

Ärendenr: Svk 2017/3551

Slutrapport pilotprojekt inom förbrukningsflexibilitet och energilager

DATUM
2018-06-29

Innehåll

Förkortningar	1
Sammanfattning	3
Abstract	5
1 Introduktion.....	7
2 Syfte.....	9
3 Bakgrund	11
3.1 <i>Reserver</i>	11
3.1.1 <i>Primärreglering</i>	11
3.1.2 <i>Sekundärreglering</i>	11
3.1.3 <i>Tertiärreglering</i>	12
3.2 <i>Regelverk för FCR-D</i>	12
4 Beskrivning av projektet.....	13
4.1 <i>Styrning av UPS-systemet</i>	14
4.2 <i>Säkerhet</i>	16
5 Utvärdering	17
5.1 <i>Val av serverhall</i>	17
5.2 <i>Installation av gränssnitt för styrning av UPS-system</i>	17
5.3 <i>Prekvalificering av reglerresurs</i>	18
5.4 <i>Budgivning och aktivering av bud</i>	20
5.4.1 <i>Leverans testperiod 1 – Central styrning</i>	21
5.4.2 <i>Leverans testperiod 2 – Lokal styrning</i>	23
5.4.3 <i>Mätvärdesrapportering</i>	25
5.4.4 <i>Datakvalitet</i>	26
5.4.5 <i>Säkerhet</i>	27
5.4.6 <i>Prissättning</i>	27
5.4.7 <i>Påverkan på serverhall</i>	28

6	Slutsatser	29
	Bilaga 1 Testprogram prekvalificering FCR-D	31
	Bilaga 2. Testrapport prekvalificering FCR-D.....	35

Förkortningar

Förkortning	Ord
UPS-system	Uninterruptible Power Supply system
FCR-D	Frequency Containment Reserve – Disturbance
FCR-N	Frequency Containment Reserve – Normal
aFRR	automatic Frequency Restoration Reserve
mFRR	manual Frequency Restoration Reserve
SCADA-system	Supervisory Control And Data Acquisition system

Sammanfattning

Denna rapport beskriver och utvärderar ett pilotprojekt inom förbrukningsflexibilitet och energilagring som Svenska kraftnät genomfört tillsammans med Fortum. Svenska kraftnäts syfte med projektet var att testa nya flexibilitetsresurser som frekvensstyrd störningsreserv (FCR-D), med målet att få ökad kunskap om detta så att reservmarknaderna kan utvecklas och nya typer av resurser kan komma till nytta för att balansera systemet mer effektivt.

Projektets testperiod genomfördes från mitten av mars till och med slutet av maj 2018, då Fortum levererade 0,1 MW frekvensstyrd störningsreserv till Svenska kraftnät genom att använda ett Uninterruptible Power Supply (UPS) system¹ med dess tillhörande energilagring. Resultaten visar att UPS-system skulle kunna bidra till att balansera kraftsystemet.

UPS-systemet kunde styras med hjälp av två olika styrmetoder, central och lokal styrning. Central styrning innebar att Fortums kontrollcentral övervakade frekvensen² och skickade styrsignaler till UPS-systemet. Vid lokal styrning så övervakade UPS-systemet istället frekvensen lokalt och reagerade automatiskt vid frekvensavvikelser. Vid användande av lokal styrning följde UPS-systemet variationerna i frekvensen väl och UPS-systemet aktiverades tillräckligt snabbt för att uppfylla de tekniska kraven för FCR-D. Även vid central styrning aktiverades UPS-systemet tillräckligt snabbt vid de tillfällen det följde variationerna i frekvensen. Däremot aktiverades inte UPS-systemet vid alla tillfällen som reserven borde ha aktiverats när den centrala styrmetoden användes. Fortum menade att detta med största sannolikhet hade att göra med det sätt som de använde för att samla in frekvensmätvärden till kontrollcentret, något som Fortum planerar att förbättra för framtiden. En slutsats från pilotprojektet är att lokal styrning var att föredra i detta fall eftersom den metoden medförde ett bättre resultat. Projektet visar också att UPS-system är en potentiell framtida resurs för att leverera FCR-D på reservmarknaden.

Under pilotprojektet började UPS-systemet att ladda det tillhörande energilagret nästan omedelbart efter en frekvensreglering. Detta kan innebära att kraftsystemet påverkas negativt direkt efter en frekvensreglering. Det behöver därför utredas vidare hur laddning av energilagret kan ske på bästa möjliga sätt för att minimera påverkan på kraftsystemet samtidigt som hänsyn tas till energilagrets livslängd.

För att UPS-systemet ska kunna delta som reserv för att reglera balansen i kraftsystemet krävs att alla de krav som Svenska kraftnät ställer på reserven uppfylls. I

¹ UPS-system är ett system med möjlighet att ge nödkraft till en belastning när ett avbrott mot strömkällan eller elnätet uppstår med hjälp av UPS-systemets tillhörande batterier.

² Frekvensen fungerar som ett mått på balansen mellan produktion och förbrukning av el. Frekvensen i det nordiska synkronområdet ska vara 50 Hz.

takt med att allt fler nya tekniska lösningar för lagring och förbrukningsflexibilitet börjar delta i olika systemtjänster ökar också betydelsen av att Svenska kraftnät tydliggöra dessa funktionskrav.

Abstract

This report describes and evaluates the pilot project within demand response and energy storage, which Svenska kraftnät conducted together with Fortum. Svenska kraftnät's purpose with the project was to test flexibility resources for the frequency controlled disturbance reserve (FCR-D), and the aim was to gain increased knowledge in order to be able to develop the reserve markets and enable for new types of resources in the balancing markets.

The test period for the project was carried out from the middle of March until the end of May 2018. During this test period, Fortum delivered 0.1 MW frequency controlled disturbance reserve to Svenska kraftnät by using an Uninterruptible Power Supply (UPS) system³ with its associated energy storage. The result shows that UPS-systems can contribute to balancing the power system.

The UPS-system could be controlled by using two different control modes, central and local control. When using central control, Fortums' control centre monitored the frequency⁴ and sent control signals to the UPS-system. For local control, the UPS-system monitored the frequency locally and responded automatically on frequency deviations. When using local control, the UPS-system was activated fast enough to fulfil the technical requirements for FCR-D. Also when using central control the UPS-system was activated fast enough, when activated. However, when using central control, the UPS-system did not activate on all of the occasions that the reserve should have. According to Fortum this was most likely due to the way they collected frequency measurement to the control centre. Fortum are planning to make improvements regarding this in the near future. A conclusion from the project is that local control is preferred in this case, since the result with local control was better. The project also shows that the UPS-system is a potential future resource for FCR-D delivery.

During the pilot project the UPS-system started to charge its energy storage almost immediately after a frequency regulation. This could have a negative impact on the power system if the charging is initiated directly after a frequency regulation. Therefore, further investigation is needed on how charging of the energy storage should be done in the best way in order to minimize the impact on the power system at the same time as the life span of the energy storage is taken into account.

In order for the UPS-system to be able to participate as a reserve and contribute in balancing the power system, all the requirements from Svenska kraftnät needs to

³ UPS-system is a system with the ability to provide emergency power to a load in the event of a power failure by using the UPS-systems' energy storage.

⁴ The frequency is a measurement of the balance between production and consumption of electricity. The frequency in the Nordic synchronous area should be 50 Hz.

be fulfilled. As more technical solutions for storing and demand response are participating in different system services, the importance of clarification of these functional requirements from Svenska kraftnät increases.

1 Introduktion

Kraftsystemet förändras med en allt större andel väderberoende elproduktion och en allt mindre andel planerbar elproduktion. Det medför utmaningar, till exempel när det gäller att upprätthålla balansen mellan produktion och förbrukning i kraftsystemet. Svenska kraftnät har systemansvar för el i Sverige, vilket innebär att Svenska kraftnät ska se till att det alltid råder momentan balans mellan produktion och förbrukning av el i hela landet. Frekvensen, ett mått på balansen mellan produktion och förbrukning, ska i det nordiska synkronområdet vara 50 Hz. För att hålla frekvensen finns olika typer av reserver med olika krav på bland annat uthållighet och snabbhet.

Idag utgörs reserverna till största delen av vattenkraft. En introduktion av nya typer av resurser som exempelvis förbrukningsflexibilitet eller energilager skulle öka konkurrensen på reservmarknaderna och möjliggöra tillgång till automatiska reserver i fler elområden⁵. Om förbrukningsflexibilitet och energilager skulle delta på marknaderna för reserver i en större utsträckning än idag skulle kapacitet från vattenkraften kunna frigöras. Den sammanlagda reglerförmågan i kraftsystemet skulle också öka. Möjligheten att tillföra flexibla resurser till kraftsystemet i framtiden kommer att vara avgörande för att kunna hantera de utmaningar som omställningen av kraftsystemet medför.

