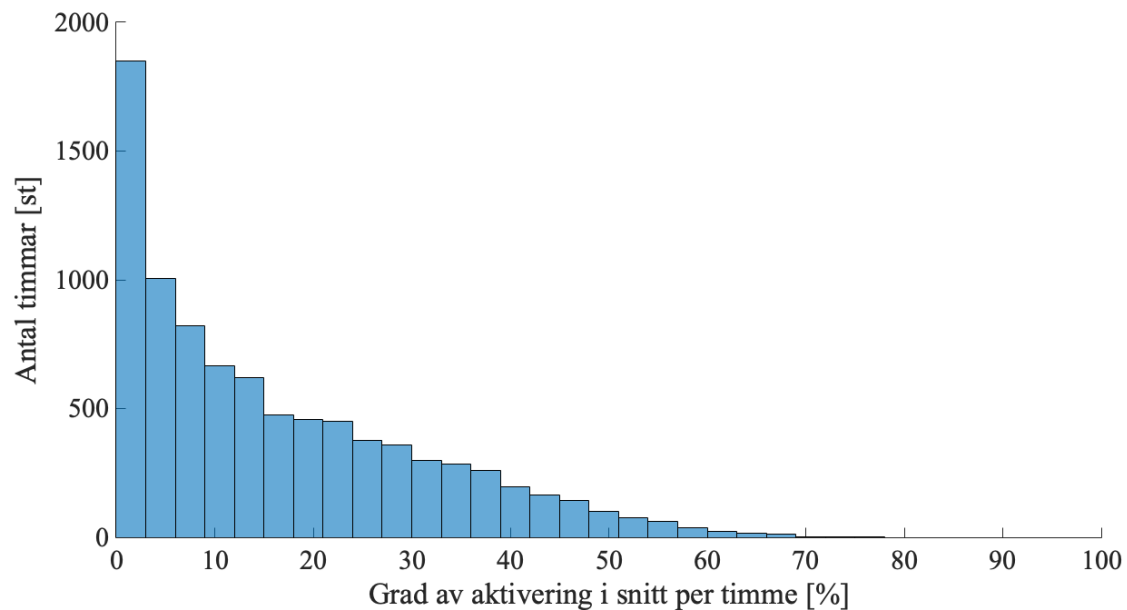
Figur 9. Histogram över graden av aktivering av FCR-D som i snitt krävs under varje timme under år 2017 för att bibehålla balans i systemet. Observera att x-axeln endast går till 5 procent.

5.1.3 aFRR-upp

aFRR-upp aktiveras vid frekvensavvikelser i intervallet 49,9–50,0 Hz. Ett varaktighetsdiagram över hur stor grad av aktivering av aFRR-upp som behövs vid varje mätpunkt av frekvensen under år 2017 kan ses i Figur 10. Notera att noll procents aktivering antas när frekvensen är större än eller lika med 50 Hz, vilket är fallet under ungefär halva året. I Figur 11 visas ett histogram över hur stor grad av aktivering som i snitt behövs varje timme under 2017 för att bibehålla balans i systemet. En maximal snittaktivering på 77,6 procent noteras samt 4 timmar med en snittaktivering över 70 procent. Medelvärde är 16,4 procents aktivering i snitt under en timme. Under 2018 noteras en maximal snittaktivering på 73,1 procent, 2 timmar med en snittaktivering över 70 procent och ett medelvärde på 15,8 procents aktivering i snitt under en timme.



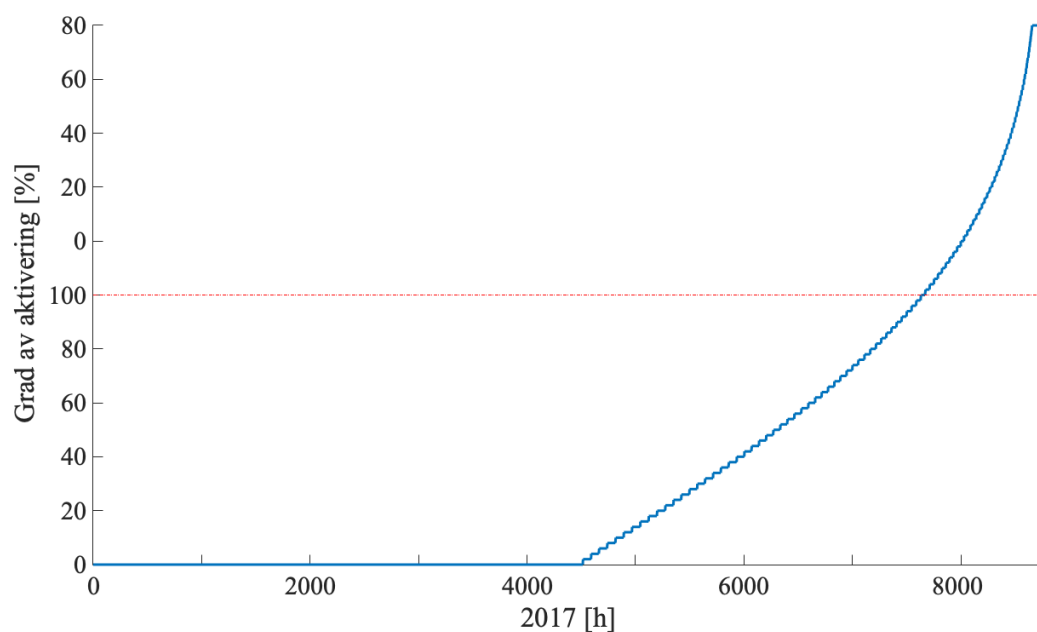
Figur 10. Varaktighetsdiagram över behovet av aktivering av aFRR-upp vid varje mätpunkt av frekvensen under 2017. Mätvärdenas tidsupplösning är fem sekunder. Observera att en timme på x-axeln inte motsvarar en sammanhängande timme under 2017, utan ett antal sorterade mätpunkter som uppnår en total tidslängd motsvarande en timme.



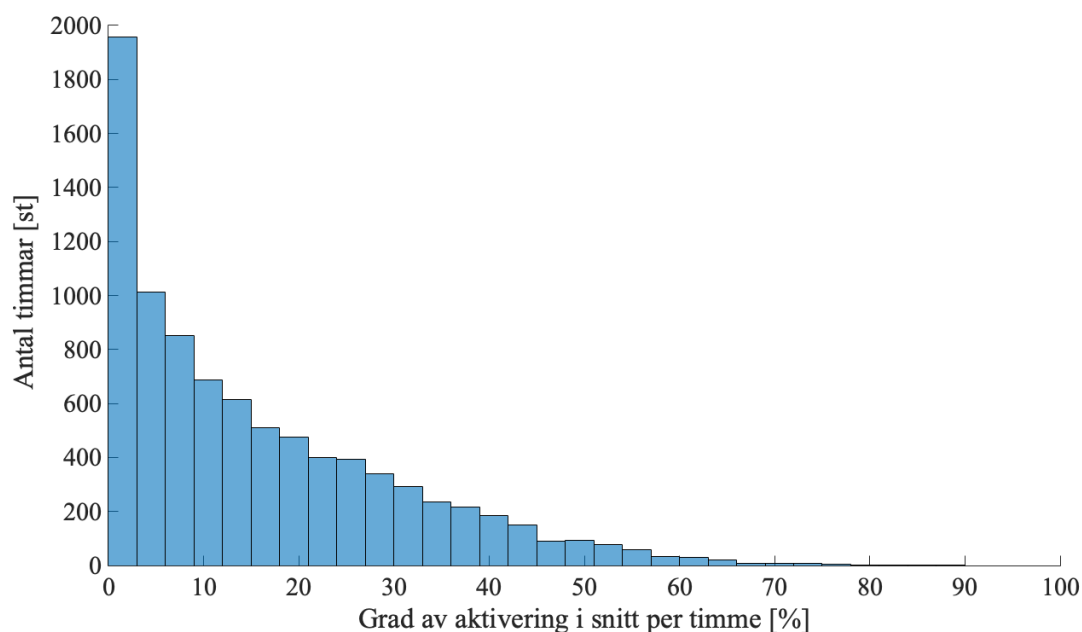
Figur 11. Histogram över graden av aktivering av aFRR-upp som i snitt krävs under varje timme under år 2017 för att bibehålla balans i systemet.

5.1.4 aFRR-ner

aFRR-ner aktiveras vid en frekvensavvikelse inom intervallet 50,0–50,1 Hz. Ett varaktighetsdiagram över hur stor grad av aktivering av aFRR-ner som behövs vid varje mätpunkt av frekvensen under år 2017 kan ses i Figur 12. Notera att noll procents aktivering antas när frekvensen är mindre än eller lika med 50 Hz, vilket är fallet under ungefär halva året. I Figur 13 visas ett histogram över hur stor grad av aktivering som i snitt behövs varje timme under 2017 för att bibehålla balans i systemet. En maximal snittaktivering på 88,8 procent noteras samt 22 timmar med en snittaktivering över 70 procent. Medelvärdet är 15,8 procents aktivering i snitt under en timme. Under 2018 noteras en maximal snittaktivering på 90,9 procent, 14 timmar med en snittaktivering över 70 procent samt ett medelvärde på 15,2 procents aktivering i snitt under en timme.



Figur 12. Varaktighetsdiagram över behovet av aktivering av aFRR-ner vid varje mät punkt av frekvensen under 2017. Mätvärdenas tidsupplösning är fem sekunder. Observera att en timme på x-axeln inte motsvarar en sammanhängande timme under 2017, utan ett antal sorterade mätpunkter som uppnår en total tidslängd motsvarande en timme.



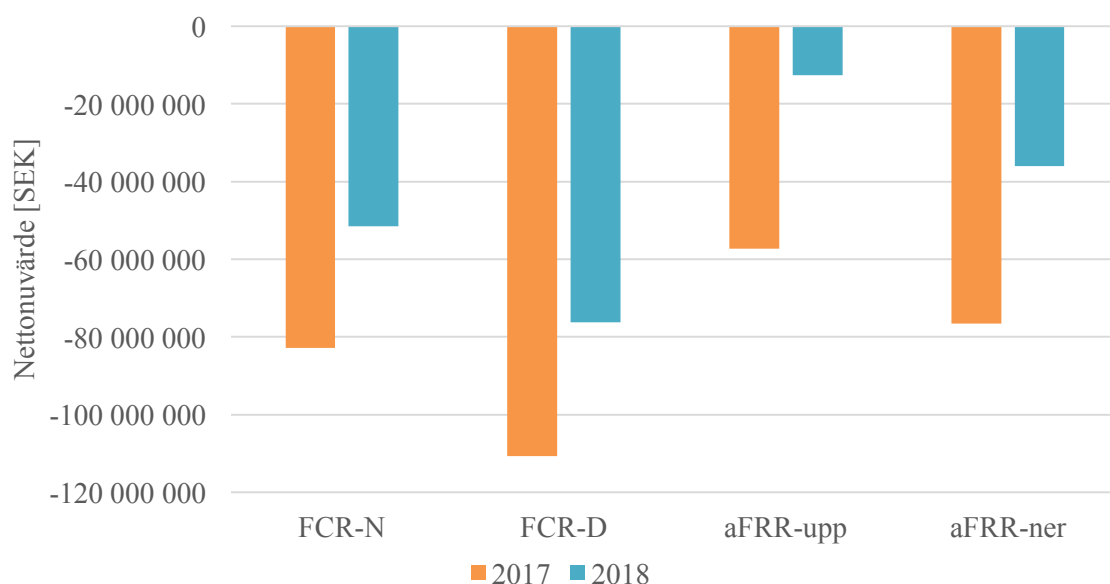
Figur 13. Histogram över graden av aktivering av aFRR-ner som i snitt krävs under varje timme under år 2017 för att bibehålla balans i systemet.

5.2 Lönsamhet

I detta avsnitt redovisas de resultat som anpassningen av beräkningsmodellen gav, med jämförelser baserat på 2017 och 2018 års förutsättningar. Först visas nettonuvärdet för varje teknologi med en jämförelse mellan de balansmarknader som den teknologin potentiellt kan bidra med frekvensreglering på. Denna jämförelse kan ge en bild av vilken marknad aktörer som kan tillhandahålla frekvensreglering med de olika teknologierna kan tjäna mest på att delta på. En sammanställning av samtliga nettonuvärden i tabellform kan ses i Appendix C. Avsnittet avslutas med beräknade nettonuvärdeskvoter för varje teknologi och balansmarknad för att få en jämförelse teknologierna emellan.

5.2.1 Nettonuvärden – Fristående energilager med svänghjul

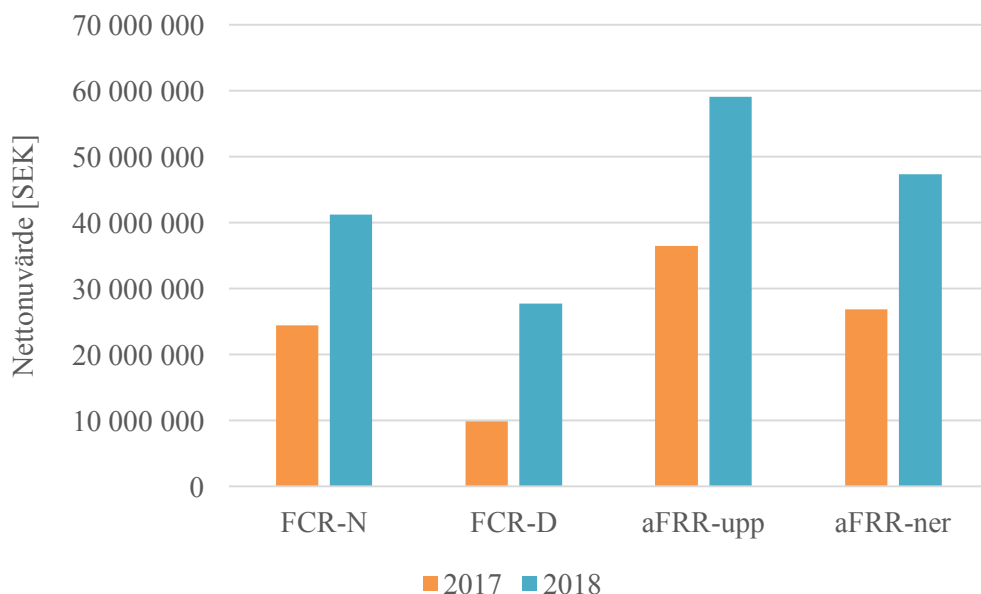
I Figur 14 jämförs nettonuvärden för att bidra med frekvensreglering med fristående energilager med svänghjul på de fyra balansmarknaderna som undersöks i detta arbete. Figuren visar att denna teknologi inte är lönsam på någon av balansmarknaderna, varken för år 2017 eller 2018.



