

Realtidsstyrning av Batterilager för Framtidens Flexibilitetsbehov

Battery@Bergsöe

 **BOLIDEN**  **VATTENFALL**

A smart powerbank

I samarbete med
 **Energimyndigheten**  **Landskrona Energi**

Boliden AB

Vattenfall AB

Landskrona Energi AB



 **BOLIDEN**

VATTENFALL


Landskrona Energi

Energimyndighetens titel på projektet – svenska Realtidsstyrning av Batterilager för Framtidens Flexibilitetsbehov (Batteri@Bergsöe)	
Energimyndighetens titel på projektet – engelska Real Time Control of Battery Storages for Future Flexibility Demand (Battery@Bergsöe)	
Universitet/högskola/företag Vattenfall AB, Boliden Mineral AB, Landskrona Energi AB	Avdelning/institution R&D
Adress Solna, Stockholm	
Namn på projektledare Monica Löf	
Namn på ev övriga projektdeltagare Fredrik Persson, Magnus Berg, Fredrik Kanth, Angelo Tizzano	
Nyckelord: 5-7 st Batteri, Service stacking, Frekvensreglering, CoordiNet, Kostnadsoptimering, Flexibilitet	

Författare

Fredrik Persson, Vattenfall Research and Development

Monica Löf, Vattenfall Research and Development

Förord

Med mer förnyelsebar energi behövs mer stödtjänster för att upprätthålla balansen i elnätet. Batterier är en lösning som kan komma att bidra till att både skapa nätnyttan och samtidigt vara ekonomiskt fördelaktigt. Projektets målsättning var att utveckla och demonstrera hur väl batterier samtidigt kan bidra med flera olika nyttor i elnätet. Detta kräver ett mycket avancerat styr- och prognosystem som projektet utvecklat och implementerat.

Projektet startades nästan samtidigt som Corona-pandemin bröt ut och fick därmed en del oväntade utmaningar med restriktioner kring möten och resor, det blev därför digital inbjudning men faktiskt också naturligare att samarbeta online trots olika stationeringsorter och hemarbete. Ett stort tack till alla inblandade som såg till att vi lyckades leverera ett lyckat projekt trots dessa utmaningar.

Sista året i projektet som inkluderade hela driftperioden genomfördes i en tid när priserna på elmarknaden var extrema jämfört med tidigare år, det var både ovanligt höga priser men också mycket större prisskillnader vissa perioder. Det gör det svårare att värdera projektresultaten men kanske är detta det nya normala, det återstår att se. Batteriet kommer att vara i drift minst ett år till efter detta projekts avslut under samma förutsättningar och det årets utvärdering ger kanske ett bättre svar på den frågan.

Ett stort tack går till projektets partners. Först och främst Boliden som upplåtit sin industrianläggning Bergsöe i Landskrona som testsite under projektet och därmed möjliggjort för projektet att verifiera den tekniska lösningen på riktigt. Sedan också det lokala nätbolaget Landskrona Energi som deltagit med viktiga insikter om de lokala elnätsförutsättningarna. Dessutom ett stort tack till utvecklingsteamet på Vattenfall som lyckades skapa den tekniska lösning som nu bevisar att det går att kombinera flera olika nyttor och därmed göra batterier mer lönsamma. Till sist ett tack till Energimyndigheten som genom sitt ekonomiska bidrag gav möjligheter att realisera projektet.

Projektets finansörer var Vattenfall AB (66%), Energimyndigheten (25%), Boliden Mineral AB (5%) samt Landskrona Energi AB (4%).

Monica Löf
Projektledare

Innehållsförteckning

1. Inledning	7
1.1. Bakgrund.....	7
1.2. Syfte.....	8
1.3. Projektdeltagare.....	8
1.3.1. Vattenfall.....	8
1.3.2. Boliden.....	8
1.3.3. Landskrona Energi.....	8
1.4. Ekonomi.....	9
2. Genomförande.....	10
2.1. Tidplan.....	10
2.2. Metoder.....	10
2.2.1. Utredning.....	10
2.2.2. Pilotprojekt.....	10
2.2.3. Batterisystemet.....	11
2.2.4. Teknisk plattform Vattenfall IoT & Energy Management (ITEM).....	11
2.3. Översikt delmoment.....	12
2.3.1. Installation.....	12
2.3.2. Genomförande Arbetspaket 1: Tjänster till elkonsument.....	13
2.3.3. Genomförande Arbetspaket 2: Tjänster till Svenska kraftnät.....	13
2.3.3.1. Val av frekvenstjänst.....	13
2.3.3.2. Prekvalificeringsprocess.....	14
2.3.3.3. System.....	14
2.3.3.4. Driftsutvärdering.....	14
2.3.4. Genomförande Arbetspaket 3: Tjänster till regionnätsägare.....	14
2.3.4.1. Budhantering och tidskoordinering.....	14
2.3.5. Genomförande Arbetspaket 4: Tjänster till lokalnätsägare.....	15
2.3.6. Genomförande Arbetspaket 5: Stackning av tjänster.....	15
2.3.6.1. Budhantering.....	15
2.3.7. Genomförande Arbetspaket 6: Affärsmodeller.....	16
2.3.8. Kommunikationsaktiviteter.....	16
3. Resultat.....	17
3.1. Resultat Arbetspaket 1: Tjänster till elkonsument.....	17
3.1.1. Topplastkapning.....	17
3.1.2. Spotprisoptimering.....	18
3.1.2.1. Topplastkapningens påverkan på spotprisoptimeringsinkomsten.....	21
3.2. Resultat Arbetspaket 2 & 3: Tjänster till Svenska Kraftnät och regionnätsägaren.....	22
3.2.1. FCR-D upp.....	22
3.2.2. CoordiNet.....	22
3.2.3. Leveranssäkerhet och ekonomiskt utfall.....	23
3.3. Resultat Arbetspaket 4: Tjänster till lokalnätsägare.....	24
3.3.1. Genomgång lokalnätstjänster.....	24
3.3.2. Andra nättjänster.....	25
3.3.2.1. Reaktiv effektinmatning för spänningshållning.....	25
3.3.2.2. Nöddriftstart av kraftvärmeverk.....	25
3.4. Resultat Arbetspaket 5: Stackning av tjänster.....	26
3.4.1. FCR-D upp.....	27
3.4.2. CoordiNet.....	27
3.4.2.1. Nyckeltal FCR-D och CoordiNet.....	28
3.4.3. Kostnadsoptimering.....	28
3.4.3.1. Topplastkapning.....	28
3.4.3.2. Spotprisoptimering.....	28
3.4.4. Tjänstekombination och tillgänglighet.....	29
3.5. BESS-användning.....	30
3.6. Resultat Arbetspaket 6: Affärsmodeller.....	30
3.6.1. Batteriets placering.....	30
3.6.2. Kostnadsoptimering.....	31

3.6.2.1. Lastkapning och effekttariff	31
3.6.2.2. Spotprisoptimering, elabonnemang och obalanskostnad	31
3.6.3. Frekvensreglering	32
3.6.4. Region- och lokalnätsstöd	32
3.6.5. Affärsmodell för stackade tjänster	33
3.6.6. Internt affärsupplägg	33
3.6.7. Framtidsspaning	34
4. Diskussion	36
4.1. Diskussion Arbetspaket 1: Tjänster till elkonsument	36
4.1.1. Topplastkapning	36
4.1.2. Spotprisoptimering	36
4.2. Diskussion Arbetspaket 2: Tjänster till Svenska Kraftnät	37
4.3. Diskussion Arbetspaket 3: Tjänster till regionnätsägare	37
4.4. Diskussion Arbetspaket 4: Tjänster till lokalnätsägare	38
4.5. Diskussion Arbetspaket 5: Stackning av tjänster	38
4.5.1. Kostnadsoptimering	38
4.5.2. FCR-D	38
4.5.3. CoordiNet	39
4.5.4. Stackning av tjänster	39
4.6. Nästa steg	40
5. Summering och slutsatser	41
5.1. Slutsatser Arbetspaket 1: Tjänster till elkonsument	41
5.2. Slutsatser Arbetspaket 2 & 3: Tjänster till Svenska Kraftnät och regionnätsägare	41
5.3. Slutsatser Arbetspaket 4: Tjänster till lokalnätsägare	41
5.4. Slutsatser Arbetspaket 5: Stackning av tjänster	42
5.5. Slutsatser Arbetspaket 6: Affärsmodeller	42
6. Publikationslista	44
7. Referenser	45
Bilaga: Förändrad effekttariff	47

Sammanfattning

De senaste årens, och framtidens planerade, förändringar i elproduktionen etablerar och förstärker utmaningar inom energisystemet såsom flexibilitet, frekvensreglering och effektbehov. Lösningar som resurseffektivt möter dessa utmaningar är nyckelkomponenter i det framtida energisystemet. Batterier har de tekniska färdigheter som krävs men kunskap och systemintegration saknas för batterioptimeringen. Ett enskilt batterilager som kan avhjälpa flertalet utmaningar i energisystemet har dessutom större möjlighet att generera lönsamhet.

Det industrigemensamma projektet "Realtidsstyrning av Batterilager för Framtidens Flexibilitetsbehov (Battery@Bergsöe)" har framgångsrikt demonstrerat hur ett batterilager hos en elkonsument kan användas på ett intelligent sätt för att generera så hög ekonomisk avkastning som möjligt. Tre olika typer av tjänster har lyckats kombineras inom en och samma tidsperiod. Dessutom har tjänsterna bevisats kunna leverera en god avkastning.

Batterilagret har storleken 1 MWh, 0,48 MW och är placerat "bakom mätaren" hos Bolidens blybatteriåtervinningsanläggning i Bergsöe, Landskrona. Projektet har genomförts stegvis i arbetspaket där en tjänst i taget utvecklats, testats och demonstrerats för att avslutningsvis samköra alla utvecklade tjänster. Den första tjänsten som utvecklades var en lokal kostnadsoptimering för elkonsumenten. Tjänsten flyttar elkonsumentens last från timmar då elen är dyr till billiga timmar. På så sätt minskar konsumentens elräkning. Dessutom hanterar kostnadsoptimeringen elkonsumentens toppförbrukning som ligger till grund för effekttariffen genom att använda energi från batteriet vid hög förbrukning hos industrin. Testperioden var 8 månader lång och i genomsnitt sänktes Boliden Bergsöes elräkning med 18 200 SEK/månad (10 500 SEK/månad efter att batteriets egenförbrukning räknats av). Utgiftssänkningen med hjälp av kostnadsoptimering är starkt beroende av spotprisets dagliga variation.

Den andra tjänsten som utvecklades var en frekvenstjänst till Svenska kraftnät (FCR-D upp). Batteriet hjälper till att hålla frekvensen i elnätet på en stabil nivå och får därigenom ersättning från Svenska kraftnät. Den tredje tjänsten utfördes genom deltagande på den lokala kapacitetsmarknaden CoordiNet (Switch) där batteriet vid behov avhjälpt kapacitetsproblem hos region- och lokalnätägaren. För den avslutande testperioden utvecklades en styralgorithm för att simultant hantera samtliga tre tjänster. Under testperioden demonstrerades att batterilagret automatiskt kan utföra olika tjänster mellan timmar samt inom samma timme. Under de knappa fyra månader som demonstrationen pågick intjänades i genomsnitt:

- 80 000 SEK/månad på frekvensreglering
- 18 000 SEK/månad på lokala kapacitetsmarknaden
- 15 000 SEK/månad på kostnadsoptimering
- - 7 000 SEK/månad för batteriets egenförbrukning av el

Inom projektet genomfördes också en översyn av andra lokalnätstjänster vilket resulterade i att enbart den lokala kapacitetsmarknaden bedömdes genomförbar. Däremot finns ett fortsatt behov av att ytterligare utveckla effektiva affärsmodeller för batterilager och dess tjänster. Bland annat bör en gemensam nationell plattform för flexibilitetsresurser utvecklas där koordinering mellan marknader utförs så att resurser kan användas på marknad med störst behov och därmed högst intjänandeförmåga för varje tidpunkt. Dessutom bör affärsmodeller mellan resursägare och resursutnyttjare som gynnar aktiv optimering av flexibilitetsresurser och kontinuerlig tjänsteutveckling tillämpas.

Efter projektets slut finns batteriet kvar hos Boliden Bergsöe där det kommer fortsätta att leverera nytta med hjälp av kombinerad av tjänster. För Vattenfalls del ser möjligheterna goda ut till att efter projektet leverera liknande system till andra kunder samt att generera nätnytta med ännu fler batteriresurser.

I och med detta pilotprojekt har det bevisats att batterier med intelligent styrning kan agera på flertalet marknader på olika nivåer av elsystemet samtidigt och dessutom med en god avkastningsnivå. Sammantaget finns fortsatt utrymme för ytterligare optimeringsarbete men projektets utmaningarna är undanröjda och en uppskalning av batteriaffären är både tekniskt och ekonomiskt genomförbar.

Summary

The recent years', and the future planned, changes in the electricity production establishes and enhances challenges within the energy system such as flexibility, frequency regulation and peak power demand. Solutions which deals with these challenges in a resource effective way are key components of the future energy landscape. Batteries have the technical abilities demanded but knowledge and systemic integration is lacking for the battery optimization. One single battery entity able to aid several energy system challenges does also have a greater chance of being profitable.

The industry collaboration project "Real Time Control of Battery Storages for Future Flexibility Demand (Battery@Bergsöe)" has successfully demonstrated how a battery energy storage system at the site of an electricity consumer can be used in an intelligent way in order to be profitable. Three different types of services were combined and have been proven to deliver good economic return within the same period of time.

The battery energy storage system has the size 1 MWh, 0.48 MW and is placed "behind the meter" at a lead-acid battery recycling facility owned by Boliden in Bergsöe, Landskrona. The project was executed stepwise in work packages where one service at a time was developed, tested and demonstrated in order to finally execute all services at once. The first service developed was a local cost optimization for the electricity consumer. The service shifts the load of the industry from hours where electricity is expensive to cheap hours. In that way the consumers electricity bill is reduced. On top of that, the cost optimization handles the electricity consumers peak load which is the basis of their power tariff by utilizing stored energy in the battery at industry peak load hours. The test period consisted of 8 consecutive months and on average the electricity bill of Boliden Bergsöe was reduced by 18 200 SEK/month (10 500 SEK/month after the self-consumption of the battery was deducted). The electricity bill reduction potential is strongly affected by the spot price daily volatility.

The second service developed was a frequency regulating service to Svenska kraftnät (FCR-D up). The battery aids with keeping the grid frequency at a stable level and thereby receives reimbursement from Svenska kraftnät. The third service was partaking in the local flexibility market CoordiNet (Switch) where the battery dispatched energy during grid capacity limitations at the regional and local grid owner. For the final test period a control algorithm was developed to simultaneously handle all three services. It was demonstrated that the battery automatically could execute different services between and within individual hours. During the almost four month long demonstration period the services contributed on average:

- 80 000 SEK/month from frequency regulation
- 18 000 SEK/month from the local capacity market
- 15 000 SEK/month from cost optimization
- - 7 000 SEK/month from battery self-consumption of electricity

Within the project an investigation of potential local grid services was also conducted which resulted in only the local flexibility market deemed executable. There is still a need of developing business models for battery energy storage systems and their services. Among other things, a nation platform for flexible resources should be developed where coordination between different markets is done so that resources can be used at a market with the greatest need and thereby the highest revenue at each point of time. Additionally, business models between resource owner and flexibility service provider which promotes active optimization of flexible resources and continuous service development should be applied.

After the project end the battery is to stay at Boliden Bergsöe where it will continue to deliver economic return from service stacking. For Vattenfall the possibilities looks good to deliver similar systems to other customers and to benefit the grid with even more battery resources.

With this pilot project it has been proven that batteries with intelligent steering can act on several markets at different levels of the energy system simultaneously and do so with a good economic yield. Overall, there is still room for further optimization but the challenges of the project have been overcome and scaling the battery business is both technically and economically feasible.

1. Inledning

1.1. Bakgrund

Klimatomställningen innebär mer variabel, förnybar produktion som vind och sol i elsystemet samt elektrifiering av transport, industri och värme. Detta ställer ökade krav på flexibilitet, lagring och styrning i elsystemet samt ökade krav på ett helhetsperspektiv för att kunna hantera detta på ett tekniskt- och kostnadseffektivt sätt.

Behovet av att hitta kostnadseffektiva lösningar för att möta de effekt- och frekvensutmaningarna som elnätet står inför är stort. Elnätsägarna investerar idag stora summor i uppgraderingar av elnätet för att klara klimatomställningen men byggprocesserna är långa. Det finns ett behov av att hitta lösningar som kan vara mer kostnadseffektiva och snabbare att implementera. Att använda ledig kapacitet i batterier som används för industritillämpningar kan vara ett sådant sätt.

I takt med ökade kostnader för kapacitetsuttag från elnätet och ökad elektrifiering av industrin ser vi också att stora batterier kommer att bli allt vanligare, omställningen saktas dock ned på grund av svårigheten att få lönsamhet i batteriinvesteringar.

Projektet tar avstamp i dessa förutsättningar, utmaningar och behov för att genom ett helhetsperspektiv skapa en styralgorithm där batterier bakom mätare kan bli mer lönsamma genom att automatiserat erbjuda tjänster för att möta utmaningarna i elsystemet på fyra olika nivåer; frekvensregleringstjänster till Svenska kraftnät, effekttjänster till regionnätsägare och lokalnätsägare samt energi och effektplaneringstjänster för industrin.

Styralgorithm-batterilösningen har en stor potential i industrin som står inför en ökad elektrifiering och därmed ökade energi- och effektbehov. Idag kan inte begränsning av effektabonnemang eller förflyttning av förbrukning ensamt motivera investering i batterilager. Styralgoritmen kan påskynda elektrifieringen av industrin genom att minska energi- och effektkostnaderna och möjliggöra för att få kompletterande inkomster genom att erbjuda effekt- och frekvensregleringstjänster. För elnätsägarna innebär utnyttjande av ledig batterikapacitet möjlighet till ett betydligt mer kostnads- och samhällsekonomiskt effektivt sätt att möta delar av det ökande effekt- och flexibilitetsbehovet än via dedikerade batterier ägda av nätägaren, eller för den delen traditionella dyra och tidskrävande nätinvesteringar. På så sätt underlättar styralgorithm-batterilösningen en kostnadseffektiv omställningen till ett helt förnybart energisystem och att nå klimatmålet om begränsad klimatpåverkan.

Idag används batterier främst för avbrottsfri kraftförsörjning men under de senaste åren har det även installerats batterier för olika tjänster till elkonsument, lokalnätsägare och till Svenska kraftnät. Batterierna används antingen för en enskild tjänst eller för flera tjänster men då med manuell styrning. Exempel på tidigare gjorda svenska installationer av batterier är: Fortums batteri i Forshuvuds vattenkraftverk samt Örebrostadens batteri i Örebro vilka erbjuder frekvensreglering, Vasakronans batteri i Uppsala samt Vattenfalls projekt Sjöängen i Askersund och Solbruket i Kilafors vilka med manuell styrning kan lagra överskottsel, minimera effekttoppar och flytta energianvändning, HSBs batteri i Göteborg som minimerar effekttoppar. Inga av dessa batterier styrs dock simultant och automatiserat.

Projektet bygger på de erfarenheter som var gjorda i tidigare projekt men styralgoritmen behöver tas flera steg framåt genom att utöka styrningen mot frekvensmarknaden, CoordiNet (ett EU-projekt med i Sverige fyra regionala marknadsplatser som syftar till att demonstrera hur region- och lokalnätsägare kan köpa flexibilitet och därigenom lösa sina effektproblem) och mot lokalnätsägaren samt att utveckla algoritmen så att den kan optimera automatiskt, kontinuerligt och realtidsstyra mot de fyra olika nyttorna. Detta möjliggör användning av flexibilitets och lagringstjänster på ett mycket mer effektivt sätt än idag. Utöver detta identifierades nya affärsmodeller som ett viktigt område och ett betydligt större batteri valdes i detta projekt jämfört med de projekt som genomförts tidigare. Att kombinera flera tjänster och utveckla nya affärsmodeller är komplext men något som krävs för att tillmötesgå de förändrade förutsättningarna i energilandskapet.

1.2. Syfte

Syftet med projektet är att skapa en styralgoritm-batterilösning som tar ett helhetsperspektiv på elsystemet och som underlättar för klimatomställningen genom att skapa förutsättningar för att klara av ett ökat energi- och effektbehov och bidra till ökad flexibilitet i elsystemet.

Projektets målsättningar är att:

- Demonstrera hur batterilager kan användas för tjänsterna minimera effekttoppar (nätaggift) och flytta energikonsumtion (spotpris) hos elkonsument (arbetspaket 1).
- Demonstrera hur batterilager kan användas för olika frekvensregleringstjänster (FCR-N, FCR-D, FRR) till Svenska kraftnät (arbetspaket 2).
- Demonstrera hur batterilager kan användas för tjänster till regionnätägaren för att hantera effektbehov (arbetspaket 3).
- Demonstrera hur batterilager kan användas för tjänster till lokalnätägaren för att hantera effektbehov (arbetspaket 4).
- Demonstrera hur ett batterilager kan användas för tjänster till elkonsument kombinerat med en eller flera av nättjänsterna till lokalnätägare, regionnätägare och/eller Svenska kraftnät (arbetspaket 5).
- Definiera affärsmodeller för respektive tjänst och kombinationen av tjänster (arbetspaket 6). Redovisas genom att beskriva och ge förslag på fortsatta utvecklingsbehov.

1.3. Projektdeltagare

För att kunna genomföra projektet har tre partners varit aktiva deltagare; Vattenfall, Boliden samt Landskrona Energi.

1.3.1. Vattenfall

Vattenfall är ett europeiskt energiföretag med cirka 19 000 anställda. I mer än 100 år har vi elektrifierat industrier, levererat energi till människors hem och moderniserat vårt sätt att leva genom innovation och samarbete. Vi vill nu göra det möjligt att leva fossilfritt inom en generation.

Vattenfall arbetar målmedvetet med utveckling av innovativa kundlösningar som möjliggör för kunder att ställa om till fossilfritt. När andelen förnyelsebar elproduktion ökar behöver framtidens kundlösningar kunna bidra med olika typer av flexibilitet. Flexibiliteten är nödvändig för att anpassa elförbrukningen i och med energisystemets utmaningar.

Vattenfall har haft huvudansvaret för leverans av batterisystem, utveckling av den tekniska lösningen och löpande uppföljning och utvärdering. Batteriet har levererats och installerats av affärsenheten Vattenfall Network Solutions. Merparten av arbetet är genomfört av Vattenfall Research & Development tillsammans med Vattenfall IT. Vattenfall R&D har också varit projektledare för hela projektet.

1.3.2. Boliden

I drygt nittio år har vi på Boliden prospekterat, utvunnit och förädlat bas- och ädelmetaller. Vår produktion bygger på erfarenhet, innovation och modern teknik, utvecklad i samarbete med nordiska teknik- och ingenjörföretag. Vi är idag branschledande i Norden när det gäller hållbar metallproduktion, från fynd till återvinning av förbrukad metall.

Boliden deltar med industrikompetens och en industrianläggning där batterisystemet får installeras och användas. Industrianläggningen heter Bergsöe och ligger i Landskrona i Skåne. Bergsöe är Nordens enda sekundära smältverk för bly och en av Europas största återvinnare av förbrukade blybatterier. Varje år återvinns bly från fyra miljoner uttjänta bilbatterier och minst 70 procent av det bly som produceras säljs till batteriindustrin i Europa där det används på nytt. Bly är helt återvinningsbar och kan återvinnas gång på gång. Bergsöe är därför en viktig länk i denna metalls kretslopp. Precis som vid alla Bolidens anläggningar jobbar man vid Bergsöe för att minimera miljöpåverkan och utnyttja alla resurser så effektivt som möjligt. Exempel på det är den nya plastseparationsanläggningen som togs i drift 2019 samt att överskottsvärmen vid produktionen leds vidare till Landskrona Energi Krafts fjärrvärmesystem, vilket täcker det årliga värmebehovet för cirka 2 000 bostäder.

1.3.3. Landskrona Energi

Vi gör så att våra kunder kan duscha varmt, få ljus i lampan och surfa snabbt med trygg och säker fjärrvärme, el och fiber. Vi är i ledningen för dig! Vi finns i och är verksamma för Landskrona. Är en del i utveckling av staden för nya etableringar och säkrat effektbehov. Och där staden växer, där bygger vi ut. Samtidigt underhåller, uppgraderar och reinvesterar vi våra nät för att garantera en trygg och avbrottsfri vardag för våra kunder.

Landskrona Energi deltar som lokalt nätbolag med insikt om nätbolagens behov kring kundflexibilitet. Landskrona Energi ägs till 100% av Landskrona stad och är därmed ett kommunalt bolag som ytterst ägs av Landskronaborna. Deras verksamheter är fjärrvärme, stadsnät, elnät och elhandel. Lokal elproduktion inom Landskrona elnät sker bl.a. vid kraftvärmeverket Energiknuten med 27 GWh_{el} under 2020 samt vid vindkraftverk i Landskrona hamn som producerar 41 GWh/år (Vindbrukskollen, 2021).

1.4. Ekonomi

Projektet har haft en total budget på 7.387.333 SEK och har genomförts i samarbete mellan Vattenfall AB (Research & Development), Boliden Mineral AB och Landskrona Energi AB. Vattenfall har varit projektledare och huvudsaklig utförare men utan samarbetet mellan de tre parterna hade inte projektet gått att genomföra. Energimyndigheten har finansiellt bidragit till projektet (25% budget), resterande delar av kostnaderna (75%) har de ingående företagen själva stått för.

2. Genomförande

2.1. Tidplan

Projektet har genomförts under perioden mars 2020 till juli 2022 och omfattat flera faser inkluderande både utredningar, systemutveckling, pilotdriftperioder och olika utvärderingar. Vissa marknadsberoenden har funnits kring när olika demonstrationsfaser kunnat vara i drift.