Genom pilotprojekt inom förbrukningsflexibilitet och energilager så är det möjligt att testa nya typer av resurser småskaligt och under kontrollerade former så att reservmarknaderna kan utvecklas och nya flexibilitetsresurser komma till nytta för att balansera systemet på ett effektivt sätt.

I dagsläget är det inte möjligt för förbrukningsflexibilitet eller energilager att delta på alla marknader för reserver. Idag kan förbrukningsflexibilitet hanteras på reglerkraftmarknaden och i effektreserven. Det som främst begränsar möjligheten för förbrukningsflexibilitet att delta på andra marknader är att regelverket inte är anpassat för förbrukning och att Svenska kraftnäts IT-system för drift, handel och avräkning inte kan hantera dessa resurser på ett korrekt sätt.

Under 2017 genomförde Svenska kraftnät pilotprojektet ”Flexibla hushåll”⁶ som syftade till att testa nya typer av resurser för den automatiska frekvensstyrda normaldriftsreserven FCR-N. I det här pilotprojektet fokuserade Svenska kraftnät på att testa nya typer av resurser för den automatiska frekvensstyrda störningsreserven FCR-D.

⁵ Fördefinierat område för uppdelning av handel på elmarknaden. En geografisk definition finns på www.natomraden.se.

⁶ <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2017/slutrapport-pilotprojekt-flexibla-hushall.pdf>

2 Syfte

Svenska kraftnät bedriver forskning och utvecklingsaktiviteter inom flera strategiska områden. Inom området ”framtidens elsystem” finns ett särskilt fokus på förbrukningsflexibilitet och energilager med mål att utreda hur flexibilitetsresurser kan delta i balanseringen av kraftsystemet, genom att leverera olika typer av reserver.

Syftet med detta pilotprojekt var att undersöka på vilket sätt förbrukningsflexibilitet och energilager kan fungera som en reglerresurs i den automatiska frekvensstyrda störningsreserven FCR-D.

Svenska kraftnäts mål med projektet var:

- a) ökad kunskap om förbrukningsflexibilitet och energilager som frekvensstyrd störningsreserv, och
- b) bidra till utvecklingen av reservmarknaderna så att nya flexibilitetsresurser kan komma till nytta för att balansera systemet mer effektivt.

Fortums syfte med projektet var att testa och utvärdera marknadslösningen, den tekniska lösningen och förutsättningarna för en attraktiv kommersiell produkt.

Pilotprojekt inom förbrukningsflexibilitet och energilager kan även bidra till en snabbare kommersialisering av tjänsten genom kunskapsspridning till aktörer som är intresserade av att erbjuda liknande tjänster. Dessa aktörer är rapportens främsta målgrupp.

3 Bakgrund

I detta avsnitt ges bakgrundsinformation om reglerresurser och regelverk. Läsare som har kännedom om detta kan hoppa över avsnitt 3.

3.1 Reserver

Nedan beskrivs kort vilka olika typer av reserver som finns. Reservernas uppgift är att bidra med upp⁷- och/eller nedreglering⁸ för att hålla balansen i kraftsystemet.

3.1.1 Primärreglering

Vid en frekvensavvikelse utnyttjas i första hand den automatiska primärregleringen. I ett antal kraftstationer – idag endast vattenkraftkraftstationer – ökar produktionen automatiskt när frekvensen sjunker och minskar när frekvensen stiger. Om förbrukning bidrar med frekvensreglering sker det omvända, förbrukningen minskar när frekvensen sjunker och ökar när frekvensen stiger. Primärregleringen är grundläggande för att kunna hålla balansen och stabilisera frekvensen när den förändras. Här finns reserver som har handlats upp i förväg och som känner av frekvensen i varje ögonblick under dygnet. Det innebär att de aktiveras automatiskt och stabiliserar frekvensen om frekvensen ändras inom det frekvensområde de ska stötta. Till primärregleringen räknas:

- > FCR-N (Frequency Containment Reserve – Normal) - Stabiliserar frekvensen vid små förändringar i produktion och förbrukning. Aktiveras inom normaldriftsintervallet 49,90 – 50,10 Hz.
- > FCR-D (Frequency Containment Reserve – Disturbance) - Stabiliserar frekvensen vid driftstörningar som innebär att frekvensen understiger 49,90 Hz.

3.1.2 Sekundärreglering

Sekundärregleringen, aFRR, aktiveras efter primärregleringen. Sekundärregleringen används för att avlasta primärregleringen. Sekundärregleringen aktiveras även den automatiskt, skillnaden från primärregleringen är att sekundärregleringen *återställer* frekvensen till 50 Hz istället för att endast stabilisera frekvensen. Till sekundärregleringen räknas:

- > aFRR (Automatic Frequency Restoration Reserve) – Återställer frekvensen till 50,00 Hz när den avviker från 50,00 Hz.

⁷ Uppreglering innebär ökad produktion eller minskad förbrukning.

⁸ Nedreglering innebär minskad produktion eller ökad förbrukning.

3.1.3 Tertiärreglering

Tertiärreglering avlastar det automatiska reserverna och återställer frekvensen till 50,00 Hz. För mFRR (manual Frequency Restoration Reserve) finns en nordisk reglerkraftmarknad som förkortas RKM. Där köps och säljs effekt varje timme för att frekvensen i det nordiska kraftsystemet i normalläget ska hållas inom gränserna 49,90 – 50,10 Hz. Manuella regleringar utförs av Svenska kraftnäts balanstjänst.

För oförutsedda störningar i kraftsystemet finns störningsreserven, en reserv som upphandlas långsiktigt och som består av ett antal gasturbiner som kan stötta kraftsystemet under korta perioder.

För att säkerställa effektbalans även under timmar då den svenska elförbrukningen är mycket hög, finns under vintermånaderna den så kallade effektreserven. Effektreserven är en strategisk reserv som handlas upp i förväg.

3.2 Regelverk för FCR-D

Upphandlingsförfarandet för primärregleringen går ut på att den balansansvarige⁹ lämnar bud på frekvensstyrd normaldriftreserv (FCR-N) respektive frekvensstyrd störningsreserv (FCR-D). Det görs dels för morgondagen och dels för dagen efter morgondagen. Det innebär att buden lämnas in D-1 respektive D-2 i förhållande till driftdygnet D och att Svenska kraftnät handlar upp reglerresurserna vid dessa tillfällen.

Totalt upphandlas ca 1200 MW FCR-D i Norden, beroende på dimensionerande fel, varav mellan cirka 280 – 450 MW upphandlas i Sverige (oftast omkring 400 MW). Den minsta tillåtna budstorleken för FCR-D är 0,1 MW. För att delta med primärreglering behöver resursen prekvalificeras av Svenska kraftnät. Under prekvalificeringen görs ett test för att verifiera att de krav som ställs på resursen uppfylls.

Aktivering av FCR-D ska ske om frekvensen understiger 49,90 Hz. FCR-D ska vid en stegvis förändring av frekvensen från 49,90 ned till 49,50 Hz, vara aktiverad till 50 procent inom 5 sekunder och 100 procent inom 30 sekunder.

Varje företag som levererar FCR-D ska sammanställa och rapportera realtidsmätvärden till Svenska kraftnät i enlighet med regeldokument "Regler för upphandling och rapportering av FCR" vilket finns att läsa på www.svk.se.

För FCR-D ges effektersättning för avropade bud enligt pay-as-bid. Medelpris/MW per timme för primärregleringen publiceras på <https://mimer.svk.se/>.

⁹ En elleverantör måste leverera lika mycket el som dess kunder förbrukar. Det kallas balansansvar. Elleverantören kan antingen själv ta det ansvaret eller anlita ett företag som ansvarar i dess ställe.

4 Beskrivning av projektet

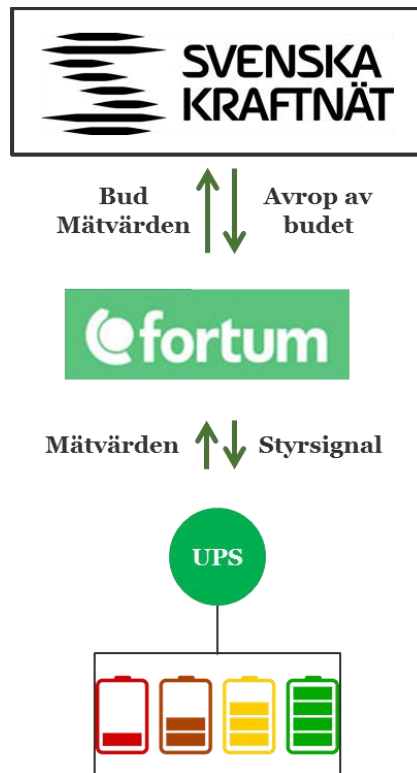
För att utveckla reservmarknaden och möjliggöra för nya lösningar som kan bidra till att hålla balansen i kraftsystemet gjorde Svenska kraftnät en utlysning för ett pilotprojekt inom förbrukningsflexibilitet och energilager under hösten 2017. Utlysningen gällde den frekvensstyrda störningsreserven FCR-D som automatiskt reagerar på frekvensen i kraftsystemet.