Figur 14. Nettonuvärden för fristående energilager med svänghjul, baserat på 2017 respektive 2018 års förutsättningar.

5.2.2 Nettonuvärden – UPS-system i datacenter med svänghjul som energilager

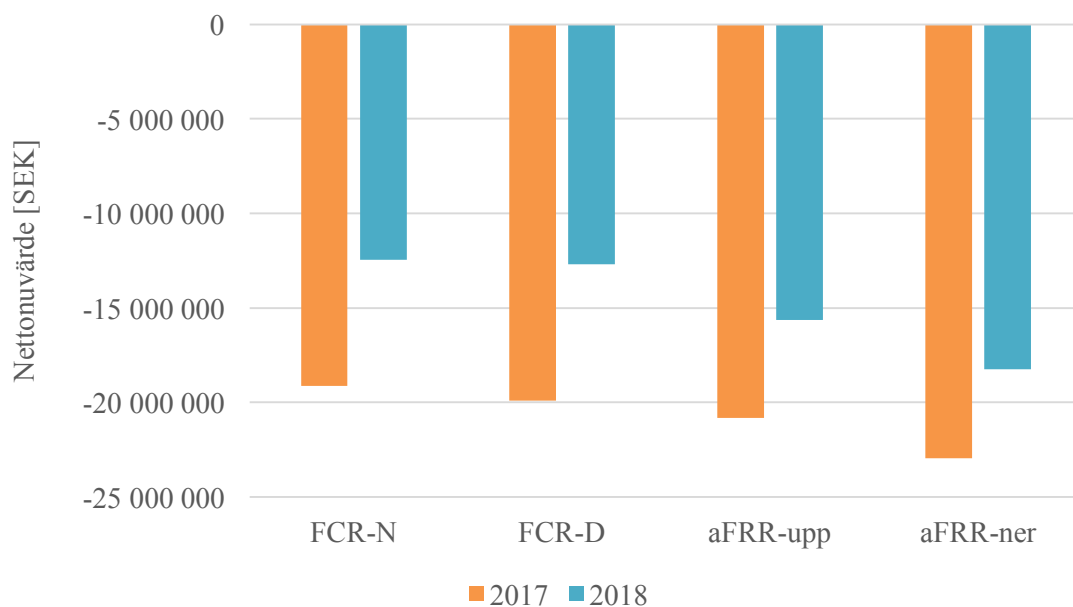
I Figur 15 jämförs nettonuvärden för att leverera reserver med svänghjul i datacenters UPS-system på de fyra balansmarknaderna som undersöks i detta arbete. Figuren visar att denna teknologi är lönsam på samtliga balansmarknader, både för år 2017 och 2018.



Figur 15. Nettonvärden för svänghjul i datacenters UPS-system, baserat på 2017 respektive 2018 års förutsättningar.

5.2.3 Nettonvärden – Fristående energilager med litium-jon-batterier

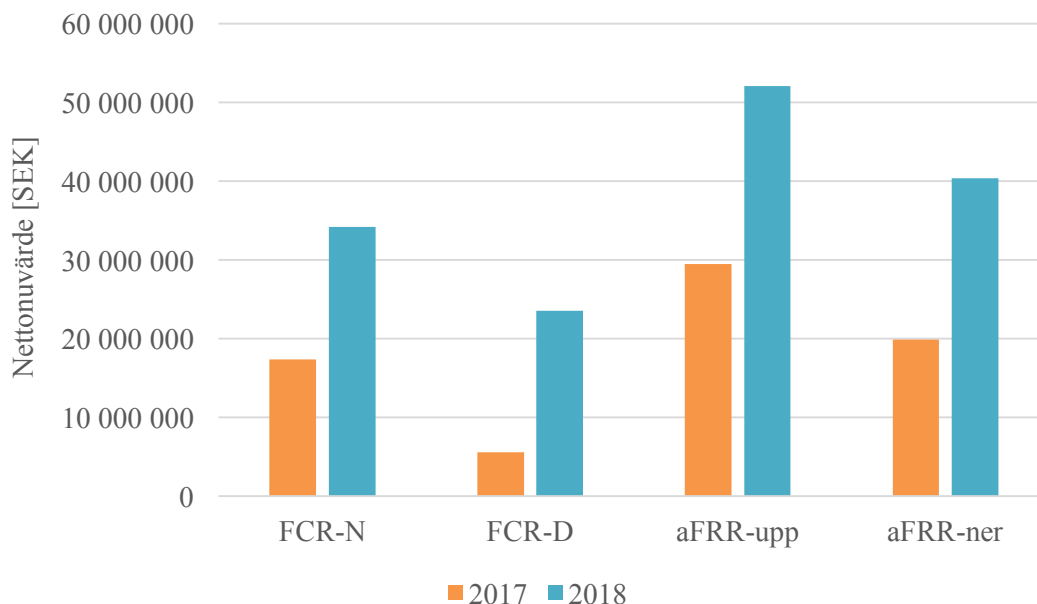
I Figur 16 jämförs nettonvärden för att leverera reserver med fristående energilager med litium-jon-batterier på de fyra balansmarknaderna som undersöks i detta arbete. Figuren visar att denna teknologi inte är lönsam på någon av balansmarknaderna, varken för år 2017 eller 2018.



Figur 16. Nettonvärden för fristående energilager med litium-jon-batterier, baserat på 2017 respektive 2018 års förutsättningar.

5.2.4 Nettonu värden – UPS-system i datacenter med litium-jon-batterier som energilager

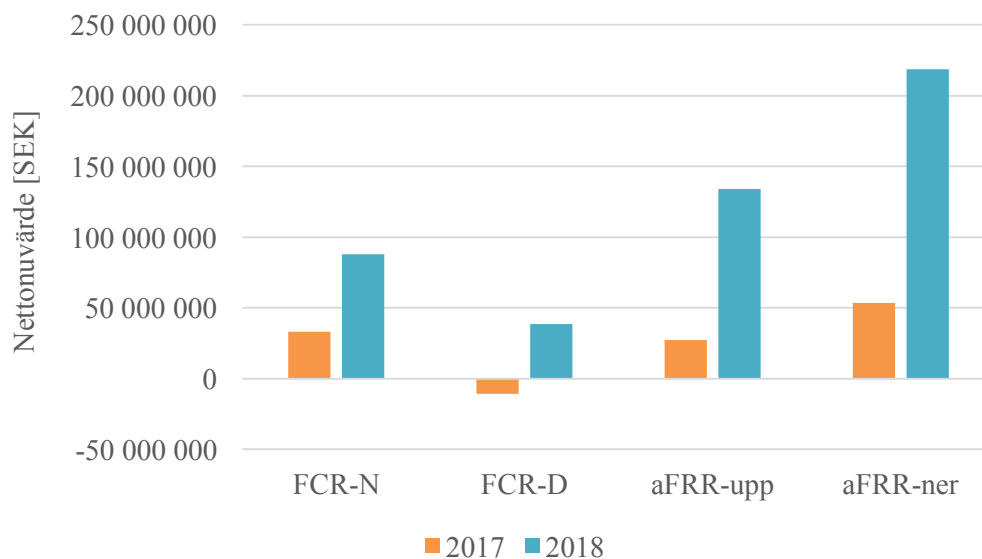
I Figur 17 jämförs nettonu värden för att bidra med frekvensreglering med litium-jon-batterier i datacenters UPS-system på de fyra balansmarknaderna som undersöks i detta arbete. Figuren visar att denna teknologi är lönsam på samtliga balansmarknader, både för år 2017 eller 2018.



Figur 17. Nettonu värden för litium-jon-batterier i datacenters UPS-system, baserat på 2017 respektive 2018 års förutsättningar.

5.2.5 Nettonu värden – Förbrukningsflexibilitet med värmepumpar i hushåll

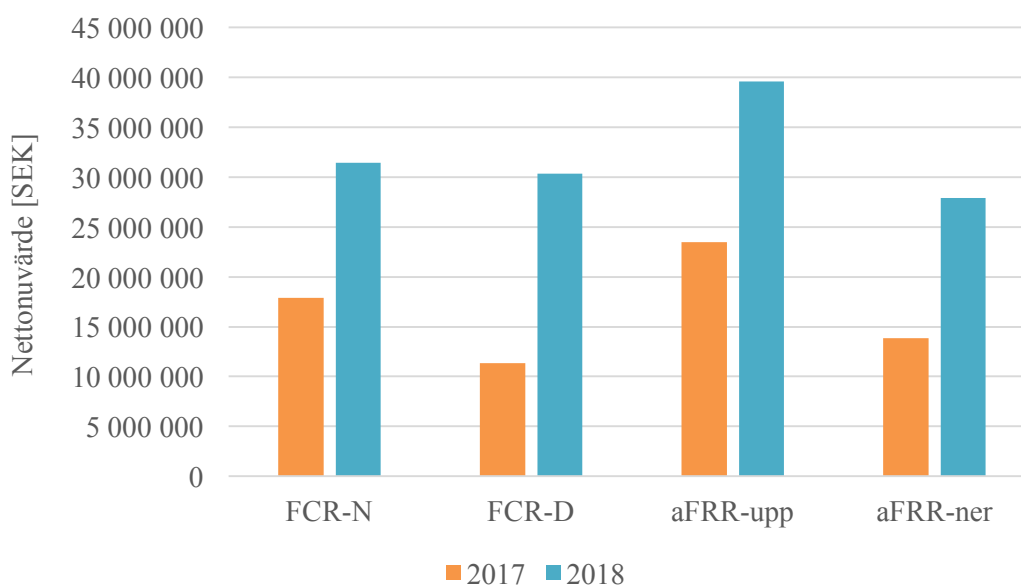
I Figur 18 jämförs nettonu värden för att bidra med frekvensreglering genom förbrukningsflexibilitet med värmepumpar i hushåll på de fyra balansmarknaderna som undersöks i detta arbete. Figuren visar att denna teknologi är lönsam på alla balansmarknader, både för år 2017 och 2018. Undantaget för detta är att delta på marknaden för FCR-D utifrån 2017 års förutsättningar då detta genererar en förlust.



Figur 18. Nettonvärden för förbrukningsflexibilitet med värmepumpar i hushåll, baserat på 2017 respektive 2018 års förutsättningar.

5.2.6 Nettonvärden – Förbrukningsflexibilitet med ackumulatortank i pappersbruk

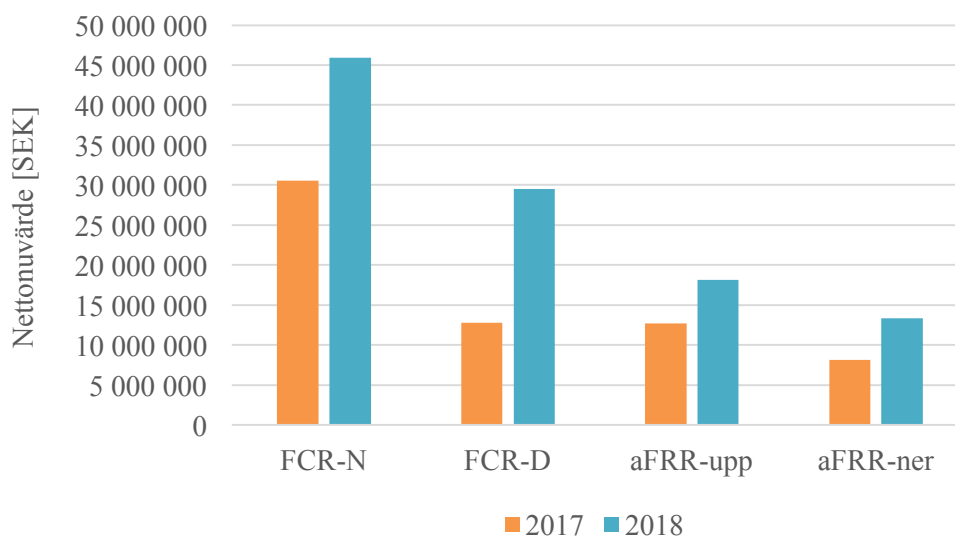
I Figur 19 jämförs nettonvärden för att bidra med frekvensreglering genom förbrukningsflexibilitet med ackumulatortank i pappersbruk på de fyra balansmarknaderna som undersöks i detta arbete. Figuren visar att denna teknologi är lönsam på samtliga balansmarknader, både för år 2017 och 2018.