Angreppssättet för genomförandet av de olika arbetspaketen har varierat något men generellt har varje arbetspaket inletts med ett utvecklingsarbete av IT- och styrningslösning inklusive testning. Därefter har den "skarpa" demonstrationsperioden genomförts och när den var avklarad utfördes analys, utvärdering och rapportering.

Arbetspaket	2020												2021												2022											
	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J						
Installation	[Utveckling]																																			
AP1: Tjänster till elkonsument													[Utveckling]						[Drift]						[Analys]											
AP2: Tjänster till stamnät													[Utveckling]						[Drift]						[Analys]											
AP3: Tjänster till regionnät													[Utveckling]						[Drift]						[Analys]											
AP4: Tjänster till lokalnät													[Utredning]																							
AP5: Kombinerig av tjänster													[Utveckling]						[Drift]						[Analys]											
AP6: Affärsmodeller																									[Utredning]											
Rapportering																									[Rapportering]											

Figur 1. Tidplan.

2.2. Metoder

2.2.1. Utredning

I projektets inledning genomfördes (större eller mindre) utredningar för att undersöka vilken tjänst/nytta inom varje arbetspaket som är genomförbar inom tidsramen för denna pilot baserat på de sammanvägda förutsättningarna från batterilagret, kunden och marknadsförutsättningarna. Därefter togs beslut kring vilka delar som skulle utvecklas och testas i verkligheten.

Utredningarna har påvisat flera olika begränsningar som beaktats och definierat den slutliga genomförandeplanen för demonstrationen:

- Batteriet klarar inte av alla frekvensmarknader (för litet eller för långsamt för vissa tjänster).
- Lastkapning på nättariff (effektariff) endast tillgänglig dagtid vardagar vintertid.
- CoordiNet marknaden också tillgänglig ungefär samtidigt som effektariffen.
- Projektets längd begränsar hur långa testperioder som går att få för respektive tjänst.
- Ledtider för prekvalificering hos Svenska Kraftnät.

2.2.2. Pilotprojekt

Projektet har i huvudsak genomförts som ett pilotprojekt hos Vattenfalls elhandelskund Boliden på deras anläggning Bergsöe i Landskrona. Genom piloten har projektet fått möjlighet att testa och utvärdera hela den tekniska lösningen och dess styralgoritmer i verkligheten och därmed kunna ge väl underbyggda resultat. Det har dock funnits vissa speciella moment att beakta när man genomför en kundpilot hos en industri, t.ex. kunde det endast tillåtas att bryta strömmen för inkopplingen av batteriet under semesterperioden. Batteriet tillverkades i Tyskland och därmed krävdes det även en viss anpassning av systemet till de nätkoder som används i Sverige. Ytterligare en komplikation för projektet var givetvis Covid-19 som både begränsade möjligheten till resor och försenade vissa leveranser.

2.2.3. Batterisystemet

Vattenfall Network Solutions har levererat batterisystemet som en tjänst "Battery-as-a-Service" där kunden hyr hela batterisystemet med installation och underhåll inkluderat. Batteriet är tillsammans med styrsystem monterat i en 20ft-container och har en effekt på 0.48 MW och en energimängd på 1,008 MWh. Batteriet består av 24 st batteripack från BMW å 42 kWh. Hela containersystemlösningen har levererats av Beck Automation GmbH i Tyskland.



Figur 3. Insidan av battericontainern.



Figur 2. Batteripack staplade i rack.

2.2.4. Teknisk plattform Vattenfall IoT & Energy Management (ITEM)

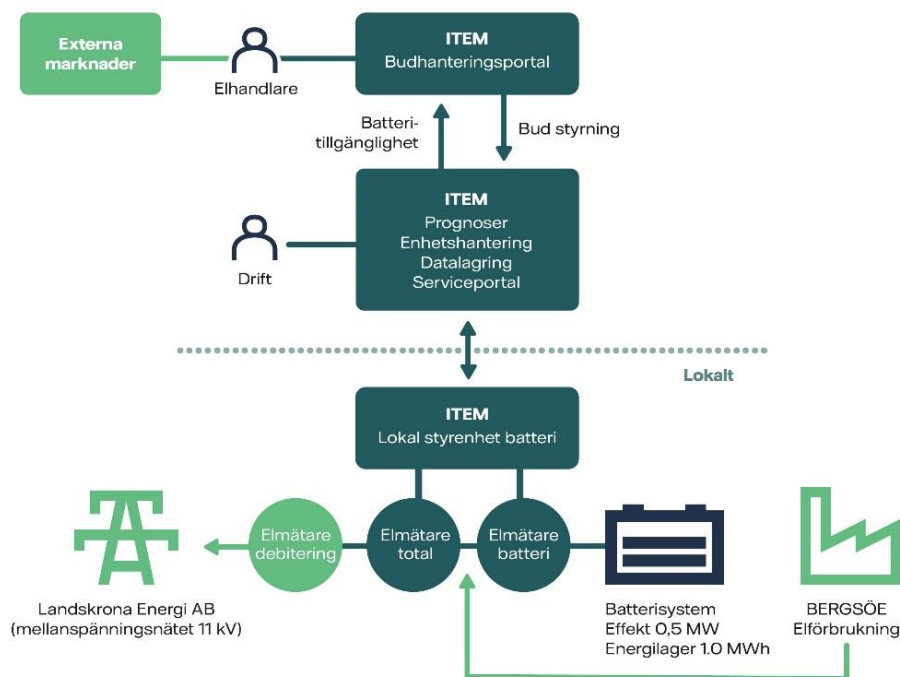
Den tekniska lösningen för att utföra respektive tjänst samt stackningen av tjänster är utvecklad av det Vattenfall-interna teamet inom IoT & Energy Management (ITEM). Deras egenutvecklade IoT-plattform hanterar datainsamling samt tvåvägskommunikation till (batteri)enheten och således även den intelligenta styrningen.

Batteriets styrning görs på distans via molnet vilket möjliggörs av en lokal styrenhet (gateway) som är uppkopplad gentemot battericontainern. Dessutom är två elmätare installerade för att mäta battericontainerns produktion/konsumtion respektive industrins totala konsumtion. Insamlad data processas i olika steg för att generera exempelvis prognoser över förbrukning eller larm om eventuella störningar.

För batteriet har en budhanteringsportal utvecklats där batteriets driftansvariga och elhandlare kan "boka" batteriet för att genomföra olika tjänster. Bokningar hanteras på timbasis och bokas med avseende på effekt eller energi. Alla bokningar valideras för att inte överskrida batteriets prestanda. Bokningarna genererar ett schema över vad batteriet ska leverera under själva drifttimmarna. Obokad eller överbliven kapacitet utnyttjas till återladdning eller till att genomföra kostnadsoptimering (köpa/sälja el vid billiga/dyra timmar för att generera ett överskott). Kostnadsoptimeringen sköts av ett optimeringsverktyg för att generera den batterikörning som är vinstmaximerande med hänsyn till bland annat spotpris och effekttariff.

För att hantera olika tjänster, samkörningen mellan dessa samt tjänster som kräver direkt respons från batteriet har ITEM också utvecklat en controller som bearbetar tjänstebokningarna och andra ingångsparametrar för att resultera i hur batteriet ska ladda i eller ur under varje ögonblick. Eftersom addering av tjänster har skett inkrementellt har uppdateringar av styrningslösningen genomförts stegvis under projektets gång.

På grund av att en del tjänster blockerar effekt och/eller energi är det då man försöker utföra tjänstestackning inte alltid praktiskt möjligt att utföra flera tjänster under varje givet ögonblick. Hur prioritering skett mellan ömsesidigt uteslutande tjänster beskrivs i respektive arbetspaket.



Figur 4. Översikt teknisk lösning med komponenter och aktörer.

2.3. Översikt delmoment

Projektet har efter installationsfasen varit uppdelat i olika delmoment med fokus på respektive nivå i elnätet och ett moment med fokus affärsmodeller.

2.3.1. Installation

Valet av pilotanläggning var på förhand beslutat så den initiala utredningen fokuserade på de praktiska förutsättningarna för batterisystemet.

Det fanns en mycket bra fysisk plats att placera batteriet på i form av en befintlig betongplatta, närhet till ställverket och gott om kringliggande utrymme för både avlastningen av batteriet och säkerhetsavstånd till kringliggande byggnader/verksamhet.

För att ansluta en produktionsanläggning som ett batteri (eller solceller) krävs ett godkännande av lokalnätägaren. För mindre system hos privatkunder ansluts kunden på lågspänningsnätet. Boliden Bergsöe är dock anslutna direkt på mellanspänningsnätet och en störning orsakad av batteriet skulle därmed få större påverkan på elnätet och Landskrona Energi krävde därför att ett s.k. NUS-skydd installerades enligt nuvarande tekniska rekommendationer. Detta för att säkerställa att inmatning på nätet inte skulle vara möjligt vid strömavbrott.

Till batterilagret kopplades Boliden Bergsöes befintliga brandlarm och den lokala brandmyndigheten informerades om uppdateringen. Av säkerhetsskäl placerades också större betongkrukor i närheten av containern för att undvika påkörningsrisk.

Efter godkända systemtester (FAT) hos systemleverantören transporterades containern på lastbil från Tyskland till Landskrona. På plats hos kunden gjordes den elektriska inkopplingen samt montering av mät- och styrutrustning. Med hela systemet på plats kopplades det upp till ITEMs styrlösning. När integrationen av all hårdvara och alla mätsignaler var klar genomfördes de formella systemtesterna (SAT) före driftsättning.

Därefter vidtog en första driftperiod med enbart mätning utan styrning för att dels samla in högupplöst data men också för att verifiera stabiliteten i systemet.

Batteriet levererades till Bergsöe i april 2020 och efter installation, tester och godkännande av inkoppling från Landskrona Energi togs systemet i drift september 2020. Parallellt pågick utveckling av styrningslösning och efter att styrningen implementerats påbörjades aktiv styrning av batteriet i december 2020.



Figur 5. Batterisystemet på plats hos Boliden Bergsöe.

2.3.2. Genomförande Arbetspaket 1: Tjänster till elkonsument

Arbetspaket 1 syftar till att generera avkastning på batteriresursen för elkonsumenten Boliden Bergsöe. Först gjordes en utredning avseende potentiell nytta utifrån kundens befintliga elhandels- och nätkontrakt samt hur dessa i kombination skulle kunna kostnadsoptimeras för Boliden Bergsöe. Bergsöe är effektkund på 11 kV nivå hos Landskrona energi vilket gör Boliden Bergsöe tillämplig för deras effekttariff som erläggs för aktiv effekt för högsta månadsvärdet (avser vardagar klockan 06-22) under månaderna januari-mars och november-december. Boliden Bergsöes elhandelsavtal är ett timsport-abonnemang med viss prissäkring från Vattenfall.

När förutsättningarna var utredda och givna utvecklades styralgoritmen för kostnadsoptimeringen. Efter flertalet test implementerades lösningen. Därefter utfördes demonstrationsperioden för arbetspaket 1 under mars – oktober 2021. Driften övervakades kontinuerligt och efter periodens slut skedde utvärdering av periodens resultat.

2.3.3. Genomförande Arbetspaket 2: Tjänster till Svenska kraftnät

Arbetspaket 2 syftar till att utföra frekvensregleringstjänster till Svenska kraftnät för att stödja stamnätet. Den initiala utredningen undersökte förutsättningarna för vilka av Svenska kraftnäts frekvensmarknader som var lämpliga och tekniskt genomförbara för ett batterilager placerat hos en industrikund.

2.3.3.1. Val av frekvenstjänst

Det finns flertalet sätt att leverera frekvensreglering till Svenska Kraftnät vilket inryms i de olika frekvensregleringstjänsterna. Numera finns möjlighet att leverera kundflexibilitet till Svenska Kraftnät, tidigare har produktionsenheter varit de som levererat stödtjänster. Batterier har en synnerligen god möjlighet att leverera frekvensreglering då de i förhållande till andra flexibilitetsresurser har snabb reaktionstid. Däremot är energimängden begränsad vilket gör att uthålligheten blir sämre.

I detta projekt valdes frekvensregleringstjänsten FCR-D upp (Frequency Containment Reserve Disturbed) att levereras. FCR-D är en automatiskt aktiverad stödtjänst som stabiliserar frekvensen vid driftstörningar (Svenska Kraftnät, 2021). Batteriet stöttar då genom att leverera effekt när frekvensen går under 49,9 Hz för att återställa den till 50 Hz. Se mer information om de olika stödtjänsterna i Svenska kraftnäts faktablad *Vägledning för att leverera stödtjänster* (2021).

Valet av FCR-D upp baserade sig på tre faktorer:

- Teknisk genomförbarhet
- God lönsamhet
- Lågt energikrav (liten energigenomströmning till följd av leverans)

Andra tänkbara frekvensregleringstjänster som utvärderades var FCR-N, FRR och FFR. FCR-N har ett högt energibehov jämfört med FCR-D vilket passar sämre med ett batteri som är tänkt att huvudsakligen använda energin till kostnadsoptimering. Dessutom ökar slitaget på batteriet vid mer energigenomströmning. FCR-D är således en skonsammare tjänst. FFR som kräver mycket snabba reaktioner var tyvärr inte tekniskt möjlig att utföra med befintlig hårdvara. FRR (både mFRR samt aFRR) har en gräns på minsta budstorlek på 5 MW medan batteriet har 0,48 MW att erbjuda.

2.3.3.2. Prekvalificeringsprocess

För att kunna delta på FCR-D marknaden måste en prekvalificeringsprocess genomföras och godkännas av Svenska kraftnät. Projektet genomförde de verifierande tester och mätningar som behövs som bevis för att batteriet skulle leverera FCR-D med rätt kvalitet.

Prekvalificeringsansökan som beskriver batterisystemets egenskaper och bifogade testprotokoll skickades in för godkännande av Svenska kraftnät efter att testerna utförts. Testerna godkändes vilket innebar att Vattenfall som flexibilitetsleverantör hade formellt godkännande att erbjuda batteriet på FCR-D upp-marknaden.

2.3.3.3. System

Styrlösningen vidareutvecklades under hösten 2021 för att kunna hantera leverans av FCR-D upp. Projektet utvecklade dessutom en budhanteringsportal för elhandlarna där de av Svenska kraftnät avropade timmarna kunde bokas in på batteriet i förhand så att batteriet alltid levererade FCR-D på de timmar som utlovats till Svenska kraftnät.

Dessutom togs en Power BI-rapport fram som uppdaterades dagligen, där kunde avrop, pris och summerade intäkter löpande följas.

2.3.3.4. Driftutvärdering

Leverans av FCR-D upp och start av testperioden för arbetspaket 2 skedde 9:e nov 2021 och fortgick till 5:e december 2021 (därefter fortsatte leverans av FCR-D men då som en del av arbetspaket 5). Driften övervakades kontinuerligt och efter periodens slut skedde utvärdering av periodens resultat.

2.3.4. Genomförande Arbetspaket 3: Tjänster till regionnätägare

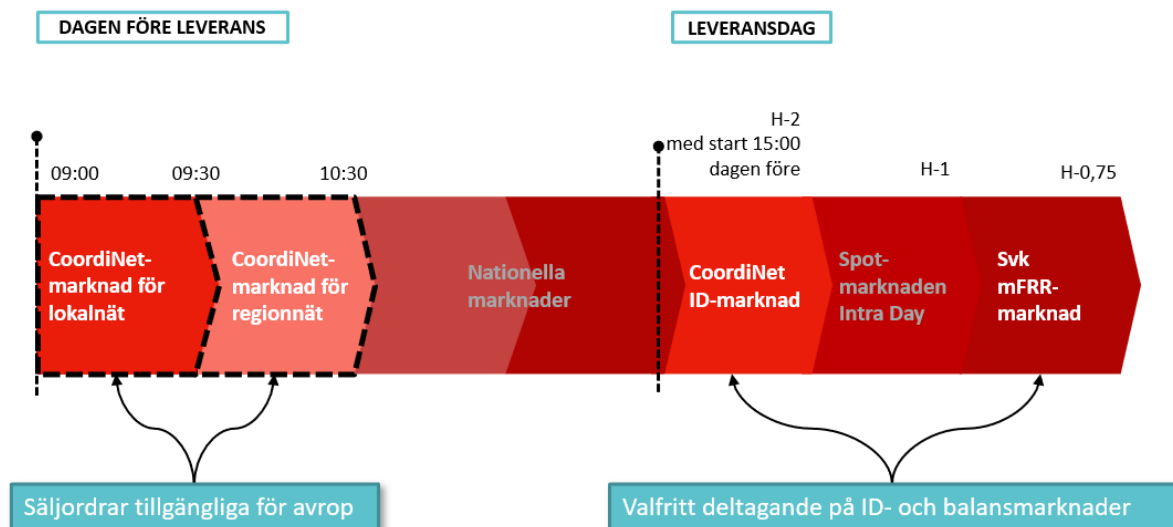
Arbetspaket 3 syftar till att stödja regionnätägaren. Efter initial eftersökning hur detta kunde genomföras fanns det EU-finansierade projektet CoordiNet som har definierat lokala kapacitetsmarknader där flexibilitet används för att minska förbrukning under höglasstimmarna från november till mars. Genom CoordiNet kan region- och lokalnätägare avropa effekt från de anslutna leverantörerna. De lokala kapacitetsmarknaderna finns endast på ett fåtal platser och marknadsplatsen kallas i Skåne för Switch.

Utveckling av styrlösning skedde efter att förutsättningarna var kända och eftersom CoordiNet-marknaden endast är tillgänglig vissa tider på året utfördes arbetspaket 3 1:a nov – 8:e dec 2021 (därefter fortsatte leverans på CoordiNet-marknaden men då som en del av arbetspaket 5). Ett tillgänglighetsavtal för deltagande i CoordiNet signerades mellan Vattenfall, Landskrona Energi (lokalnät) och E.ON (regionnät) för säsongen 2021/2022. Driften övervakades kontinuerligt och efter periodens slut skedde utvärdering av periodens resultat. Ett kontrakt signerades även säsongen 2020/2021 men då i form av "fria bud" för att tekniskt kunna verifiera delkomponenter. Varken skarpa bud eller avrop skedde den säsongen och följaktligen fanns ingen inkomst därifrån.

2.3.4.1. Budhantering och tidskoordinering

Metoden för att agera på CoordiNet gick ut på att Vattenfall Commodities interagerade med två olika interfaces. En gentemot CoordiNet för att lägga in bud på Switch-marknaden samt en kontaktyta mot batteriet. Kontaktytan för att styra batteriet var den interna budhanteringsportalen (se avsnitt 2.2.4) där eventuella leveranser av CoordiNet bokas.

Avropstiderna för flexibilitet på CoordiNet-marknaden var koordinerade med den nationella spotmarknaden och marknaden för intra-daghandel enligt Figur 6.



Figur 6. Marknadsfönster för CoordiNet. Källa: E.ON.

Tidskoordinering medför att LEAB kan avropa flexibilitet i form av urladdning av Bergsöebatteriet mellan klockan 9.00 och kl. 9:30. I det fall LEAB inte ser behov av flexibilitet kvarstår inlagda bud för batteriet och regionnätägaren, E.ON, kan avropa denna i sitt marknadsfönster mellan kl. 9:30 och kl. 10:30. Bud lades in 07-20 på vardagar upp till och med den högsta överenskomna ersättningen om 2 490 SEK/MWh.

Då kapacitetsmarknaden till sin natur är starkt väderberoende med stor osäkerhet om behov av avrop mellan säsonger fanns möjligheten att låta flexibilitetsbud på CoordiNets marknadsplattform automatiskt överföras till Svenska kraftnäts marknad för frekvensåterställning (manual Frequency Restoration, mFRR). Avropen sker automatiskt via CoordiNet plattformen. mFRR är en utpräglad volymmarknad med enbart ersättning för levererade MWh. Nationellt upphandlades (år 2018) 500 GWh uppreglering (urladdning för att öka frekvensen i nätet) och 830 GWh timmar nedreglering (för batteri; avbruten laddning). Av årets 8760 timmar upphandlades mFRR 2800 respektive 4000 timmar vilket är i bjärt kontrast till CoordiNets flexibilitetsmarknad i Skåne med 0,122 GWh avrop under endast 35 timmar vintern 2020/2021. Kombinationen av mFRR och lokal-, regionalkapacitetsmarknader möjliggör därför för en flexibilitetsleverantör att bli regelbundet avropad. Dessvärre var volymgränsen för framförandet av CoordiNet-bud till mFRR satt till 1 MW vilket medförde att Bergsöebatteriet på 0,48 MW utestängdes från mFRR-marknaden.

2.3.5. Genomförande Arbetspaket 4: Tjänster till lokalnätägare

Arbetspaket 4 syftade till att finna tjänster för att stödja lokalnätet. En omfattande utredning mellan Vattenfall och Landskrona Energi i form av workshops genomfördes avseende lokalnätägarens möjliga tjänster från batteriet. En initial workshop hölls även med doktorand Johannes Hjalmarsson från Uppsala universitet vilken renderade i ett utredningsunderlag varifrån djupare analys utfördes på de mest lovande lokalnätstjänsterna. Flera potentiella nyttor utreddes och sammanställdes.

CoordiNet-marknaden fanns också tillgänglig för att stödja lokalnätet så den är praktiskt sett även en lokalnätstjänst. Dess genomförande är beskrivet i sektionen ovan.

2.3.6. Genomförande Arbetspaket 5: Stackning av tjänster

Arbetspaket 5 initierades genom att först utveckla styrlösningen till att kunna samköra de tre tidigare utvecklade styrningarna: kostnadsoptimering, CoordiNet och FCR-D upp. När utvecklingen var färdig demonstrerades tjänstestackningen under 9:e dec 2021 – 31:a mar 2022. Därefter utvärderades testperioden.

2.3.6.1. Budhantering

Metoden för att utföra både FCR-D, CoordiNet samt kostnadsoptimering gick ut på att Vattenfall Commodities interagerade med tre olika interfaces. En gentemot Svenska kraftnät för att lägga in bud på FCR-D, en gentemot CoordiNet för att lägga in bud på Switch-marknaden samt en kontaktyta mot batteriet. Kontaktytan för att styra batteriet var den interna budhanteringsportalen (se avsnitt 2.2.4) där eventuella leveranser av FCR-D samt CoordiNet bokas.

För FCR-D budades batteriet in under alla timmar och dagar till olika marknadspris enligt Vattenfall Commodities ordinarie budverksamhet. D-2 avropar sedan Svenska Kraftnät (SvK) batteriet eller också inte, beroende på pris. D-1 kan avrop återsäljas till SvK. För CoordiNet läggs bud in 07-20 på vardagar upp till och med den högsta ersättningen om 2 490 SEK/MWh. E.ON eller Landskrona Energi avropar sedan enligt Figur 6 om behov finns. Under drifttimmen levererar sedan batteriet den avropade tjänsten. Då bokningar FCR-D eller CoordiNet inte existerar eller då maximal effekt inte utnyttjas av dessa två tjänster agerar batteriet på ett kostnadsoptimerande sätt (spotprisoptimering och topplastkapning). Batteriets styrlösning agerar utan handpåläggning för att se till att energi finns i batteriet då detta skulle behövas till de olika tjänsterna.

Övergripande har projektet demonstrerat fyra olika tjänster. I nedan figur återfinns tidsperioderna för när respektive tjänst varit aktiv.

Tjänst	2021												2022											
	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J					
Topplastkapning																								
Spotprisoptimering																								
FCR-D upp																								
CoordiNet																								

Figur 7. Översikt tjänster och deras demonstrationsperiod.

2.3.7. Genomförande Arbetspaket 6: Affärsmodeller

Arbetspaket 6 har behandlat affärsmodeller och har utförts som en teoretisk utredning genom diskussion och workshop mellan Vattenfall och Boliden.

2.3.8. Kommunikationsaktiviteter

Projektet har även genomfört flera kommunikationsaktiviteter så som pressmeddelanden, nyhetsartiklar i dagspress/lokalradio och artiklar i svenska branschtidningar som Gjuteriet och Elinstallatören. Projektet har också genomfört en online (via Youtube) invigning/webinar för externa intressenter där alla partners inklusive Energimyndigheten deltog och presenterade (se länk till invigningen i Publikationslistan).

3. Resultat

3.1. Resultat Arbetspaket 1: Tjänster till elkonsument

Arbetspaket 1 syftar till att utforma tjänster till Bolidens återvinningsanläggning för blysyrbatterier i Bergsöe i Landskrona kommun. Dessa tjänster är kapning av lokala effekttariffen till lokalnätägaren Landskrona Energi (topplastkapning) samt spotprisoptimering av Boliden Bergsöes energiförbrukning (spotprisoptimering).

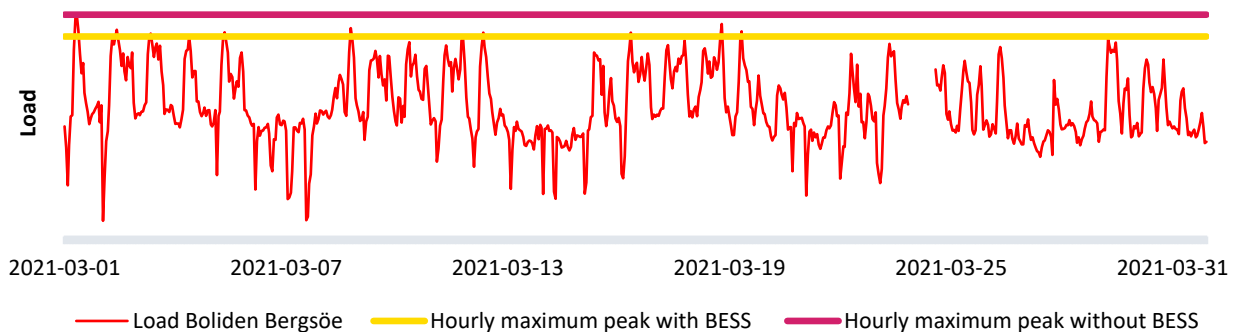
3.1.1. Topplastkapning

Landskrona Energi applicerar en effekttariff för sina effektkunder för att skapa incitament att jämna ut sin last och prisa in marginalkostnader för nätutbyggnad. För kunder av Boliden Bergsöes storlek är effekttariffen på 268 000 SEK/MW/år (2021) och mäts som den högsta effekttoppen på timnivå på årsbasis under månaderna januari, februari, mars, november och december mellan kl. 06-22. Värt att markera är att tariffens utformning är ovanlig i att den enbart grundas på årets högsta förbrukning för angiven tidsperiod. Hos många andra svenska nätbolag med effekttariffer tillämpas istället vanligtvis ett medelvärde av de högsta förbrukningsvärdena som debiteringsgrund.