Under hösten 2017 fick Svenska kraftnät in flera intressanta ansökningar och efter en sammanvägd bedömning valde Svenska kraftnät att gå vidare med Fortum Sverige AB:s projektförslag. Fortums projektförslag syftade till att testa hur serverhallars Uninterruptible Power Supply (UPS) system¹⁰ kan bidra till reservmarknaden. Fortum levererade under pilotprojektet 0,1 MW FCR-D till Svenska kraftnät. Grundtanken med att använda UPS-systemet som en reserv är att vid frekvensfall koppla bort en del av serverhallens förbrukning från kraftsystemet och istället låta UPS-systemet med dess tillhörande energilager förse serverhallen med effekt. I pilotprojektet var dock UPS-systemet kopplat till en central med flera laster vid anläggningen och kraftsystemet avlastades genom att UPS-systemet försåg dessa med effekt. En av UPS-systemets styrkor är att det kan leverera effekt för både upp- och nedreglering. Under pilotprojektet så levererades endast effekt för uppregring.

I projektet hade Fortum ett starkt tekniskt stöd från Eaton EMEA som är tillverkare av det UPS-system med tillhörande energilager som användes i projektet. Fortum och Eaton hade identifierat serverhallar som de primära ägarna av UPS-system globalt och ansåg att dessa var ett av de lämpligaste kundsegmenten för förbrukningsflexibilitet. UPS-system och dess tillhörande batterikapacitet har som huvudsyfte att säkerställa energiförsörjningen till datacenters kritiska system vid strömavbrott. Enligt Fortum har dock många serverhallar en kraftig överkapacitet, vilket gör dem lämpliga att använda på reservmarknaden. Fortum hoppades också att med hjälp av projektet kunna demonstrera hur förbrukningsflexibilitet kunde göras med hög datasäkerhet, ett av Svenska kraftnäts fokusområden under projektet. Säkerhetsaspekten har också väldigt hög prioritet hos serverhallsinnehavarna.

En schematisk beskrivning av pilotprojektet visas i Figur 1:

¹⁰ UPS-system är ett system med möjlighet att ge nödkraft till en elförbrukare när ett avbrott mot strömkällan eller elnätet uppstår med hjälp av UPS-systemets tillhörande batterier.



Figur 1. Schematisk beskrivning av pilotprojektets uppsättning.

Projektets olika faser listas nedan och beskrivs närmare i avsnitt 5.

- > Val av serverhall (december 2017 – januari 2018)
- > Installation av gränssnitt för styrning av UPS-system (januari 2018 – februari 2018)
- > Prekvalificering av reglerresurs (20 februari 2018)
- > Budgivning och aktivering av bud (16 mars – 30 maj)
- > Utvärdering

4.1 Styrning av UPS-systemet

Fortum och Eaton hade tillsammans utvecklat en funktionalitet i UPS-system för förbrukningsflexibilitet som de kallar "UPS-as-a-reserve". Funktionaliteten inkluderar nödvändiga gränssnitt mot externa system (t.ex. balansansvarigas SCADA-system). För att aktivera "UPS-as-a-reserve" funktionen behövs en uppgradering av UPS-systemets programvara. När detta är gjort så integreras UPS-systemet via det utvecklade gränssnittet mot Fortums system, och kommunikationen mellan resursen och Fortums driftcentral testas. Gränssnittet gör det möjligt för Fortum att skicka styrsignaler/reglerkommandon och samla in mätvärden. Under projektet

var funktionaliteten ”UPS-as-a-reserve” programmerat att reglera enligt de tekniska krav på reserven FCR-D som gällde för pilotprojektet.

I projektet fanns det två olika möjliga metoder för styrningen av resursen:

- 1 Central styrning
- 2 Lokal styrning

Båda metoderna testades under pilotprojektet.

Vid **central styrning**, även kallat fjärrstyrning, övervakades frekvensen i elnätet av Fortums driftcentral. Vid eventuella frekvensfall skickades ett reglerkommando till UPS-systemet via det integrerade gränssnittet så att UPS-systemet styrde det tillhörande energilagret till att reglera korrekt effekt till serverna enligt Svenska kraftnäts tekniska krav på reserven FCR-D. På så sätt stöttades kraftsystemet genom att frekvensfallet bromsades. Om exempelvis frekvensen gick ned till 49,70 Hz så skickade Fortums system ett effektkommando till UPS-systemet på 50 procent, vilket i piloten innebar en uppreglering om 0,05 MW genom att batterierna minskade lasten på kraftsystemet med 0,05 MW.

Lokal styrning innebar att mätning och övervakning av frekvensen i elnätet skedde direkt vid UPS-systemet, som automatiskt reagerade på frekvensfall utifrån det avropade FCR-D budet. Detta innebar att om Fortum skickade in ett FCR-D bud för timme 04:00–05:00 och om budet avropades, så övervakade UPS-systemet frekvensen från 04:00 till 05:00 för att reglera enligt de tekniska FCR-D kraven om frekvensen sjönk under 49,90 Hz.

De tekniska FCR-D kraven för projektet listas nedan:

- > Aktivering av FCR-D skulle ske om frekvensen understeg 49,90 Hz.
- > Vid en stegvis förändring av frekvensen från 49,90 till 49,50 Hz skulle FCR-D vara aktiverad till 50 procent inom 5 sekunder och till 100 procent inom 30 sekunder.
- > Om linjär reglering inte var möjlig så skulle resursen aktiveras delvis linjärt inom frekvensbandet 49,90 – 49,50 Hz, enligt instruktioner i utlysningen. I pilotprojektet tilläts även ett alternativ till linjär eller delvis linjär aktivering. Alternativet innebar bortkoppling av reserven i ett eller flera bortkopplingssteg enligt instruktioner i utlysningen.

Eftersom det var möjligt att aktivera UPS-systemet linjärt var det den typen av regleringen som tillämpades.

Om inga styrsignaler skickats till UPS-systemet så var det passivt och övervakade bara lokalt energilagrets status i väntan på kommandon. Även om UPS-systemet var passivt på reservmarknaden så utförde det fortfarande sin primära funktion att

säkerställa att de privata lasterna (servrarna) kunde försörjas och skyddas vid eventuella avbrott i kraftsystemet. Om energilagret inte kunde upprätthålla den tillgängliga kapacitet som budats in så skickades ett meddelande till Fortums system gällande detta så att Fortum kunde säkerställa att eventuella inlämnade och avropade bud från UPS-systemet i så fall kunde ersättas med vattenkraft.

4.2 Säkerhet

IT-säkerhet är ett viktigt område att utvärdera när nya tekniska lösningar används för att balansera systemet, därmed var detta en central del av projektet. Exempel på risker som behöver minimeras är olovlig bortkoppling, brutna kommunikationsband m.m.

I projektet hanterades säkerheten för styrning av UPS-systemet genom både Eatons och Fortums interna rutiner för data- och elsäkerhet. All kommunikation mellan Fortums system och UPS-systemet var krypterad och skedde genom skyddade accesspunkter och i skyddade privata nätverk med lokala skyddspunkter (local safeguards).

5 Utvärdering

I detta avsnitt redovisas Svenska kraftnäts utvärdering av projektets olika faser som val av serverhall, installation av gränssnitt för styrning av UPS-system, prekvalificering av reglerresurs samt budgivning och aktivering. I avsnittet om budgivning och aktivering utvärderas bland annat om effektleverans (det vill säga själva regleringen), aktiveringstid och kvalitet på mätvärden uppfyllde de krav som Svenska kraftnät ställer på reserven.

5.1 Val av serverhall

Fortums målsättning var att använda en serverhall hos en extern kund och hade vid ansökningen till pilotprojektet flera kunder som hade visat intresse för att delta. Utmaningen var att hitta den mest lämpliga kunden som hade ett Eaton UPS-system inom elområde SE3 som också var under Fortums balansansvar.

Detta visades sig vara mer utmanande än beräknat då Fortum hade svårigheter att hitta ett lämpligt UPS-system hos en extern serverhall under deras balansansvar inom den tid som projektet hade att tillgå. Testperioden för projektet var också kort (två månader) och det fanns inte möjlighet att byta balansvarig för någon av de serverhallar som identifierades som lämpliga men som inte var under Fortums balansansvar. För att undvika att testperioden skulle behöva skjutas upp så valdes ett UPS-system som fanns på Fortums huvudkontor för deras interna servrar.