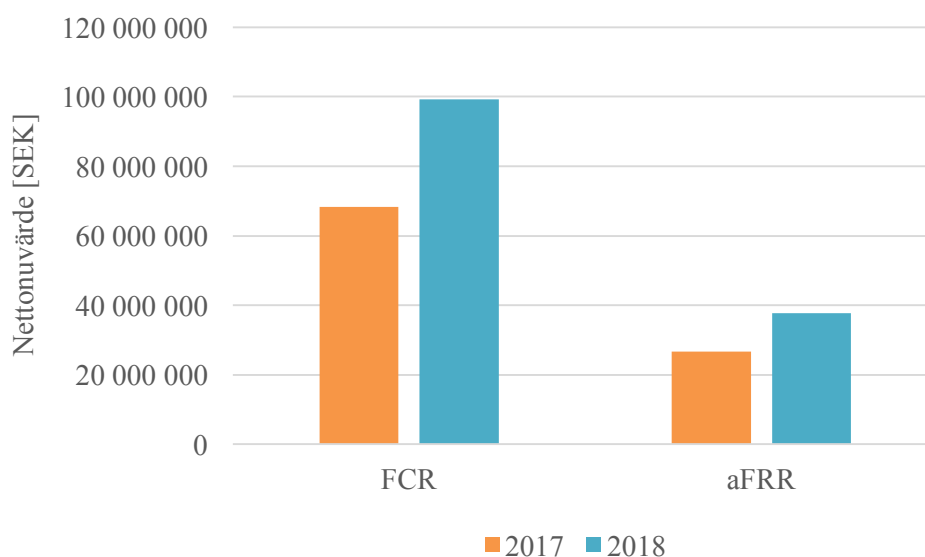
Figur 19. Nettonvärden för förbrukningsflexibilitet med ackumulatortank i pappersbruk, baserat på 2017 respektive 2018 års förutsättningar.

5.2.7 Nettonu värden – Vindkraft

I Figur 20 jämförs nettonu värden för att bidra med frekvensreglering med vindkraft på de fyra balansmarknaderna som undersöks i detta arbete. Figuren visar att denna teknologi är lönsam på samtliga balansmarknader, både för år 2017 eller 2018. Som jämförelse redovisas i Figur 21 nettonu värden för de alternativa intäkterna om kapaciteten istället används för produktion och leverans av el på Elspot, det vill säga för den huvudsakliga verksamheten. Figuren visar att teknologin även är lönsam om den används för den huvudsakliga verksamheten samt att större intäkter kan genereras vid leverans av el på Elspot än vid frekvensreglering.



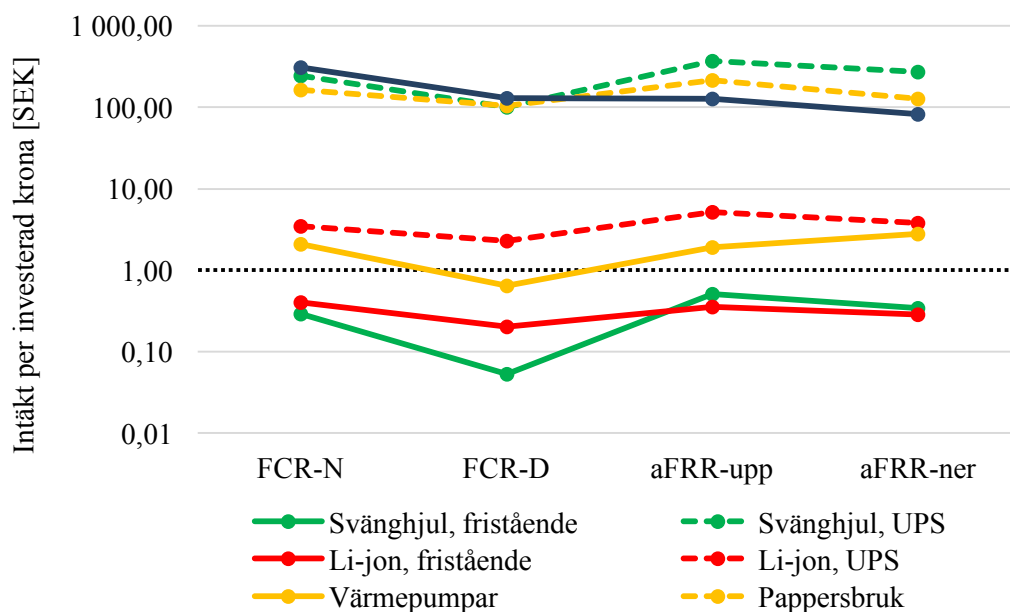
Figur 20. Nettonu värden för frekvensreglering med vindkraft, baserat på 2017 respektive 2018 års förutsättningar.



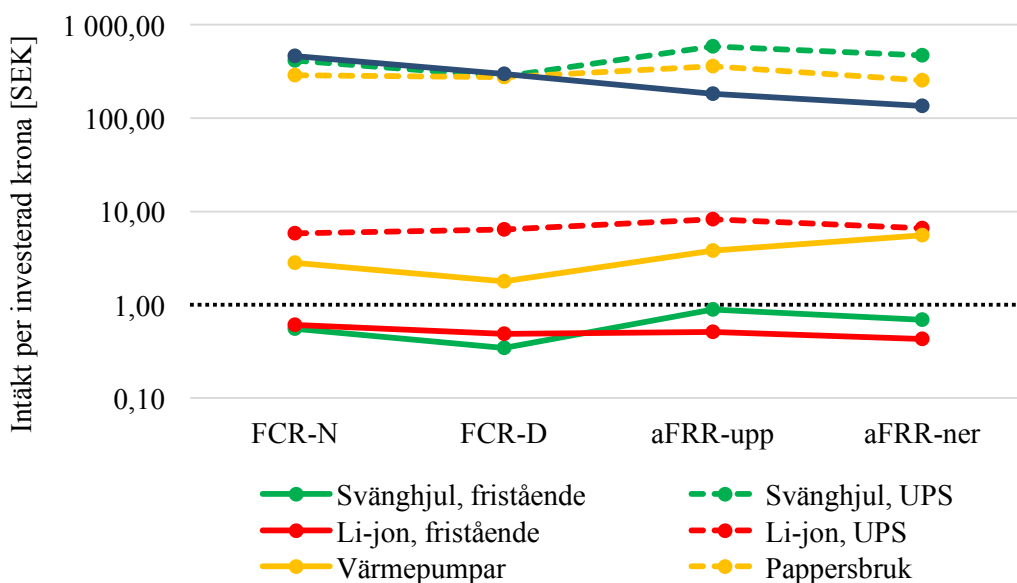
Figur 21. Alternativa nettonu värden för om kapaciteten som avsätts för leverans av FCR och aFRR istället används för produktion av el på Elspot.

5.2.8 Nettonuvärdeskvoter

I Figur 22 och Figur 23 jämförs de olika investeringarnas lönsamhet. Detta görs genom att visa hur mycket man får tillbaka på varje krona som investeras i de olika alternativa teknologierna och balansmarknaderna. Värden större än 1 innebär att man får tillbaka mer än vad som investeras, det vill säga att investeringen är lönsam. Värden mindre än 1 innebär att investeringen inte är lönsam. Notera att relativt låga investeringskostnader i förhållande till nettonuvärdet kan ge väldigt stor nettonuvärdeskvot. Notera även att y-axeln i dessa figurer visas i logaritmisk skala.



Figur 22. Hur mycket man får tillbaka på en investerad krona vid investeringar i de olika teknologierna på de olika marknaderna, baserat på 2017 års förutsättningar.



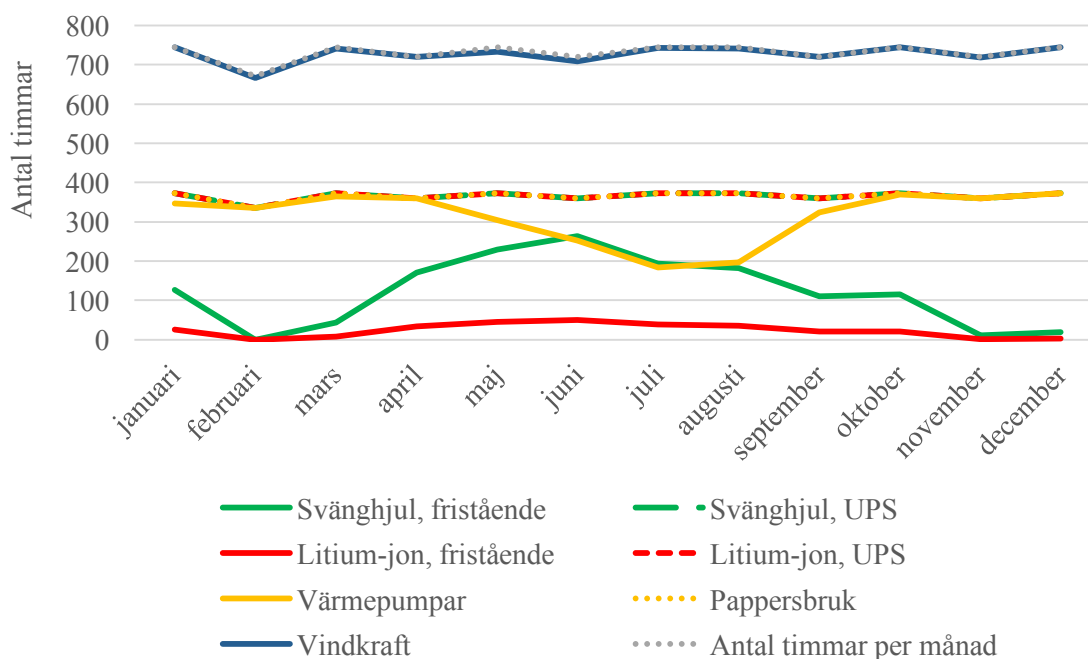
Figur 23. Hur mycket man får tillbaka på en investerad krona vid investeringar i de olika teknologierna på de olika marknaderna, baserat på 2018 års förutsättningar.

5.3 Konkurrenskraft

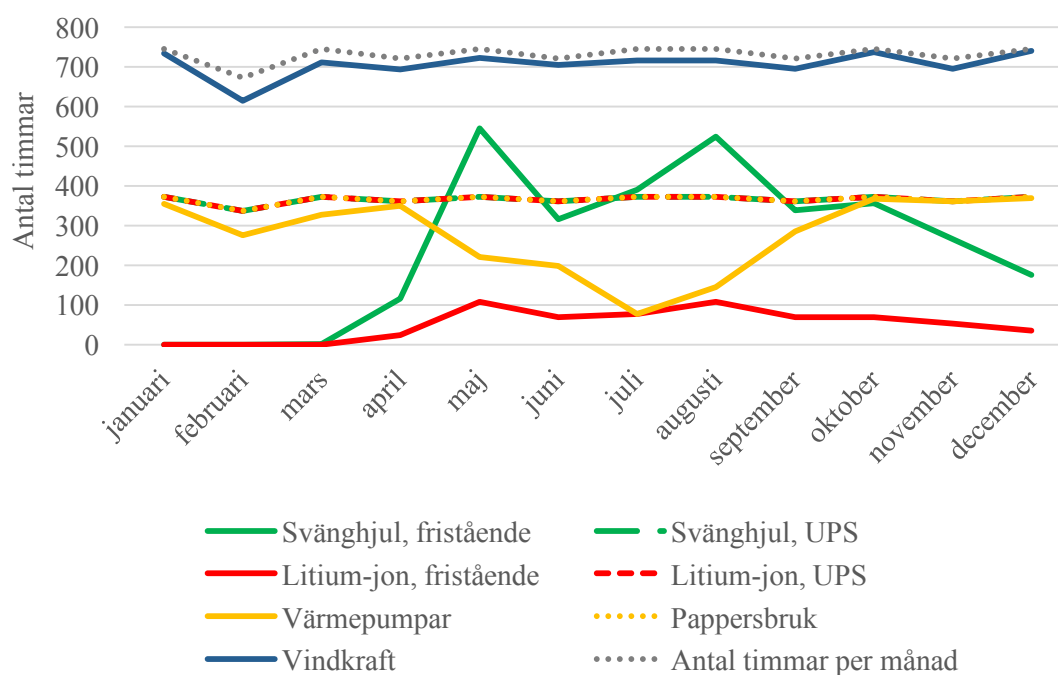
Detta avsnitt redovisar hur konkurrenskraften hade sett ut för varje teknologi på de olika balansmarknaderna under 2017 och 2018 och är indelat efter balansmarknaderna. Hur marknadspriset för kapacitetsersättningen varierade under 2017 och 2018 på de olika marknaderna kan ses i Appendix B. I och med att vattenkraften står för hela frekvensregleringen på marknaderna för FCR och aFRR idag antas marknadspriserna motsvara reglerkostnaden för vattenkraften. Konkurrenskraft mäts i detta fall som när respektive teknologi har en reglerkostnad som är lägre än vattenkraftens reglerkostnad och därmed skulle kunna vara ett rimligt alternativ rent ekonomiskt för frekvensreglering. Figurer över kapacitetsersättningen följs därmed av figurer över hur många timmar de olika teknologierna har en reglerkostnad som understiger kapacitetsersättningen för marknaden som avses varje månad, vilket ger en bild av hur konkurrenskraften ser ut för de olika teknologierna under olika tider på året. Slutligen sammanställs en tabell över hur många timmar under året varje teknologi anses vara konkurrenskraftiga utifrån detta resonemang.

5.3.1 FCR-N

I Figur 24 och Figur 25 visas hur konkurrenskraften för varje teknologi varierar över år 2017 respektive år 2018 på marknaden för FCR-N. Linjen för "Svänghjul, UPS" följer linjen för "Litium-jon, UPS" och "Pappersbruk" i Figur 24 och Figur 25. Att linjerna följer varandra beror på relativt låga reglerkostnader och likadan tillgänglighet under året. Hur många timmar totalt per år som varje teknologi har en konkurrenskraftig reglerkostnad sammanställs i Tabell 2.



Figur 24. Antal timmar per månad under år 2017 som varje teknologi har en reglerkostnad som är konkurrenskraftig på marknaden för FCR-N.