Batteriet hos Boliden har en möjlig affärspotential genom sänkning av Bolidens effekttariff. Detta eftersom batteriet kan laddas ur då Bolidens effekttopp sker. Detta skulle sänka effekttariffen gentemot Landskrona Energi. Bergsöebatteriet har en maximal effekt på 0,48 MW vilket ger en potentiell maximal besparing på knappt 129 000 SEK/år (Baserat på en effekttariff om 268 000 SEK/MW/år.).

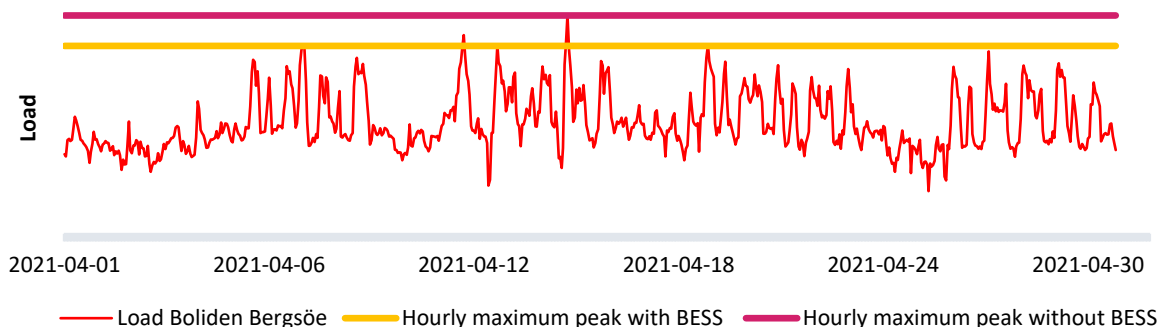
Topplastkapningen utfördes mars och april 2021 som separata månader. April utnyttjades alltså också trots att månaden egentligen inte har någon effekttariff, detta för att generera en längre testperiod. Både under mars och april startades tariffen om "från 0". Det vill säga, styralgoritmen försökte minska effekttoppen var månad för sig. Under samma tidsperiod kördes även spotprisoptimering men denna tjänst hade alltid lägre prioritet än topplastkapning. Det bör även nämnas att den 3/3 utfördes ett testavrop från CoordiNet och under den dagen stängdes kostnadsoptimeringsalgoritmen av. På grund av att algoritmen var avstängd inträffade mars månads högsta topp under den dagen (70 kW ökning).

Under mars lyckades effekttoppen sänkas med 0,088 MW, vilket ses i Figur 8.



Figur 8. Effekttariffsänkning i mars 2021.

Effekttariff från Landskrona energi tillämplig för Boliden Bergsöe motsvarar 268 000 SEK/MW över de fem vintermånaderna. Skulle Landskrona energi istället debitera månadsvis hade summan istället varit 53 600 SEK/MW (268 000/5). Skulle mars månads effekttoppsänkning ha skett varje vintermånad skulle effekttariffsänkningen motsvara $53\,600 \cdot 0,088 = 4\,700$ SEK/månad.



Figur 9. Effekttariffsänkning under april 2021.

Under april lyckades effekttoppen sänkas med 0,145 MW enligt figuren ovan. Skulle april månads effekttoppsänkning ha skett varje vintermånad skulle effekttariffsänkningen motsvara $53\,600 * 0,145 = 7\,800$ SEK/månad.

Tabell 1. Summering av topplastkapningen.

	Mars	April
Topplastkapning (MW)	0,088	0,145
Potentiellt ekonomiskt värde (SEK/mån)	4 700	7 800

3.1.2. Spotprisoptimering

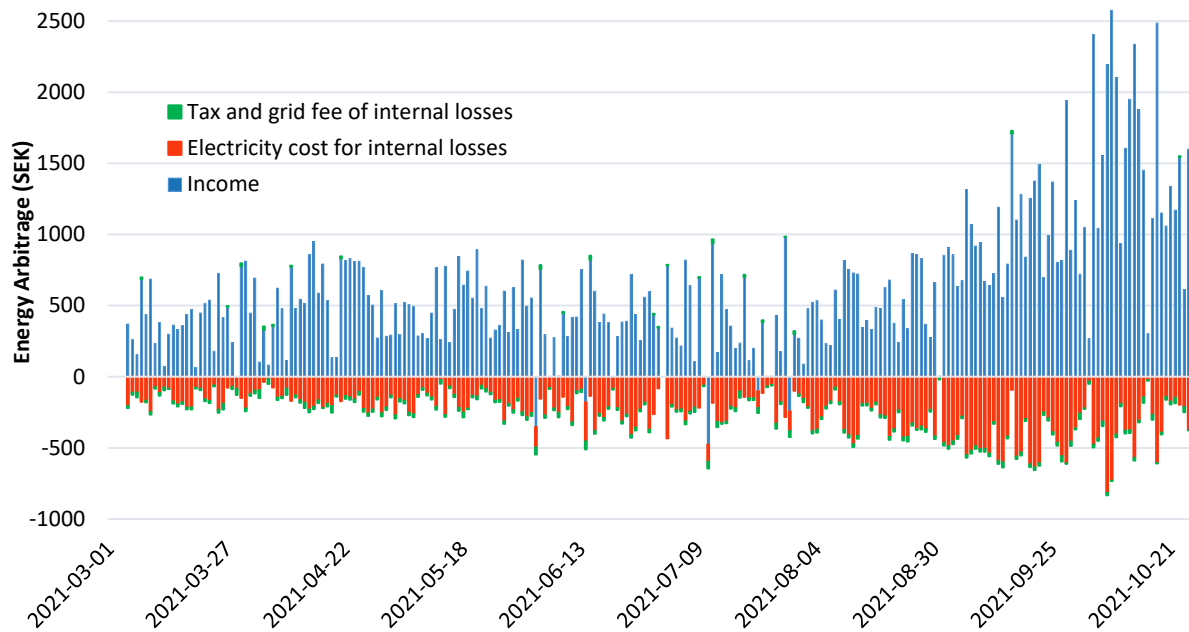
Eftersom spotpriset är volatilt finns det möjlighet att generera ekonomisk vinning av att flytta energi mellan olika tidpunkter. Spotprisoptimering är det som uppstår av att man köper el vid en billig tidpunkt för att sedan utnyttja då elpriset är högt. I fallet hos Boliden Bergsöe fungerar detta i form av att batteriet laddas då spotpriset är lågt för att sedan minska Bolidens inköpta el genom att ladda ur batteriet under timmar då spotpriset är högt. Spotpriset följer ofta ett mönster där det är lägre under natten och högre på dagen. Ofta är det dessutom högre på förmiddagen och kvällen samt lite lägre mitt på dagen.

Enstaka dagar under den åtta månader långa testperioden har styralgoritmen stängts av till förmån för att förbereda systemet för kommande tester. Dessa dagar har eliminerats ur analysen.

Den dagliga spotprisoptimeringsinkomsten varierar mellan -500 SEK till strax över 2 500 SEK. Inkomsten är beräknad enligt: $[\text{energi ut ur batteripacken (DC)}] * \text{spotpris} - [\text{energi in i batteripacken (DC)}] * \text{spotpris}$. Därmed är energiförlusterna genom batteripacken/högvoltssystemen (HVS) avräknade (men inte nätkostnad och elskatt på den förlorade energin vilket redovisas separat). Data från de åtta första batteripacken har använts och projicerats för de resterande 16 batteripacken. Negativa värden kan uppkomma då man under vissa dagar har laddat batteriet betydligt mer än vad man laddat ur. Det är värt att nämna att det som i denna rapport betecknas som inkomst de facto är en utgiftsminskning.

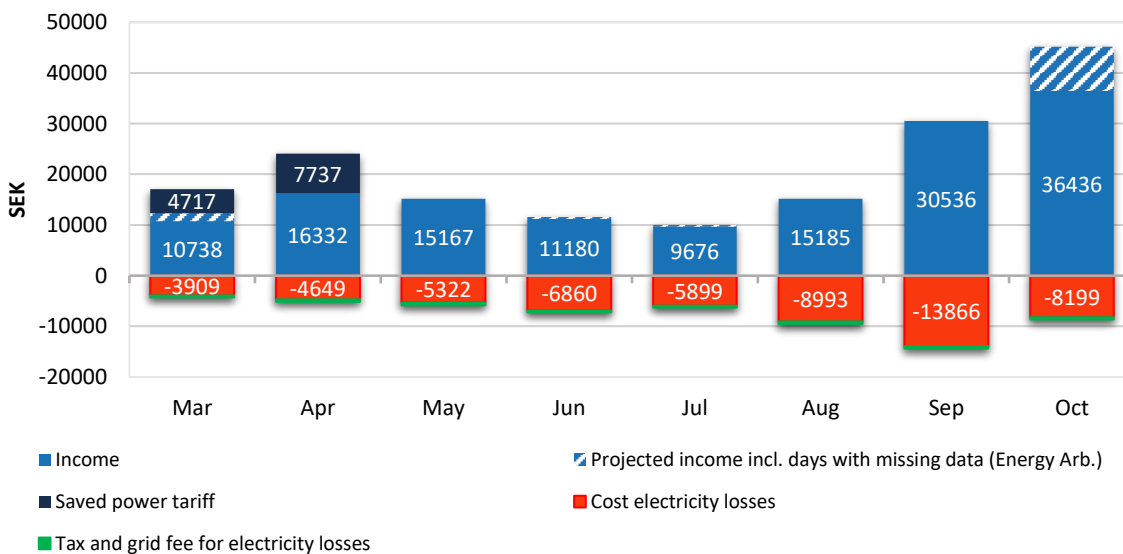
I Figur 10 visas den erhållna utgiftssänkningen för Boliden Bergsöe på dygnsbasis under mars till oktober 2021 (blå staplar). Energiförluster i BESS-containern visas också i figuren (röda staplar). Dessa består av förluster i transformatorer, växelriktare samt all el till luftkonditionering och elektronik för att driva systemet. Elkostnaden är beräknad genom att addera energiförlusterna mellan flödet från det att energin går in i containern till det att det går in i batteripacken samt mellan flödet ut ur batteripacken till dess att energin går ut ur containern. Kostnaden har sedan genererats genom att multiplicera energiförlusten med spotpriset och lägga till nätavgift och skatt för förlorad el, gröna staplar (för varje enskild timme).

Samtliga energiförluster i systemet genererar även en kostnad i form av skatt och rörlig nätavgift eftersom den förlorade energimängden innebär en extrainköpt mängd el som Boliden Bergsöe utan batterisystemet inte hade behövt köpa in. Eftersom Boliden Bergsöe är en elintensiv industriell verksamhet var deras elskatt 0,6 öre/kWh år 2021. Den rörliga nätavgiften var år 2021 3,7 öre/kWh. Summan av skatt och nätavgift representeras av gröna staplar i figuren.



Figur 10. Daglig inkomst från spotprisoptimering.

Inkomst från spotprisoptimering samt kostnad för energiförluster, skatt och nätavgift på månadsbasis visas i Figur 11. Som jämförelse inkluderas även den teoretiska besparingen från effekttariff.



Figur 11. Inkomst från spotprisoptimering samt effekttariffbesparingen.

Inkomsterna summerat på månadsbasis visar i Figur 11 en måttlig inkomst under mar-aug för att sedan mer än dubblas i sep-okt. För de dagar då data saknas har en estimering gjorts av deras potentiella inkomst vilket representeras av den projicerade inkomsten (blå-vit-randig). Den genomsnittliga inkomsten för tiden då data varit tillgängligt har, på månadsbasis, utgjort den projicerade inkomsten för dagar med utebliven data. Den är alltså beräknad med hjälp av schablonintäkter för varje timme i varje enskild månad för att sedan adderas utefter hur många timmar som saknat data. Notera att vissa av timmarna då data saknas har batteriet varit aktivt och de facto genererat en inkomst medan andra av dessa timmar har batteriet varit avstängt och således inte genererat den potentiella inkomsten. Den

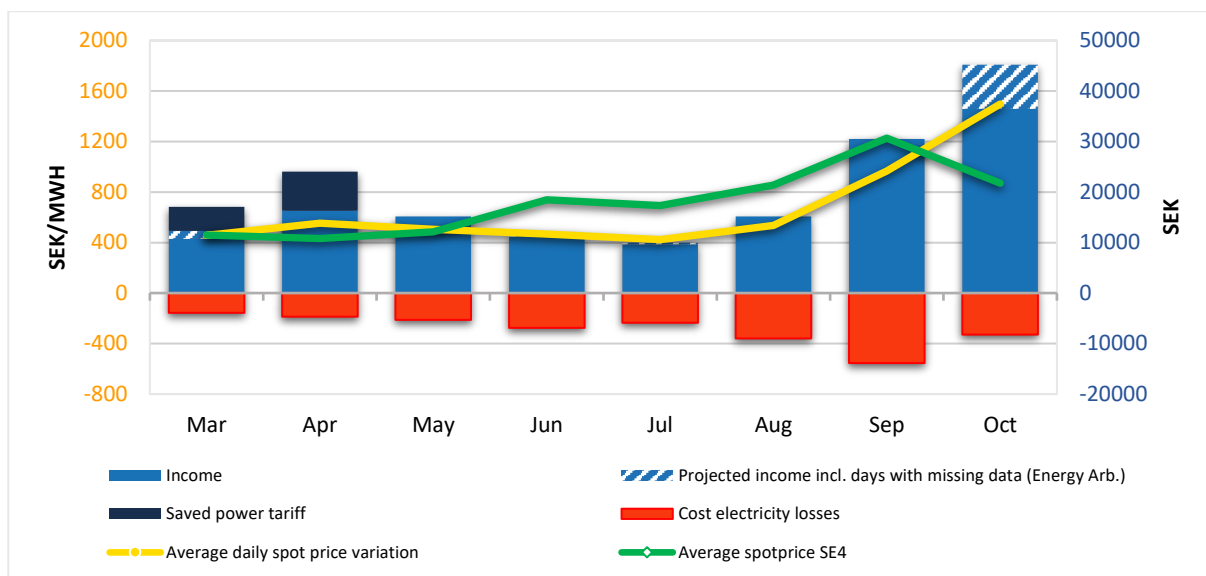
projicerade inkomsten är endast indikativ, inte definitiv såsom inkomsten. Någon projicering av kostnaderna för dagar då data saknas har inte utförts. Totalt saknas data för 11 dagar under de åtta testmånaderna.

Tabell 2. Ekonomisk summering av spotprisoptimeringen.

5/3-25/10 2021	Månadsmedel (SEK)	Totalt (SEK)
Inkomst spotprisoptimering	18 200	145 300
Kostnad elförluster	7 200	57 700
Skatt och nätavgift på elförluster	500	3 800

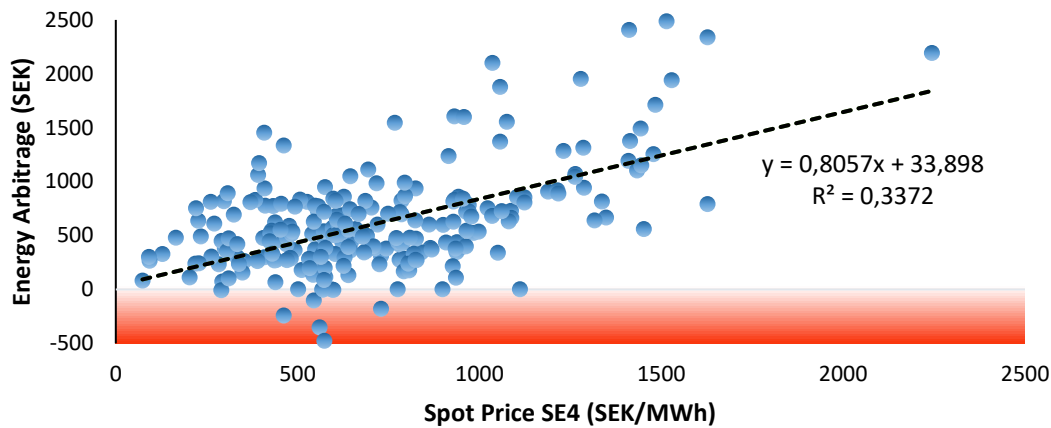
Det ska noteras att intäkterna är beräknade på den utgående kraften från batteripacken i likström. För att energin ska göra nytta behöver den omvandlas i växelriktaren till växelström och därefter passera transformatorerna. Vid dessa två steg förloras en mindre mängd energi och därför är den faktiska/användbara energimängden lite lägre vilket betyder att också inkomsten är lite lägre. Den här inkomstreduktionen är istället redovisad som en kostnad i de röda staplarna i presenterade figurer.

Figur 12 är kompletterad med spotpris (grön heldragen linje) samt spotprisets volatilitet på månadsbasis (gul heldragen linje). Den senare har beräknats som ett genomsnitt för hela månaden av den dagliga skillnaden mellan spotprisets högsta och minsta värde.

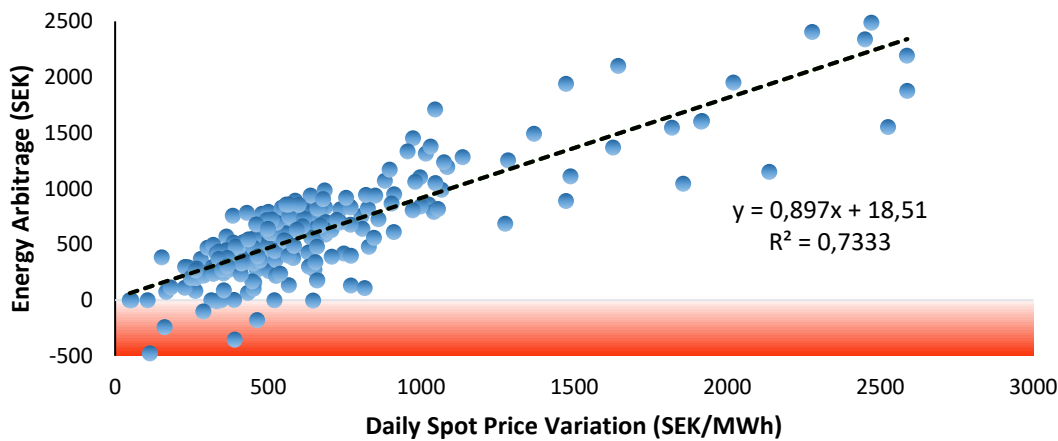


Figur 12. Inkomst från spotprisoptimering, effekttariffsänkning samt spotpris och spotprisvolatilitet på månadsbasis.

I figuren syns att inkomsten är korrelerad med spotprisets variation (gul linje och blå stapel) medan kostnaden för förlusterna är bättre korrelerad med spotpriset (grön linje och röd stapel). I Figur 13 visas korrelationen mellan spotpriset och spotprisoptimeringsinkomsten. Figur 14 visar korrelationen mellan spotprisets volatilitet (dagliga skillnaden mellan spotprisets högsta och lägsta värde) och spotprisoptimeringsinkomsten.



Figur 13. Korrelation mellan spotprisoptimeringsinkomst och spotpriset i SE4.

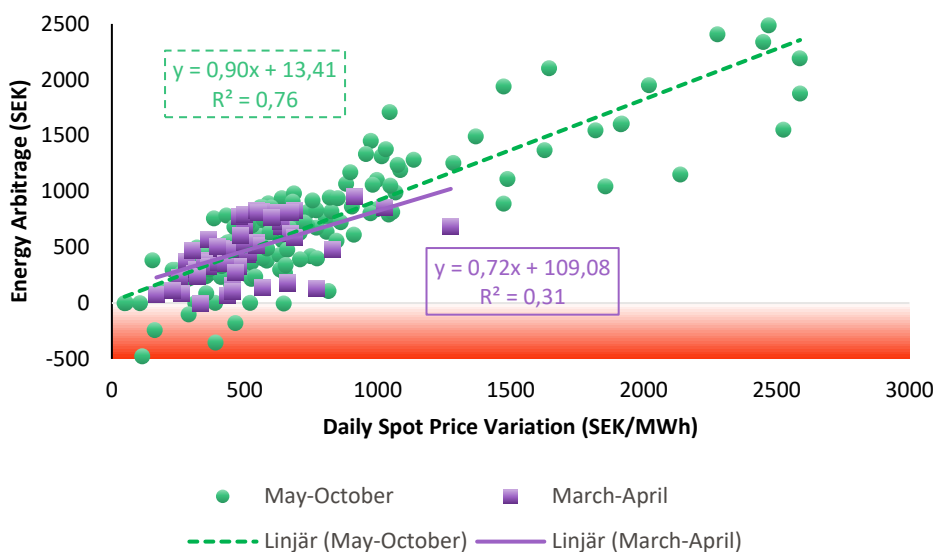


Figur 14. Korrelation mellan spotprisinkomst och variationen i spotpris varje dygn.

Den linjära regressionsanalysen i Figur 13 samt Figur 14 anger att spotprisets variation är en bättre förklarande variabel till spotprisinkomsten än medelspotpriset per dag ($R^2=0,73$ vs $R^2=0,34$). Med andra ord visar de två korrelationsgraferna ett något större samband mellan inkomst och differensen av det högsta och lägsta timsotpriset än med det genomsnittliga dagliga spotpriset.

3.1.2.1. Topplastkapningens påverkan på spotprisoptimeringsinkomsten

Kostnadsoptimeringen innebär att två tjänster, topplastkapning och spotprisoptimering, utnyttjas samtidigt. Topplastkapningen har en högre prioritet framför spotprisoptimering på grund av att den undvikna utgiften i form av sänkt effektariff oftast är mer värdefull än att utföra "en timme till" med spotprisoptimering. På grund av att det inom kostnadsoptimeringen finns två delvis konflikterande intressen undersöktes hur spotprisinkomsten påverkades av att topplastkapningen var aktiverad eller ej. Under mars-april var topplastkapning aktiverad och maj-oktober var den inte det. Eftersom spotprisets dagliga variation hade en god korrelation med spotprisinkomsten under hela testperioden jämfördes samma korrelation under mars-april med maj-oktober. Resultatet återfinns i Figur 15.



Figur 15. Spotprisinkomstens korrelation med den dagliga spotprisvariationen under mars-april respektive maj-oktober 2021.

De två trendlinjerna visar på en lägre intjäningsförmåga för spotprisoptimeringen under mars-april än i maj-oktober: 0,72 vs 0,90 som koefficient för spotprisvariationen. En statistisk beräkning enligt Chows test bekräftar att nollhypotesen; likadana koefficienter, kan förkastas ända upp på 90%-nivån. Med andra ord är det mycket sannolikt att spotprisinkomsten påverkas negativt av topplastkapningen.

Givet ovan resultat skulle alltså spotprisinkomsten minska med 21% ($1 - 0,72/0,90$) ifall topplastkapning utförs simultant. Översatt i monetär enhet motsvarar detta en minskning på 3 800 SEK/månad givet testperiodens medelinkomst om 18 200 SEK/månad. Denna medelinkomst inkluderar ju dock även mars och april. Avräknas dessa fås en medelinkomst för maj-oktober på 19 700 SEK/månad där en simultan topplastkapning hade minskat spotprisinkomsten med 4 100 SEK/månad.

3.2. Resultat Arbetspaket 2 & 3: Tjänster till Svenska Kraftnät och regionnätsägaren

3.2.1. FCR-D upp

Under testperioden har FCR-D upp budats till Svenska kraftnät för samtliga timmar under samtliga dagar. Under perioden har batteriets tillgänglighet på FCR-D marknaden varit 97%. Med undantag för några enstaka timmar under hela testperioden har all FCR-D kunnat levereras. Under dessa fåtalet timmar avropades batteriet på CoordiNet, då såldes FCR-D buden tillbaka dagen före leverans. Batteriets bud antogs 96% av de tillgängliga timmarna.

Den totala inkomsten från FCR-D för perioden blev 126 100 SEK, alltså en genomsnittsinkomst på 4 700 SEK/dag. Under de timmar batteriet varit tillgängligt på marknaden har det genomsnittliga priset varit 44,8 EUR/MW.

3.2.2. CoordiNet

För säsongen 2021/2022 signerades ett tillgänglighetskontrakt vilket innebar en fast inkomst till batteriet. Ersättningen var 199 000 SEK/MW vilket med erbjuden kapacitet om 0,4 MW ger knappt 80 000 SEK i inkomst. Eftersom testperioden inte bestod av hela säsongen kan man dela upp ersättningen på daglig basis för att beräkna den teoretiska inkomsten för den enskilda testperioden. Antal dagar nov2021-mar2022: 151, antal dagar i testperioden: 38. Detta ger: $79\ 600 * 38/151 = 20\ 000$ SEK. (FCR-D var bokad under timmarna men andra resurser från Vattenfalls portfölj kunde ta över leveransen under dessa timmar varför ingen återköpsförlust intecknas.)

Batteriet har avropats vid ett tillfälle under testperioden; kl. 7-9 den 17/11 till ett pris om 1 990 SEK/MWh. Under de två timmarna levererades 0,8 MWh vilket gav en inkomst på 1 590 SEK.