5.2 Installation av gränssnitt för styrning av UPS-system

Efter beslut om att använda befintliga UPS-system vid Fortums huvudkontor så behövde Fortum uppdatera det befintliga UPS-systemets gränssnitt för att kunna aktivera funktionaliteten ”UPS-as-a-reserve”. När detta skulle genomföras upptäcktes dock att UPS-systemet som fanns på plats vid Fortums huvudkontor inte var tekniskt lämpligt för att använda vid piloten. Detta berodde på att UPS-systemet var av en äldre version som inte var tillverkat av Eaton och det inte var kompatibelt med det framtagna gränssnittet för styrning.

Lösningen blev att låna ett UPS-system från Eaton som var kompatibelt och testat. Vid testerna hade Fortum säkerställt att de kunde styra UPS-systemet via deras system och att UPS-systemet reagerade på frekvensavvikelser vid båda styrmetoderna. Det inlånade UPS-systemet anslöts till en central anslutningspunkt vid huvudkonteret som var kopplat till flera laster som kunde förses med effekt från UPS-systemet vid eventuella frekvensfall. Installationen av det nya UPS-systemet stötte på vissa oförutsedda komplikationer vilket resulterade i att prekvalificering och testperiod fick senareläggas. Dessa komplikationer listas nedan:

- > Installation behövde göras utanför kontorstid för att minimera risken för att göra serverna otillgängliga under längre perioder under arbetstid.
- > Vid installationen så ville Fortum använda ett installationsföretag som gjort tidigare installationer eftersom de hade den kompetens som krävdes.
- > Hissen ner till serverutrymmet var för liten för UPS-systemets tillhörande energilagret vilket tvingade Fortum att montera ner energilagret och sedan montera ihop det efter att det fraktats in i serverutrymmet.

Detta medförde att prekvalificering och testperiod fick senareläggas ca 1 månad jämfört med den ursprungliga planen.

5.3 Prekvalificering av reglerresurs

Innan bud kan lämnas till handeln för FCR-D behöver resursen, i detta fall UPS-system med tillhörande energilagret, prekvalificeras. En prekvalificering genomförs alltid för de automatiska reglerresurserna för att säkerställa att resursen uppfyller Svenska kraftnäts krav och kan leverera på det sätt som överenskommits. Prekvalificering av resursen genomfördes den 20 februari 2018.

Svenska kraftnät hade inte prekvalificerat förbrukningsflexibilitet för leverans av FCR-D tidigare men hade erfarenhet från prekvalificering av förbrukningsflexibilitet för leverans av FCR-N från pilotprojektet ”Flexibla hushåll”. Mallar för tester och rapport som användes vid den prekvalificeringen anpassades specifikt för pilotprojektet utifrån Svenska kraftnäts krav för FCR-D och var på engelska, se Bilaga 1 och Bilaga 2.

Prekvalificeringen delades upp i två tillfällen, ett tillfälle för respektive styrmetod, central och lokal styrning. Vid båda tillfällena genomförde Svenska kraftnät samma tester för att säkerställa korrekt reglering enligt kraven för FCR-D. Vid testerna simulerades en frekvenssignal utifrån vilken UPS-systemets effekt reglerades. Testerna innefattade två stycken stegsvarstest som både verifierade hastighet i styrning samt att resursen agerade linjärt alternativt delvis linjärt inom kraven. Stabiliseringstid och levererad effekt för de två olika styrmetoderna visas i Tabell 1 och Tabell 2.

Tabell 1: Resultatet för central styrning vid stegsvarstestet som utfördes vid prekvalificeringen

Steg	Frekvens [Hz]	Starttid för steg	Stabiliseringstid [s]	Effekt, ΔP [MW]
1	50,00→49,90	T1 = 08:33:30	N.A	0,0
2	49,90→49,70	T2 = 08:33:45	< 2	0,054
3	49,70→49,90	T3 = 08:34:00	< 2	0,054
4	49,90→49,50	T4 = 08:34:15	< 3	0,108
5	49,50→49,90	T5 = 08:49:15	< 3	0,108

Tabell 2. Resultatet för lokal styrning av stegsvarstestet som utfördes vid prekvalificeringen

Steg	Frekvens [Hz]	Starttid för steg	Stabiliseringstid [s]	Effekt, ΔP [MW]
1	50,00→49,90	T1 = 11:34:54	N.A	0,0
2	49,90→49,70	T2 = 11:35:16	< 1	0,047
3	49,70→49,90	T3 = 11:35:30	< 1	0,050
4	49,90→49,50	T4 = 11:35:53	< 1	0,1
5	49,50→49,90	T5 = 11:51:00	< 1	0,1

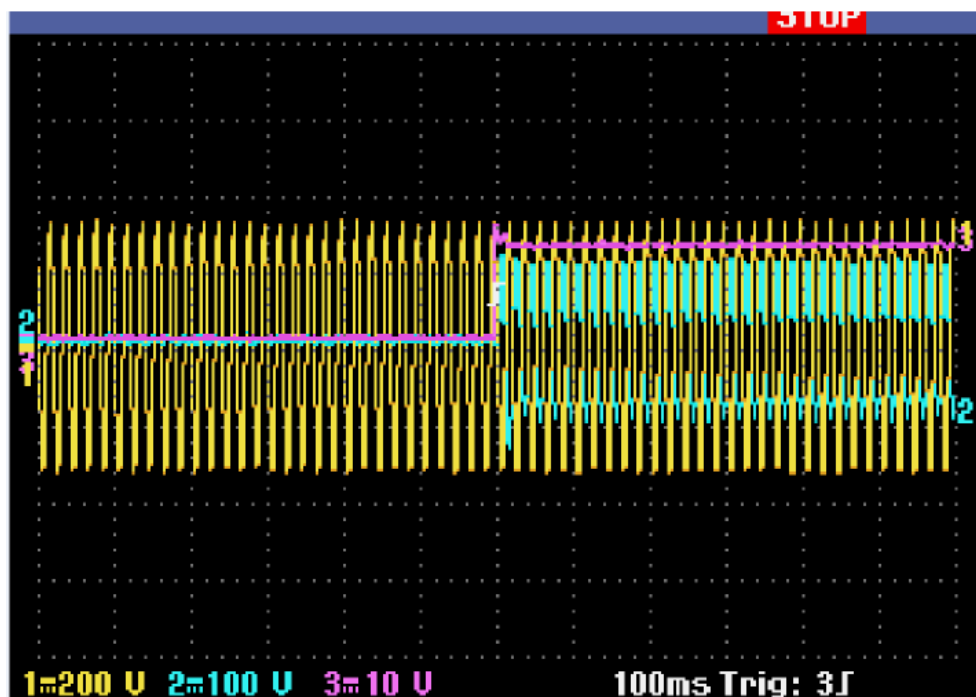
Prekvalificeringen visade att UPS-systemets tillgängliga kapacitet som Fortum kunde leverera som reserv uppnådde budvolymen 0,1 MW. I Tabell 1 visar datan att stabiliseringstiden vid användning av central styrning skiljer sig gentemot lokal styrning, se Tabell 2, och att UPS-systemet verkade något långsammare vid central styrning. Anledningen till detta var att det vid testerna av central styrning inte fanns ett externt oscilloskop inkopplat vilket det fanns vid testerna för lokal styrning och mätvärdena som stabiliseringstiden baserades på hade en viss fördröjning. Den faktiska stabiliseringstiden kan antas vara densamma för UPS-systemet oavsett styrmetod. Under prekvalificeringen så testade Svenska kraftnät också att UPS-systemet kunde vara fullt utreglerat¹¹ (0,1 MW för UPS-systemet i pilotprojektet) under minst 15 min, ett krav som resursen uppfyllde.

Vid testerna med lokal styrning kopplades ett externt oscilloskop in till UPS-systemet vilket visade att reaktions- och stabiliseringstid med lokal styrning var mindre än 1 sekund. Figur 2 visar en mätbild från oscilloskopet vid frekvenssimulation under testerna av lokal styrning. Utan oscilloskopet hade det varit svårt att påvisa den snabba reaktions- och stabiliseringstiden då UPS-systemet enbart kunde logga och spara mätvärden på sekundnivå.

Vid användningen av central styrning levererade UPS-systemet 0,108 MW vid full utreglering då frekvensen var 49,50 Hz. Även vid en frekvens på 49,70 Hz då UPS-systemet skulle levererat 0,05 MW reglerade UPS-systemet för mycket effekt, 0,054 MW. Förklaringen till skillnaden i reglerad effekt mellan central och lokal styrning var enligt Fortum kopplat till att olika mätpunkter förekom vid användandet av de olika styrmetoderna. Vid lokal styrning läste UPS-systemet av mätvärdena i nätanslutningspunkten, till skillnad från i batterianslutningen som var mätpunkt vid användandet av central styrning. Mellan UPS-systemet och energilagret skedde en konvertering från AC (växelström) till DC (likström) vilket ledde till förluster. Enligt Fortum var 0,108 MW det som energilagret levererade ut men den faktiska försörjningen till den centrala anslutningspunkten och således avlastningen av kraftsystemet var 0,1 MW vid full reglering. Det gjordes ett försök att uppdatera

¹¹ Fullt utreglerat innebär att reserven levererar 100 procent av den effekt som blivit avropad.

tera den inbyggda programvaran för att få mätvärden från nätanslutningspunkten även vid central styrning. Problemet lyckades dock inte lösas under pilotprojektet vilket innebär att detta är något aktörer som vill delta med UPS-system på reservmarknaden måste undersöka och lösa för att verifiera att UPS-systemet reglerar rätt effekt även vid central styrning.