Figur 25. Antal timmar per månad under år 2018 som varje teknologi har en reglerkostnad som är konkurrenskraftig på marknaden för FCR-N

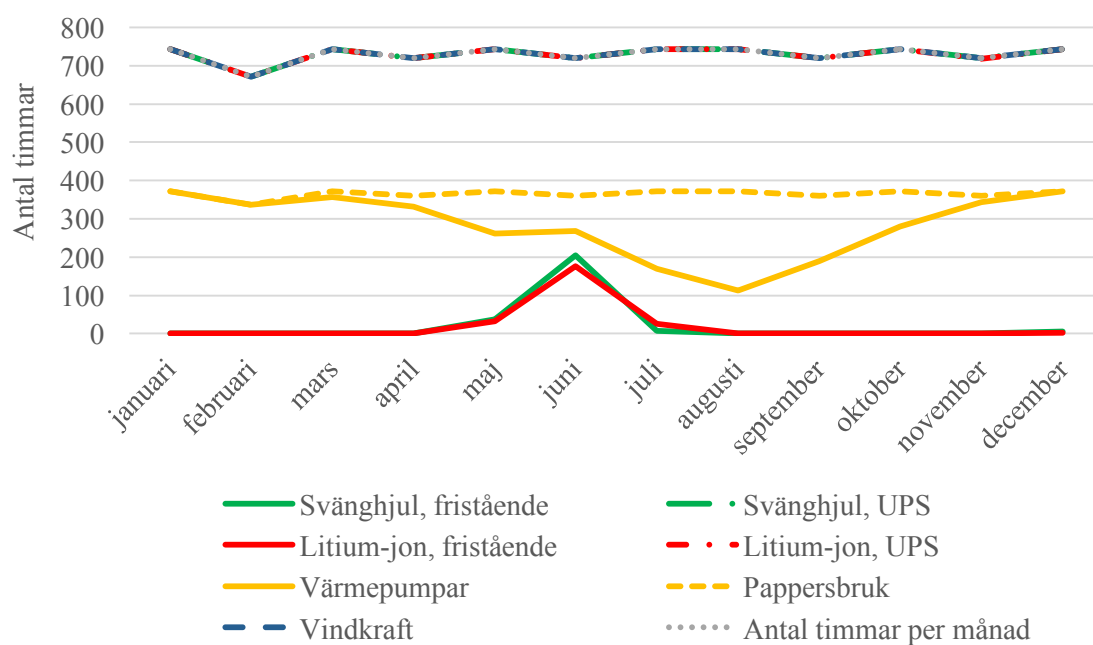
Tabell 2. Antal timmar under år 2017 och år 2018 som varje teknologi har en reglerkostnad som är konkurrenskraftig på marknaden för FCR-N.

	2017 [h]	2018 [h]
Svängghjul, fristående	1464	3022
Svängghjul - UPS	4380	4380
Litium-jon, fristående	281	606
Litium-jon, UPS	4380	4380
Värmepumpar	3768	3326
Pappersbruk	4380	4380
Vindkraft	8726	8473

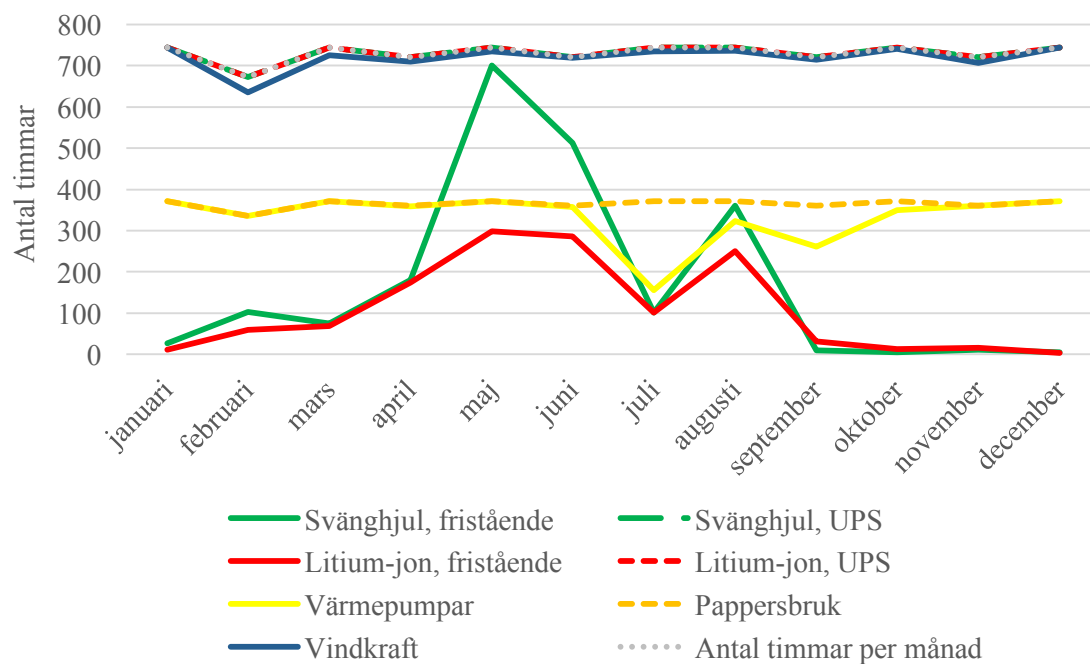
5.3.2 FCR-D

I Figur 26 och Figur 27 visas hur konkurrenskraften för varje teknologi varierar över år 2017 respektive år 2018 på marknaden för FCR-D. Linjerna för "Litium-jon, UPS" och "Svängghjul, UPS" sammanfaller med linjerna för "Vindkraft" och "Antal timmar per månad" i Figur 26 och Figur 27. Att linjerna följer varandra beror på relativt låga reglerkostnader och likadan tillgänglighet under året. Notera att energilagren i UPS-systemen kan lägga bud varje timme på marknaden för FCR-D, jämfört med varannan timme på marknaden för FCR-N, vilket påverkar konkurrenskraften. Hur många timmar totalt per år som varje teknologi har en konkurrenskraftig reglerkostnad sammanställs i

Tabell 3.



Figur 26. Antal timmar per månad under år 2017 som varje teknologi har en reglerkostnad som är konkurrenskraftig på marknaden för FCR-D.



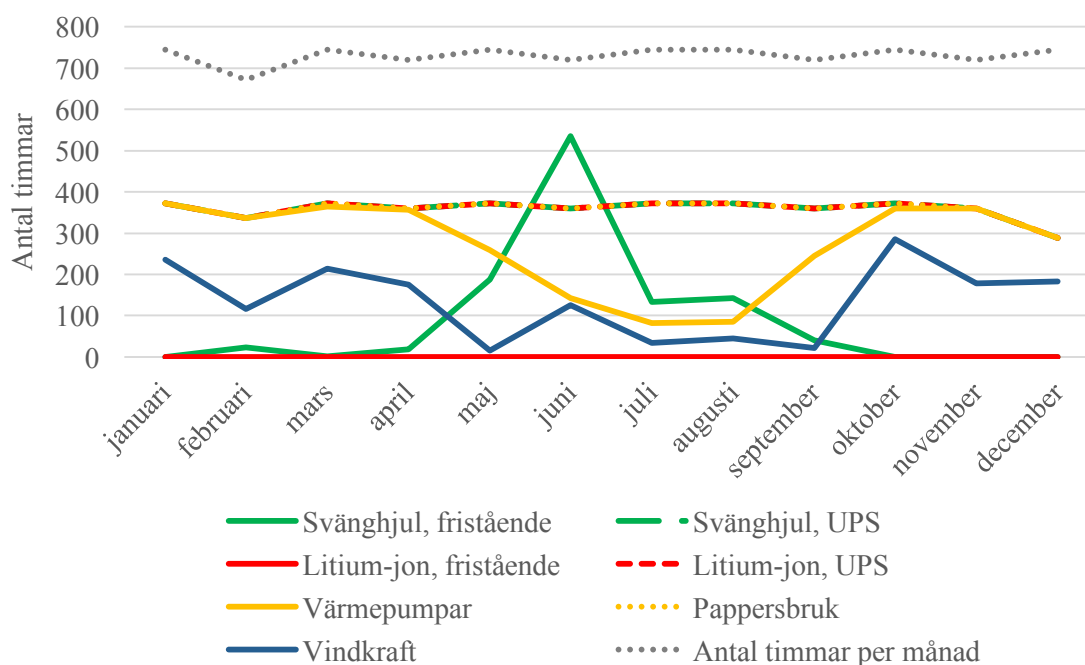
Figur 27. Antal timmar per månad under år 2018 som varje teknologi har en reglerkostnad som är konkurrenskraftig på marknaden för FCR-D.

Tabell 3. Antal timmar under år 2017 och år 2018 som varje teknologi har en reglerkostnad som är konkurrenskraftig på marknaden för FCR-D.

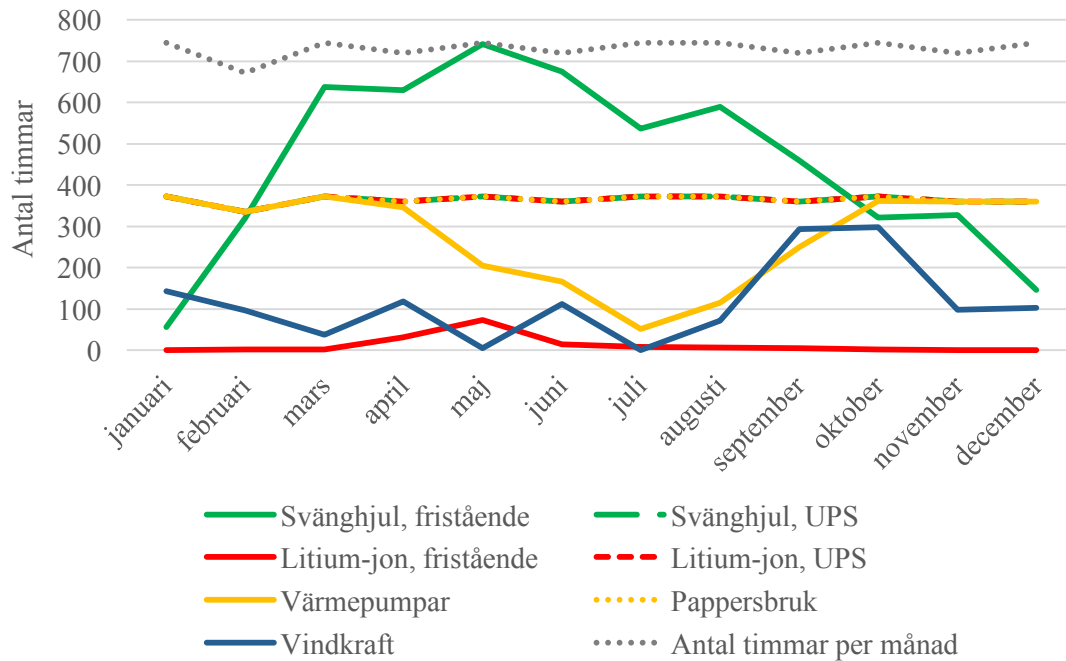
	2017 [h]	2018 [h]
Svängghjul, fristående	256	2092
Svängghjul - UPS	8760	8760
Litium-jon, fristående	238	1312
Litium-jon, UPS	8756	8760
Värmepumpar	3394	3991
Pappersbruk	4380	4380
Vindkraft	8757	8645

5.3.3 aFRR-upp

I Figur 28 och Figur 29 visas hur konkurrenskraften för varje teknologi varierar över år 2017 respektive år 2018 på marknaden för aFRR-upp. Linjen för "Svängghjul, UPS" följer linjen för "Litium-jon, UPS" och "Pappersbruk" i Figur 28 och Figur 29. Att linjerna följer varandra beror på relativt låga reglerkostnader och likadan tillgänglighet under året. Hur många timmar totalt per år som varje teknologi har en konkurrenskraftig reglerkostnad sammanställs i Tabell 4.



Figur 28. Antal timmar per månad under år 2017 som varje teknologi har en reglerkostnad som är konkurrenskraftig på marknaden för aFRR-upp.



Figur 29. Antal timmar per månad under år 2018 som varje teknologi har en reglerkostnad som är konkurrenskraftig på marknaden för aFRR-upp.

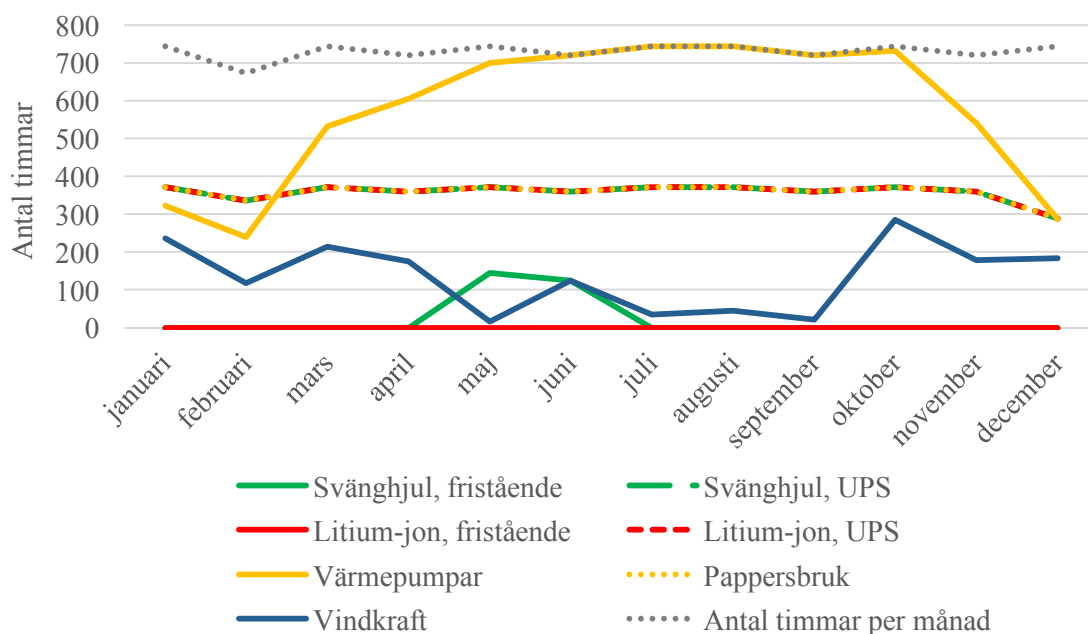
Tabell 4. Antal timmar under år 2017 och år 2018 som varje teknologi har en reglerkostnad som är konkurrenskraftig på marknaden för aFRR-upp.