3.2.3. Leveranssäkerhet och ekonomiskt utfall

Batteriets förmåga att leverera på marknaderna samt deras behov av batteriet kan preciseras med hjälp av måtten tillgänglighet, avropsfrekvens och leveranssäkerhet. Dessa definieras enligt följande:

- **Tillgänglighet:** Totala tiden där batteriet kunnat bli avropat på respektive marknad genom total förfluten tid (som marknaden är öppen).
- **Avropsfrekvens:** Antal avropade timmar genom antalet timmar då batteriet varit tillgängligt och motparten haft möjlighet att avropa (oavsett om andra aktörer avropats eller inte).
- **Leveranssäkerhet:** Andel avropade timmar som batteriet lyckats genomföra.

Ovanstående tre parametrar samt det ekonomiska bidraget från respektive tjänst summeras i Tabell 3.

Tabell 3. Summering av resultat.

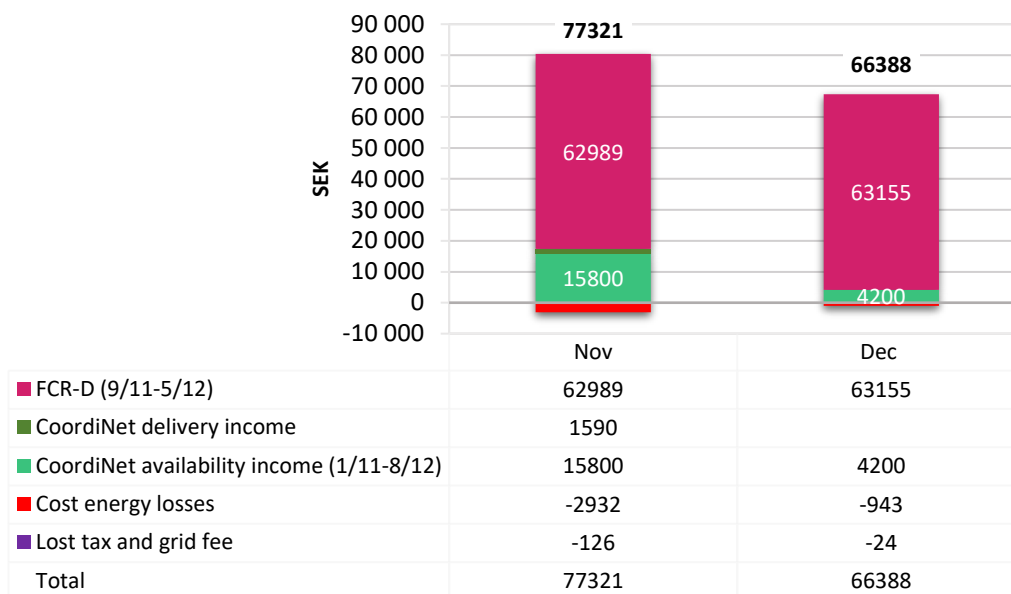
	Period	Tillgänglighet	Avropsfrekvens och -tid	Tillgänglighets-ersättning	Aktiverings-ersättning
FCR-D upp	9/11-5/12	97%	96%; 599h	-	126 100 SEK
CoordiNet	1/11-8/12	100%	0,55%; 2h	20 000 SEK	1 590 SEK

Även om FCR-D avropades 599h laddar batteriet inte ut energi under hela den tiden. I genomsnitt har frekvensen varit mindre än 49,9 Hz under 32s/h eller 0,9% av tiden och följaktligen levereras energi lika ofta. 97% tillgänglighet motsvarar 8497 h/år som batteriet kan vara tillgängligt på FCR-D upp-marknaden. Vattenfalls övriga kapacitet på FCR-D-marknaden hade en tillgänglighet under 2021 på 90%, eller 7884 h/år.

100% tillgänglighet på CoordiNet motsvarar samtliga timmar då marknaden är aktiv; 3624 h/år.

I Figur 16 har inkomsterna synliggjorts på månadsbasis uppdelat på respektive tjänst. Kostnad för energiförluster i BESS-containern visas också i figuren (röda staplar). Energiförlusterna uppgick till totalt 3,6 MWh under testperioden och består av förluster i transformatorer, växelriktare samt all el till luftkonditionering och elektronik för att driva systemet. Elkostnaden är beräknad enligt: [energi ut ur containern (DC)] * spotpris – [energi in i containern (DC)] * spotpris (för varje enskild timme).

Samtliga energiförluster i systemet genererar även en kostnad i form av skatt och rörlig nätavgift eftersom den förlorade energimängden innebär en extrainköpt mängd el som Boliden Bergsöe utan batterisystemet inte hade behövt köpa in. Eftersom Boliden Bergsöe är en elintensiv industri var deras elskatt 0,5 öre/kWh år 2021. Den rörliga nätavgiften var år 2021 3,7 öre/kWh. Summan av skatt och nätavgift representeras av lila staplar i figuren (men är så små att de inte är synbara).



Figur 16. Ekonomiskt utfall representerat av de olika inkomstkällorna samt direkt hänförliga elkostnader.

3.3. Resultat Arbetspaket 4: Tjänster till lokalnätsägare

3.3.1. Genomgång lokalnätstjänster

Med hjälp av doktorand Johannes Hjalmarsson, Uppsala universitet, har användningsområden från flera, både små och stora, nätbolagsinitierade batteriprojekt undersökts.

För att generera en bredare översyn över potentiella nyttor som kan levereras till lokalnätsägaren Landskrona Energi utfördes en genomgång av följande tjänster samt dess potential som lokalnätstjänst:

- **Lastkapning (Peak-shaving):** Ingår i andra arbetspaket i projektet.
- **Kapacitetsmarknad (Congestion relief):** Landskrona Energi anser sig idag inte vara påverkade av kapacitetsbrist i sitt nätområde men bedömer att situationen kommer att förändras i närtid till att vara mer ansträngd. Därför ingår LEAB i det EU-finansierade initiativet CoordiNet, som i Skåne drivs av E.ON med projektet SWITCH. Projektet har satt upp en digital marknadsplats för effektkapacitet, som bidrar till flexibilitet och gynnar balans i elnätet. En av flera lokala marknader utgörs av LEAB:s nätområde. Drivkraften för deltagandet i SWITCH är att arbeta aktivt med flexibilitetstjänster och andra lösningar som gynnar nuvarande och framtida kunder. Deltagandet i forskningsprojektet kring batterilagret vid Boliden Bergsöe sker med syfte att ge möjligheter till nya lösningar när det lokala elnätet inte räcker till (Landskrona Energi, 2020).
- **Energi arbitrage:** Ej relevant för nätbolag annat än för sin egen handel för att täcka nätförluster.
- **Frekvensreglering:** Ingår i andra arbetspaket av projektet.
- **Snabb frekvensreglering (Spin/non-spin reserves):** Ej relevant, TSO-tjänst, ingår i andra arbetspaket.
- **Effekttariff (Time-of-use shifting):** Relevant för Landskrona Energi att titta på hur dagens nättariff genererar förbrukning/konsumtion jämfört med hur en framtida, mer optimal tariff kan generera time-of-use shift hos kunderna, däribland Boliden.
- **Effektvariationer (Ramp-rate control):** Även om större kunder har frekvent stora växlingar på flera MW ger detta ej frekvens/spänningsproblematik: ej relevant.
- **Integrering förnyelsebar produktion:** Eftersom batteriet ligger på samma fördelningsstation som delar av vindkraftsproduktion skulle den kunna användas för att "tanka" vindkraft för att återge lokalt. Då undviker man att mata upp mot överliggande nät. De affärsmässiga förutsättningarna för handel med lokal elproduktion saknas dock idag och inmatning i sig utgör inte en kapacitetsutmaning.
- **Bakmatning:** Bakmatning förekommer i Landskrona Energis elnät men ingen inmatningstariff mot E.ON förekommer eftersom LEAB alltid är nettoförbrukare i dagsläget. Batteriet är för litet för att helt eliminera inmatning varför ingen besparing kan göras genom att undvika behov av riktade skydd.

- **Fördröjd nätförstärkning (Upgrade deferral):** I framför allt de norra delarna av Landskrona skulle det vara aktuellt att avhjälpa nätuppggraderingar, där växer staden kraftigt (= nät till framför allt bostäder). I den del av Landskrona där batteriet befinner sig är dock nätet väldimensionerat och det sker ingen stadsutveckling. Därav är förutsättningarna för Bergsöebatteriet att leverera tjänsten 'upgrade deferral' obefintliga. Med tanke på att batteriet inte är mobilt är det heller inte meningsfullt att utvärdera 'upgrade deferral' på alternativa batteriplaceringar i kommunen.
- **Spänningsstöd (Voltage support):** Ej relevant i Landskrona på grund av starkt överliggande nät (huvudsakligen stadsnät). Landskrona energi har avfärdat behovet av att hantera spänningsvariationer vid batteriets nuvarande placering; Bergsöe. Flimmer förekommer troligtvis inte i Landskronas nät.
- **Reaktiv effektinmatning:** Sommartid finns en del reaktiv effekt i Landskrona Energis elnät (4 MVA) vilket batteriet skulle kunna ta emot en del av. 2021 betalade Landskrona Energi 33 000 SEK/MVA till regionnätägaren E.ON för denna tjänst. Det är dock oklart om det enbart kräver en mjukvaruuppdatering hos batteriet för att klara av att ta emot denna effekt. Eftersom nya laster i systemet förbrukar mindre reaktiv effekt kommer behovet att ta hand om densamma att öka i framtiden.
- **Dödnätstart:** I Landskrona, inte långt från Boliden Bergsöe, finns ett kraftvärmeverk som kan behöva dödnätstartas vid strömbrott. Batteriet har potential att avhjälpa vid dessa tillfällen. Endera så kan man flytta batteriet till kraftvärmeverket när behovet uppstår på någon timme eller så kan man omsektionera 10 kV-nät så att Bergsöe blir bortkopplat och batteriet kan mata kraftvärmeverket direkt från nuvarande placering.

Baserat på workshops och diskussioner (summerat i lista ovan) utfördes utförligare utredning om framför allt förändrad effekttariff (se Bilaga: Förändrad effekttariff) samt demonstration av deltagande på den lokala kapacitetsmarknaden (vilket redovisas under arbetspaket 3) men även utredning av reaktiv effektinmatning samt dödnätstart, se påföljande avsnitt.

3.3.2. Andra nättjänster

3.3.2.1. Reaktiv effektinmatning för spänningshållning

Idag betalar Landskrona Energi E.ON eldistribution för 4 MVA reaktiveffektstöd under perioden maj-sept. Kostnaden är 33 000 SEK/MVA och år. Detta behov anses öka framöver i och med att nya laster i deras nät förbrukar mindre reaktiv effekt samtidigt som nätet växer, vilket leder till tilltagande överskott av reaktiv effekt.

Tekniskt sett är Bergsöebatteriet förberett för att kunna leverera reaktiveffektstöd å 0,5 MVA utan påverkan på aktiveffekt. För att förbruka reaktiv effekt för att kompensera effektlödet i LEAB:s uttagspunkt mot E.ON:s regionnät krävs överföring av ett mätvärde endera till batteriets lokala styrenhet eller till dess molntjänst som används för optimering.

Ekonomiska värdet av reaktiveffektstöd från batteriet vore 16 000 SEK/år för Landskrona Energi. Denna summa är inte särskilt betydelsefull i sammanhanget, d.v.s. den ekonomiska vinsten av att erbjuda tjänsten är liten för LEAB och batteriägaren.

Slutsatsen är att de tekniska förutsättningarna för att leverera reaktiv effektförbrukning är goda. Däremot är den ekonomiska verkligheten troligen inte tillräckligt gynnsam för att låta Bergsöebatteriet tillhandahålla tjänsten.

3.3.2.2. Nöddriftstart av kraftvärmeverk

Under eftersökning av tjänster mot lokalnätägare hos externa bolag hittades projektet "Krafttanken i Ludvika". Ett batteriprojekt av Vattenfall delägda VB Energi vilket syftar till att försörja samhällskritiska funktioner med el. Inom ramen för detta ligger dödnätstart genom batteriet av ett närliggande 3,6 MW vattenkraftverk. Landskrona har ett liknande case som är relevant att undersöka. Det handlar om ett värmekraftverk som skulle behöva dödnätstartas på samma sätt vattenkraftverket i Ludvika. (Även om dödnätstarten i de två olika verksamheterna skiljer sig.)

Kraftvärmeverket Energiknuten i Landskrona togs i drift 2012 (Landskrona Energi, 2021). Verket producerar 25 MW lokal fjärrvärme (180 GWh/år) med pappers/trä/plast-mix som vid behov blandas upp med biobränslet flis. Verket kan även producera 7 MW_{el}, märkeffekt 9,4 MW (60 GWh/år motsvarar hushållsel för 10 000 villor eller värmepump och hushållsel för 5 000 småhus) (Landskrona Energi, 2012-08-12).

Energiknuten är byggd för att kunna fortsätta fungera i ö-drift vid omfattande störningar i elnätet. Syftet med detta är att kunna leverera värme i fjärrvärmenätet till bostäder och samhällsviktiga funktioner under störningar i lokal-, region- eller stamnät. Funktionen är speciellt önskvärd under vinterperioden. Dock kan det vid dessa tillfällen förekomma att värmeverket har stoppats för planerad tillsyn/underhåll alternativt för att skydda anläggningen från omfattande störningar i elnätet. Detta innebär att anläggningen behöver startas om för att kunna börja producera värme.



Figur 17. Kraftvärmeverket i Landskrona med Carl Fredrik Reuterswärd's skulptur "no CO₂" på skorstenen till Energiknuten.

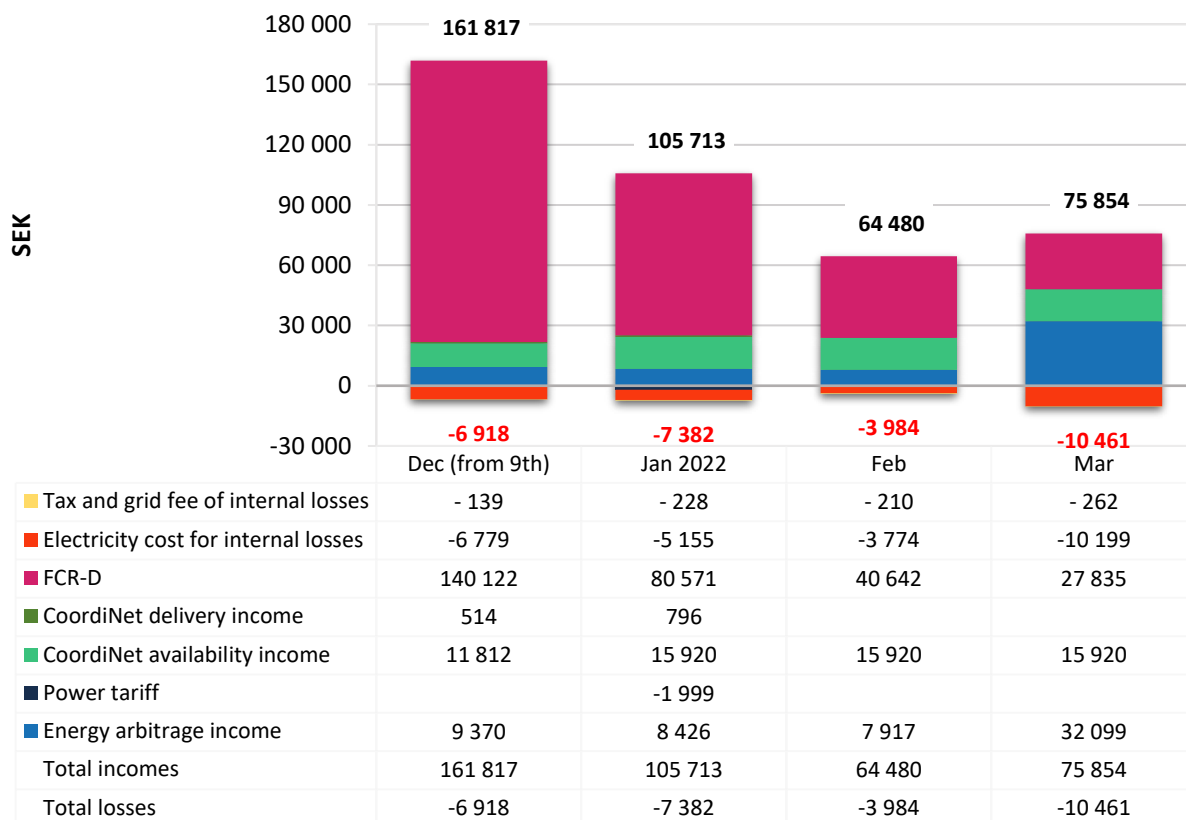
För att starta om kraftvärmeverket krävs en effekt på ca 1 MW. Bergsöebatteriet kan leverera en effekt på 0,5 MW under två timmar. Det innebär att batteriet, transporterat och inkopplat till värmeverkets anläggning, alternativt genom omkopplingar i LEAB:s 10 kV nät, skulle kunna bistå med delar av det behovet som krävs. Dock har en sådan anläggning behov av effekt under en längre period. Detta eftersom ett värmeverk kräver flera timmar för att komma upp i rätt temperatur för att producera tillräckligt med ånga för att starta sin egen elproduktion som behövs för att uppnå ö-drift. Det behövs därmed större energimängd (Wh) än den som batteriet kan tillhandahålla. Även om tillförseln av effekt/energi hade behövts under en kortare period hade en

sådan lösning inneburit att batteriets laddning för andra tjänster skulle ha begränsats för att garantera tillgängligheten för värmeverket. Detta är en omfattande skillnad jämfört med Ludvikas fall (som beskrivs ovan) eftersom ett vattenkraftverk behöver effekten enbart under en kortare period för att kunna startas från ett "dött nät" efter ett större elavbrott.

Slutsats: Reservkraften som krävs för att återstarta kraftvärmeverket är betydligt större än vad batteriet kan leverera. Det vill säga, Bergsöebatteriet räcker inte till för att återstarta kraftvärmeverket Energiknuten.

3.4. Resultat Arbetspaket 5: Stackning av tjänster

Det ekonomiska utfallet från testperioden summeras i nedan figur. Inkomsterna har synliggjorts på månadsbasis uppdelat på respektive tjänst. Kostnad för energiförluster i BESS-containern visas också i figuren samt hänförlig skatt och nätavgift. Inkomsten från spotprisoptimering samt kostnaden för förlorad el samt hänförlig skatt och nätavgift är beräknad på samma sätt som i avsnitt 3.1.2 med undantag för att elskatten och nätavgiften höjdes 2022 från 0,5 öre/kWh till 0,6 öre/kWh respektive 3,7 öre/kWh till 4,63 öre/kWh.



Figur 18. Ekonomiskt utfall representerat av de olika inkomstkällorna samt direkt hänförliga elkostnader.

3.4.1. FCR-D upp

Från testperiodens start till och med 4/3 har FCR-D upp budats till Svenska kraftnät för samtliga timmar under samtliga dagar. Från 5/3 till och med 31/3 budades FCR-D alla timmar förutom kl. 07-09 samt 17-20. Denna justering utfördes på grund av att FCR-D priset var lågt medan spotpriset för dessa timmar generellt låg väldigt högt. Därför gjorde effekten större nytta genom att användas till spotprisoptimering dessa timmar. Budgivningen har konsekvent gjorts två dagar innan leverans. Ifall buden ej accepterades så lades bud även dagen före leverans. Under ett fåtalet timmar avropades batteriet på CoordiNet, då såldes FCR-D buden tillbaka dagen före leverans. All FCR-D som avropats har kunnat levereras (med undantag för de avrop som sålts tillbaka). Under perioden har batteriets tillgänglighet på FCR-D-marknaden varit 94%. Av dessa timmar antogs batteriets bud 79% av timmarna.

Den totala inkomsten från FCR-D för perioden blev 288 100 SEK, alltså en genomsnittsinkomst på 2 500 SEK/dag. Under de timmar batteriet varit tillgängligt på marknaden har det genomsnittliga priset varit 31,8 EUR/MW.

3.4.2. CoordiNet

För säsongen 2021/2022 signerades ett tillgänglighetskontrakt vilket innebar en fast inkomst till batteriet. Ersättningen var 199 000 SEK/MW vilket med erbjuden kapacitet om 0,4 MW ger knappt 80 000 SEK i inkomst. Eftersom testperioden inte bestod av hela säsongen kan man dela upp ersättningen på daglig basis för att beräkna den teoretiska inkomsten för den enskilda testperioden. Antal dagar nov2021-mar2022: 151, antal dagar i testperioden: 113. Detta ger: $79\,600 * 113/151 = 59\,600$ SEK.

Batteriet har avropats vid två tillfällen under testperioden; kl. 07-09 den 29/12 samt kl. 11-12 den 31/1 till ett pris om 1 990 SEK/MWh. Under de tre timmarna levererades vardera 0,4 MWh vilket gav en total inkomst på 2 400 SEK. Däremot behövdes FCR-D köpas tillbaka under några timmar den 29/12 för att ge plats åt CoordiNet-avropet. Återköpet innebar en förlust om drygt 1 000 SEK och således var den totala avropsinkomsten 1 300 SEK.

3.4.2.1. Nyckeltal FCR-D och CoordiNet

Batteriets förmåga att leverera på marknaderna samt deras behov av batteriet kan preciseras med hjälp av måtten tillgänglighet, avropsfrekvens och leveranssäkerhet. (Se avsnitt 3.2.3 för definitionen av dessa.) De tre nyckeltalen samt det ekonomiska bidraget från respektive tjänst summeras i Tabell 3.

Tabell 4. Summering av nyckeltal för FCR-D och CoordiNet.

9/12 2021 – 31/3 2022	Tillgänglighet	Avropsfrekvens och -tid	Tillgänglighetsersättning	Aktiveringsersättning
FCR-D upp	94%	79%; 2021h	0 kr	288 100 SEK
CoordiNet	100%	0,1%; 3h	59 600 SEK	2 400 SEK

Under testperioden för arbetspaket 2 (testperioden för frekvensreglering) var den levererade energimängden för FCR-D upp 0,08% av den avropade effekten per timme. Under de avropade timmarna erbjöds 400 kW vilket alltså i genomsnitt innebar en energileverans på 0,32 kWh/h. Frekvensen under testperioden för arbetspaket 2 var mindre än 49,9 Hz under i genomsnitt 32 s/h.

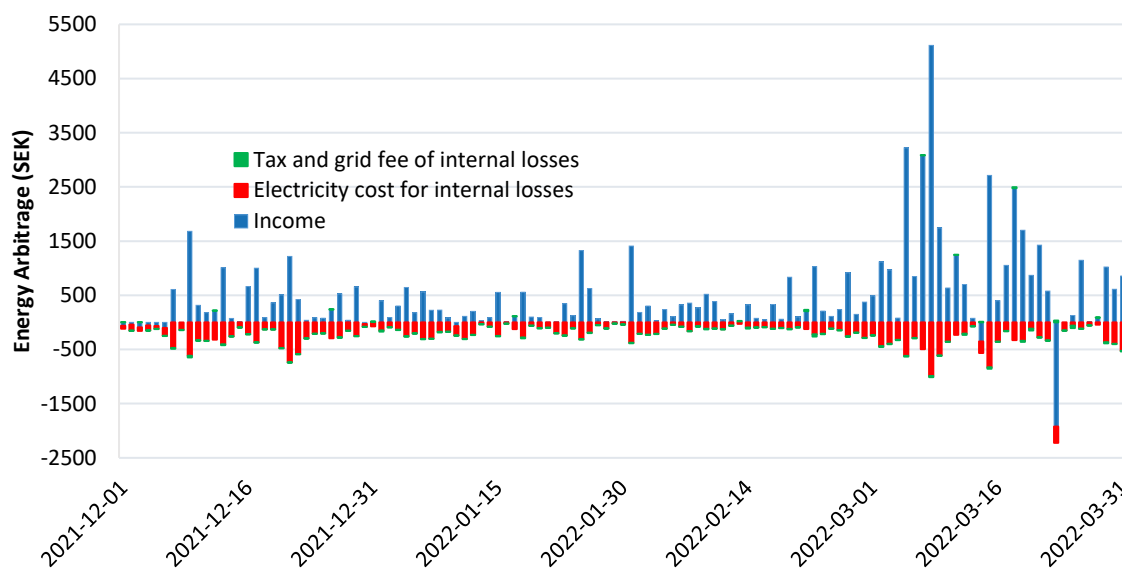
3.4.3. Kostnadsoptimering

3.4.3.1. Topplastkapning

Under testperioden har Landskrona Energis effekttariff varit tillämplig. Det har betytt att topplasten har försökt att kapats. Så som synes i Figur 18 lämnar topplastkapningen ett negativt bidrag vilket betyder att styrningen av batteriet ökade Boliden Bergsöes effekttopp. Ökningen var relativt liten, ca 7 kW, vilket renderade i en kostnad på 2 000 SEK.