Figur 2. Oscilloskopmätbild från en aktivering som visar inspänning (gul), inström (cyan), batteriström (lila).

Prekvalificeringen för UPS-systemet godkändes av Svenska kraftnät med krav på komplettering och uppföljning på följande punkter:

- 1 Mätvärden rapporterades inte på sekundnivå (istället rapporterades ca 55 mätvärden per minut).
- 2 ΔP vid användning av central styrning var något avvikande från kraven.

Punkt 1 diskuteras mer i avsnitt 5.4.

5.4 Budgivning och aktivering av bud

Testperioden för pilotprojektet genomfördes från mitten av mars till slutet av maj och omfattade budgivning och aktivering av budet. Testperioden delades upp i två delar, testperiod 1 för central styrning och testperiod 2 för lokal styrning. Det första budet för testperioden med central styrning lämnades och avropades på D-2 handeln den 14 mars och deltog i frekvensregleringen den 16 mars.

Under de första dagarna av testperiod 1 lämnade Fortum endast bud för en timme per dag (kl. 12–13). I syfte att öka sannolikheten för aktivering och för att ge projektet tillgång till mer data att utvärdera tillät Svenska kraftnät Fortum att skicka in bud med UPS-systemet för flera timmar i följd. Detta trots att UPS-systemets repeterbarhet¹² vid full utreglering i mer än 15 minuter skulle riskera att göra det otillgängligt efterföljande timme om energilagret skulle behöva laddas. Fortum har dock alltid realtidsövervakning av sina FCR-resurser och vid eventuell otillgänglighet varnas operatören hos Fortum så att denna kan vidta nödvändiga åtgärder. Detta säkerställde att Fortum skulle hinna ersätta UPS-systemet med vattenkraft vid behov, vilket gjorde att Svenska kraftnät gav Fortum tillstånd att lämna bud för flera timmar i rad under en begränsad period.

I slutet av testperiod 1 upptäcktes det vid ett tillfälle att anslutningen till UPS-systemet hade förlorats och att kommunikationen föll bort. Detta gjorde att Fortum slutade skicka bud för UPS-systemet och att redan avropade timmar ersattes av vattenkraft. Problemet hade att göra med att kommunikationsboxen tappade förbindelsen till Fortums system vilket resulterade i att Fortum inte kunde skicka styr signaler till UPS-systemet. En trolig orsak var att antennen till kommunikationsboxen inte var tillräckligt stark och därför inte fick någon signal i källaren där UPS-systemet stod. Problemet åtgärdades innan testperiod 2 påbörjades genom att en extra antenn kopplades in och placerades på en bättre plats för att säkerställa god mottagning. Testperiod 1 pågick från 16 mars till och med 9 april och testperiod 2 från 30 april till och med 30 maj.

5.4.1 Leverans testperiod 1 – Central styrning

I tabellen nedan sammanfattas antalet avropade bud från Fortum, vid hur många tillfällen som frekvensen understeg 49,90 Hz samtidigt som buden hade avropats, samt vid hur många tillfällen av dessa då UPS-systemet aktiverades/inte aktiverades under testperiod 1.

Tabell 3. Statistik från testperiod 1 gällande UPS-systemets aktivering.

Antal avropade bud under testperioden	Antal tillfällen då frekvensen < 49,90 Hz (mät noggrannhet 0,01 Hz)	Antal tillfällen då UPS-systemet aktiverades	Antal tillfällen då UPS-systemet borde aktiverats men inte aktiverades
148	33	22	11

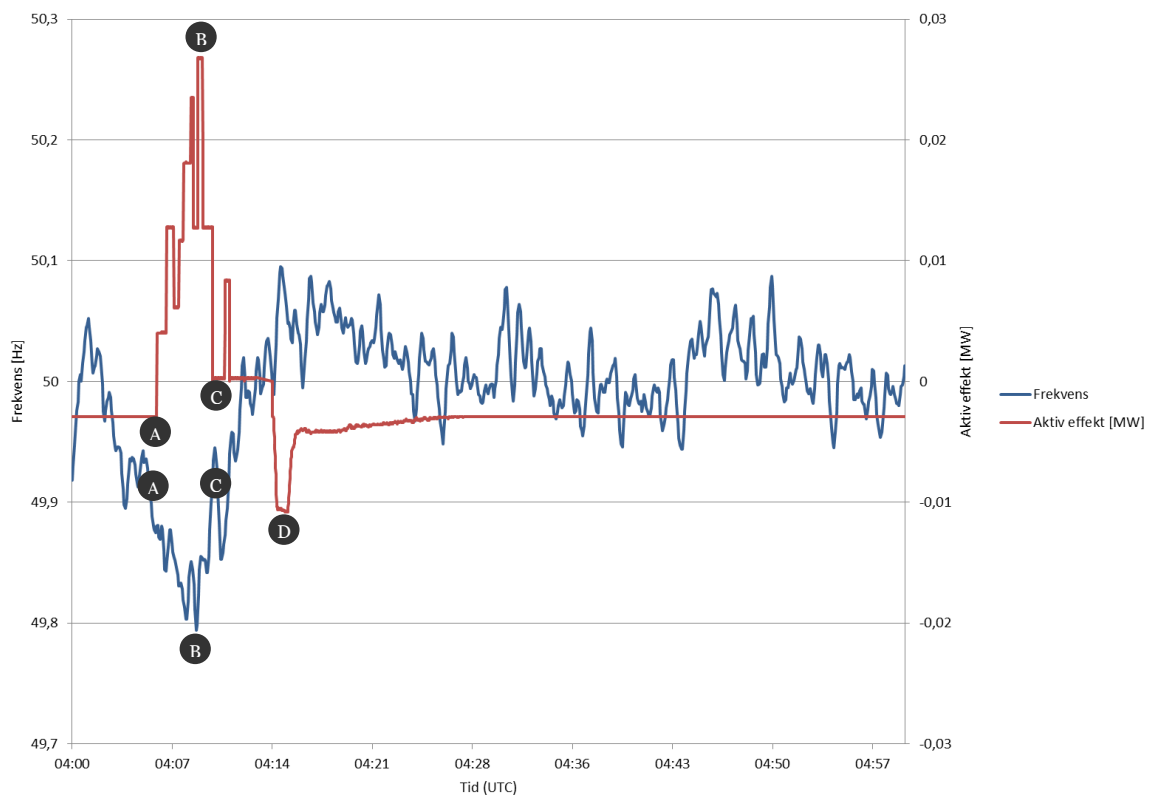
Baserat på kravet på 0,01 Hz noggrannhet för frekvensmätning så var det elva tillfällen då UPS-systemet inte aktiverades fastän detta borde ha skett. Totalt sett så skulle UPS-systemet aktiverats under 33 av de 148 avropade timmarna, vilket ger

¹² Med repeterbarhet avses efter hur lång tid resursen kan aktiveras efter en deaktivering.

UPS-systemet en aktiveringsgrad på 67 procent (22/33) för de timmarna som det borde aktiverats.

Vid samtliga av dessa 33 tillfällen då frekvensen varit under 49,90 Hz och UPS-systemet borde aktiverats så var frekvensen under gränsvärdet under ett tidsintervall på 10–45 sekunder. Lägsta uppmätta frekvens vid dessa tillfällen då UPS-systemet inte aktiverades var 49,86 Hz. Jämförs dessa tillfällen mot timmar då UPS-systemet har aktiverats och levererat så är det svårt att dra slutsatser om varför UPS-systemet aktiverats eller inte eftersom det inte finns ett tydligt mönster. Möjliga anledningar skulle kunna vara att kommunikationen mellan Fortums styr-system och UPS-system inte är tillräckligt bra, alternativt att frekvensmätaren som användes vid central styrning för att avgöra om UPS-systemet skulle aktiveras har för dålig mätnoggrannhet. Fortum menade att anledningen till att det blev så många missade aktiveringar med största sannolikhet hade att göra med det sätt som de använde för att samla in frekvensmätvärden till kontrollcentret. Fortum hade vid pilotprojektets start med i sin planering att uppdatera frekvensmätningen men hann inte implementera förbättringarna under pilotprojektet.