	2017 [h]	2018 [h]
Svänghjul, fristående	1081	5444
Svänghjul - UPS	4296	4368
Litium-jon, fristående	0	147
Litium-jon, UPS	4296	4368
Värmepumpar	3251	3298
Pappersbruk	4296	4368
Vindkraft	1629	1381

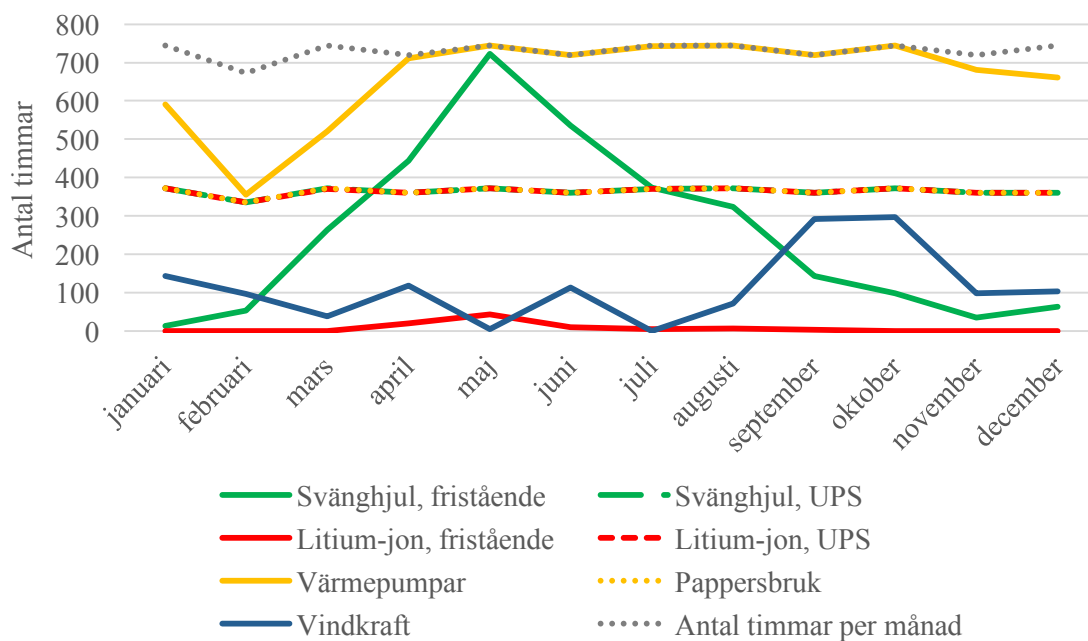
5.3.4 aFRR-ner

I Figur 30 och Figur 31 visas hur konkurrenskraften för varje teknologi varierar över år 2017 respektive år 2018 på marknaden för aFRR-ner. Linjen för "Svänghjul, UPS" följer linjen för "Litium-jon, UPS" och "Pappersbruk" i Figur 30 och Figur 31. Att linjerna följer varandra beror på relativt låga reglerkostnader och likadan tillgänglighet under året. Hur många timmar totalt per år som varje teknologi har en konkurrenskraftig reglerkostnad sammanställs i

Tabell 5.



Figur 30. Antal timmar per månad under år 2017 som varje teknologi har en reglerkostnad som är konkurrenskraftig på marknaden för aFRR-ner.



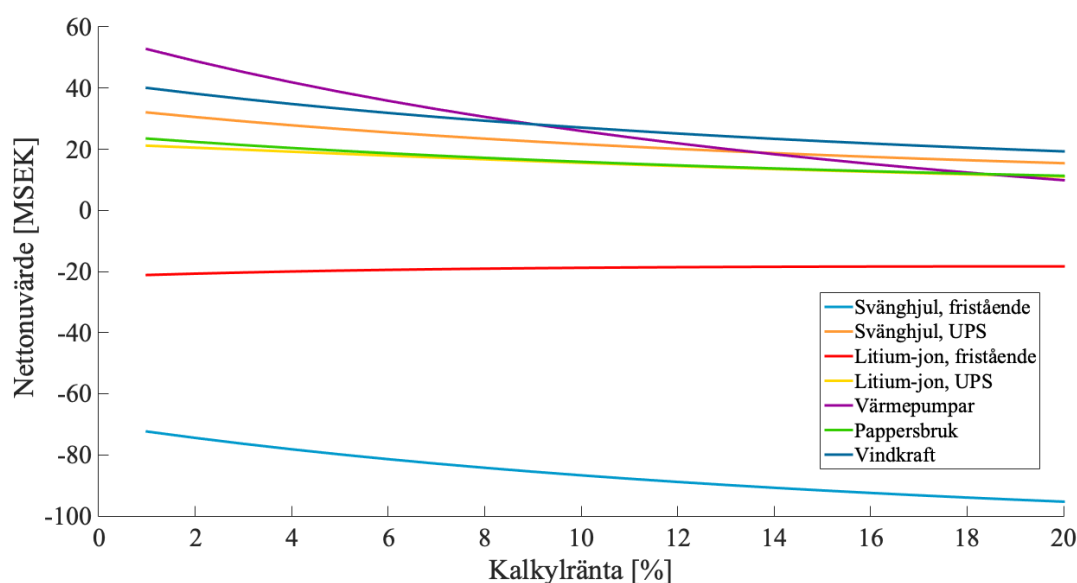
Figur 31. Antal timmar per månad under år 2018 som varje teknologi har en reglerkostnad som är konkurrenskraftig på marknaden för aFRR-ner.

Tabell 5. Antal timmar under år 2017 och år 2018 som varje teknologi har en reglerkostnad som är konkurrenskraftig på marknaden för aFRR-ner.

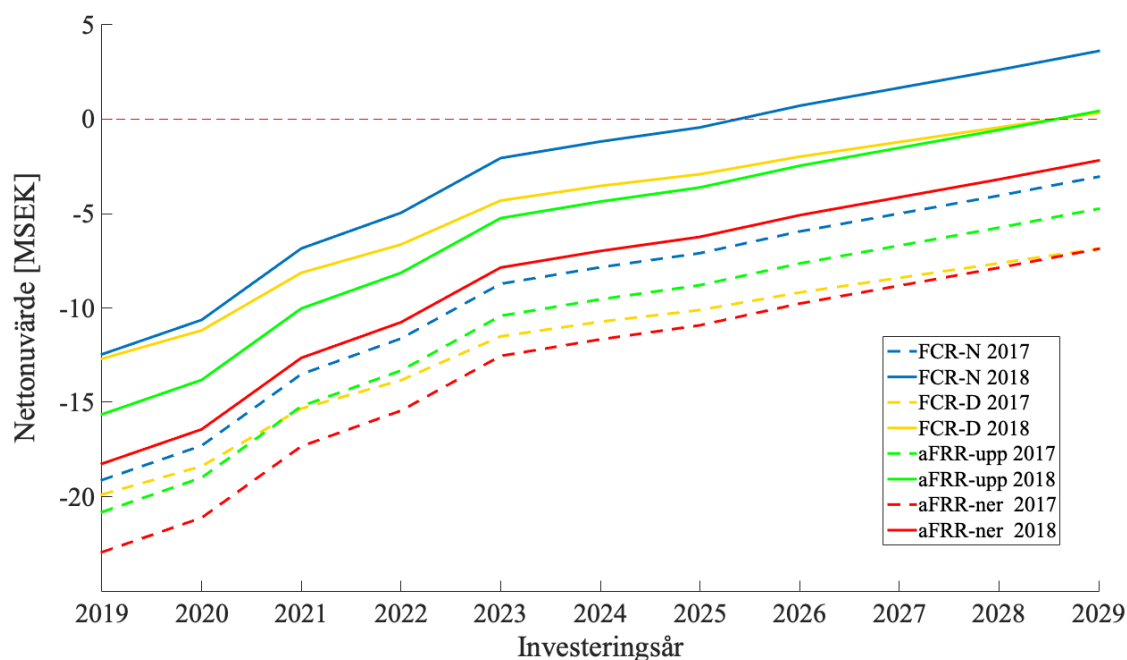
	2017 [h]	2018 [h]
Svänghjul, fristående	268	3068
Svänghjul - UPS	4296	4367
Litium-jon, fristående	0	91
Litium-jon, UPS	4296	4366
Värmepumpar	6886	7934
Pappersbruk	4296	4367
Vindkraft	1629	1381

6. Känslighetsanalys

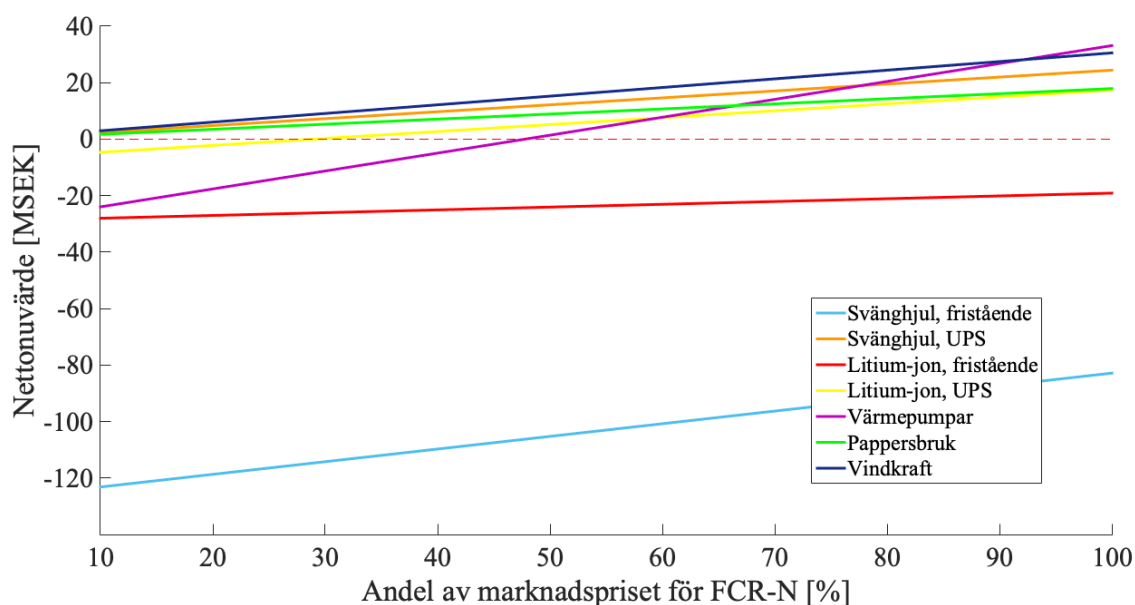
I detta avsnitt redovisas resultatet från de känslighetsanalyser som genomfördes. I Figur 32 visas hur nettonuvärdet för de olika teknologierna varierar när kalkylräntan ändras från 1–20 procent. I Figur 33 visas hur nettonuvärdet för fristående energilager med litium-jon-batterier varierar på de olika balansmarknaderna när året för investeringen ändras från att genomföras år 2019–2029. Dessa beräkningar baseras på de prisprognoser som Bloomberg har genomfört över hur priserna för litium-jon-batterier kommer att fortsätta sjunka under kommande år. I Figur 34 visas hur lönsamheten för de olika teknologierna påverkas om marknadspriset för FCR-N varieras från 10–100 procent av de faktiska marknadspriserna från år 2017.



Figur 32. Kalkylräntan varieras i denna analys från 1 till 20 procent och motsvarande nettonuvärde visas för varje teknologi i figuren. Beräkningarna baseras på balansmarknaden FCR-N och 2017 års förutsättningar.



Figur 33. Vilket år investeringen i ett fristående energilager med litium-jon-batterier genomförs varierar i denna analys. X-axeln visar året för investeringen och y-axeln motsvarande nettonvärde. De olika balansmarknaderna jämförs, där streckad linje visar nettonvärde baserat på 2017 års förutsättningar och heldragen linje visar nettonvärde baserat på 2018 års förutsättningar.



Figur 34. Marknadspriset för kapacitetsersättningen på FCR-N-marknaden från år 2017 varierar i denna analys. Marknadspriset varierar från att motsvara 10 procent av det faktiska marknadspriset till 100 procent. Motsvarande nettonvärde visas för varje teknologi i figuren.

7. Diskussion

I detta avsnitt följer en diskussion kring beräkningsmodellens tillämpning och de resultat som redovisas i föregående avsnitt.

7.1 Tillämpning av beräkningsmodellen

Olika parametrar och vissa mindre modifieringar av modellen krävdes för att kunna beräkna lönsamheten vid investeringar i de olika teknologierna. Parametervärdena valdes med hjälp av information om hur teknologierna och de olika verksamheterna fungerar. Denna information insamlades under möten med aktörer med olika koppling till de olika teknologierna och användningsområdena samt genom litterära källor och olika produktblad. I en del fall baseras parametervärdena på uppskattade siffror, antingen från respondentens håll eller egna uppskattningar när olika källor gav olika information eller där information om vissa värden saknades. Även i de fall där parametervärden baseras på information från produktblad eller liknande kan val av andra typer av produkter leda till andra resultat än de som visas i detta arbete. Det är därmed viktigt att poängtera att resultaten i detta arbete inte går att generalisera rakt av till en hel bransch, typ av teknologi eller liknande. Av anledningarna beskrivna ovan finns en viss osäkerhet i beräkningarna och utrymme för viss felmarginal måste antas. Hur stor denna felmarginal är, är svårt att säga. Parametervärdena är valda efter yttersta förmåga och bör ge en relativt bra bild av lönsamheten för de olika teknologierna. För att kunna få fram underlag för faktiska investeringar måste däremot noggrannare beräkningar göras.