3.4.3.2. Spotprisoptimering

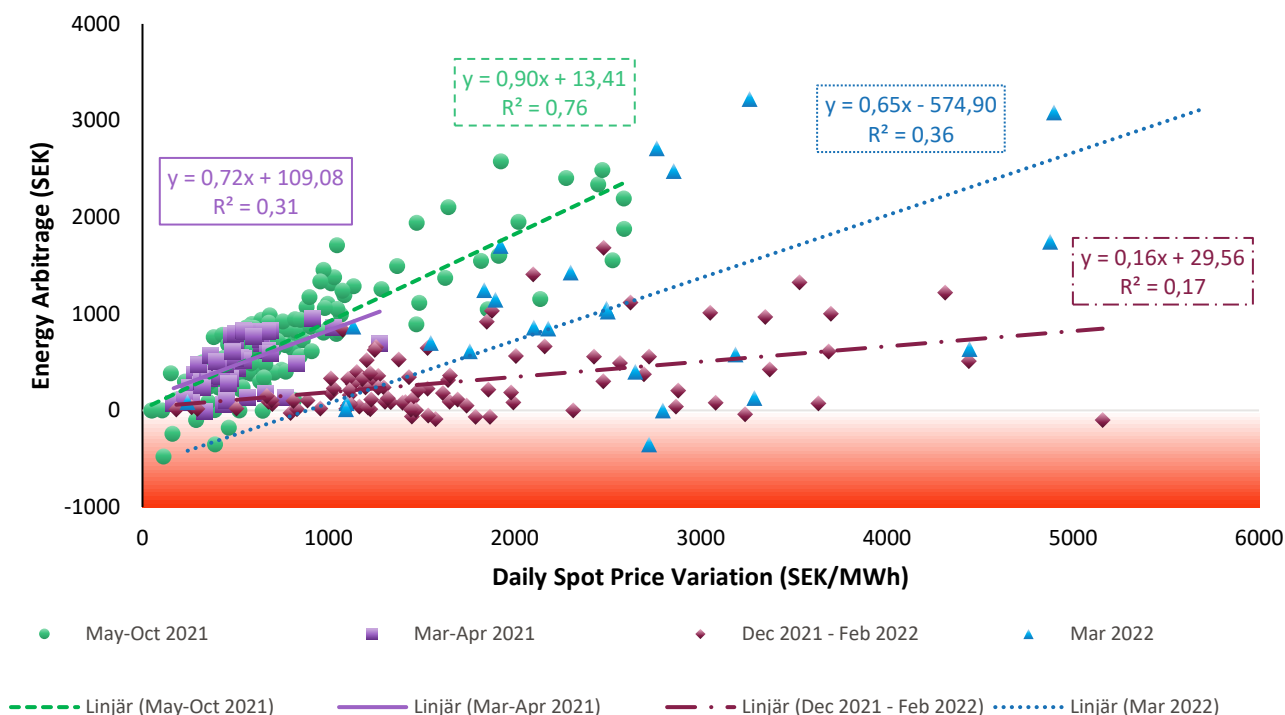
I Figur 19 visas den erhållna utgiftsänkningen från spotprisoptimering för Boliden Bergsöe på dygnsbasis.



Figur 19. Daglig inkomst från spotprisoptimering.

I figuren är det tydligt att höga inkomster från spotprisoptimering åstadkoms efter 5/3 då spotprisoptimeringen gavs större utrymme att agera samt att spotprisvariationen var hög

Intjänandeförmågan hos testperioden för stackade tjänster kan jämföras med den tidigare testperioden utförd 1/3 2021 – 31/10 2021 då enbart kostnadsoptimering utfördes. Detta görs i följande figur:



Figur 20. Jämförelse av olika testperioders intjänandeförmåga vid spotprisoptimering i förhållande till den dagliga spotprisvariationen i SE4.

Då enbart spotprisoptimering utförs kan en större andel av spotprisvariationen tillgodogöras än vid en stackning av flera tjänster. Jämförs de två perioderna med tjänstestackning (Dec 2021 – Feb 2022 vs Mar 2022) så är sambandet mellan spotprisvariationen och intjänandeförmågan högre för mars 2022, då intjänas 0,65 SEK per höjd SEK/MWh i spotprisvariation att jämföra med 0,16 SEK tidigare under testperioden. Med andra ord var det inte bara en högre spotprisvariation som var förklaringen till högre spotprisoptimeringsinkomster under mars 2022.

Relationen mellan ökningen i spotprisoptimeringsinkomst vid ökande spotprisvariation är dock relativt likvärdig för mars-april 2021 som för mars 2022 (jämför koefficienter för blå och lila trendlinje). Effekttariffen tillämpas under bägge dessa perioder. Däremot är den absoluta intjäningen lägre vid stackning av tjänster. Detta kan exempelvis bero på att det under (sista delen av) testperioden för stackade tjänster endast var möjligt för spotprisoptimeringen att utnyttjas på full urladdningseffekt vid fem timmar på dygnet (på förhand bestämdes ju att fem timmar ej skulle budgetas till FCR-D för att ge all effekt åt spotprisoptimeringen). Vissa dagar kan det högsta spotpriset infalla under andra än dessa timmar, då batteriet endast kan operera med begränsad effekt till spotprisoptimeringen. Ytterligare en begränsning för spotprisoptimeringen har varit att inte hela SoC-fönstret har kunnat nyttjas. Detta eftersom när batteriet går in i en timme med leverans av FCR-D måste energimängden i batteriet uppgå till minst 1/3 av den avropade effekten. Detta motsvarar ca 15% av batteriets totala energimängd. Eftersom batteriets SoC-fönster redan är begränsat till 5-95% innebär detta att det under de stackade tjänsterna endast kan utnyttjas 75% av batteriets energimängd till spotprisoptimeringen. Naturligtvis behöver batteriet inte ta hänsyn till energikraven för FCR-D om nästkommande timme inte är avropad på FCR-D-marknaden.

3.4.4. Tjänstekombination och tillgänglighet

Kombinering av CoordiNet och FCR-D kan utföras under hela säsongen då CoordiNet-marknaden är öppen med undantag för de timmar då CoordiNet avropas. Under CoordiNet-säsongen 21/22 var FCR-D tillgängligt i genomsnitt 95% av tiden vilket motsvarar 3443 h/år.

Kombinering av CoordiNet och kostnadsoptimering kan på samma sätt kombineras alla timmar förutom då batteriet avropas hos CoordiNet. Under testperioden för tjänstestackning innebar detta alla timmar under CoordiNet-säsongen förutom tre. Detta motsvarar 3621 h/säsong (som också kan uttryckas 3621 h/år). Dock så kan den kapacitet som inte utnyttjas av CoordiNet användas av spotprisoptimeringen inom samma timme, således kan tjänsterna vara 100% kompatibla när de var för sig inte upptar batteriets fulla kapacitet under samma timme.

Kombinering av kostnadsoptimering och FCR-D upp utfördes under samtliga av testperiodens timmar, vilket motsvarar 8760 h/år. Dock kan inte kostnadsoptimeringen påkalla urladdning med den på FCR-D-marknaden erbjudna kapaciteten då batteriet levererar FCR-D. Däremot kan uppladdning utföras med full effekt.

3.5. BESS-användning

"Arbetsbelastningen" för batteriet under respektive arbetspaket har varierat beroende på de olika tjänsternas inneboende karaktär. En översikt över energiflödet ut ur BESS-containern respektive batteripacken/högvoltssystemen (HVS) för varje arbetspaket visas i nedan tabell.

Tabell 5. Energiflödesöversikt.

Energi ut (MWh)	AP 1	AP 2/3	AP 5
	5/3-25/10 2021	1/11-8/12 2021	9/12 2021 - 31/3 2022
BESS	294,4	0,98 ¹	44,4 ³
HVS	317,9	0,24 ²	53,1

¹Datapunkter saknas för 65h (av 913), projicerade värden har ej adderats.

²Data endast tillgängligt 30/11-8/12. Projicerade värden har ej adderats.

³Data källa: Energimätare Janitza. Övriga värden från BESS-containerns energimätare.

Skillnaden i energi från det att energi levereras av HVS till dess att energin lämnar BESS-containern uppstår av energiförluster i omvandlingar samt en del intern energiförbrukning i battericontainern.

Batteripackens totala nominella kapacitet är 1008 kWh. Total energimängd ut ur batteripacken (HVS) för arbetspaket 1 var nästan 318 MWh vilket innebär att batteriet genomförde 315 fulla ekvivalenta cykler (FEC). Under arbetspaket 2/3 var total energimängd ut ur batteripacken 0,24 MWh för ungefär ¼ av perioden. En estimering av perioden där data saknas skulle innebära en total energimängd på ca 1,81 MWh (1,01 MWh från frekvensreglering och 0,8 MWh från CoordiNet) vilket innebär att batteriet genomförde nästan två FEC. För arbetspaket 5 var den totala energimängden ut ur batteripacken 53,1 MWh vilket innebär att batteriet genomfört 53 FEC.

3.6. Resultat Arbetspaket 6: Affärsmodeller

Arbetspaket 6 behandlar affärsmodeller och har genomförts som en teoretisk utredning för respektive tjänst samt stackningen av tjänster. Dessutom presenteras effekten av batteriets placering, det interna affärsupplägget samt framtidsutsikterna.

3.6.1. Batteriets placering

En förutsättning för att en flexibilitetsresurs ska kunna göra nytta är att den befinner sig på en lämplig plats. Detta både geografiskt och elnätsmässigt. Detta val bestämmer de affärsrättiga möjligheterna samt anger vilka marknadsplatser som är tillgängliga. För pilotprojektet "valdes" en placering bakom mätaren hos en elintensiv industri i elområde 4 (SE4). Samtliga nuvarande inkomstströmmar förutom FCR-D är direkt beroende av att batteriet placeras just på denna plats. Spotprisoptimeringen är helt beroende av att man för det första har en elintensiv industri vars inköp av el man genom batteriet kan förskjuta och för det andra att det finns en ekonomisk potential på spotprismarknaden. Där visar prisområde SE4 de största spotprisvariationerna i Sverige. Landskrona är också en geografisk plats där flexibilitetsmarknaden CoordiNet existerar varför denna plats är en regionalt optimal placering (CoordiNet finns dock på fler platser i SE4). Lokalt har det visats sig i utredningen från arbetspaket 4 att batteriets placering inte är optimal utifrån Landskrona Energis synhåll. Detta eftersom Landskrona Energis elnät runt Bergsöe inte är hårt belastat. Däremot är den nuvarande lokala placeringen optimal ur Boliden Bergsöes perspektiv eftersom en annan placering i kommunen inte hade genererat en lösning "bakom mätaren".

Att placera batteriet bakom mätaren hos en elkonsument är också kostnadsmässigt ett taktiskt upplägg. Detta eftersom en kostsam komponent hos elförbrukare (och elproducenter) är nätanslutningsavgiften samt hänförliga tariffer och elabonnemang. När batteriet befinner sig bakom mätaren hos Boliden Bergsöe tillkommer inga extra avgifter till nätbolaget så länge batteriet tillsammans med industrin håller sig inom nuvarande nätanslutnings och abonnemangs gränser. Skulle batteriet placerats helt fritt i energilandskapet hade stora kostnader uppstått i form av ovanstående avgifter vilket hade varit förödande för batteriets lönsamhet.

3.6.2. Kostnadsoptimering

Kostnadsoptimeringstjänsten där Boliden Bergsöes topplast reduceras samt då last flyttas mellan olika tidpunkter är en tjänst som endast berör Boliden Bergsöe. Samtliga inkomster (eller egentligen utgiftsminskningar) från kostnadsoptimering tillfaller industrikunden direkt på elräkningen. Detta eftersom kostnadsoptimering inte genererar något kassaflöde utan är, som namnet antyder, en optimering av när kostnader allokeras. Storleken av den flyttbara kostnaden är varierande utifrån tre faktorer; storleken på batteri, lokalnätsägarens tariffkonstruktion samt industrins lastprofil. Kostnadsoptimering kan delas upp i två mer specifika delar: spotprisoptimering samt lastkapning.

3.6.2.1. Lastkapning och effekttariff

För lastkapning är storleken på batteri avgörande för hur mycket last som kan kapas. Lokalnätsägarens tariffkonstruktion sätter priset på last och industrins lastprofil avgör hur lätt eller svårt det är att generera en kostnadsänkning utifrån en optimering av lastprofilen. Generellt sett är en jämn lastprofil bra eftersom den leder till låga avgifter mot nätägaren. En lastprofil med höga toppar är möjlig att lastkapa och därför finns ett utrymme att flytta last och därmed generera en kostnadsänkning. Nätägarens affärsmodell för inhämtande av tariff kan ge en betydande skillnad i potentiell kostnadsänkning. Landskrona Energi utövar en effekttariff där hela vinterhalvårets en-timmestopp är kostnadsgrundande. Denna modell kan på sätt och vis vara effektiv då kunden alltid måste försäkra sig om att inte få en hög topp då det får en mycket känbar effekt men samtidigt försvinner incitamentet för kunden om man vet att man tidigt under denna period haft en mycket hög effekttopp. Denna tariffmodell är ovanlig i Sverige. Vanligare är att ett medelvärde av de tre till fem högsta entimmeseffekterna under vintermånaderna är debiteringsgrundande. Att debitera effekttariffen på månadsbasis istället för på årsbasis är också tänkbart.

För att kunna utföra topplastkapning på ett optimalt sätt behöver batteriet på förhand veta hur lastprofilen för industrin kommer att se ut. För en industrikund med komplicerade och varierande processer är prediktion en utmanande del i batteriets totala prestation. Den är också helt avgörande för att se till att batteriet kapar last optimalt och således minimerar effekttoppen så mycket som möjligt. Betydelsen av detta ökar markant när fler tjänster ska samköras. En tariffmodell baserad endast på högsta effekttimmen (såsom tillämpad av Landskrona Energi) gör det lätt att man missar samtliga debiteringsgrundande timmar (vilket i detta fall endast är 1), till exempel på grund av dålig lastprediktion/oförutsedd industrihändelse eventuellt tillsammans med ytterligare tjänster som inte gör det möjligt för batteriet att lastkapa fullt ut.

Givet detta skulle en tariff där de debiteringsgrundande timmarna är flera till antalet förmodligen ge batterier än bättre chans till att generera en säker inkomst från lastkapning (men inte nödvändigtvis större). Landskrona Energis tariff lämnar mindre utrymme till oförutsedda händelser vilket leder till att lastkapningen får ett större inslag av tur. Detta gör att kostnadsreduktionen blir varierande och svårare att förutse. Med andra ord en högre investeringsrisk vilket inte är gynnsamt.

En tariffmodell med flertalet debiteringsgrundande timmar ökar mängden tid batteriet behöver vara beredd att lastkapa. Ur ett service stacking-perspektiv kan detta inverka negativt då det kan betyda att andra tjänster reduceras under lastkapningstimmarna. I fallet med endast 1 debiteringsgrundande timme kan denna inträffa tidigt under säsongen och att man därefter kan agera med andra tjänster mer oberoende av effekttariffen.

Förslag till utvecklingsbehov:

- *Vid utformande av effekttariffer bör beaktning tas av hur de påverkar batterier och andra flexibilitetsresurser i systemet. Det bör fortsätta utredas hur olika upplägg på effekttariff inverkar på batteriers intjänandeförmåga förslagsvis genom fysiska test eller simuleringar. Särskilt när resurserna agerar på flera marknader samtidigt.*

Fler insikter krävs för att kunna jämföra hur olika tariffmodeller återspeglas i den totala intjänandeförmågan för ett batteri. En ökande intäkt från lastkapning i form av en (för batterier) mer fördelaktig tariff skulle potentiellt kunna hämma intäkter från andra tjänster. Under projektet var det svårt att generera någon betydande inkomst från lastkapningen, i själva verket hade den en något begränsande inverkan på inkomsten från spotprisoptimeringen.

3.6.2.2. Spotprisoptimering, elabonnemang och obalanskostnad

Spotprisoptimeringens affärsmodell bygger på spotprisets variation och är främst beroende av dess variation på daglig basis. Ett visst mått av förutsägbarhet finns då spotpris bestäms D-1 men långsiktigt är det svårare att prediktera mer än större marknadstrender. Därför är det svårt att bygga ett stabilt business case kring enbart spotprisoptimering (som med alla andra tjänster). För större industrikunder finns det dock möjlighet att genom olika elabonnemang göra sin elkostnad mer förutsägbar, exempelvis via prissäkring, och därmed frikoppla sig från spotmarknadens variation. Sammantaget finns det redan idag en bred produktvariation för industrikunder och elhandlare att välja bland, utefter respektive elförbrukares förutsättningar. Trots det är spotprisoptimeringens affärsmodell inte särskilt svår att hantera och den är dessutom icke-diskriminerande mellan resurser, enbart geografiskt (d.v.s. oavsett produktion- eller

konsumtionsmetod är varje kWh värd lika mycket). Den geografiska diskrimineringen i affärsmodellen är dock helt nödvändig.

Införandet av flexibla resurser såsom energilagrar hos industrikunder är dock inte oproblematiskt för elhandlaren. Detta eftersom elhandlaren gör prediktioner över kundens förbrukningsmönster och köper därefter in el för att matcha kundens behov. Skulle denna matchning inte visa sig stämma uppstår en obalanskostnad. Då elsystemet än så länge består av en mindre mängd flexibla resurser sväljs obalanskostnaden av den stora massans naturliga/opredikterbara produktions- och konsumtionsvariation men när den installerade effekten av flexibla resurser öka går det inte längre att bortse från elhandlaren's obalanskostnader. För att motverka detta kan elhandlaren också genom intelligenta metoder lära sig att prediktera de flexibla resurserna hos kunderna. På så sätt kan också obalanskostnaden hanteras. Men det är uppenbart så att på längre sikt behöver obalanskostnaderna hanteras i någon form av affärsmodell för att inte skapa problem för elhandlarna. Detta ställs på sin spets när man inför den planerade uppdelningen mellan FSP-rollen (Flexibility Service Provider) och BSP-rollen (Balance Service Provider) eftersom det då kan vara helt olika företag som innehar dessa båda roller, se art. 16-18 i EU-kommissionens förordning 2017/2195 (balansförordningen EB GL).

Förslag till utvecklingsbehov:

- *En affärsmodell för att hantera obalanskostnader orsakade av flexibilitetsleverantörer bör utvecklas.*

3.6.3. Frekvensreglering

Frekvensreglering utförs idag på en välreglerad marknad hanterad av Svenska kraftnät där olika slag av frekvensreglering kan väljas utifrån den resurs som står till buds. Batteriet i Bergsöe har under pilotperioden varit verksam och levererat tjänsten FCR-D upp. Denna tjänst innebär att effekt matas ut när frekvensen i nätet är <49,9Hz. Mängden effekt som matas ut är ett linjärt förhållande till frekvensen där maximal effekt uppnås då frekvensen är lika med eller mindre än 49,5 Hz.

Marknadsmodellerna hos Svenska kraftnät för frekvensreglering är rigida men samtidigt under utveckling, ett antal frekvensregleringstjänster har tillkommit under de senaste åren. Det betyder dock inte att det skulle vara omöjligt att införa förbättringar till nuvarande tjänster. Positivt är det dock att fler frekvensmarknader utvecklas samt att de tekniska kraven differentieras för att på så många sätt som möjligt kunna ta tillvara den flexibilitet som finns.

3.6.4. Region- och lokalnätsstöd

Vid projektets initiering existerade ingen lokal flexibilitetsmarknad i Landskrona. Hade så fortsatt varit fallet hade ett utvecklingsbehov från denna rapport troligen varit att en lokal flexibilitetsmarknad skulle utvecklas. Lyckligtvis har detta redan inträffat då det under projektets start också tillkom en flexibilitetsmarknad i Skåne/Landskrona: CoordiNet/Switch. Eftersom marknadsplatsen är relativt ny håller den fortfarande på att hitta sitt rätta format men hittills har CoordiNet upprättat en smidig marknadsplats där både region- och lokalnätsägarna kan avropa flexibilitet från aktörerna.

Deltagandet i CoordiNet ger både en fast tillgänglighetsersättning samt en rörlig ersättning vid avrop och leverans. (Det finns även andra affärsupplägg.) Denna uppdelning är fördelaktig eftersom den ger en utjämnande effekt på inkomsten då den inte blir allt för beroende av att det sker många avrop under en säsong. Således blir inkomsten från CoordiNet mindre osäker.

Behovet av lokala flexibilitetsmarknader bygger i första hand på att det finns kapacitetsbegränsningar. När så är fallet finns fog för en marknadsplats och när den är etablerad kan man börja attrahera flexibilitetsleverantörer. Det är ingen garanti att dessa existerar och kan ta tid att få dessa att agera på marknaden. SWECO-rapporten "Kartläggning av lokala flexibilitetsmarknader" (2022) åt Energimarknadsinspektionen identifierar bland annat rekrytering av flexibilitetsleverantörer samt en ekonomisk risk att arbeta med flexibilitet som två hinder för elnätbolag (SWECO, 2022). Ett sätt att mitigera dessa hinder vore att etablera ett register över existerande flexibilitetsresurser. Resursägarna skulle då redan i startskedet för marknadens etablering kunna kontaktas och marknadsplatserna skulle kunna komma igång snabbare. Det gynnar både elsystemet och resursägarna.

I rapporten för arbetspaket 4 har en större utredning genomförts om ytterligare tjänster ett batteri skulle kunna tillhandahålla lokalnätsägaren. Utredningen visade på att det inte fanns någon ytterligare tjänst förutom CoordiNet att tillhandahålla givet batteriets förutsättningar. Detta beror dock inte på avsaknaden av affärsmodell utan snarare avsaknad av affärspotential.

Förslag till utvecklingsbehov:

- *Regionala och lokala flexibilitetsmarknader med både fast och rörlig ersättning är en bra affärsmodell för batterilagrar och flexibilitetsmarknader borde utvecklas på fler platser med kapacitetsproblem.*

- *En nationellt register över flexibilitetsresurser bör upprättas i syfte att påskynda och underlätta implementeringen av marknadsplatser i områden med kapacitetsproblem.*

3.6.5. Affärsmodell för stackade tjänster

Att agera på en enskild marknad är inte särskilt komplicerat. Att agera på två eller till och med tre marknader innebär dock en betydande komplexitet. Detta eftersom de olika marknadsplatserna ställer olika krav på leverans samt att batteriet har sina inneboende begränsningar. På det sättet kan marknadsplatserna begränsa varandra vilket gör att batteriet inte kan utföra största möjliga nytta.

Ett exempel på detta är att FCR-D budgivning utförs två dagar innan leveransdagen. Detta gör att det blir svårt att bedöma nyttan hos alternativa tjänster, exempelvis spotprisoptimering, eftersom den ekonomiska nyttan av dessa bestäms en dag innan leveransdagen. Detta leder till att batteriet kan ha blivit avropat på FCR-D-marknaden och är tvungen att leverera där (det går att sälja tillbaka FCR-D bud dagen före leverans men då gör man så till ett lägre pris) men att det i själva verket visat sig att det hade genererat en större inkomst genom att spotprisoptimera.

Inkompatibiliteten mellan marknader är en av de största svårigheterna med att genomföra service stacking. Detta gör budhantering extremt komplext vilket ödslar resurser för att utföra detta på bästa sätt. Därför blir också tröskeln för de enskilda elkonsumenterna stor till att införskaffa flexibilitetsresurser. Det kräver en kompetent elhandlare för att kunna generera bästa möjliga avkastning från resursen, dock bestämmer inte elhandlaren över marknadsplatsernas villkor. Här finns därför stort utvecklingsbehov av att samordna mellan olika marknader och på så sätt göra det möjligt för flexibilitetsresurser att generera en större nytta. Och bättre avkastning på resurserna ökar naturligtvis mängden flexibilitet i systemet.

Förslag till utvecklingsbehov:

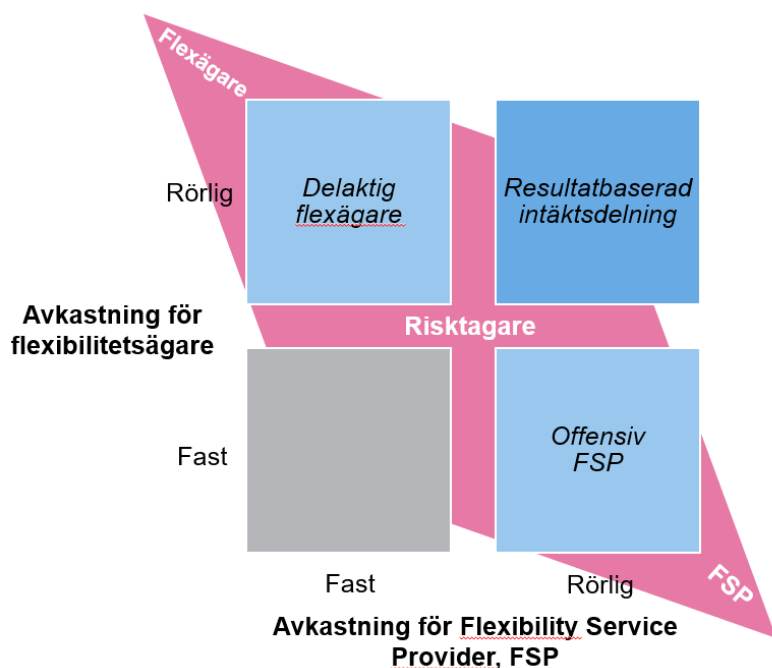
- *En gemensam nationell plattform för flexibilitetsresurser borde utvecklas där koordinering mellan marknader utförs så att resurser kan användas på marknad med störst behov och därmed högst intjänandeförmåga för varje tidpunkt.*

En nationell plattform skulle kunna eliminera avvägningsproblematiken under budgivning och avrop för flexibilitetsleverantörer. Samtidigt skulle en gemensam plattform minska automatiseringsbördan och förenkla datahantering vid tillämpande av ett enhetligt system för samtliga, nu separata, marknadsplatser.

3.6.6. Internt affärsupplägg

Ett viktigt inslag i att skapa incitament för flexibilitetsinvesteringar är att de inblandade parterna har ett för alla parter gynnsamt affärsupplägg. Affärsmodellen som utvecklats för pilotprojektet medger att intjäningen från batteriets kostnadsoptimering går till elkonsumenten Boliden. För att generera denna inkomst agerar Vattenfall dels uthyrare av batteriet och dels möjliggörare av flexibilitet (Flexibility Service Provider) från resursen. Vattenfall får som uthyrare av batteriet en fast ersättning och tar utöver detta en rörlig ersättning från Boliden för tjänsten som Flexibility Service Provider. Boliden har genom detta upplägg enbart rörlig avkastning.

I Figur 21 visas tänkbara affärsmodeller med olika avkastnings- och riskdelning. Figuren benämner parterna flexibilitetsägare (Boliden i detta fall) och Flexibility Service Provider (Vattenfall i detta projekt) för att göra figuren oberoende om var ägarskapet för resursen finns.