Vid de tillfällen som UPS-systemet aktiverades när frekvensen understeg 49,90 Hz så svarade UPS-systemet snabbt, reglerade linjärt och korrekt enligt kraven. Figur 3 nedan visar ett stort frekvensfall som skedde tidigt på morgonen timme 04–05 UTC (06–07 svensk sommartid) den 9 april och hur UPS-systemet snabbt och korrekt svarade mot frekvensfallet. Frekvensen sjönk vid detta tillfälle till 49,794 Hz som lägst, vilket resulterade i att UPS-systemet avlastade kraftsystemet med 0,0268 MW.



Figur 3: Aktivering av UPS-system vid frekvensfall den 9 april timme 04-05 (UTC).

Punkt A i Figur 3 visar när frekvensen sjönk under 49,90 Hz och UPS-systemet började reglera. Punkt B visar när frekvensen var som lägst och UPS-systemet avlastade kraftsystemet som mest och punkt C visar när frekvensen översteg 49,90 Hz och UPS-systemet slutade reglera. Kort efter punkt C visar grafen att frekvensen understeg 49,90 Hz igen under en kort period och att UPS-systemet även vid detta tillfälle svarade bra. Punkt D visar att UPS-systemet började ladda upp energilagret när frekvensen stabiliserat sig. När och hur laddning ska göras för att påverka kraftsystemet så lite som möjligt är något som behöver undersökas vidare.

Sammantaget visar resultatet från pilotprojektet att Svenska kraftnäts krav inte uppfylldes vid central styrning av UPS-systemet. För att kunna delta med UPS-systemet på reservmarknaden genom att använda central styrning skulle aktörer som är intresserade av att göra detta behöva säkerställa att aktiveringsgraden ökar. I de fall UPS-systemet svarade mot frekvensfall reglerade det dock korrekt och visar god potential att kunna bli en ny resurs på reservmarknaden.

5.4.2 Leverans testperiod 2 – Lokal styrning

I tabellen nedan sammanfattas antalet avropade bud från Fortum, vid hur många tillfällen som frekvensen understeg 49,90 Hz samtidigt som buden hade avropats,

samt vid hur många tillfällen av dessa som UPS-systemet aktiverades/ inte aktiverades under testperiod 2.

Tabell 4. Statistik från testperiod 2 gällande UPS-systemets aktivering.

Antal avropade bud under testperioden	Antal tillfällen då frekvens < 49,90 Hz (mät noggrannhet 0,01 Hz)	Antal tillfällen då UPS-systemet aktiverades	Antal tillfällen då UPS-systemet borde aktiverats men inte aktiverades
464	167	164	3

Baserat på kravet på 0,01 Hz noggrannhet för frekvensmätning så var det tre tillfällen då UPS-systemet inte aktiverades fastän detta borde ha skett. Totalt sett så skulle UPS-systemet aktiverats under 167 av de 464 avropade timmarna, vilket ger UPS-systemet en aktiveringsgrad på 98 procent (164/167) för de timmarna som det borde aktiverats. Anledningen till att det skedde fler aktiveringar under testperiod 2 berodde främst på att Fortum lämnade bud för fler timmar (464 avropade bud) jämfört med testperiod 1 (148 avropade bud), vilket resulterade i fler avropade timmar och således fler tillfällen för aktivering vid frekvensavvikelser.

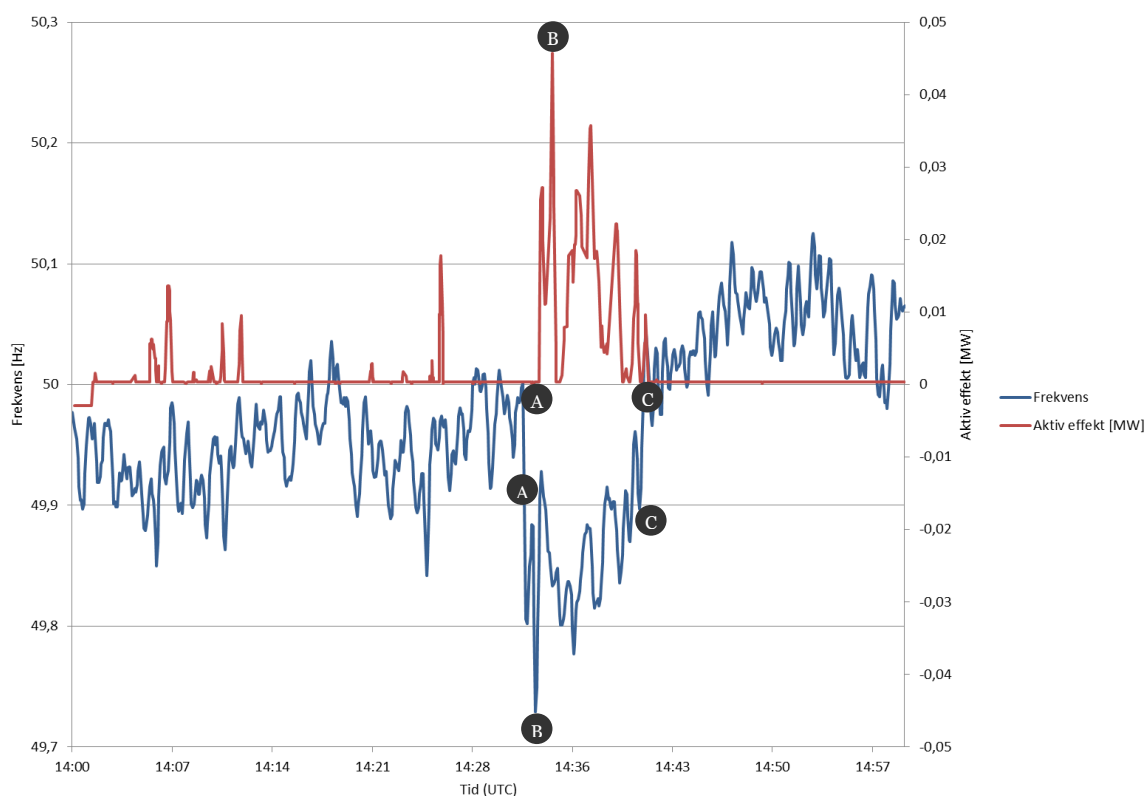
Samtliga av de tre missade tillfällena till aktivering var sammanhängande med natten mellan den 5 och 6 maj mellan klockan 03–06 UTC (05–08 svensk sommartid). Anledningen till att UPS-systemet inte aktiverades vid någon av dessa timmar berodde enligt Fortum på att nätverksförbindelsen mellan UPS-systemets kontrolllogik och plattformen försvann. Detta innebar att Fortum inte kunde skicka kommandot för att be UPS-systemet att övervaka frekvensen och leverera FCR-D vid frekvensfall, vilket förklarar varför UPS-systemet inte aktiverats. Förbindelsen återkom under dagen och UPS-systemet levererade FCR-D korrekt senare under samma eftermiddag den 6 maj.

Noterbart från analys av datan var att UPS-systemet aktiverades fler gånger än antal gånger frekvensen var lägre än 49,90 Hz. Vid totalt 20 tillfällen kunde det utläsas i datan från testperioden att UPS-systemet avlastat kraftsystemet med 0,0004 MW kontinuerligt trots att frekvensen varit högre än 49,90 Hz. Detta skedde alltid efter att UPS-systemet levererat FCR-D. 0,0004 MW är ingen stor effekt och var inget som Fortum kunde förklara.

Vid lokal styrning så mätte UPS-systemet frekvensen lokalt med interna sensorer som hade en högre mät noggrannhet än 1 mHz, vilket överträffar Svenska kraftnäts krav på en mät noggrannhet på 10 mHz.

UPS-systemet svarade bra på både mindre och större frekvensavvikelser vid användandet av lokal styrning. I Figur 4 visas timme 14–15 UTC (16–17 svensk sommartid) den 8 maj när frekvensen hade flera mindre avvikelser under 49,90 Hz och en större avvikelse där frekvensen (blå grafen) sjönk ända ner till 49,729 Hz. Den röda grafen visar UPS-systemets aktiva effekt och hur det svarade på frekvensavvi-

kelserna. Grafen visar att UPS-systemet svarade snabbt och korrekt på samtliga avvikelser under 49,90 Hz.



Figur 4: Aktivering av UPS-system vid frekvensfall den 8 maj timme 14-15 (UTC).

Punkt A i Figur 4 visar när frekvensen vid det största frekvensfallet under timmen gick under 49,90 Hz och UPS-systemet började avlasta kraftsystemet. Punkt B visar när frekvensen var som lägst, 49,729 Hz och UPS-systemet avlastade kraftsystemet med 0,0457 MW. Punkt C visar när frekvensen översteg 49,90 Hz och UPS-systemet slutade reglera.