När det kommer till batterier räknades ett restvärde med i detta arbete i och med att det finns en etablerad andrahandsmarknad för batterier. Enligt en respondent på det batteritillverkande företaget kan den andrahandsmarknaden komma att bli allt mindre intressant i och med att priserna sjunker och fler tillverkare börjar optimera livslängden för batteriets huvudsyfte. Respondenten menar därmed att det istället kan komma att bli allt mer intressant att ta vara på metallerna i batteriet och tillverka nya mer effektiva batterier, det vill säga en annan typ av andrahandsmarknad. Om detta är fallet kan det vara mer eller mindre missvisande att räkna med det restvärde som används i detta arbete, beroende på hur snabbt denna utveckling kan tänkas ske. En annan osäkerhet gällande beräkningarna för batterierna är den degradering som antas vid användning på de olika marknaderna. Ett batteri som används mer frekvent kommer att ha en kortare livslängd. I dessa beräkningar grundas antagandet om hur snabbt degraderingen sker på antaganden från en respondent på ett företag som tillverkar och säljer UPS-system, bland annat med batterier som energilager. En annan antagen livslängd skulle antagligen påverka lönsamheten ganska markant. Hur batteriernas livslängd påverkas vid användning på de olika balansmarknaderna skulle kunna gå att utreda genom analys av frekvensen och aktiveringsgrad. Detta var något som föll utanför ramen för detta arbete, men skulle var intressant för vidare studier.

7.2 Lönsamhet

Lönsamheten analyseras i detta arbete med hjälp av beräknade nettonuvärden och nettonuvärdeskvoter. Resultaten visar generellt att i de fall där befintlig utrustning och infrastruktur kan användas blir lönsamheten störst. För de fristående energilagren krävs

större initiala investeringar som i dagsläget inte vägs upp av de marknadsintäkter som ges under livstiden samt eventuellt restvärde, vilket gör att nettonuvärden som beräknas i de fallen gav negativa resultat. Däremot visar känslighetsanalysen där investeringsåret varieras för ett fristående energilagret med litium-jon-batterier, att en investering som genomförs år 2026 skulle kunna bli lönsam om energilagret används för frekvensreglering med FCR-N. År 2029 skulle även en investering kunna bli lönsam om energilagret används för frekvensreglering med FCR-D eller aFRR-upp. Detta är under förutsättningarna att marknadspriserna motsvarar 2018 års nivåer samt att de prisprognoser som Bloomberg har gjort över prissänkningar för litium-jon-batterier faktiskt sker enligt prognosen. De övriga alternativen i den känslighetsanalysen blev inte lönsamma inom det tioårsspann som undersöktes.

Generellt följer lönsamheten samma mönster med avseende på vilken marknad som det ger störst nettonuvärde att delta på. För alla teknologier utom frekvensreglering med vindkraft och fristående energilagret med litium-jon-batterier är mönstret att lönsamheten är störst vid deltagande på marknaden för aFRR-upp. I minskande ordning följer sedan aFRR-ner, FCR-N och FCR-D. För vindkraft och fristående energilagret med litium-jon-batterier är istället FCR-marknaderna mer lönsamma att delta på. I och med antagandet att teknologin endast används för en reserv under hela livstiden är resultaten något missvisande mot för hur det egentligen fungerar, men jämförelserna ger ändå en överblick av vilken marknad som kan ge störst intäkter. Att bättre försöka optimera deltagande på de olika marknaderna skulle antagligen öka intäkterna under livslängden. Hur sådana mekanismer skulle påverka lönsamheten skulle vara intressant för vidare studier.

Vid en jämförelse mellan de nettonuvärden som baseras på år 2017 och 2018 års förutsättningar och marknadspriser ger de beräkningar som baseras på 2018 års förutsättningar störst lönsamhet. Detta faller sig naturligt i och med att marknadspriserna var högre år 2018 jämfört med år 2017. Hur lönsamheten faktiskt skulle se ut för en investering med en ekonomisk livslängd på 20 år är svårt att säga i dagsläget i och med att inga prognoser över de faktorer som påverkas beräkningarna finns att tillgå. Att beräkna lönsamheten utifrån 2017 och 2018 kan dock ge en uppskattning om det intervall där den faktiska lönsamheten kan hamna, under förutsättningen att inga markanta förändringar i marknadspriserna inträffar. Känslighetsanalysen där marknadsprisernas storlek varierades visade även att det bara var förbrukningsflexibilitet med värmepumpar och litium-jon-batterier i datacenters UPS-system som hade nettonuvärden som minskade så pass mycket att de gick från att vara lönsamma till ej lönsamma i denna analys. För förbrukningsflexibilitet inträffade det vid ungefär 50 procent av 2017 års marknadspriser för FCR-N och för litium-jon-batterier i datacenters UPS-system inträffade det vid ungefär 30 procent, vilket visar på en viss resistens mot förändringar i intäkterna. Detta visar även på att de flesta beräknade nettonuvärdena som visade ett positivt resultat kommer att vara positiva trots kraftiga sänkningar av marknadspriserna för FCR-N. Det är möjligt då dessa teknologier har en låg investeringskostnad relativt sett vilket innebär att intäkterna inte behöver vara lika stora för att ändå kunna ge en lönsam investering.

Vid en jämförelse teknologier emellan visas att investeringar i svänghjul i datacenters UPS-system, förbrukningsflexibilitet med ackumulatortank i pappersbruk och frekvensreglering med vindkraft ger mest tillbaka på varje investerad krona. Att detta är fallet är inte helt förvånande i och med att befintlig utrustning och infrastruktur kan användas, vilket resulterar i låga övriga investeringskostnader jämfört med de mer

investeringstunga alternativen. I fallet med att använda vindkraftverk för frekvensreglering används inte extra kapacitet eller någon form av lagrad kapacitet till detta, utan för att kunna bidra med frekvensreglering med vindkraftverk krävs att dessa minskar sin produktion på olika sätt för att kunna delta på balansmarknaderna. Detta innebär att ägaren av den vindkraftsparken går miste om en intäkt vid dessa tidpunkter som annars hade genererats från försäljning av el på Elspot och den intäkt som elcertifikat ger för den producerade elen. För att få en mer heltäckande analys beräknades därmed även hur stort intäktsbortfallet blir under de timmar som frekvensreglering sker med vindkraftverk för att se om det är ett lönsamt alternativ eller inte för ägaren till vindkraftsparken att delta på de olika balansmarknaderna. De beräkningarna visade att intäktsbortfallet när kapacitet används för frekvensreglering blir så stort att en ägare av en vindkraftspark antagligen inte skulle välja att delta på balansmarknaderna istället för på Elspot i dagsläget. När de övriga teknologierna med ett positivt nettonuvärde används för frekvensreglering används kapacitet som inte påverkar verksamheternas normala drift, vilket gör att det kan ses som att den kapaciteten genererar en extra intäkt när den används för att bidra med frekvensreglering. Eventuella alternativa användningsområden för de fristående energilagren analyserades inte i detta arbete i och med att de beräknade nettonuvärdena för dessa teknologier visade att de investeringarna inte är lönsamma.

Frekvensreglering med vindkraftverk påverkar dock den huvudsakliga verksamheten, det vill säga att leverera el på Elspot. Intäktsbortfallet när kapacitet används för frekvensreglering visade sig bli så stort att en ägare av en vindkraftspark antagligen inte skulle välja att delta på balansmarknaderna istället för på Elspot i dagsläget.

7.3 Konkurrenskraft

De olika teknologiernas konkurrenskraft utgår från när teknologierna har en lägre reglerkostnad än vattenkraften. Teknologins tillgänglighet under året, hur stora bud som kan läggas, teknologins kostnader samt hur priserna för vattenkraften varierar är avgörande faktorer för konkurrenskraften.

Resultatet visar att några av teknologierna har en ganska konstant konkurrenskraft under året. På marknaden för FCR-N gäller detta för vindkraft, förbrukningsflexibilitet med pappersbruk samt de två typerna av energilagring i datacenters UPS-system. Dessa teknologier har en så pass låg reglerkostnad att de är konkurrenskraftiga när de finns tillgängliga för frekvensreglering. Detta inträffar för vindkraften under nästan årets alla timmar och för de övriga teknologierna med ganska konstant konkurrenskraft inträffar detta under ungefär hälften av årets timmar. Konkurrenskraften för fristående energilagring och förbrukningsflexibilitet med värmepumpar varierar mer under året. För de fristående energilagren ökar konkurrenskraften under sommarmånaderna, vilket sammanfaller med de ökningar i marknadspriser som inträffade för vattenkraften under både 2017 och 2018 under den perioden, se Appendix B. Konkurrenskraften för förbrukningsflexibilitet med värmepumpar har ett motsatt beteende med en nedgång i konkurrenskraften under sommarmånaderna. Detta beror på att värmepumparnas tillgänglighet minskar under de varmare månaderna i och med att de då inte är påslagna i samma utsträckning som under de kallare månaderna. På marknaden för FCR-D kan energilagren i datacenters UPS-system bidra med frekvensreglering under årets alla timmar, vilket direkt får utslag på konkurrenskraften. I övrigt är mönstren liknande som för FCR-N.

På marknaderna för aFRR ändrar några av teknologiernas konkurrenskraft beteende. Ett sådant exempel är vindkraften som inte längre är konkurrenskraftig under årets alla timmar. Detta beror på att den hypotetiska vindkraftsparken på 40 vindkraftverk som användes i dessa beräkningar inte kommer upp i den minsta budgränsen för aFRR, det vill säga 5 MW, under årets alla timmar. Hur vindkraftsproduktionen ser ut under året blir därmed viktigare i bedömningen av vindkraftens konkurrenskraft jämfört med vattenkraft på aFRR-marknaderna. Fristående energilagrar har fortsatt ganska konstanta kostnader under året, men i och med att högre bud kan läggas på aFRR-marknaderna blir reglerkostnaden per MW lägre än på FCR-marknaderna. Detta gör att de fristående energilagren med svänghjul i dessa fall är ett konkurrenskraftigt alternativ vissa tidpunkter under året, beroende på hur marknadspriserna för vattenkraften varierar. Under sommarmånaderna verkar generellt marknadspriserna för aFRR gå upp något, vilket gör att de fristående energilagren med svänghjul blir konkurrenskraftiga då. Förbrukningsflexibilitet med värmepumpar är ett konkurrenskraftigt alternativ till vattenkraften under fler timmar på marknaden för aFRR-ner än på de andra marknaderna. Detta beror på hur många värmepumpar som behöver aggregeras för att kunna lägga bud åtminstone 75 procent av tiden på de olika marknaderna. Klustren både år 2017 och 2018 innehåller så pass många värmepumpar att de kan avlösa varandra och på sätt kan bud läggas varje timme på marknaden för aFRR-ner, vilket i sin tur påverkar konkurrenskraften.

7.4 Aktivering av de olika reserverna

Analysen över frekvensen ger dels information om hur mycket energisättning som ska ges de olika aktörerna som bidrar med frekvensreglering på balansmarknaderna. Den analysen ger också en bild av hur ofta och till vilken grad de olika reserverna behöver aktiveras utifrån de frekvensavvikelser som faktiskt inträffade år 2017 och 2018. Frekvensen följde liknande mönster både under år 2017 och 2018 med majoriteten av de uppmätta värdena inom frekvensens normalintervall; 49,9–50,1 Hz. När snittaktivering under varje timme beräknades sågs att det inte var en enda timme under år 2017 eller år 2018 där någon av reserverna behövde vara maximalt utreglerade under en hel timme, vilket de tekniska kraven säger att de ska klara av. Den högsta snittaktiveringen under en timme som noterades inträffade år 2018 och var 90,9 procents aktivering av FCR-N och aFRR-ner i snitt under den timmen. Majoriteten av timmarna var behovet dock mycket mindre. Enligt Svenska kraftnäts systemutvecklingsplan är nuvarande regelverk för att kunna delta på balansmarknaderna utformade för att möta elsystemets behov och i och med att vattenkraften idag är ensam på dessa marknader är de formulerade efter vattenkraftens förutsättningar (Svenska kraftnät, 2017b, p. 44). Att regelverken är utformade som de är gör att stora krav ställs på dimensionering av nya teknologier för att kunna bidra med frekvensreglering. I störst utsträckning gäller detta lösningar med svänghjul, som har ett relativt lågt energiinnehåll jämfört med andra teknologier, vilket leder till att många svänghjul behövs för att klara dagens tekniska krav. Detta påverkar även lönsamheten i och med att investeringar behöver göras i kapacitet som inte blir använt fullt ut, exempelvis i fallet för de fristående energilagren. I och med att kostnaderna för den omkringliggande infrastrukturen utgör den största delen av de initiala investeringskostnaderna för fristående energilagrar skulle lägre uthållighetskrav antagligen inte påverka denna kostnad markant. Däremot hade kapaciteten kunnat användas på ett smartare sätt, vilket antagligen hade genererat större intäkter. Samma princip gäller för vindkraften där kapacitet avsätts för att kunna bidra med frekvensreglering. Hade mindre kapacitet kunnat avsättas hade intäktsbortfallet från den

kapaciteten blivit mindre, vilket skulle kunna påverka vilket av de alternativa användningsområdena ägaren till vindkraftparken väljer. I de fall där det handlar om aggregerade enheter skulle lägre tekniska krav kunna göra att färre enheter skulle behöva aggregeras för att komma upp i de nivåer som krävs, vilket skulle göra att det blir lättare att kunna skapa sådana kluster och att ta sig in på marknaderna. Om tröskeln för att kunna delta på balansmarknaderna skulle bli lägre skulle antagligen fler aktörer kunna delta, vilket även verkar vara ett av målen som Svenska kraftnät har. Det ska dock poängteras att den beräknade snittaktiveringen endast ger en översiktlig bild av hur behovet ser ut och ger därmed endast en ingång i den här diskussionen. Enligt de resultaten verkar det vara relevant att undersöka ytterligare hur förutsättningarna faktiskt ser ut och hur de tekniska kraven kan anpassas efter det för att öppna upp marknaderna för fler aktörer och samtidigt bibehålla krav som ger ett fortsatt stabilt elsystem.