Figur 21. Olika affärsupplägg mellan flexibilitetsägare och Flexibility Service Provider.

Det går att argumentera för att en rörlig avkastning istället för fast avkastning för FSP:n genererar större incitament för resursägaren att frambringa maximal nytta och att utveckla batterilagret kontinuerligt. Detta skulle dock öka den associerade risken med denna typ av affärsverksamhet för FSP:n vilket skulle kunna bli begränsande. Den associerade risken för varje enskild elkonsument/flexibilitetsägare att ta kostnaden för en flexibilitetsresurs blir liten (relativt sett) jämfört med om FSP:n (t.ex. Vattenfall) fullt ut tar risken för alla sina elkonsumenter. Med det sagt bör man dock ha klart för sig att risk också innebär mer incitament att göra det bästa av resursen. Det gäller både flexibilitetsägaren och FSP:n. Därför skulle en rent *resultatbaserad intäktsdelning* kunna vara att föredra vilket skulle innebära enbart rörlig avkastning till bägge parter beroende på resursens prestation.

Nuvarande affärsupplägg för uthyrningsverksamheten befinner sig i kategorin *delaktig flexägare* medan FSP-affären i kategorin *resultatbaserad intäktsdelning*. Vid uppskalning av batteriaffären med fler resurser och större försäljningsvolym är den resultatbaserade intäktsdelningen förmodligen mest effektiv ur flera perspektiv;

- Skapa delaktighet från både flexibilitetsägaren och Flexibility Service Providern.
- Större incitament för kontinuerliga systemförbättringar och därigenom större total avkastning.

Förslag till utvecklingsbehov:

- *Det interna affärsupplägget för resursens avkastningsfördelning bör eftersträva rörliga delar för både den som äger flexibiliteten samt den som erbjuder flexibilitetstjänsterna i syfte att skapa delaktighet från bägge parter samt att öka incitamenten till att utnyttja resursen maximalt.*

I denna utredning har strikt finansiella värden diskuterats men andra positiva aspekter med batterilager, exempelvis hållbarhet, ska inte negligeras eftersom de kan spela en betydande roll vid investeringsbeslut med tveksamma ekonomiska förutsättningar.

3.6.7. Framtidsspaning

Batterier och flexibla resurser påtalas ofta som lösningen för att möjliggöra mer intermittent elproduktion i energisystemet. Det innebär självklart många utmaningar men även, vilket visats i detta projekt, möjligheter för elkonsumenter att bli en mer aktiv del av energisystemet. Man skulle också kunna uttrycka detta som att en del av lösningen till en stabil elförsörjning ligger i knät på konsumenterna istället för att som tidigare enkom ligga på producenterna (formellt har Svenska Kraftnät alltid det yttersta ansvaret). Att det nu i princip är lönsamt att genomföra den typ av investeringar hos elkonsument som undersökts i detta projekt är ett bevis på ansvarsförskjutningen.

Utvecklingen mot mer intermittent kraft i energisystemet ger generellt sett ett ökat behov av flexibilitet vilket i sin tur ger bättre ekonomiska förutsättningar för att generera lönsamma flexibilitetsresurser, exempelvis batterier. I och med att

den utvecklingen fortsätter är det inte otänkbart att intjäningen från batteriet ökar. Det är dock förutspått att den prischock som verkat på frekvensregleringsmarknaden kommer att motivera betydligt fler investeringar för att mäta den marknaden. Det är alltså väntat att trots minskningen av enkelt reglerbar produktion och svängmassa i energisystemet så kommer priserna på frekvensregleringsmarknaden att sjunka. Eftersom denna inkomstkälla varit den mest bidragande under pilotprojektet kommer inkomster från exempelvis kostnadsoptimering eller lokala/regionala kapacitetsmarknader att behöva öka för att göra ett batteri lönsamt. En ökad intäkt från spotprisoptimering skulle föranledas av ett ännu mer varierande spotpris.

Det ska också nämnas att inkomster med stora månatliga variationer ger en osäkerhet inför investeringar i flexibilitetsresurser. Kalkylerad risk och osäkerhet kring intjänandeförmåga har en negativ korrelation med den accepterbara investeringskostnaden. För att delvis råda bot på detta kan en ännu bredare palett av tjänsteutbud som batterier kan leverera vara till gagn. 2022 kanske marknad A och B genererar störst inkomst medan det 202X istället är marknad C och D som är mest lönsamma. Därmed gäller det att batteriet är lätttröligt mellan olika möjligheter och kan snabbt ställa om för att möta potentiellt förändrade krav. Därför vore ett affärsupplägg som gynnar detta att föredra (exempelvis vad som föreslagits under avsnitt 3.6.6 Internt affärsupplägg).

Man kan inte heller undgå möjligheten att nya marknadsplatser utvecklas och i och med det fler inkomstmöjligheter för batterier. CoordiNet och flexibilitetsmarknader är ju som bekant ett relativt nytt påfund och detsamma gäller flertalet frekvensregleringstjänster. Nya marknadsplatser kan dock inte tas för givna eftersom det måste finnas någon drivkraft för ägaren att etablera marknadsplatsen. CoordiNet, exempelvis, finansieras idag av europakommissionens "Horizon 2020" (CoordiNet, u.d.). Energimarknadsinspektionen håller just nu på att se över incitamenten för flexibilitetstjänster i intäktsramsregleringen. Det kan alltså bli starkare ekonomiska incitament för elnätsbolag att hantera flexibilitetstjänster vilket skulle kunna innebära fler marknadsplatser (Energimarknadsinspektionen, u.d.).

Ett mer radikalt initiativ för att öka mängden flexibilitet i energisystemet skulle vara någon form av bidrag som tryggar inkomster för ett energilagrar när mer intermittent kraft införs som behöver lagras på ett eller annat sätt. Omvänt skulle man kunna påstå att utbyggnad av fler flexibla resurser skulle tillåta mer intermittent kraft i energisystemet.

Förslag till utvecklingsbehov:

- *På grund av hög tidsvariation mellan marknadernas avkastning bör affärsmodeller mellan resursägare och resursutnyttjare som gynnar aktiv optimering av flexibilitetsresurser och kontinuerlig tjänsteutveckling tillämpas.*

4. Diskussion

4.1. Diskussion Arbetspaket 1: Tjänster till elkonsument

4.1.1. Topplastkapning

Från effekttariffsresultaten synes att den maximala effekttoppen kunde reduceras med 88 kW i mars samt 145 kW i april. Översatt i monetär nytta skulle en sänkning på 88 respektive 145 kW innebära en besparing på 4 700 respektive 7 800 SEK på månadsbasis. Per säsong skulle det innebära 23 600 SEK respektive 38 700 SEK. Eller, i genomsnitt, 31 100 SEK/säsong. Det bör beaktas att detta är enbart två månader som studerats varav ingen är januari eller februari vilka generellt är de kallaste månaderna där effekttoppen för hela säsongen brukar uppstå. För att få en mer tillförlitlig siffra på utgiftsbesparingen borde en hel tariffsäsong varit föremål för testperioden.

I början av mars utfördes under en dag ett test för CoordiNet, då stängdes kostnadsoptimeringsalgoritmen av. Detta betyder att batteriet inte kunde kapa effekttoppen den dagen och denna topp blev till slut också månadens högsta. Därför kan effektkapningen bäst jämföras med den teoretiskt maximala för april månad. I en teoretisk studie av april 2021:s data undersöktes vilken den teoretiskt maximala effekttoppsänkningen var för ett batteri av storleken i detta projekt. Detta visade sig vara 330 kW. I realiteten lyckades alltså 43% av detta uppnås.

Viktigt att komma ihåg när man utför topplastkapning hos en industri av Bolidens karaktär är att elförbrukningen inte alltid går att förutspå. Det är troligt att Bolidens debiteringsgrundande effekttariffnivå kommer inträffa vid en händelse som inte inträffar regelbundet. Det kan t.ex. vara vid en planerad hög användning samtidigt som en händelse som anläggningsägaren inte har möjlighet att förutse inträffar. Kombination av spotpris- och effekttariffoptimering medför en risk att batteriet timmen före har laddats ur för att köra spotprisoptimering varför batteriet går in i en effekttoppstimme utan energi.

Intäktsmöjligheterna från topplastkapning är beroende av konsumtionsmönstret hos elförbrukaren. En effekttopps bredd ger energimängd som krävs för att hålla nere toppen. Fördelaktigt är en relativt smal topp som innebär att man kan kapa toppen mycket med en relativt liten energimängd. En dubblerad batteristorlek/energimängd ger en lägre ekonomisk utväxling i form av sänkt effekt av den adderade energin.

4.1.2. Spotprisoptimering

Spotprisoptimering har under perioden mar-okt 2021 genererat i snitt 18 200 SEK/månad. Inkomsten från spotprisoptimering är korrelerad främst med spotprisets volatilitet (skillnad mellan högsta/lägsta priset varje dag) medan en inte lika stark korrelation finns mellan inkomsten och själva spotpriset. Det betyder att en marknad med ökande spotpriser inte behöver innebära betydande inkomstökningar genom spotprisoptimering. Däremot, om spotprisets dagliga variation ökar så innebär det större inkomstökning genom spotprisoptimering. Trendlinjen i Figur 14 vittnar om att 90% av spotprisets variation kan tillgodoses av batteriet i ökad spotprisoptimeringsinkomst. Alltså, om skillnaden mellan spotprisets högsta och lägsta timvärde under en dag ökar med 1 SEK/kWh så ökar batteriets spotprisoptimeringsinkomst med 0,90 SEK ($= 0,90 * 1000 = 900$ SEK/dygn).

Så varför kan inte batteriet tillgodose sig hela kronan? En anledning är att den användbara energimängden i batteriet inte är 1 MWh eftersom det använda SoC-fönstret är mindre än 100%. Lägg därtill även omvandlingsförluster vilka gör att energin ut ur batteriet alltid är lägre än energin in. Eftersom batteriet vissa dagar utför mer än en (1) cykel per dag är heller inte koefficienten 1 ett maximum. Teoretiskt är den möjliga koefficienten alltså högre än 1. Ytterligare teorier varför man i dagsläget inte kommer högre än 0,9 SEK/MWh är att när spotprisets volatilitet ökar så bildas en inte lika låg botten mitt på dagen såsom det gör under dagar med lägre spotpris. Således kan dagens första cykel tillgodose den största mängden av variationen medan dagens andra cykel har en lägre variation att tillgå. Ännu en hypotes är att spotprisets "toppighet" ökar med ett mer varierande spotpris. Alltså att det blir en ökande skillnad mellan den dyraste timman och de två intilliggande timmarna. Då Bergsöebatteriet har en Energy-to-Power(E/P)-ratio på 2 betyder det att batteriet måste spotprisoptimera under minst två timmar för att utnyttja hela sin kapacitet. Ifall prisskillnaden mellan den dyraste timmen och den näst dyraste ökar med ökande volatilitet innebär det att inte hela ökningen i variation kan tillgodogöras.

Kostnadsmässigt utgör energiförluster en månatlig utgift om 7 200 SEK. Och därtill förlust på denna el även skatt och nätavgift till en månatlig utgift om 500 SEK. Det ska även noteras att den redovisade kostnaden inte enbart är direkt hänförlig till spotprisoptimeringen. I den beräknade kostanden ingår också den fasta/indirekta elkostnaden vilken uppkommer oavsett om kostnadsoptimering utförs eller ej. Detta är förluster i transformatorer vid stand-by och el till elektronik och luftkonditionering. Den rörliga elkostnaden utgörs huvudsakligen av omvandlingsförluster. En

uppskattning av den indirekta elförbrukningen är en kontinuerlig förbrukning omkring 5 kW vilket för hela testperioden innebär energiförlust om 28 MWh. Periodens medelspotpris var 720 SEK/MWh vilket ger en kostnad på totalt 20 200 SEK eller 2 500 SEK/månad. Med andra ord skulle de fasta elkostnaderna utgöra ca 1/3 av de totala elkostnaderna (och följaktligen lika stor allokering av kostnaderna för skatt och nätavgift).

Dras elkostnader samt implicerad skatt och nätavgiftsförlust bort från inkomsterna genererades 10 500 SEK/månad av spotprisoptimeringen. Det ska noteras att beräkningarna som utförts inte utgör en fullständig kostnadsanalys. Således skall resultaten inte tolkas som den ekonomiska termen resultat (vinst/förlust). I detta pilotprojekt har syftet framför allt varit en strävan att maximera inkomsten från batteriets användning, och inte en strävan mot att maximera vinsten vilket mycket troligt skulle minska batteriets nyttjande. Vid en fullt ut kommersiell drift, och inte ett pilotprojekt, är man såklart tvungen att maximera vinsten. Hittills utelämnade kostnader associerade med spotprisoptimeringen (men såklart även övriga tjänster i varierande utsträckning) är framför allt värdeminskning på batteriet. Skulle detta beräknas hade förmodligen en hel del battericykler aldrig utförts då (det ekonomiska) resultatet av dem vore negativt. Batteriets degradering avgörs av både kalenderåldring samt cyklisk åldring. Den förstnämnda kapacitetsdegraderingen är oberoende av hur mycket batteriet nyttjas (dock beroende av exempelvis celltemperatur som påverkas av cykling) och kommer inträffa oavsett batteriet är i drift eller ej. Cyklingsåldringen bestäms av hur mycket batteriet cyklas samt vid vilken "hastighet" (C-rate) den gör så. Snabb och frekvent cykling har en stark påverkan på batteriets (ökade) degradering. Både i form av hög C-rate och förhöjd celltemperatur. Testperiodens C-rate med maximalt +/- 0,5C kan dock knappast kategoriseras som snabbt. Sammantaget är det komplicerat att genom beaktande av detta beräkna en kostnad likt SEK/cykel. Klart är dock att det främst är tjänster som genererar hög cykling av batteriet som bidrar mest till degraderingen.

Det kan diskuteras huruvida det med nuvarande algoritm är lönsamt att utföra topplastkapning tillsammans med spotprisoptimering. Det ekonomiska utfallet mellan att enbart utföra spotprisoptimering respektive att utföra full kostnadsoptimering kan vara obetydligt. Samtidigt visar det att det sannolikt finns förbättringsutrymme hos styralgoritmen eftersom topplastkapningen i teorin inte skulle behöva nyttjas särskilt många timmar under varje säsong. Värt att nämna är också att det är mer eller mindre omöjligt att spotprisoptimera hur som helst under tider då en effekttariff tillämpas, detta för att inte själva batteriet ska bidra med en tariffökning. Det kan vara denna begränsning som ger den största delen av inkomstförlusten, och inte själva industrins topplastkapning. Alltså, hade spotprisoptimeringen fått operera för att generera maximal nytta under mars-april 2021 hade detta eventuellt lett till en tariffökning.

4.2. Diskussion Arbetspaket 2: Tjänster till Svenska Kraftnät

Under testperioden för arbetspaket 2 har FCR-D varit en inkomstkälla som genererat god avkastning. Priserna var stigande vilket inte minst syns på att de första fem dagarna i december så tjänades lika mycket som under hela november. Prisnivån under december har med historisk tillbakablick varit extrem och liknande nivåer kan man inte långsiktigt räkna med. Det är därför inte rimligt att projicera den relativt korta periodens ögonblicksbild av det absoluta intjänandet i en framtidskalkyl. Långsiktigt är det troligt att priserna på FCR-marknaden kommer att falla men kortsiktigt är stundtals mycket höga priser inte orimligt. En avropsfrekvens på 96% är noterbart högt och bidrar också till den höga intjäningen.

Tillgängligheten var 97% och anledningen att den inte var 100% berodde på att några timmar under testperioden ägnades åt att tekniskt förbereda batteriet för kommande testperiod (dessa test var underordnade eventuella CoordiNet-avrop varför tillgängligheten på CoordiNet-marknaden inte påverkades) samt att några timmar nyttjades till leverans av CoordiNet. Hade avropen på CoordiNet varit fler hade tillgängligheten på FCR-D varit lägre eftersom CoordiNet-kontraktet har högre prioritet.

4.3. Diskussion Arbetspaket 3: Tjänster till regionnäsägare

Tillgänglighetsersättningen från CoordiNet var bara en sjättedel av inkomsten från FCR-D under den gemensamma testperioden för arbetspaket 2 & 3. Tack vare återköpsmekanismen mellan Svenska kraftnäts två tillfällen för upphandling av FCR-balanskapacitet är det ändå möjligt för batteriet att finnas tillgänglig för att möta lokala och regionala nätbehov i ansträngda nätsituationer. Deltagandet i både FCR-D och lokala/regionala marknader förutsätter en tidskoordinering mellan marknaderna. Samordning med FCR-D begränsar Bergsöebatteriet till att enbart delta dagen innan på CoordiNet (d.v.s. den kan inte delta på s.k. intradag-handel på den lokala- och regionala marknaden).

Batteriet har genom denna marknadskoordinering kunnat vara tillgänglig för CoordiNet under hela den efterfrågade tiden. Däremot har avrop endast skett vid ett tillfälle (för testperiod 2 & 3). Detta avrop var för övrigt endast ett test men

aktiveringsersättning utgår ändock. Sett till den totala ersättningen har den varit god i relation till hur mycket tid som batteriet nyttjats. Detta faktum har utnyttjats för att kunna samköra testperiod 2 & 3.

Genom att avropen har varit få på CoordiNet kan återköpskostnader för FCR-bud D-2 täckas av inkomst för tillgänglighetsersättningen. Utan tillgänglighetsersättning för CoordiNet skulle energiersättning från de fåtal CoordiNet avropen troligen inte ha kunnat motivera risk för återköpskostnaden på FCR-D-marknaden.

Prismässigt kan två distinkta nivåer för flexibilitet urskiljas på CoordiNets flexibilitetsmarknader. Dels finns en marknad för "billig" flexibilitet som är prissatt under Svenska kraftnäts avgift för tillfälligt abonnemang. Ett tillfälligt abonnemang utdelas regelbundet när regionnätsnätbolagen ber om att få överskrida den ordinarie abonnerade effekten. Svenska kraftnät publicerar avgiften för varje stamnätsstation och är för Barsebäck och Söderåsens stamnätsstationer ungefär 280 SEK/MWh. Regionnäsägaren är då beredd att upphandla flexibilitet om den medför en minskning av uttaget i stamnätspunkten. Då el är en realtidsvara som flyter där motståndet är lägst i ett komplext sammankopplat system motsvarar inte 0,4 MW urladdning i Bergsöe en direkt minskning av effektuttaget från Svenska kraftnät med samma volym. Därför multiplicerar nätbolaget buden från flexibilitetsleverantören med en plats och nätsituationspecifik påverkansfaktor. Ersättningen som kan erhållas för flexibilitet när tillfälligt abonnemang beviljas är därför 280 SEK/MWh multiplicerat med påverkansfaktor och rör sig om 200-220 SEK/MWh. På CoordiNet-marknaden i Uppsala finns, tack vare elpannetariffer, mycket flexibilitet som kan upphandlas under priset för tillfälligt abonnemang. Upphandlade volymer på CoordiNet blev där 6,6 GWh under 412 timmar med medelpris på 235 SEK/MWh. I Skåne sker avropen då tillfälligt abonnemang inte erhålls och de avgifter som då påförs för varje MWh över abonnemangsgräns är betydligt högre; 2020 var de 560 SEK/MW för första timmens överträdelse, 1400 SEK/MW för andra timmen och 2800 SEK/MW påföljande timmar. Detta förklarar Skånes CoordiNet-marknads genomsnittspris på 1503 SEK/MWh samt den låga avropsfrekvensen.

4.4. Diskussion Arbetspaket 4: Tjänster till lokalnäsägare

Den enda lokalnäts-tjänsten som bedömdes värdefull och därför implementerades och demonstrerades var CoordiNet-marknaden vilket rapporteras i avsnittet ovanför. Under säsongen 21/22 då batteriet deltog på CoordiNet-marknaden uppstod aldrig något behov från lokalnäsägaren att avropa batteriet. Nyttan var dock högre än 0 eftersom batteriet fanns tillgängligt likt en försäkring ifall Landskrona Energi hade lidit effektbrist. Således var den ekonomiska nyttan för Landskrona Energi genom den lokala kapacitetsmarknaden ej kvantifierbar under testperioden.

4.5. Diskussion Arbetspaket 5: Stackning av tjänster

4.5.1. Kostnadsoptimering

Under testperioden för stackning av tjänster har inkomsterna från kostnadsoptimeringen varit måttliga. Framför allt på grund av att det mesta av batteriets tillgängliga effekt har gått åt till frekvensreglering. Detta återspeglas i inkomsten för dec-feb då spotprisoptimeringens bidrag var ca 8 000 SEK/månad. För att optimera effektutnyttjandet mellan spotprisoptimering och FCR-D testades att avvara några timmar frekvensreglering på morgonen samt några timmar på kvällen till förmån för mer spotprisoptimering. Detta visade sig vara lyckosamt då spotprisinkomsten nästan fyrdubblades under mars jämfört med december, januari och februari. En del av denna ökning är tack vare en generellt högre spotprisvariation men framförallt hänförlig till den interna effektoptimeringen (jämför korrelationerna i Figur 20). Däremot minskade FCR-D-inkomsten under mars men detta var huvudsakligen på grund av lägre marknadspriser. Den uppskattade förlorade intäktsmöjligheten på FCR-D under de timmar då effekten gavs till spotprisoptimeringen var ca 5 000 SEK. (Genomsnittligt marknadstimpris under mars 9,8 EUR/MW och totalt avstods 130h. Tas även avropsfrekvensen hänsyn till, 79%, minskar alternativinkomsten ytterligare.)

Topplastkapningen lyckades inte skapa ett positivt bidrag till inkomstkalkylen. Istället ökade kostnaderna på grund av batteriet då driften föranledde ökad topplast. Detta berodde inte på en intern prioritering mellan tjänsterna utan på en bugg i optimeringscontrollern som styr batteriet.

4.5.2. FCR-D

Under testperioden har FCR-D varit en inkomstkälla som genererat god avkastning. Priserna var inledningsvis mycket höga och därefter avtagande för att i mars vara låga. Prisnivån under december har med historisk tillbakablick varit extrem och liknande nivåer kan man inte långsiktigt räkna med. Det är troligare att någon av de påföljande månaderna speglar framtida intjäningsmöjlighet bättre. Dock är det på kort sikt inte omöjligt med höga priser.

En avropsfrekvens på 79% är noterbart lägre än under testperioden för arbetspaket 2 (96%). Batteriets tillgänglighet för att leverera tjänsten FCR-D var 94% och anledningen att den inte var 100% berodde på två saker. Den första var att några timmar under testperioden nyttjades till leverans av CoordiNet. Hade avropen på CoordiNet varit fler hade tillgängligheten på FCR-D varit lägre eftersom CoordiNet-kontraktet har högre prioritet. Den andra orsaken var att efter 5/3 bestämdes att batteriet inte skulle budas in på FCR-D-marknaden under fem timmar varje dag då spotpriset var som lägst respektive högst för att frigöra effekt för mer spotprisoptimering.

4.5.3. CoordiNet

Batteriet har gentemot CoordiNet-marknaden varit tillgängligt hela den efterfrågade tiden under testperioden. Däremot har avrop endast skett vid två tillfällen (under totalt tre timmar). Dessa avrop var för övrigt endast test men aktiveringsersättning utgår ändå. Sett till den totala ersättningen har den varit god i relation till hur mycket tid som batteriet nyttjats.

En viktig anledning till att det var möjligt att sluta ett tillgänglighetsavtal på CoordiNet-marknaden är möjligheten att få FCR-D-bud återköpta dagen före leverans. Hade inte denna möjlighet funnits hade inte något tillgänglighetsavtal med CoordiNet slutits då FCR-D inkomsten är generellt högre sett över hela säsongen.

4.5.4. Stackning av tjänster

Det femte arbetspaketet har framgångsrikt kombinerat ett flertal tjänster gentemot olika nivåer i elsystemet och tack vare detta lyckats leverera god avkastning från resursen. Samkoordineringen mellan CoordiNet och övriga tjänster har varit mycket god där det går att realisera den fulla CoordiNet-inkomsten med i princip hela inkomsten hos en annan tjänst (detta utnyttjades även i arbetspaket 2 & 3). Detta bygger på att de faktiska avropen från CoordiNet är få, endast tre tillfällen denna säsong. Skulle antalet avrop öka dramatiskt hade inkomsterna från andra tjänster påverkats mer. Däremot är tillgänglighetsersättningen från CoordiNet så pass hög att den mycket troligt överstiger alternativinkomsten hos andra tjänster även med ett ökande antal CoordiNet-avrop. Jämför tillgänglighetsersättningen på knappt 80 000 SEK dividerat med antal timmar som avstås från andra tjänster. Även om avropen ökar mycket och man tvingas avstå exempelvis 40h ger detta 5 000 SEK/MWh/h (199 000 / 40) i tillgänglighetsersättning, plus aktiveringsersättning om nästan 2 000 SEK/MWh/h. Inkomsten genom FCR-D måste alltså överstiga 7 000 SEK/MWh/h. Genomsnittet på FCR-D under extremmånaden december 2021 var 730 SEK/MWh.

Tanken bakom CoordiNet är att avlasta lokal- och regionnätet vid ansträngda situationer och det är därför mycket troligt att avropade timmar med CoordiNet också sammanfaller med höga spotpriser vilket innebär att spotprisoptimering utförs undermedvetet.

Intäktsnivån hos CoordiNet är med andra ord god och det finns inga ekonomiska skäl att avstå från att stacka en CoordiNet-tjänst. Däremot är en viktig förutsättning för CoordiNet-deltagande att det existerar ett auktionstillfälle D-1 för FCR-D-marknaden då man kan avsäga sig avrop som skedde D-2. Hade denna möjlighet inte funnits så hade deltagandet i CoordiNet valts bort eftersom det innebär att FCR-D och CoordiNet var ömsesidigt uteslutande tjänster. Men andra ord hade enbart en av tjänsterna kunnat väljas och då hade troligtvis FCR-D valts då denna tjänst sett över hela tidsperioden levererar en högre inkomst.