Svenska kraftnät anser att resultatet från testperiod 2, då UPS-systemet använde lokal styrning, möter kraven väl och visar att UPS-system har stor potential att delta som resurs på svenska FCR-D-marknaden. Med lokal styrning svarar UPS-systemet snabbt och korrekt på såväl stora som små frekvensavvikelser.

5.4.3 Mätvärdesrapportering

Vid aktivering av budet behövde Fortum rapportera data till Svenska kraftnät som visade hur reglerresursen aktiverades. I detta avsnitt beskrivs vilka mätvärden som rapporterades och hur. Kvaliten på mätvärdesrapporteringen analyseras i avsnitt 5.4.4.

Fortum rapporterade följande mätvärden till Svenska kraftnät i realtid:

- > Aktiv effekt för UPS-systemet.
- > Momentant värde för aggregerad tillgänglig kapacitet FCR-D per elområde.

Denna rapportering ska ske minst var tredje minut.

För pilotprojektet så fanns utöver detta även krav på att resursens aktiva effekt skulle loggas och sparas lokalt med sekundupplösning, data som Svenska kraftnät vid behov kunde begära in för mer noggrann uppföljning.

Redan under prekvalificeringen så visade det sig dock att det fanns avvikelser kring den lokalt sparade datan med sekundupplösning. Vid de tester som genomfördes under prekvalificeringen erhöles något färre mätvärden än 60 st per minut.

Möjliga anledningar till detta:

- 1 Mätvärdesloggning nedprioriterades mot andra aktiviteter som UPS-systemet utförde vilket resulterade i visst bortfall av mätvärden.
- 2 Kommunikationen/uppkopplingen mellan UPS-systemet och Fortums system var svag vilket gjorde att vissa mätvärden tappades på grund av tillfälligt tappad kommunikation.
- 3 Kommunikationsenheten var inte snabb nog för att både hinna logga och skicka alla mätvärden.

Vid flera tillfällen fick Fortum mätvärden varje sekund men utan faktiska värden (nollvärden) vilket indikerar att punkt nummer två ovan inte var den faktiska anledningen till problemet. Fortum och Eaton hade från tidigare tester också kontrollerat att UPS-systemet kunde logga och spara data lokalt med sekundupplösning och försökte under pilotprojektet undersöka det här problemet tillsammans. Dock lyckades de inte fastställa den exakta orsaken till problemet under projekttiden. Baserat på kraven som ställdes för pilotprojektet så behöver aktörer som vill delta på reservmarknaderna säkerställa att resursen kan logga och spara mätvärden lokalt med sekundupplösning.

5.4.4 Datakvalitet

Rapporteringen av mätvärden i realtid från Fortum till Svenska kraftnäts driftövervakningssystem fungerade bra under testperiod 1 av pilotprojektet. Mätvärdena som rapporterades in i realtid till Svenska kraftnät motsvarade Fortums lokalt sparade data med hög tidsupplösning. Detta bidrog till att frekvensfall enkelt och precist kunde matchas mot aktiveringar av UPS-systemet för att följa upp om regleringen varit korrekt.

Under testperiod 2 fick Svenska kraftnät däremot inte in några mätvärden för aktiv effekt. Detta upptäcktes inte av Svenska kraftnät och Fortum först efter testperiodens slut när uppföljning av leverans och aktiveringar skulle göras. Anledningen

till detta var att Fortum efter testperiod 1 vid åtgärdandet av den förlorade anslutningen och kommunikationen till UPS-systemet glömde uppdatera så att den nya kommunikationsenheten skickade data till Svenska kraftnät. Istället var den gamla kommunikationsenheten fortfarande inställd på att rapportera mätvärden till Svenska kraftnät men rapporterade då endast nollor. Dock sparades fortfarande data för aktiv effekt lokalt av Fortum och dessa data kunde användas för uppföljning av leverans och aktivering.

5.4.5 Säkerhet

Styrning av den FCR-D som idag levereras från vattenkraften är implementerad lokalt i kraftstationernas kontrollanläggningar, vilket är industriella miljöer med industriella kommunikationsprotokoll, oberoende av omvärlden.

UPS-systemets lokala styrmetod kan jämföras med styrningen av vattenkraften. Den lokala styrningen av UPS-systemet är inte lika beroende av omvärlden i jämförelse med central styrning. Lokal styrning av UPS-system kräver endast en ja/nej-signal som säger till UPS-systemet om det ska delta eller inte och sedan agerar UPS-systemet självständigt utifrån frekvensen i elnätet som UPS-systemet övervakar självständigt.

Central styrning av UPS-systemet har fler beroenden, där framförallt en konstant förbindelse mellan driftcentral och UPS-system krävs för att skicka styrsignaler och delta med UPS-systemet på reservmarknaden. Detta sattes på prov under testperioden då denna förbindelse tappades, vilket gjorde att Fortum inte kunde delta med UPS-systemet och de avropade timmarna fick ersättas av vattenkraft. Detta indikerar att fler centralt styrda resurser medför nya risker ur ett systemperspektiv, något som Svenska kraftnät identifierat sedan tidigare.

Svenska kraftnät behöver fortsatt utvärdera och arbeta med utveckling av krav som kan bidra till att minimera riskerna med centralt styrda resurser på reservmarknaden för att höja säkerheten ur ett systemperspektiv.

5.4.6 Prissättning

I pilotprojektet har Fortum fått ersättning enligt befintlig marknadsmodell. Det innebär att Svenska kraftnät betalar en fast kapacitetsersättning till Fortum för de timmar budet avropats.

Dagens regler för prisberäkning av budpris för FCR är framtagna utifrån vattenkraften som primär reglerresurs. Buden ska vara kostnadsbaserade vilket innebär att de ska utgå från faktiska kostnader för regleringen, men det är tillåtet att lägga på ett visst riskpåslag.

Under pilotprojektet så prissatte Fortum buden på en nivå som säkerställde att de blev avropade alla de timmar som de budade in. Detta i syfte att maximera datainsamling och lärdommar för projektet. Fortum fick ingen ytterligare kompensation

utöver betalning för avropade bud och projektet var därför inte ekonomiskt lönsamt för Fortum utan syftade till att hjälpa till att utveckla reservmarknaden för nya typer av resurser. Det är därför svårt utifrån pilotprojektet att dra några slutsatser kring ekonomiska incitament.

5.4.7 Påverkan på serverhall

Då UPS-systemet som användes i pilotprojektet inte var direkt anslutet till Fortums servrar utan till en central anslutningspunkt vid huvudkontoret med flera anslutna laster är det svårt att utifrån pilotprojektet avgöra om servrar påverkas eller inte av att UPS-systemet deltar som reserv. Fortum anser att de skulle kunna delta med UPS-systemet utan att riskera servernarnas säkerhet. UPS-system vid serverhallar har ofta en stor överkapacitet för att säkerställa att serverhallen aldrig blir utan el och denna överkapacitet skulle kunna användas på reservmarknaden.

En annan faktor som behöver utredas mer är hur laddning av UPS-systemets energilagrar ska göras utan att påverka kraftsystemet och serverhall, samtidigt som hänsyn tas till energilagrets livslängd.

6 Slutsatser

Pilotprojektet har varit mycket lärorikt och ökat kunskapen om vilka utmaningar som finns när det gäller att utveckla reservmarknaden för nya typer av resurser, framförallt reserven FCR-D. Några slutsatser från pilotprojektet:

- > Prekvalificeringen visade att UPS-systemet aktiverades tillräckligt snabbt och uppfyller det krav som Svenska kraftnät ställer på snabbhet för reserven FCR-D med god marginal, både vid lokal och central styrning.
- > Prekvalificeringen visade också att UPS-system med tillhörande energilagrar har en god förmåga att reglera linjärt inom det önskade området.
- > Prekvalificeringen visade att UPS-systemet hade svårt att logga och spara mätvärden lokalt med sekundupplösning vilket behöver utredas vidare.
- > Resultatet från testperiod 1 indikerar att förbindelsen mellan UPS-system och kontrollcenter kan förloras på grund av dålig mottagning i avskilda utrymmen som t.ex. en källare. Detta indikerar att extra mottagare/sändare kan behöva kopplas in för att säkerställa förbindelse om UPS-systemet är placerat i ett utrymme där mottagningen är begränsad.
- > Analys av data från testperiod 1 (central styrning) visar att UPS-systemet inte aktiverades vid alla tillfällen som reserven borde ha aktiverats när den centrala styrmetoden användes. Samtidigt visar analysen att när UPS-systemet väl aktiverades så reglerade det snabbt och korrekt enligt Svenska kraftnäts krav.
- > Analys av data från testperiod 2 (lokal styrning) visar att UPS-systemet aktiveras snabbt vid både små och stora frekvensavvikelser. Resultatet visar att lokal styrning var att föredra i detta fall eftersom den metoden medförde ett bättre resultat jämfört med central styrning.
- > Resultatet från projektet visar att UPS-systemet är en snabb resurs som kan aktiveras på några få sekunder och väldigt precist, något som Svenska kraftnät tror kommer behövas i framtiden.
- > Hur laddning av UPS-systemets tillhörande energilagrar skall göras på ett så säkert och effektivt sätt som möjligt för att säkerställa minimal påverkan på kraftsystemet behöver utredas vidare.
- > Resultatet från projektet visar att UPS-system är en potentiell framtida resurs för att leverera FCR-D på reservmarknaden.
- > I takt med att allt fler nya tekniska lösningar för lagring och förbrukningsflexibilitet börjar leverera olika systemtjänster behöver Svenska kraftnät tydliggöra de funktionskrav som en reserv behöver uppfylla.