7.5 Vidare studier

Svänghjul är egentligen en typ effektlager vilket innebär att de kan leverera hög effekt under kort tid. För att kunna använda svänghjul för frekvensreglering med dagens krav krävs därmed många svänghjul, vilket inte verkar vara lönsamt för det fristående alternativet. Den snabba reserven Fast Frequency Response, har som syfte att hantera de snabba obalanser som sker i systemet för att motverka den inverkan som minskad svängmassa har på systemet (Svenska kraftnät, 2017b, p. 10). Reserven finns inte på den nordiska marknaden idag men kommer eventuellt bli aktuell i framtiden. Svänghjul skulle rent tekniskt passa bra för denna typ av reserv i och med den snabba aktiveringstiden och kortare uthålligheten. Antagligen skulle detta även vara ett bättre alternativ ekonomiskt sett i och med att det är en marknad som skulle passa svänghjulens karaktär bättre, vilket skulle ge en mer lönsam dimensionering av teknologin samt en mer effektiv användning av denna. Detta skulle vara intressant för vidare studier. I detta arbete undersöks investeringsalternativ i de olika teknologierna för sig, men för att fristående svänghjulslösningar ska kunna användas för frekvensreglering på ett mer effektivt sätt redan idag skulle antagligen en kombination med exempelvis batterier kunna vara en intressant lösning. Svänghjulen skulle då kunna användas för att hantera de snabba frekvensavvikelserna, medan batterier kan hantera de något längre variationerna. Hur olika typer av kombinationslösningar skulle påverka lönsamheten skulle vara intressant att studera vidare.

Något som framgick under möten med en del aktörer som på olika sätt har koppling till UPS-system i datacenter, var att litium-jon-batterier idag inte är särskilt vanligt i UPS-system. Enligt de aktörerna verkar fortsatt höga priser jämfört med blybatterier, som är det vanligare alternativet, göra att blybatterier kommer att fortsätta vara det primära alternativet för UPS-system. Blybatterier har en sämre cyklingsförmåga än litium-jon-batterier, vilket gör att den typen av batteri inte är ett bra alternativ för FCR-N. Däremot har pilotprojekt visat att blybatterier fungerar bra för frekvensreglering med FCR-D. Respondenterna menade att nya batterier hela tiden utvecklas med bättre cyklingsförmåga, vilket är en viktig aspekt för att kunna bidra med de reserverna som aktiveras frekvent. Det är däremot inte en viktig aspekt för UPS-system eftersom deras huvudsyfte är att finnas redo som backup vid behov och därför kommer antagligen dessa typer av batterier inte att användas i UPS-system. Skulle priserna för litium-jon-batterier sjunka så pass att det blir ett intressant alternativ jämfört med blybatterier kan

dock litium-jon-batterier komma att användas i större utsträckning. Hur denna utveckling fortlöper skulle vara intressant att följa och studera vidare.

8. Slutsatser

För de marknader och år som undersökts i denna studie varierar nettonuvärdet för respektive teknik inom följande intervall:

- Fristående energilager med svänghjul: -111 – -13 MSEK
- Svänghjul i UPS-system i datacenter: 10 – 59 MSEK
- Fristående energilager med litium-jon-batterier: -23 – -12 MSEK
- Litium-jon-batterier i UPS-system i datacenter: 6 – 52 MSEK
- Förbrukningsflexibilitet med värmepumpar i hushåll: -11 – 219 MSEK
- Förbrukningsflexibilitet med ackumulatortankar i pappersbruk: 11 – 40 MSEK
- Vindkraft: 8 – 46 MSEK

Resultaten visar att den ekonomiska potentialen är störst i de fall där befintlig infrastruktur kan användas, vilket resulterar i mindre investeringskostnader. Detta är fallet för svänghjul och litium-jon-batterier i UPS-system i datacenter, förbrukningsflexibilitet med värmepumpar i hushåll och ackumulatortankar i pappersbruk samt att variera produktionen i vindkraftverk. Frekvensreglering med vindkraftverk påverkar dock den huvudsakliga verksamheten, det vill säga att leverera el på Elspot. Intäktsbortfallet när kapacitet används för frekvensreglering visade sig bli så stort att en ägare av en vindkraftspark antagligen inte skulle välja att delta på balansmarknaderna istället för på Elspot. Investeringar i fristående energilager är inte lönsamma idag, men skulle kunna bli det i framtiden om priserna för svänghjul och litium-jon-batterier fortsätter att sjunka.

Resultaten visar även att många av teknologierna är konkurrenskraftiga alternativ jämfört med vattenkraften vilket visar på att det finns potential för att kunna delta på balansmarknaderna med dessa teknologier. Teknologins tillgänglighet under året, hur stora bud som kan läggas, teknologins kostnader samt hur priserna för vattenkraften varierar är avgörande faktorer för konkurrenskraften.

En analys av elsystemets frekvens visar att behovet av aktivering av de olika reserverna oftast är betydligt lägre än vad regelverken säger att aktörer som levererar de olika reserverna ska klara av när det kommer till uthållighet. Detta påverkar lönsamheten för aktörer som vill kunna delta på balansmarknaderna med andra teknologier än vattenkraft. Enligt de resultaten verkar det vara relevant att undersöka ytterligare hur förutsättningarna faktiskt ser ut samt om och i så fall hur de tekniska kraven kan anpassas efter detta för att fler aktörer ska kunna delta och samtidigt bibehålla krav som ger ett fortsatt stabilt elsystem.

Litteraturförteckning

Alvehag et al., 2016. *Åtgärder för ökad efterfrågefleksibilitet i det svenska elsystemet*.

Andersson, G., 2013. *Kalkyler som beslutsunderlag*. 7 (reviderad upplaga) red. Lund: Studentlitteratur.

Battery university, 2018. *BU-204: How do Lithium Batteries Work?*. [Online]

URL: https://batteryuniversity.com/learn/article/lithium_based_batteries

(Använd: 2019-04-25).

Battery university, 2019. *BU-205: Types of Lithium-ion*. [Online]

URL: https://batteryuniversity.com/learn/article/types_of_lithium_ion

(Använd: 2019-04-25).

Beacon Power, 2014a. *20 MW Flywheel Energy Storage Plant [PowerPoint]*. [Online]

URL: https://www.sandia.gov/ess-ssl/docs/pr_conferences/2014/Thursday/Session7/02_Areseneaux_Jim_20MW_Flywheel_Energy_Storage_Plant_140918.pdf

(Använd: 2019-05-14).

Beacon Power, 2014b. *Beacon Power - Flywheel Energy Storage Systems*. [Online]

URL: https://www.beaconpower.com/wp-content/themes/beaconpower/inc/beacon_power_brochure_032514.pdf

(Använd: 2019-05-14).

Beacon Power, 2018. *Stephentown, New York*. [Online]

URL: <https://beaconpower.com/stephentown-new-york/>

(Använd: 2019-05-14).

BloombergNEF, 2018. *New Energy Outlook 2018*.

Bokföringstips, 2010. *Vad är diskontering? (ekonomistyrning)*. [Online]

URL: <https://www.bokforingstips.se/artikel/ekonomistyrning/diskontering.aspx>

(Använd: 2019-05-13).

Energimarknadsinspektionen, 2016. *Elmarknader och elhandel*. [Online]

URL: <https://www.ei.se/sv/ei-s-verksamhet/Elmarknader-och-elhandel/>

(Använd: 2019-02-06).

Energimyndigheten, 2014. *Vad utgör ett vattenkraftverks betydelse för elsystemet*.

Energimyndigheten, 2015. *Elnätet*. [Online]

URL: <http://www.energikunskap.se/sv/FAKTABASEN/Vad-ar-energi/Energibarare/Elektricitet/Elnatet/>

(Använd: 2019-02-07).

Energimyndigheten, 2016. *Återbruk och återvinning av vindkraftverk*.

Energimyndigheten, u.å.. *Statistikdatabas*. [Online]

URL: <http://pxexternal.energimyndigheten.se/pxweb/sv/Vindkraftsstatistik/>

(Använd: 2019-04-20).

Eng, M., et al., 2014. *Undersökning av möjligheter för svenska kraftvärmeverk att leverera primär frekvensreglering, FCR-N*.

- ENTSO-E, 2017. *System Operation Agreement - Appendix 2*.
- Företagsekonomi, 2017. *Kalkylränta och alternativkostnad*. [Online]
URL: <https://www.youtube.com/watch?v=mxYIYMLQ0Cw>
(Använd: 2019-05-23).
- Fortum, 2019. *Elförbrukning och elanvändning*. [Online]
URL: <https://www.fortum.se/privat/smart-hem/energismart-hemma/elforbrukning-elanvandning>
(Använd: 2019-05-27).
- Strbac, G., et al. , 2012. *Strategic assessment of the role and value of energy storage systems in the UK low carbon energy future* , London: Imperial College London.
- Helbrink, J., 2019. *Analytiker, Svenska kraftnät* [Muntlig källa] (2019-05-10).
- Holst, A., 2019. *Kraftsystemingenjör, Svenska kraftnät* [Muntlig källa] (2019-05-07).
- Alaperä, I., et al. , 2018. *Dual-purposing UPS batteries for energy storage functions: A business case analysis*, Elsevier.
- International Energy Agency & Nuclear Energy Agency, 2015. *Projected Costs of Generating Electricity - 2015 Edition*, Paris: Organisation for Economic Co-operation and Development/International Energy Agency.
- Investopedia, 2019. *Net Present Value (NPV)*. [Online]
URL: <https://www.investopedia.com/terms/n/npv.asp>
(Använd: 2019-04-03).
- Jämtkraft, u.å.. *Hur fungerar vattenkraft?*. [Online]
URL: <https://www.jamtkraft.se/om-jamtkraft/var-fornybara-produktion/vattenkraft/hur-fungerar-vattenkraft/>
(Använd: 2019-02-08).
- Luo, X., et al., 2015. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. *Applied Energy*, 1 Januari, Volym 137, pp. 511-536.
- Muhssin, M., et al. , 2018. Dynamic Frequency Response from Controlled Domestic Heat Pumps. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18 Januari, Volym 33, pp. 4948-4957.
- Cheng, M., et al. , 2016. Benefits of using virtual energy storage system for power system frequency response. *Applied Energy*, 20 Juni, pp. 376-385.
- Nord Pool, 2019. *Historical Market Data*. [Online]
URL: <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>
(Använd: 2019-03-15).
- Piller Power Systems, u.å.. *Providing Instantaneous Grid Services with Uninterruptible Power Supplies*.
- Regeringskansliet, 2016. *Överenskommelse om den svenska energipolitiken*. [Online]
URL: <https://www.regeringen.se/artiklar/2016/06/overenskommelse-om-den-svenska-energipolitiken/>
(Använd: 2019-04-11).

- Sweco, 2014. *Energilager på stamnätsnivå*.
- Svensk Kraftmäkling, u.å.. *SKM Elcertificate price history (SEK)*. [Online]
URL: <http://www.skm.se/priceinfo/history/2017/>
(Använd: 2019-03-15).
- Svenska kraftnät, 2016a. *Avräkning*. [Online]
URL: <https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/avrakning/>
(Använd: 2019-05-29).
- Svenska kraftnät, 2016b. *Balansansvar*. [Online]
URL:
https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/balansansvar/?t_id=1B2M2Y8AsgTpgAmY7PhCfg==&t_q=balansansvar&t_tags=language:sv,siteid:40c776fe-7e5c-4838-841c-63d91e5a03c9&t_ip=192.121.1.150&t_hit.id=SVK_WebUI_Models_Pages_ArticlePage/4946516e-5727-41df-b9f5-2644d512f035_sv&t_hit.pos=4
(Använd: 2019-02-06).
- Svenska kraftnät, 2017a. *Slutrapport pilotprojekt flexibla hushåll*.
- Svenska kraftnät, 2017b. *Systemutvecklingsplan 2018-2027 – mot ett flexibelt kraftsystem i en föränderlig omvärld*.
- Svenska kraftnät, 2018a. *Översiktlig kravbild för reserver*.
- Svenska kraftnät, 2018b. *Balansansvarsavtal*.
- Svenska kraftnät, 2018c. *Handel och prissättning*.
- Svenska kraftnät, 2018d. *Hur är det i kontrollrummet när det brinner i skogarna?*. [Online]
URL: <https://www.svk.se/om-oss/nyheter/allman-na-nyheter/2018/hur-ar-det-i-kontrollrummet-nar-det-brinner-i-skogarna/>
(Använd: 2019-03-06).
- Svenska kraftnät, 2018e. *Regler för upphandling och rapportering av FCR-N och FCR-D - Förbrukning*.
- Svenska kraftnät, 2018f. *Slutrapport pilotprojekt inom förbrukningsflexibilitet och energilager*.
- Svenska kraftnät, 2018g. *Vägledning för att leverera reserver – vägledning och svar på eventuella frågor*.
- Svenska kraftnät, u.å.. *Primärreglering*. [Online]
URL: <https://mimer.svk.se/PrimaryRegulation/PrimaryRegulationIndex>
(Använd: 2019-03-15).
- Tesla, 2019. *Powerpack - Energilagring för nyttsyften och företag*. [Online]
URL: https://www.tesla.com/sv_SE/powerpack?redirect=no
(Använd: 2019-05-14).
- U.S. Department of Energy, 2012. *Grid-Scale Flywheel Energy Storage Plant - Demonstrating frequency regulation using flywheels to improve grid performance*.