FCR-D och kostnadsoptimering kan utföras samtidigt, inom en enskild timme. Däremot kan den erbjudna effekten till FCR-D inte utnyttjas av kostnadsoptimeringen. Ska således båda tjänster utföras samtidigt måste effekten delas mellan tjänsterna. Det inkomstmaximerande alternativet innebär dock inte att båda tjänsterna utförs samtidigt inom varje timme, detta eftersom det alltid kommer vara en av tjänsterna som genererar högst avkastning för var timme. För de flesta timmar har FCR-D gett bäst avkastning och en effektiv tjänstestackning bygger på att finna de timmar där spotprisoptimering genererar högre inkomst än FCR-D. Detta är dock svårt eftersom man behöver bestämma sig två dagar i förväg vilka timmar man ska delta med flexibilitet på FCR-D-marknaden och spotpriset bestäms en dag innan leveranstimmen.

I praktiken kunde inte all effekt utnyttjas till FCR-D då marknaden kräver bud i steg om 100 kW och batteriet har 480 kW. Således är den maximala volymen (-)400 kW till FCR-D och resten (+400 till -80 kW) förfogar kostnadsoptimeringen över. Detta resulterade i en relativt låg spotprisoptimeringsinkomst under dec-feb. Under mars utnyttjades att vissa timmar på dygnet genererar högre spotprisoptimeringsinkomst än FCR-D-inkomst då fem timmar per dygn inte såldes på FCR-D-marknaden. Dessutom var spotpriserna särskilt volatila och FCR-D upp-priserna särskilt låga under denna period. Resultaten visar att om man lyckas få till en god tidskoordinering mellan spotmarknaden och FCR-D-marknaden är det möjligt att generera större total nytta än om enbart en av tjänsterna hade utförts under alla timmar.

Tjänstestäckningen med FCR-D innebär för kostnadsoptimeringen också att det blir svårare att generera nytta från topplastkapningen. Dels för att man kan ha tillgång till endast en begränsad effekt under topplasttimmen och dels för att topplasttimmen behöver förutspås ett dygn i förväg för att hinna sälja tillbaka FCR-D på D-1 auktionen.

4.6. Nästa steg

Även om detta projekt tagit fram en avancerad styralgoritm för att kunna kombinera flertalet tjänster så finns fortfarande utvecklingsmöjligheter. Nästa utvecklingssteg för Vattenfall är att inkorporera ännu fler tjänster i styralgoritmen samt att ytterligare automatisera styrningen för att minimera handpåläggning samt optimera körningsmönstret. Som nämnt bör också affärsstrukturer utvecklas för att tillvarata intäktsmöjligheterna.

Ur ett samhällsperspektiv är förhoppningen att fler kan få upp ögonen för batterier för att lösa sina energirelaterade dilemman. Om också batterimängden i energisystemet kan öka så att ytterligare stabilitet ges är det självklart också en viktig samhällsnytta.

5. Summering och slutsatser

I och med detta pilotprojekt har det bevisats att batterier med hjälp av intelligent styrning kan agera på flertalet marknader på olika nivåer av elsystemet samtidigt och dessutom med en god avkastningsnivå. Nedan följer slutsatser och summering från respektive arbetspaket.

5.1. Slutsatser Arbetspaket 1: Tjänster till elkonsument

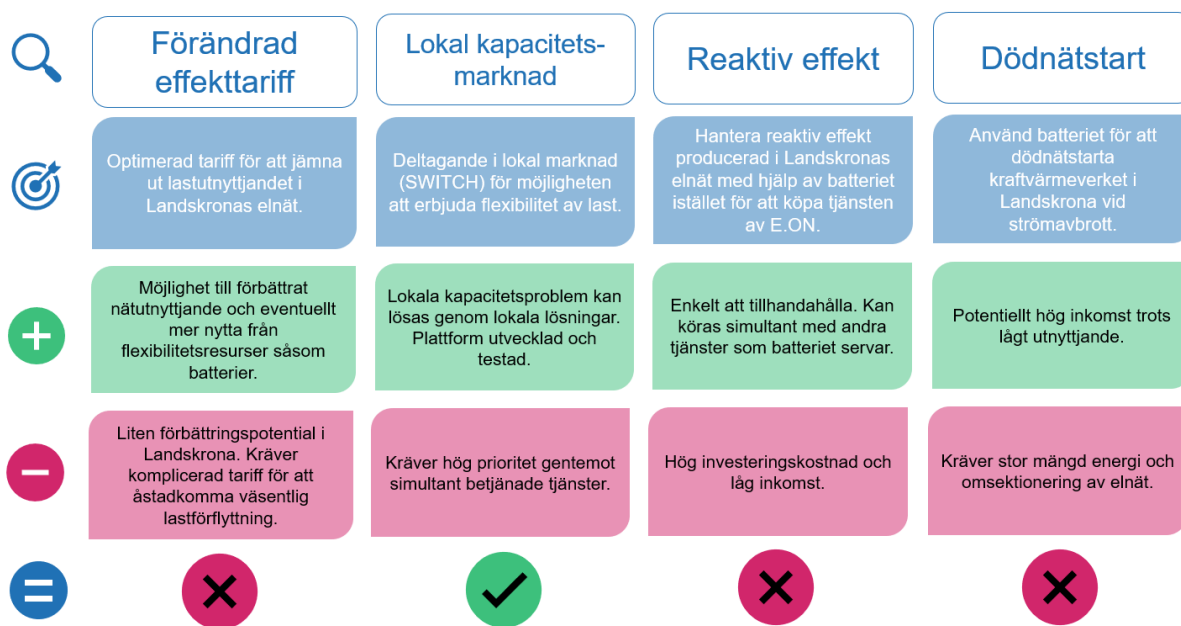
- Med spotprisoptimering kan elkonsumenten Boliden Bergsöe generera ekonomisk nytta tack vare reducerad elkostnad. Med ett batteri av storleken 1 MWh/0,48 MW kunde under perioden mars 2021 – oktober 2021 elkostnaden i genomsnitt sänkas med 18 200 SEK/månad.
- Driftskostnad för batterisystemet vid spotprisoptimering i form av både fasta och rörliga energiförluster samt hänförlig skatt och nätavgift uppgår till 7 700 SEK/månad.
- Genom att samtidigt sänka sin topeffekt kan Boliden Bergsöe reducera elkostnaden med ytterligare 31 100 SEK/säsong (jan-mar, nov-dec) förutsatt ett batteri av samma storlek.
- Spotprisoptimeringsinkomsten är korrelerad med spotprisets dagliga variation och mindre korrelerad med det absoluta spotpriset.
- I genomsnitt kan 90% av skillnaden i spotprisets dagliga variation realiseras. Således kan mer volatila elpriser i SE4 öka den ekonomiska nyttan från spotprisoptimering med 90% av ökningen i spotprisets dagliga variation.
- Batteripacken har under perioden 5/3 till 25/10 2021 genomfört 315 fulla ekvivalenta cykler.
- Att utföra topplastkapning samtidigt som spotprisoptimering sänker den ekonomiska nyttan från den senare med ca 20%.

5.2. Slutsatser Arbetspaket 2 & 3: Tjänster till Svenska Kraftnät och regionnäsägare

- Batteriet har under testperioden 1/11-8/12 2021 genererat en inkomst från FCR-D marknaden på 126 000 SEK samt en tillgänglighet på 97% vilket motsvarar 8497 h/år som batteriet kan vara tillgängligt på FCR-D upp-marknaden. Avropsfrekvensen var 96%.
- Batteriet har under testperioden samtidigt haft en tillgänglighet på CoordiNet-marknaden på 100%, aktiverats vid ett tillfälle och utifrån detta tjänat in nästan 22 000 SEK.
- 100% tillgänglighet på CoordiNet motsvarar en årlig tillgänglighet på samtliga timmar då marknaden är aktiv; 3624 h/år.
- Driftskostnad för batterisystemet i form av både fasta och rörliga energiförluster samt hänförlig skatt och nätavgift uppgick till ungefär 4 000 SEK.
- Batteriet genomförde knappt två fulla ekvivalenta cykler under perioden.
- Genomsnittlig energileverans för en timmes aktiv FCR-D uppreglering var 0,08% av budets volym. Aktivering skedde i genomsnitt 32 sekunder varje timme.

5.3. Slutsatser Arbetspaket 4: Tjänster till lokalnäsägare

Genomgången av potentiella nättjänster renderade i fyra tjänster av intresse; förändrad effekttariff från nätbolaget (se Bilaga: Förändrad effekttariff), lokal kapacitetsmarknad, reaktiv effektinmatning och dödnätstart av kraftvärmeverket. De tekniska och/eller ekonomiska förutsättningarna sammanfattas i figuren nedan. Utredningen visar att en lokal kapacitetsmarknad som den som finns i Skåne bäst lever upp till de tekniska och ekonomiska förutsättningar som krävs.



Figur 22. Slutsatser från Arbetspaket 4.

Den ekonomiska nyttan för Landskrona Energi genom den lokala kapacitetsmarknaden var inte kvantifierbar då inga skarpa behov fanns från lokalnätssidan under säsongen 21/22.

5.4. Slutsatser Arbetspaket 5: Stackning av tjänster

- Under testperioden (9/12 2021 - 31/3 2022) för stackade tjänster har ett flertal tjänster gentemot olika nivåer i elsystemet framgångsrikt kombinerats och tack vare detta lyckats leverera god avkastning från resursen:
 - 290 000 SEK från FCR-D upp
 - 65 000 SEK från CoordiNet
 - 56 000 SEK från kostnadsoptimering (spotprisoptimering och topplastkapning)
- Att utföra FCR-D samtidigt som spotprisoptimering har en negativ inverkan på deras respektive intjänandeförmåga. Däremot är den totala inkomsten högre än om enbart en av tjänsterna utförs.
- Batteriet hade en tillgänglighet på 94% på FCR-D upp-marknaden och 79% avropsfrekvens vilket resulterade i 2021 levererade timmar.
- Batteriet hade 100% leveranssäkerhet gentemot CoordiNet med tre avropade timmar under testperioden.
- En bugg i optimeringsalgoritmen resulterade i en mindre ökning av effekttoppen (7 kW) vilket innebar ett negativt bidrag från topplastkapningen om 2 000 SEK.
- Driftskostnad för batterisystemet i form av både fasta och rörliga energiförluster samt hänförlig skatt och nätavgift uppgick till ungefär 27 000 SEK för de knappa fyra månaderna.
- Batteriet genomförde 53 fulla ekvivalenta cykler under perioden.
- Om man lyckas få till en god tidskoordinering mellan spotmarknaden och FCR-D-marknaden är det möjligt att generera större total nytta än om enbart en av tjänsterna hade utförts under alla timmar.
- Intäktsnivån hos CoordiNet under säsongen 21/22 var god och de ekonomiska motiven till att delta i en lokal kapacitetsmarknad samtidigt som andra tjänster är starka.
- En viktig förutsättning för CoordiNet-deltagande att det existerar ett auktionstillfälle D-1 för FCR-D-marknaden då man kan avsäga sig avrop som skedde D-2.

5.5. Slutsatser Arbetspaket 6: Affärsmodeller

Sammantaget har utredningen kring affärsmodeller föreslagit ett antal utvecklingsbehov för att sänka barriärerna samt öka drivkrafterna till att införa fler storskaliga energilagrar i energisystemet. Utvecklingsbehoven kan sammanfattas som:

- Vid utformande av effekttariffer bör beaktning tas av hur de påverkar batterier och andra flexibilitetsresurser i systemet. Det bör fortsätta utredas hur olika upplägg på effekttariff inverkar på batteriers intjänandeförmåga förslagsvis genom fysiska test eller simuleringar. Särskilt när resurserna agerar på flera marknader samtidigt.
- En affärsmodell för att hantera obalanskostnader orsakade av flexibilitetsleverantörer bör utvecklas.
- Regionala och lokala flexibilitetsmarknader med både fast och rörlig ersättning är en bra affärsmodell för batterilager och flexibilitetsmarknader borde utvecklas på fler platser med kapacitetsproblem.
- En nationellt register över flexibilitetsresurser bör upprättas i syfte att påskynda och underlätta implementeringen av marknadsplatser i områden med kapacitetsproblem.
- En gemensam nationell plattform för flexibilitetsresurser borde utvecklas där koordinering mellan marknader utförs så att resurser kan användas på marknad med störst behov och därmed högst intjänandeförmåga för varje tidpunkt.
- Det interna affärsupplägget för resursens avkastningsfördelning bör eftersträva rörliga delar för både den som äger flexibiliteten samt den som erbjuder flexibilitetstjänsterna i syfte att skapa delaktighet från bägge parter samt att öka incitamenten till att utnyttja resursen maximalt.
- På grund av hög tidsvariation mellan marknadernas avkastning bör affärsmodeller mellan resursägare och resursutnyttjare som gynnar aktiv optimering av flexibilitetsresurser och kontinuerlig tjänsteutveckling tillämpas.

6. Publikationslista

Pressmeddelande vid projektstart och godkännande från Energimyndigheten, [publicerad 4 mars 2020]
<https://group.vattenfall.com/se/nyheter-och-press/pressmeddelanden/2020/nytt-batterilager-i-skane-stottar-nar-elnatet-inte-racker-till>

Artikel i Ny Teknik, [publicerad 6 mars 2020]
<https://www.nyteknik.se/premium/flera-bolag-ska-tjana-pengar-pa-samma-batteri-6989674>

Nyhet på Vattenfalls hemsida när batteriet levererats till Boliden Bergsöe, [publicerad 22 april 2020]
<https://group.vattenfall.com/se/nyheter-och-press/nyheter/2020/jattebatteri-som-starker-elnatet-i-landskrona-pa-plats>

Artikel i branschtidningen Gjuteriet nr 3/2020 (sid 6-8), [publicerad 1 maj 2020]
<https://e-tidning.gjuteriet.se/p/tidningen-gjuteriet/2020-05-01/r/1/1/3077/361263>

Pressmeddelande på Vattenfalls hemsida när batteriet tas i drift, [publicerad 23 september 2020]
<https://group.vattenfall.com/se/nyheter-och-press/pressmeddelanden/2020/smart-skanskt-batterilager-nu-i-drift>

Online invigning (video 48min), [inspelat 24 september 2020]
https://streamio.com/api/v1/videos/5f9038306f8d8dbf1e00000b/public_show?player_id=59eed3d56f8d8d20b5000001&link=true

Artikel i tidningen Elinstallatören nr 10/2020
https://www.paperton.com/library/open_shelf/elinstallatoren?mediaconnect_external_subscription=20

Nyhet på Vattenfalls hemsida [publicerad 9 november 2020]
<https://network-solutions.vattenfall.co.uk/news-and-insights/news/giant-battery-improves-electricity-supply-for-recycling-facility>

Artikel på Vattenfalls kundwebb för företagskunder, [publicerad 23 november 2020]
<https://energyplaza.vattenfall.se/blogg/boliden-och-vattenfall-testar-smart-batterilager-i-landskrona>

Artikel i Ny Teknik, [publicerad 15 februari 2022]
[Här gör batteriet nytta på flera olika sätt \(nyteknik.se\) https://www.nyteknik.se/premium/har-gor-batteriet-nytta-pa-flera-olika-satt-7028762](https://www.nyteknik.se/premium/har-gor-batteriet-nytta-pa-flera-olika-satt-7028762)

Artikel på Vattenfalls kundwebb för företagskunder, [publicerad 6 april 2022]
<https://energyplaza.vattenfall.se/blogg/jattebatteriet-blev-lonsamt-nar-elpriset-steg>

7. Referenser

CoordiNet. *The project in brief*. Hämtad 04 01, 2022, från <https://coordinet-project.eu/projects/project>

Energimarknadsinspektionen. (2021). *Elnätstariffer: Statusrapport - från teori mot verklighet*. Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen Ei PM2021:03.

Energimarknadsinspektionen. *Pågående projekt - flexibilitet*. Hämtad 04 01, 2022, från <https://www.ei.se/om-oss/projekt/pagaende/effekt-dialogen-en-dialog-om-energi-och-effekt/pagaende-projekt---flexibilitet>

Landskrona Energi. (2012-08-12). *Energiknuten kraftvärme i Landskrona*. Informationsblad för rundvisning.

Landskrona Energi. (2021). *Energiknuten*. Hämtad från <https://www.landskronaenergi.se/hallbar-framtid/energiknuten/>

Svenska Kraftnät. (2021). *Vägledning för att leverera stödtjänster*. Sundbyberg: Svenska Kraftnät.

SWECO. (2022). *Kartläggning av lokala flexibilitetsmarknader*. Energimarknadsinspektionen.

THEMA Consulting Group. (2019). *Nätstariffer för ett effektivt utnyttjande av elnätet*.

Vindbrukskollen. (2021). Hämtad från <https://vbk.lansstyrelsen.se/>

This page intentionally left blank

Bilaga: Förändrad effekttariff

Effekttariffer används av elbolag i syfte att ge ekonomiska incitament att förskjuta last hos större elkonsumenter. Det är ett sätt att prisa in investeringskostnaden av utökad nätkapacitet. Det används också indirekt som ett sätt att jämna ut elförbrukarnas last över längre tidsperioder genom att reducera sina effektoppar. Följden blir ett effektivare energisystem. Hur effekttariffer kan och inte kan utformas regleras juridiskt samt av Energimarknadsinspektionen. Men hur lever dagens effekttariffer upp till förväntningarna om att vara just effektiva? Sätter lagkrav och regleringar stopp för ett effektivt nätutnyttjande eller är effekttariffens roll som flexibilitetslösning underskattad? I detta avsnitt kommer förutsättningarna för att förändra Landskrona Energis effekttariff att undersökas i syfte att generera ett bättre utnyttjande av LEAB:s elnät. I förlängningen kan det leda till att batteriet i Bergsöe utnyttjas på ett sätt som genererar mer nytta till ägaren.

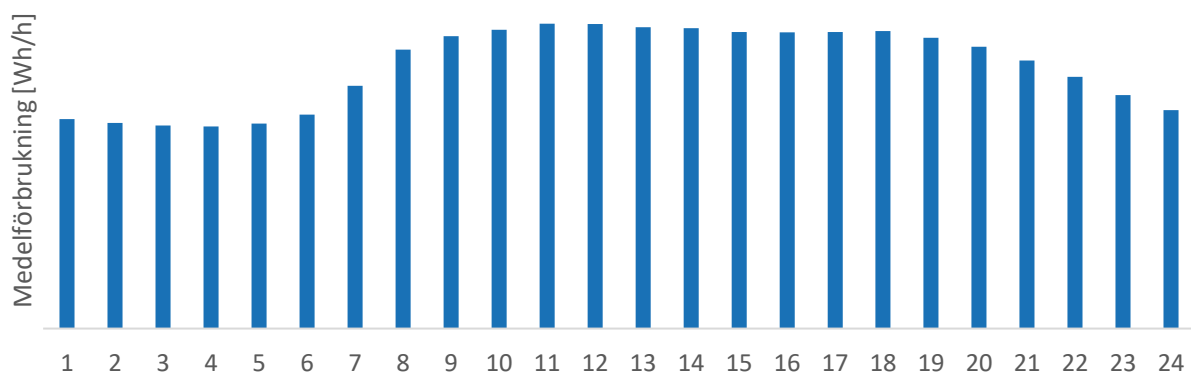
Landskrona elnät

Landskrona Energi ABs (LEAB) elnät är ett utpräglat helt kabelfierat stadsnät med drygt 19 000 kunder inom Landskrona tätort. Nätet består av anläggningar i olika spänningsnivåer där den högsta finns i 130 kV fördelningsnätet som är anslutet till E.ONs regionnät. Det finns en stor andel lägenhetskunder men även flera industriområden med högspänningskunder och lokal elproduktion. De största industrierna i nätet är Scandust med topeffekt på ca en tredjedel av LEAB:s totala uttag samt Boliden Bergsöe med topeffekt ca 1,5 MW.

Fördelningen av medelförbrukningen per timme för Landskrona Energis elnät visas i Figur 24.



Figur 23. Koncessionsområde för LEAB avgränsat med blå linje.



Figur 24. Medelförbrukning i Landskrona Energis elnät vardagar november 2020 till mars 2021, fördelat över dygnet. Den absoluta förbrukningen visas av sekretessskäl inte.

I figuren syns toppbelastningen på nätet under dagen med en tydlig nedgång under nattetid. Förbrukningsprofilen är relativt jämn men förmiddagen är aningen mer belastad jämfört med eftermiddagen/kvällen.

Effekttariffer på den svenska elmarknaden

Energimarknadsinspektionen har i rapporten *Elnätstariffer: Statusrapport – från teori mot verklighet* (2021) gjort en genomgång av olika tariffupplägg. De tar upp tre olika typer av effekttariffer:

- Säkringsstorlek: Tariffkostnad beror enbart på säkringen storlek (kundens maximala uttagsförmåga).
- Abonnerad effekt: Kunden bestämmer själv sitt abonnemang i förväg.
 - Uppmätt effektuttag, som kan utformas olika sätt:
 - Critical-Peak Pricing-method (CPP) / Uttag under nätets höglast: Kundens effektuttag i nätets maximala topplasttimme eller genomsnittet av kundens effektuttag i ett antal referenstimmar.
 - Time-of-use-avgift (ToU) / Kundens maximala effektuttag: Kundens maximala effektuttag eller genomsnittet av kundens effektuttag i ett antal timmar med hög last.

THEMA Consulting Group har genomfört ett uppdrag från Energimarknadsinspektionen (THEMA Consulting Group, 2019) där de utfört en genomlysning av svenska (och internationella) elnätsföretag. I nedan tabell redovisas hur några svenska nätföretags effektdelar är uppbyggda (anpassat efter THEMAs rapport). Fasta delar samt i vissa fall även energidelar finns med i elnätsföretagens kostnader. "Rate" visar hur många gånger högre effekttariffen är under höglasttid jämfört med låglasttid, prisförhållandet peak/off-peak.

Tabell 6. Beskrivning av Svenska elbolags effekttariffer samt kvot mellan högsta/lägsta effektpreis (THEMA Consulting Group, 2019).

Företag	Effektdel	Rate
Malung	Baserad på kundens uppmätta maximeffekt, beräknad som medelvärdet av de fem högsta värdena per månad, uppmätt alla dagar mellan 7 och 19. Avgiften är högre från november till mars.	3,4
Sollentuna	Baserad på kundens uppmätta maximeffekt, beräknad som medelvärdet av de tre högsta värdena per månad, vardagar mellan 7 och 19. Avgiften är högre från november till mars.	2
Karlstad	Baserad på kundens högsta uppmätta effekt per månad, uppmätt på vardagar mellan 6 och 18. Avgiften är högre från november till mars.	3,4
Juckasjärvi sockens belysning	Baserad på kundens högsta uppmätta effekt per månad. Avgiften är högre från november till mars, vardagar mellan kl. 6 och 22.	2
Sala Heby	Baserad på kundens uppmätta maximeffekt, beräknad som medelvärdet av de fem högsta värdena per månad, uppmätt alla dagar mellan 7 och 19. Avgiften är högre från november till mars. Skillnaden mellan avgiften för hög- och låglastperioden ökar med ökande säkringsstorlek.	3
Skellefteå	Baserad på kundens uppmätta maximeffekt per månad, uppmätt vardagar mellan 6 och 22. Avgiften är högre från november till mars.	3,05
Västra Orust Energitjänst	Inte tidsdifferentierad. Baserad på kundens uppmätta maximeffekt per månad. Reaktiv effekt: Debiteras vid uttag över 50 % av aktivt effektuttag.	
Göteborgs Energi	Inte tidsdifferentierad. Större för företagskunder med säkringsstorlek över 63A. Speciellt stora kunder betalar även för reaktiv effekt.	
Vattenfall	Utgör 35 procent. Effektagiften baseras på mätt maximeffekt, beräknad som medelvärdet av de fem högsta värdena per månad (under olika dygn).	
Landskrona Energi	Baserad på kundens högsta uppmätta effekt per år. Mätning sker endast jan-mar och nov-dec, vardagar mellan kl. 6 och 22.	

En ytterligare effekttariff som undersökt i detta arbete är en temperaturberoende tariff där ett effektpåslag tas ut enbart vid sträng kyla. (Temperaturberoendet av elförbrukningen gör normalt att toppförbrukningen i nätet sammanfaller med köldperioder.)

Vad är viktigt att tänka på vid utformning av effekttariff?

Det finns ett flertal guidande principer, eller egentligen tvingande lagkrav, när det gäller vad effekttarifferna ska utföra. Det finns färre pekningar gällande tariffens utformning även om ovanstående tariff typer dominerar. Rapporten *Elnätstariffer: Statusrapport – från teori mot verklighet* (Energimarknadsinspektionen, 2021) kan sammanfattas med några viktiga principer när det gäller uppgiften för effekttariffen:

1. Å ena sidan bör tariffen återspegla både kort- och långsiktiga marginalkostnader i nätet. Å andra sidan bör fasta (residuala) kostnader täckas in genom en neutral tariffkomponent som i minsta möjliga mån påverkar kundens beteende. En effektiv effekttariff ska återspegla alternativkostnaden (investeringskostnader för att utöka kapaciteten i nätet) och inte den nivå som är nödvändig för att kunderna ska minska sin topplastförbrukning.

2. Prissignalerna bör ge incitament till att kunderna antingen flyttar konsumtionen bort från topplasttimmar eller minskar förbrukningen i topplast. En omfattande metastudie visar att prisskillnaden mellan hög- och låglast är en viktigare faktor än det absoluta priset i höglast (THEMA Consulting Group, 2019). Det antyder att den största ändringen sker genom flyttning av last.
3. Lätt att förstå för kunderna.
4. Juridiska ramar: Ellagen säger att tariffer skall vara "objektiva och icke-diskriminerande". T.ex. inte tillåtet att differentiera tariffer efter geografisk position i nätet.