Bilaga 1 Testprogram prekvalificering FCR-D

Testprogrammet för prekvalificeringen var i pilotprojektet på engelska.

Introduction

This document outlines the tests needed to verify the compliance of FCR-D providing entities. The document also serves as a template for a test program.

Preparations

1. Set up the entity so that normal frequency measurement input is replaced by an artificial frequency source.
2. Make sure that the data outlined below is logged according to the requirements below. If applicable, limitations regarding the requirements below should be described in the FCR Application Document
 - Instantaneous active power in MW with a resolution of 0.01 MW and an accuracy of 1 % of the rated power of the providing entity, or better.
 - Measured frequency in Hz, with a resolution of 1 mHz and an accuracy of 10 mHz or better.
 - Applied frequency signal, with a resolution of 1 mHz and an accuracy of 10 mHz or better.
 - Calculated available capacity.

FCR-D

- 4 Perform the following frequency step-response sequence. Make sure that the active power response has reached its steady-state value before applying the next step! At 49.50 Hz, the frequency signal should be applied for at least 15 minutes.

50.00 Hz → 49.90 → 49.70 → 49.90 → 49.50 → 49.90 Hz

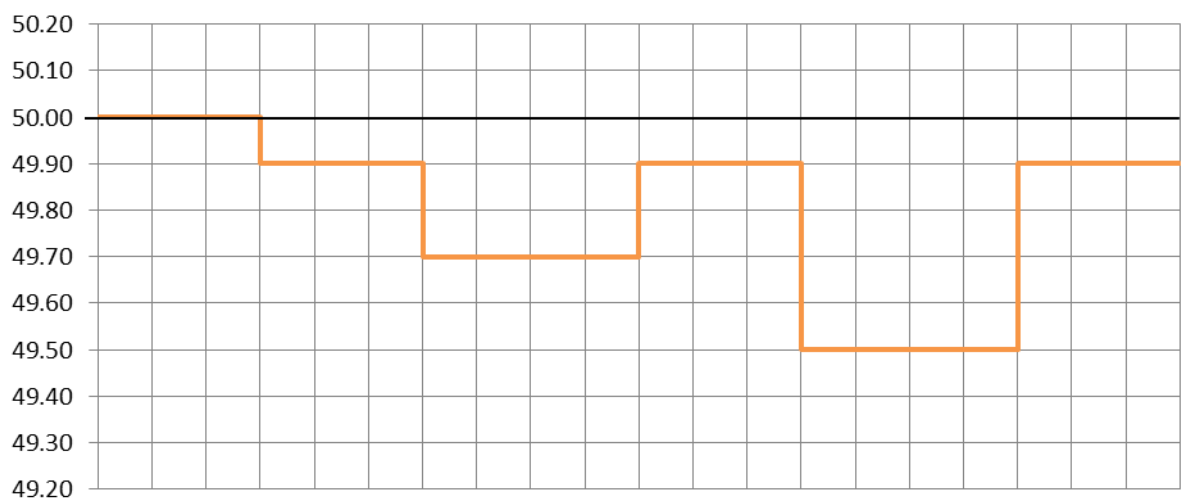


Figure 1: FCR-D upwards regulation step response sequence.

- 5 If the entity is relay-controlled, verify that the steady-state responses are inside the blue area in Figure 2. The figure shows relay controlled load but from a grid perspective, corresponding power change should be delivered from production and energy storage.

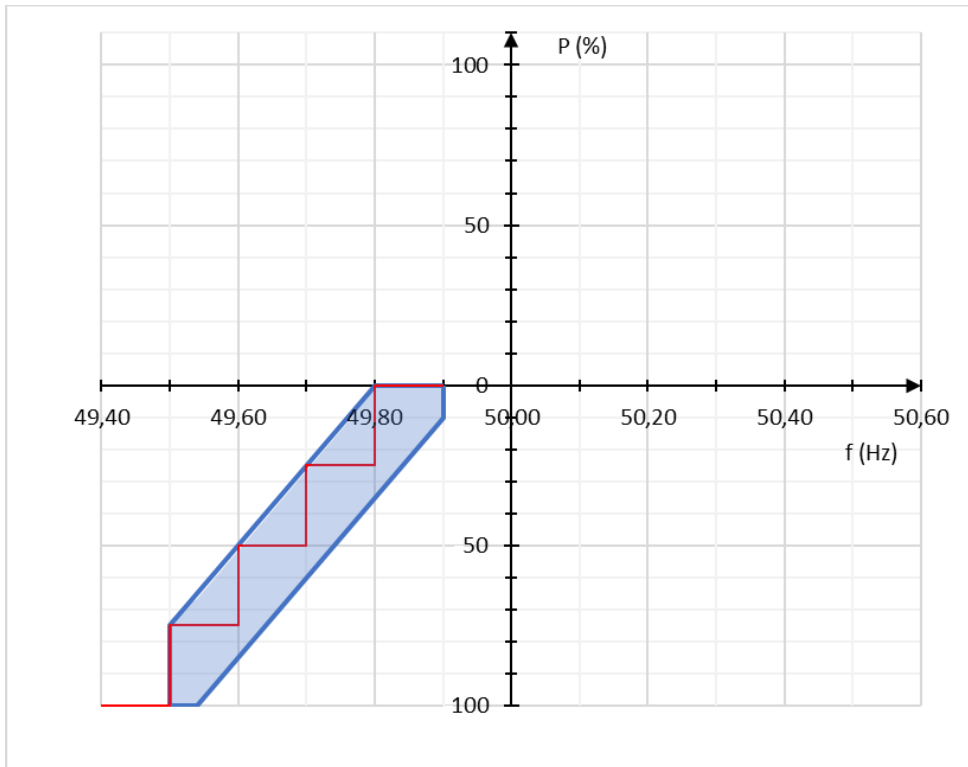


Figure 2: Activation of relay controlled FCR-D resources.

Perform the step-response sequence as shown in Figure 3. The starting frequency should for FCR-D be set to 49.90 Hz and each frequency step should not be larger than 50 mHz. Once 49.50 Hz is reached the frequency should be stepped back in a similar manner until 49.90 Hz is reached. Next step may only be applied once steady-state response has been reached.

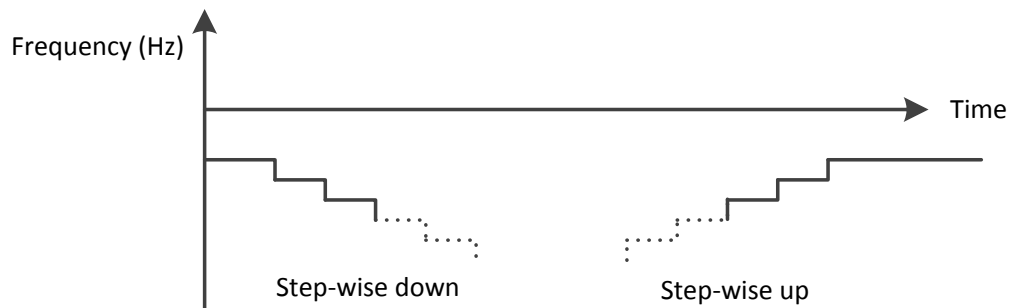


Figure 3. Step-response sequence to verify linear behaviour of the FCR-unit.

Bilaga 2. Testrapport prekvalificering FCR-D

Testrapporten för prekvalificeringen var i pilotprojektet på engelska.

Introduction

This document serves as a template for documenting the tests performed to verify the compliance with the technical requirements set for the provision of FCR-D. This document specifies the minimum amount of information to be documented. Where needed, the document shall be extended.

Test data

Table 1: FCR-D test data

P_{min}		MW
P_{max}		MW
Expected FCR-D capacity		MW
Deadband		Hz

Document controller parameters used

Stationary and dynamic performance

Add a figure of the stationary performance of the entity (from FCR-D step response sequence test).

Step	Step initiation time [hhmmss]	Stabilisation time [s] ¹³	ΔP [MW] 5 s, 30 s
1			
2			
3			
4			
5			

Step	Step initiation time [hhmmss]	Stabilisation time [s]	ΔP [MW] 15 min
4			

¹³ Stabilisation time is the time it takes from applying the step until steady state value is considered to be reached.