UC, u.å.. *Vad är NPV?*. [Online]

URL: <https://www.uc.se/hjalp--kontakt/foretagsvardering/vad-ar-npv/>

(Använd: 2019-04-12).

Upphandlingsmyndigheten, 2018. *Olika typer av investeringskalkyler*. [Online]

URL: <https://www.upphandlingsmyndigheten.se/omraden/lcc/perspektiv/olika-typer-av-investeringskalkyler/>

(Använd: 2019-04-12).

Vattenfall, u.å.. *Dags att byta bergvärmepump*. [Online]

URL: <https://www.vattenfall.se/varmepumpar/bergvarme/byt-bergvarmepump/>

(Använd: 2019-05-14).

Bao, Y-Q. & Li, Y., 2015. On deloading control strategies of wind generators for system frequency regulation. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, Issue 25, pp. 623-635.

Åhman, S., 2018. *Elmarknaden [PowerPoint-presentation]*.

Appendix A – Elområden

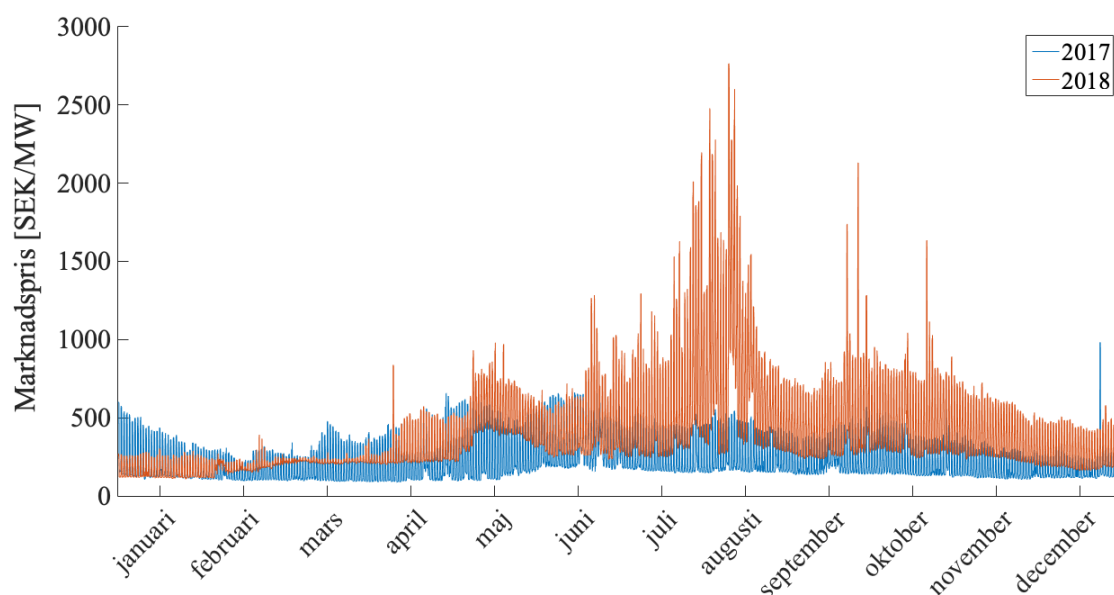
I Figur 35 visas en karta över de elområden som det nordiska elnätet är indelat i. Sveriges fyra elområden har beteckningarna SE1, SE2, SE3 och SE4.



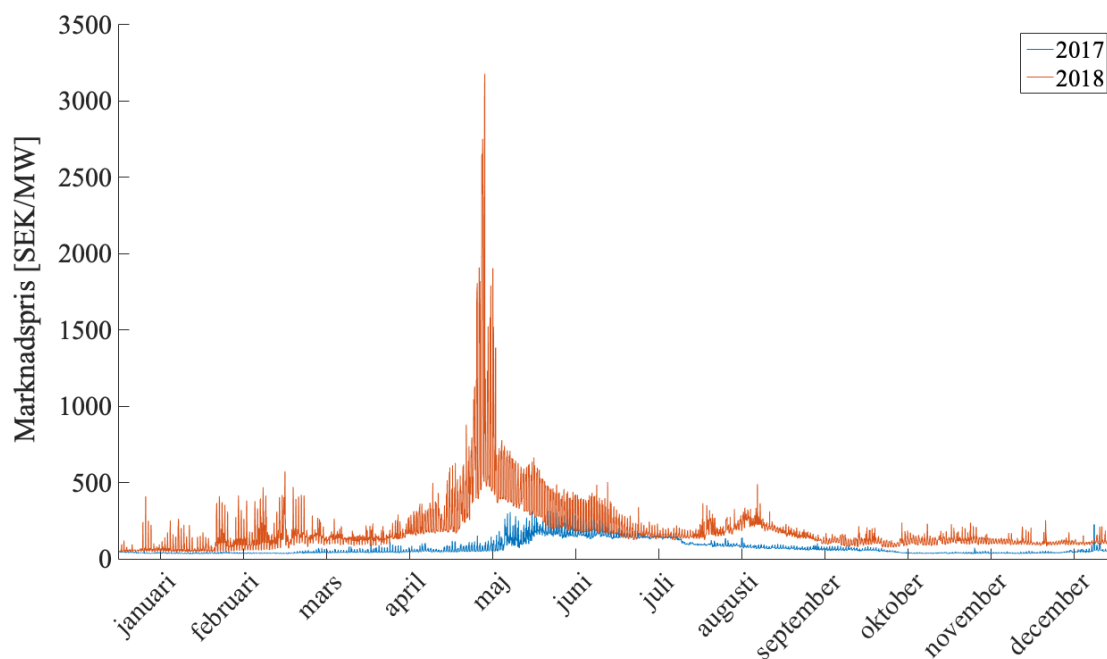
Figur 35. Elområdena i det nordiska elnätet (Svenska kraftnät, 2018d).

Appendix B – Marknadspriser för FCR och aFRR

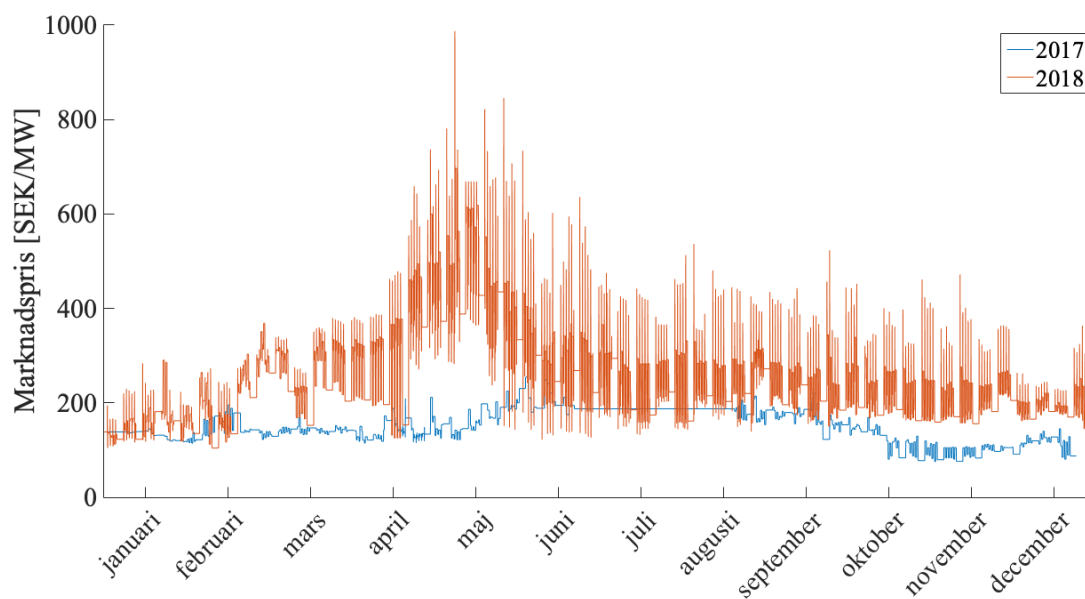
Hur kapacitetsersättningen för FCR-N, FCR-D, aFRR-upp och aFRR-ner varierade under år 2017 och 2018 visas i Figur 36, Figur 37, Figur 38 respektive Figur 39. Notera att Figur 38 och Figur 39 visar de modifierade marknadspriserna på marknaderna för aFRR.



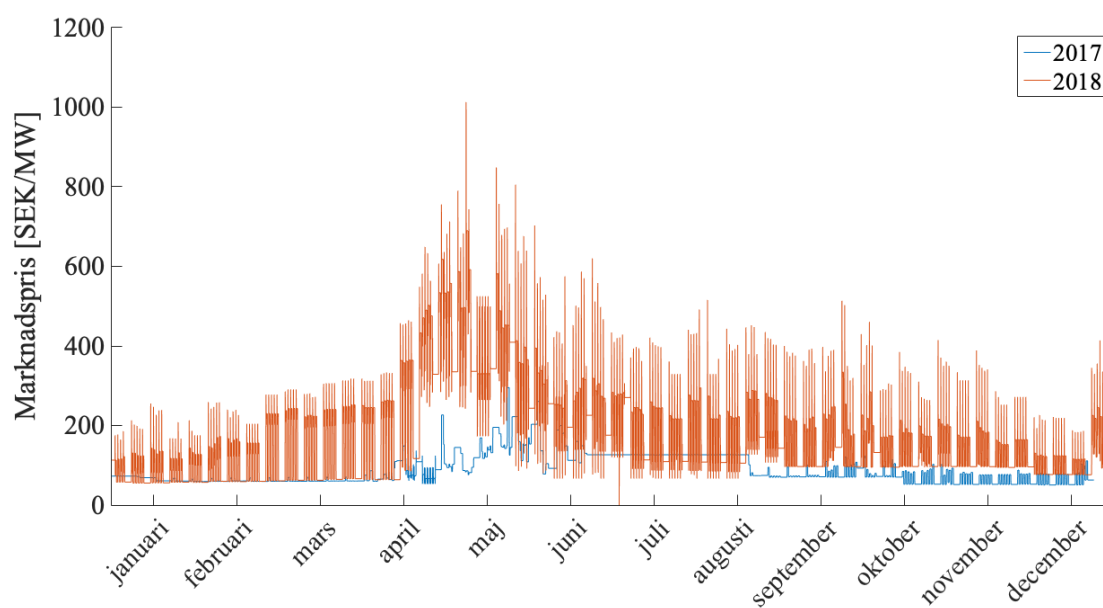
Figur 36. Figuren visar kapacitetsersättningen för FCR-N varje timme under år 2017 och 2018.



Figur 37. Figuren visar kapacitetsersättningen för FCR-D varje timme under år 2017 och 2018.



Figur 38. Figuren visar kapacitetsersättningen för aFRR-upp varje timme under år 2017 och 2018.



Figur 39. Figuren visar kapacitetsersättningen för aFRR-ner varje timme under år 2017 och 2018.

Appendix C – Sammanställning av nettonuvärden

I Tabell 6 visas en sammanställning över de nettonuvärden som beräknades utifrån antaganden och förutsättningar i detta arbete. Nettonuvärdena visar sammantaget kostnaderna och intäkterna som ges av att leverera FCR och aFRR med de olika teknologierna, baserat på 2017 och 2018 års förutsättningar. I Tabell 7 visas en jämförelse mellan två alternativa användningsområden för en vindkraftpark. Att använda viss kapacitet för att leverera FCR och aFRR jämförs där med nettonuvärdet för den huvudsakliga verksamheten, det vill säga att leverera el på Elspot. Även dessa beräkningar baseras på 2017 och 2018 års förutsättningar.

Tabell 6. Sammanställning av nettonuvärden [SEK], avrundat till närmsta tusental.

		FCR-N	FCR-D	aFRR-upp	aFRR-ner
Fristående energilager med svänghjul	2017	-82 862 000	-110 610 000	-57 280 000	-76 496 000
	2018	-51 528 000	-76 256 000	-12 637 000	-36 039 000
Svänghjul i UPS-system i datacenter	2017	24 428 000	9 863 000	36 516 000	26 898 000
	2018	41 244 000	27 785 000	59 118 000	47 394 000
Fristående energilager med litium-jon-batterier	2017	-19 120 000	-19 887 000	-20 816 000	-22 942 000
	2018	-12 458 000	-12 691 000	-15 638 000	-18 257 000
Litium-jon-batterier i UPS-system i datacenter	2017	17 419 000	5 620 000	29 506 000	19 889 000
	2018	34 234 000	23 542 000	52 109 000	40 384 000
Förbrukningsflexibilitet – värmepumpar	2017	33 119 000	-10 806 000	27 391 000	53 647 000
	2018	87 803 000	38 469 000	134 161 000	218 814 000
Förbrukningsflexibilitet – pappersbruk	2017	17 902 000	11 362 000	23 474 000	13 857 000
	2018	31 453 000	30 330 000	39 604 000	27 887 000
Vindkraft	2017	30 546 000	12 785 000	12 696 000	8 130 000
	2018	45 933 000	29 479 000	18 098 000	13 337 000

Tabell 7. Den första raden, "Frekvensreglering", visar nettonu värden [SEK] för att använda viss kapacitet för att leverera FCR och aFRR med den hypotetiska vindkraftpark som används som grund för beräkningarna i detta arbete. Den andra raden, "Elspot", visar det alternativa nettonuvärdet [SEK] för att istället använda samma kapacitet för leverans av el på Elspot.

		FCR-N	FCR-D	aFRR-upp	aFRR-ner
Frekvens-reglering	2017	30 546 000	12 785 000	12 696 000	8 130 000
	2018	45 933 000	29 479 000	18 098 000	13 337 000
Elspot	2017	68 235 000	68 247 000	26 612 000	26 612 000
	2018	99 084 000	99 178 000	37 707 000	37 707 000