Den första punkten reglerar huvudsakligen vad kostnadsnivån på tariffen ska motsvara. Nämligen att kostnaderna för effektutökning i elnätet är det som ska finansieras av effekttariffen. Viktigt att understryka är även att det inte är meningsfullt att kapa kundernas topplastförbrukning per se. Topplastförbrukningen hos en kund behöver inte sammanfalla med den hos resterande kunder samt att det kan bli samhällsekonomiskt mycket olönsamt att utforma en tariff utifrån kunden som är mest oflexibel (d.v.s. har högst marginalkostnad att sänka sin topplastförbrukning). Enligt den andra punkten är det viktigt att inse att den effekt som man flyttar med sin effekttariff kommer adderas vid annan tidpunkt. En effekttariff är en typ av kostnad som uppstår av att man förbrukar en produkt, el. Konsumenter har rätt att på ett lättfattligt och förutsägbart sätt få reda på de kostnader som är förknippade med köp av en produkt, så även el. Därför är punkt tre elementär. Det är dock svårt att definiera vad som faller inom gränsen för vad som är lättfattligt när det gäller en produkt som elektricitet, som till skillnad från andra varor som handlas på marknader måste produceras och konsumeras i samma kvantitet under varje ögonblick.

Förutom att spegla nätets investeringsbehov har effekttariffen potential att ta ekonomisk hänsyn till andra viktiga nätnyttor. Det kan dock leda till att delar av ovanstående principer måste kompromissas med.

Nuvarande och nya effekttariffer i Landskrona

Landskrona energis nuvarande effekttariff är relativt ovanlig på elmarknaden då den enbart tar hänsyn till kundens högsta topplasttimme under fem av årets månader. Detta har fördelen att den korrekt återspeglar de tider på året då det råder högst effektuttag. Genom att enbart återspegla ett värde under perioden är den däremot relativt oflexibelt utformad. Vid händelse av att den högsta topplasten inträffar tidigt under ett år försvinner incitamenten för kunden att vara flexibel resterande tid. Det är ett troligt scenario då det tenderar att vara som kallast mitt i vintern. Den högsta topplasten av en enskild kund kommer vidare enbart spegla den storlek som nätet behöver dimensioneras till om tidpunkten för topplasten sammanfaller med andra kunders toppförbrukning. I denna sektion presenteras ett antal nya tariffutformningar som potentiellt skulle kunna ersätta den nuvarande tariffen om rätt förutsättningar finns. Dessa förutsättningar utvärderas i kommande avsnitt. Nedan tabell beskriver den befintliga tariffen samt exempel på nya tariffer delvis inspirerade av andra elbolags tariffer.

Tabell 7. Beskrivning av Landskrona Energis nuvarande tariff och exempel på nya tariffer.

Effekttariffer	Årstariff (Befintlig tariff)	Månadstariff (Ny)	Tidstariff (Ny)	Spotpris- /temperaturtariff (Ny)
Avstämningsperiod	År	Månad	År eller månad	Månad
Intra-dag differentiering	Fast, två nivåer	Fast, två nivåer	Fast, >2 nivåer	Rörlig
Appliceringsperiod	Nov-Mar	Nov-Mar	Nov-Mar	Nov-Mar

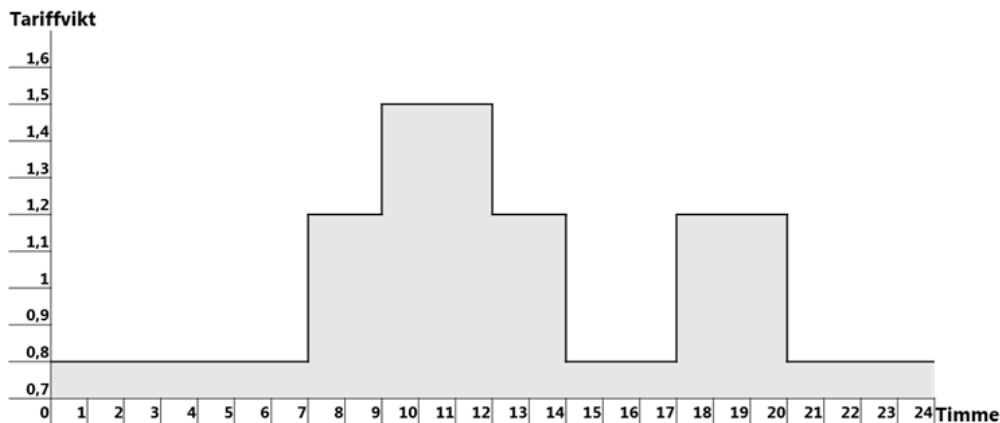
Månadstariff

Flerparten aktörer på elmarknaden tillämpar inte årstariff såsom Landskrona Energi. Istället används ofta varje månad som avstämningsperiod. I övrigt skulle månadstariffen kunna ha samma utformning som årstariffen, nämligen att den appliceras på vardagar, kl. 6-22 under nov-mar.

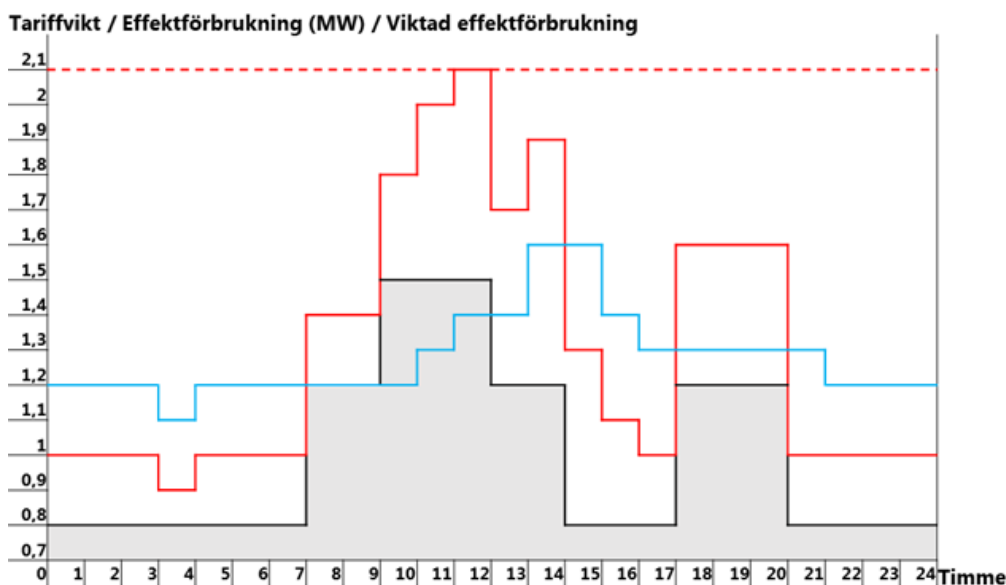
Tidstariff

Nuvarande tariff tillämpas under vardagar, 6-22. Det ger industrier som har sin verksamhet förlagd under dagtid en mycket liten chans att faktiskt reagera på tariffen. Ändå är det meningsfullt för nätägaren att dessa aktörer kan vara med och få chansen att vara flexibla. Det är sant att de största lasterna sker 06-22, men inom det intervallet kan lasten vara skiftande. Att en enskild aktör har en topplasttimme har i sig ingen betydelse så länge resterande kunders förbrukning inte överbelastar nätet. Det är först när många kunder samlas kring några enskilda timmars högförbrukning

som nätkapaciteten blir ansträngd. Men för många kunder är det idag inte meningsfullt att förskjuta sin last någon enstaka timme eftersom tariffen tillämpas 06-22. Med en icke-tidsdifferentierad effekttariff spelar det ingen roll om en extra kW förbrukas kl. 7-8 eller 11-12. Tidstariffen råder bot på detta. Med en förutbestämd intra-dag differentiering görs det skillnad på om en kW förbrukas den ena eller den andra timmen under hela dagen. Upplägget är följande: Varje enskild timme ges en tariffvikt med vilken den förbrukade lasten inom timmen viktas med. Efter att man viktat förbrukningen synar man den högsta toppen för respektive månad eller år (nov-mar) och det värdet blir debiteringsgrundande. Tariffvikterna är framtagna på ett sådant sätt att lokalnätets belastning utjämnas under arbetsdagens timmar. Den kvantitativa kostnadsnivån på tariffen strävar efter att återspegla alternativkostnaden (investeringskostnader för att utöka kapaciteten i nätet). Ett förklarande exempel, ses i nedan figurer.



Figur 25. Tariffvikter under dygnets timmar i den nya tariffen "Tidstariff".



Figur 26. Tariffvikter under dygnets timmar med effektförbrukning för en industrikund i Landskrona under en godtycklig vardag i januari (blå) samt viktade effektförbrukningen (röd) beräknad enligt: tariffvikt*effektförbrukning. Avrundat till närmaste 100-tal kW.

Som visat i Figur 26. Tariffvikter under dygnets timmar med effektförbrukning för en industrikund i Landskrona under en godtycklig vardag i januari (blå) samt viktade effektförbrukningen (röd) beräknad enligt: tariffvikt*effektförbrukning. Avrundat till närmaste 100-tal kW. ovan är effektförbrukningen hos industrikunden som störst mellan kl. 13-15. Efter att effektförbrukningen viktats är det däremot inte förbrukningen 13-15 som kommer vara debiteringsgrundande utan den mellan 11-12. Ett scenario där årstariff eller månadstariff skulle tillämpats hade gett kunden incitament att försöka flytta lasten mellan 13-15 till omkringliggande timmar. Det hade inte varit fördelaktigt ur systemsynpunkt eftersom det, enligt tariffvikterna, är timmarna innan som nätet är som mest belastat. Tidstariffen ger däremot incitament för kunden att flytta

last bort från systemets topplasttimmar som inte nödvändigtvis sammanfaller med kundens topplasttimmar. Tariffvikterna är förutbestämda och förmedlade långt i förväg till kunden, således är det inte säkert att systemets topplasttimmar sammanfaller varje dag med då vikten är som störst. Det bör också nämnas att tidstariffen är relativt komplex och det krävs starka samhällsekonomiska fördelar för att den trots sin komplexitet ska tillämpas.

Spotpris-/temperaturtariff

Notera att spotpristarieffen och temperaturtariffen är två separata tariffer. Spotpris-/temperaturtariffen följer samma logik och bakomliggande tanke som tidstariffen. Skillnaden är att vikter inte är förutbestämda på lång sikt. Vikterna baseras på spotpriset respektive temperaturen. Högre timspot/temperatur genererar en högre vikt för just den timmen den dagen. Nästa dag kan samma timme ha en helt annan vikt. Detta råder bot på problematiken från tidstariffen att de förutbestämda tariffvikterna inte sammanfaller med just dagens höglast i systemet. Det återstår dock ett hinder: att spotpriset för SE4 respektive temperaturen inte nödvändigtvis behöver sammanfalla med systembelastningen i Landskronas elnät. Denna typ av tariff gör det också svårare för kunderna att förbereda sig och veta när de kan och ska vara flexibla. Att de behöver vara flexibla är dock på förhand givet.

Bergsöebatteriet och effekttariffer

Förändringen av effekttariffen behöver inte ha en positiv inverkan enbart hos Landskrona Energi. Ett system där flexibilitet belönas, eller snarare värderas utifrån sin egentliga nytta, gynnar de aktörer som är beredda att gå i bräschen för ett hållbart resursutnyttjande. Batterilager är ett sätt att bli mer flexibel. Därför är det av stort intresse att estimerar hur en förändrad effekttariff påverkar affärsmöjligheterna för storskaliga batterilager. Sannolikt ökar nyttan av att använda ett batterilager om en mer sofistikerad tariff implementeras. Först bör dock möjligheterna för att förändra tariffen undersökas, vilket görs i nästa avsnitt.

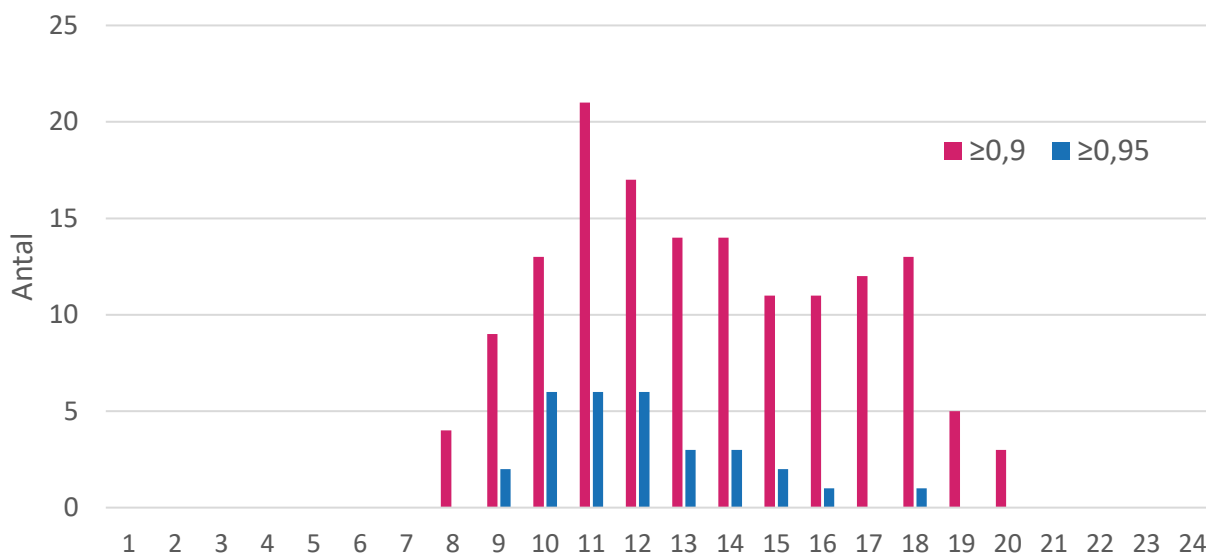
Landskrona Energis nuvarande tariff, vilken bestäms på årsbasis, ger som tidigare nämnt små incitament att förskjuta last om man tidigt på året haft en väldigt hög topp. En investering i flexibilitet skulle med andra ord vara mer eller mindre bortkastad (i tariffhänseende) vid en sådan händelse. En tariff som istället tar hänsyn till flera perioder på året och/eller beräknar ett medelvärde av ett antal av de högsta effekttopparna, medför att risken för att flexibilitetsresursen misslyckas med att träffa och reducera toppen minskar. Det är dock inte möjligt att byta tariff enkom för att en enskild kund ska kunna generera mer nytta med sin flexibilitetsresurs.

Analys av förbrukning i Landskrona Energis elnät

Medelförbrukningen per timme för Landskrona Energis elnät är relativt jämn kl. 9-19 (se Figur 24). Att enbart studera medelförbrukningen över dygnets alla timmar är inte tillräckligt för att avfärda att en förändrad tariff kan leda till en bättre situation. En dygnsprofil som den i Figur 24 visar vad förbrukningen är i *genomsnitt* exempelvis kl. 11. Eftersom det är de högsta topparna man vill försöka undvika med en tariff har en dygnsprofil med genomsnittslast ett begränsat förklaringsvärde.

Djupstudie elförbrukning i Landskrona

I Figur 27 har sorterats ut de timmar som består av de 10 respektive 5% högsta förbrukningsvärdena. Dessa timmar har sedan summerats och redovisas under vilken timme på dygnet de inföll.



Figur 27. De >90% samt >95% högsta förbrukningstimmarna i Landskrona Energis elnät fördelat över dygnet. Vardagar november 2020 till mars 2021.

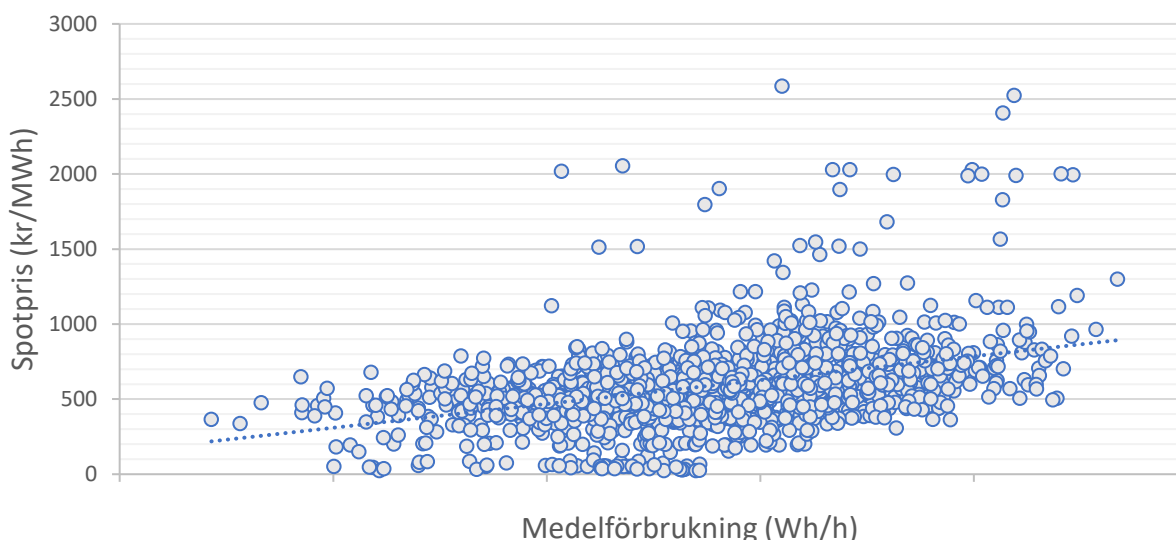
Ovan figur ger en bättre överblick över hur toppbelastningen är fördelad över dygnet. En slutsats man kan dra är att de 10% högsta topparna inträffar under hela arbetsdagen och det är ungefär lika stor sannolikhet att de inträffar när som helst mellan kl. 8-18 med undantag för kl. 10-12 där sannolikheten är lite högre. De 5% högsta topparna har ett liknande mönster där sannolikheten är som störst att de inträffar kl. 9-12 men kan likväl inträffa ända från kl. 8-16 samt 17-18.

Figur 27 ger en inte lika entydig bild om att förbrukningen i Landskrona Energis elnät är helt jämn under dagen såsom Figur 24. Det finns en övervikt av topplasttimmar på förmiddagen. Hur som helst ger Figur 27 inte heller tillräckligt med stöd för att exempelvis en tidstariff vore av godo. I sådant fall skulle tidstariffen ha en högre vikt på förmiddagen för att sedan avta. Det skulle troligtvis behöva vara en liten viktskillnad mellan "förmiddagsvikten" och "eftermiddagsvikten" för att inte de flesta toppar plötsligt skulle samlas kring timmen då den tyngre förmiddagsvikten byts mot den billigare eftermiddagsvikten. Även om effekten av en sådan tidstariff kan optimeras på ett tillfredställande sätt för att helt jämna ut topplasttimmarna över arbetsdagen blir en sådan tariff mer komplicerad och därmed inte lika lätt att förstå för kunderna. Det vill säga, en mycket liten förbättring leder till en stor försämring i tariffens begriplighet.

Slutsats: Förbrukningsmönstret i Landskronas elnät ger inte tillräckligt stöd för att en komplicerad tidstariff skulle rendera i en bättre situation än med nuvarande tariff.

Spotpriset och temperaturens korrelation med förbrukningen.

En *spotpristariff* är en annan tänkbar tariffmodell med ungefär samma bakomliggande tanke som den tidigare presenterade tidstariffen. Istället för vikter som är förutbestämda för varje respektive timme på dygnet är spotpristariffens timpris rörligt och varierar utefter spotpriset. Nedan visas hur spotpriset varierat under varje förbrukningstimme i Landskronas elnät.

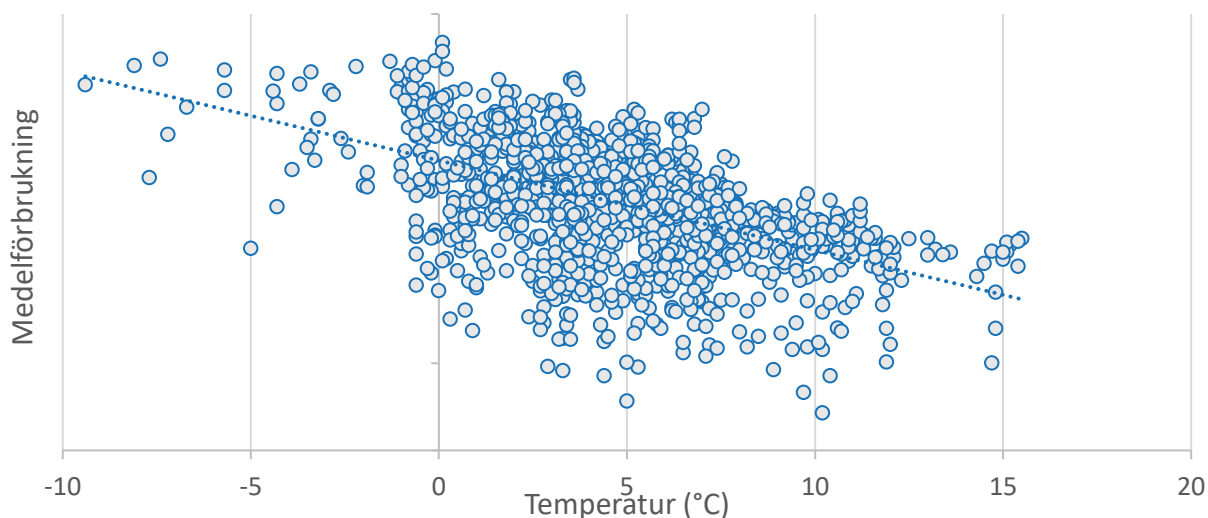


Figur 28. Förbrukningstimmor i Landskrona Energis elnät med spotpris (SE4) som förklarande variabel. Den absoluta förbrukningen visas av sekretesskäl inte. Vardagar kl. 8-21, november 2020 till mars 2021.

För att generera en effektiv tariff, som slår till som hårdast när förbrukningen är som högst behöver den underliggande variabeln som följs vara särskilt pålitlig under höglasstimmarna i nätet. Dessa syns längst till höger i ovan figur. Under de högsta förbrukningstimmarna varierar spotpriset från ca 500-2500 SEK/MWh. Följaktligen förefaller det olämpligt att låta en tariff avgöras av spotpriset. De högsta spotpriserna inträffar över ett relativt stort spann av medelförbrukningen.

Slutsats: Spotpris från SE4 är inte en tillförlitlig variabel för att matcha höglasstimmor i Landskronas elnät och är således inget som kan ligga till grund för en effekttariff.

Stället för spotpris kan temperatur användas som förklarande variabel i en *temperaturlariff*. Se Figur 29:



Figur 29. Förbrukningstimmor i Landskrona Energis elnät med temperatur som förklarande variabel. Den absoluta förbrukningen visas av sekretesskäl inte. Vardagar kl. 8-21, november 2020 till mars 2021.

I figuren kan man se att de högsta förbrukningstimmarna inträffar när det är omkring 0°C och kallare. Man skulle kunna tänka sig att införa en marknadsregel som komplement till dagens tariff, nämligen att den enbart aktiveras då temperaturen $\leq 0^\circ\text{C}$. Övriga timmar existerar inga höglasstopp. Då försvinner tariffen för en stor majoritet av alla timmar vilket troligtvis vore till nytta för hela nätet eftersom då kan enskilda kunder förbruka mer utan att behöva tänka på att man får en högre tariff samtidigt som nätet klarar av den belastningen. Man bör dock se upp med att det kan dyka upp ännu högre förbrukningstimmor när temperaturen är $>0^\circ\text{C}$ på grund av att man släppt tariffen vid dessa temperaturer.

Ovan figur inträffar ju när dagens tariff tillämpas. I sådant fall är det lämpligare att sätta temperaturgränsen några grader högre än 0°C.

Slutsats: Temperatur kan användas som en kompletterande parameter jämte tid för att bestämma när tariffen skall vara aktiv.

Det bör nämnas att samtliga analyser är gjorda på data från en säsong, nov2020-mar2021. För att generera mer tillförlitliga resultat bör fler år studeras för att hitta eventuella skillnader i förbrukningsmönster mellan åren. Det bedöms dock av LEAB som osannolikt att studier av andra år skulle generera så pass starkt tvivel gentemot vad som konstateras här att slutsatserna omkullkastas.

Andra tariffmodeller

Det finns olika för och nackdelar med månads- respektive årstariff samt att beräkna tariffen utifrån medelvärden av flera timmar eller enbart högsta värdet under perioden. Ur nätanvändarsynhåll kan det te sig rimligare att en tariff beräknas som medelvärde av några av de högsta värdena då en enskild händelse kanske inte sammanfaller med när nätet som helhet har högförbrukning, och därmed inte är dimensionerande för nätet. Adderas dock en tidsaspekt av tariffen, som högst effekt under höglasttimmar, kan tariffpåverkan undvikas vid låglasttimmar.

Slutsatser effekttariffer

En förändring av Landskrona Energis effekttariff skulle förutsätta att dagens förbrukningsmönster kan optimeras. I Landskrona är dock förbrukningen mycket jämn under arbetsdagen och även om det finns en mindre öppning för att justera toppplasttimmarna till att inträffa under större del av dagen är den befarade risken för aggregering av toppar stor samt att det leder till en oönskat hög komplexitet i utbyte mot en minimal optimering. Med andra ord fungerar dagens tariff väl för Landskrona. Det betyder dock att förutsättningarna för Bergsöebatteriet att leverera ännu mer värde från en komplexare tariff uteblir. Däremot kan temperaturen användas som ytterligare en avgränsning för när tariffen tillämpas, tillsammans med månad och tid på dygnet. Det skulle ge ett batteri som ämnar till att minimera effekttariffen mer spelrum för andra tjänster då tiden den behöver vara redo att leverera för att sänka tariffen kan minskas.

This page intentionally left blank

